

2. **Seismic** Evaluation of Existing Nuclear Power Plant. Safety Rep. Ser. № 28. Vienna: IAEA, 2003.
3. **Казновский П.С., Казновский А.П., Сааков Э.С., Рясный С.И.** Подтверждение сейсмостойкости оборудования АЭС после монтажа. — Электрические станции, 2012, № 12, с. 2—6.
4. **A Methodology** for Assessment of Nuclear Power Plant Seismic Margin (Revision 1). EPRI NP-6041-SL, Project 2722-23, Final Report, 1991.
5. **Generic** Implementation Procedure (GIP) for Seismic Verification of Nuclear Power Plant Equipment, Rev. 3A. Washington, 2001.
6. **Сааков Э.С., Рясный С.И., Казновский П.С. и др.** Сравнительный анализ зарубежных и российских методологий оценки сейсмостойкости оборудования АЭС. — Атомная энергия, 2013, т. 115, вып. 6, с. 309—317.
7. **Earthquake** Experience and Seismic Qualification by Indirect Methods in Nuclear Installations. TECDOC 1333. Vienna: IAEA, 2003.
8. **Ананьев А.Н., Казновский П.С., Казновский С.П. и др.** Сейсмическая безопасность атомных станций. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011. 234 с.
9. **Сааков Э.С., Рясный С.И., Зайкин И.И. и др.** Повышение эффективности расчетно-экспериментальной оценки сейсмостойкости оборудования АЭС с применением базы данных. — Атомная энергия, 2015, т. 118, вып. 3, с. 137—141.

Поступила в Редакцию 20.10.15

УДК 621.65+621.311.25+621.039

ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ГЦН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВВЭР

Хрусталева В.А., Башлыков Д.О. (СГТУ им. Ю.А. Гагарина, г. Саратов)

Достигнутая в настоящее время мощность ВВЭР-1000 104—106% номинальной может быть повышена за счет высоковольтного частотно-регулируемого привода главных циркуляционных насосов. Развитие высоковольтной полупроводниковой электроники позволило создать к началу 2000-х годов надежные преобразователи частоты высокого напряжения большой мощности с форсированным охлаждением, на базе которых могут быть выполнены высоковольтные частотно-регулируемые приводы ГЦН [1]. Преимущества регулируемого привода в режимах неполной нагрузки заключаются в сниженном потреблении электроэнергии на собственные нужды АЭС и лучших температурных условиях для корпуса и внутрикорпусного оборудования из-за стабилизации температурных полей [2]. Высокая маневренность энергоблоков АЭС в энергосистемах с их высокой долей становится необходимой при противоаварийном регулировании резких колебаний частоты быстрым набросом и сбросом нагрузки, например, от 2 до –8% $N_{\text{ном}}$. С переходом к переменному расходу теплоносителя в первом контуре с частотным регулированием ГЦН целесообразно всегда, в том числе в дни несения нагрузок выше $N_{\text{ном}}$ оставлять запас по мощности на 2—4% в сторону ее повышения [1—3]. Запас по мощности должен быстро реализовываться с минимальной инерцией. Это обеспечивается динамическим открытием стопорно-

регулирующих клапанов, исходя из расчета прироста расхода теплоносителя, пара в голову турбины и давления перед ней. Потребуется переход к плавающей уставке по давлению пара после первой ступени, изменение формирования многоимпульсных управляемых сигналов и решение других вопросов автоматики [4, 5].

В процессе анализа программы регулирования с изменяющимся расходом теплоносителя G_x учитываются балансовые соотношения повышенного расхода теплоносителя, питательной воды $D_{\text{п.в.}}$, а также их энтальпии. Повышенное давление свежего пара перед первой ступенью, требуемое для бездрессельного пропуска в голову турбины, может быть определено из решения системы балансовых уравнений.

Система уравнений может быть представлена единым обобщающим балансом теплоты, передаваемой от теплоносителя к котловой воде, для получения в парогенераторе рабочего тела (пара) с требуемым расходом для задаваемого уровня мощности. При этом давление свежего пара должно соответствовать условию бездрессельного пропуска через паровпуск. Очевидно, по системе уравнений можно найти расход только в неявном виде:

$$\begin{cases} K_n F \frac{t_2 - t_{1x}}{\ln(t_2 - t_3)/(t_{1x} - t_3)} = G_x [h_2 f(t_2) - h_1 f(t_{1x})]; \\ Q_p = D_{\text{п.в.}} f(p_s) [h_{0s} - h_{\text{п.в.}} f(p_s)], \end{cases}$$

где $K_{\text{п}}$ — усредненный коэффициент теплопередачи в парогенераторе, отнесенный к площади по среднему диаметру трубок, кВт/(м²·°C); F — суммарная поверхность теплопередачи парогенератора, м²; G_x — искомый массовый расход теплоносителя, обеспечиваемый в первом контуре для режима частотного регулирования ГЦН, кг/с; Q_p — тепловая мощность реакторной установки, кВт; $D_{\text{п.в}}$ — расход питательной воды, кг/с; h_{0s} — энтальпия пара на выходе из парогенератора, кДж/кг; $h_{\text{п.в}}$ — энтальпия питательной воды на входе в парогенератор, кДж/кг. Бездрессельный пропуск свежего пара в голову турбины обеспечивается при давлении $p_s = p_{s0} Q_p \eta_{\text{АЭС}} / (Q_{p0} \eta_{\text{АЭС}0})$, где $\eta_{\text{АЭС}}$ — достигаемый к.п.д. нетто АЭС.

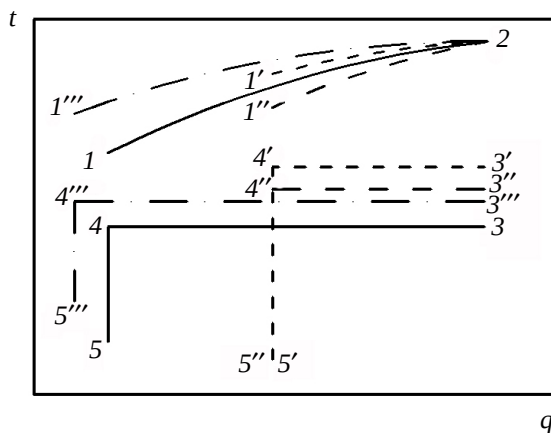
Для теплообмена в парогенераторе на рис. 1 показаны температура теплоносителя на входе 1 и выходе из активной зоны 2, температура 3, давление, энтальпия среды на левой 4 и правой пограничной кривой 3, температура, энтальпия питательной воды 5.

На рис. 1 показаны четыре условия теплообмена в парогенераторе. Базовый режим (без частотного регулирования — указан сплошными линиями): 1—2 — нагрев теплоносителя, 5—4—3 — подогрев питательной воды в объеме котловой воды при смешении в парогенераторе и испарение при температуре насыщения до степени сухости пара $x = 1$. При этом отношение расхода теплоносителя и питательной воды равно проектному в номинальном режиме. В режиме сниженной нагрузки (1'—2 и 5'—4'—3') без частотного регулирования расход теплоносителя

равен проектному. Отношение расхода теплоносителя и питательной воды выше, чем в номинальном режиме, вследствие уменьшения расхода питательной воды на частичной нагрузке. Изобара нагрева теплоносителя 1'—2 проходит при этом более полого, чем базовая. Для реализации этого режима без повышения давления в парогенераторе необходимо значительно уменьшить среднюю температуру воды в активной зоне с одновременным снижением температуры теплоносителя на входе в активную зону и подавлением растущей при этом реактивности. Это может неблагоприятно сказаться на надежности и безопасности [2]. Поэтому пропуск пара в турбину обычно ограничивают прикрытием стопорно-регулирующих клапанов или оставляют давление в парогенераторе неизменным при снижении средней температуры теплоносителя в активной зоне.

Режим сниженной нагрузки также может быть реализован при более низкой средней температуре воды в активной зоне и той же температуре на входе в парогенератор, что и в предыдущем случае (1'—2 и 5'—4'—3'). При этом необходимо уменьшить расход теплоносителя, применяя частотное регулирование ГЦН. В паровпуске при этом будет наблюдаться меньшее избыточное дросселирование. Повышенное давление в парогенераторе можно использовать для роста температуры паропарового перегрева во второй ступени сепаратора пароперегревателя и к.п.д. на частичной нагрузке. Избыток давления можно снять специальными агрегатами, но в техническом плане это достаточно сложно.

Наибольшего повышения мощности блоков АЭС с ВВЭР можно ожидать при частотном регулировании ГЦН по варианту 1'''—2 по теплоносителю и 5'''—4'''—3''' по питательной воде и пару (см. рис. 1). В этом случае даже без повышения температуры на выходе из активной зоны (в более близкую к кризису теплообмена область) можно увеличить давление пара в парогенераторе до уровня бездрессельного пропуска его расхода в турбину. Среднюю температуру в активной зоне можно поддерживать в пределах малых отклонений. При этом необходимы анализ виброустойчивости тракта активной зоны из-за роста скорости теплоносителя в первом контуре и обоснование выполнения всех требований безопасности.



Р и с. 1. Принципиальная диаграмма теплообмена в парогенераторе АЭС с ВВЭР-1000 при изменении расхода теплоносителя частотным регулированием ГЦН (теплообмен на участках 5—4 показан условно при смешении питательной и котловой воды)

В расчетах использовали уравнения (формулы IAPWS-IF97) для термодинамических свойств воды и водяного пара, которые позволяют связать функционально-параметрически в области давления 15—18 МПа, температуры 200—350 °С характеристики теплоносителя первого контура, питательной и котловой воды, например, энтальпию как функцию температуры и давления [6, 7].

Для получения расчетной формулы для двух неизвестных — текущего измененного при частотно-регулируемом приводе ГЦН объемного расхода теплоносителя G_{xv} и температуры воды на входе в активную зону можно записать уравнение

$$K_{пF} \left[\frac{t_2 - t_{1x}}{2} - t_s \right] = G_{xv} (\rho c_p)_{cp} [t_2 - t_{1x}],$$

где $(\rho c_p)_{cp}$ задается и далее уточняется расчетными экспериментами на основе рекомендованных уравнений состояния [6, 8]. Из уравнения следует

$$t_{1x} = \frac{2G_{xv}(\rho c_p)_{cp}[t_2 - t_{1x}]}{K_{пF}} + 2t_s - t_2.$$

Если принять $(\rho c_p)_{cp}/K_{пF} = B$, то

$$t_{1x} = \frac{t_2(G_{xv}B - 0,5) + t_s}{G_{xv}B + 0,5}.$$

Из теплового баланса парогенератора следует

$$D_{п.в}[h_{s3} - h_{п.в5}] = G_{xv}(\rho c_p)_{cp}[t_2 - t_{1x}].$$

Если принять $D_{п.в}(h_{s3} - h_{п.в5})/(\rho c_p)_{cp} = A$, то

$$t_{1x} = t_2 - A/G_{xv}$$

или

$$\frac{t_2(G_{xv}B - 0,5) + t_s}{G_{xv}B + 0,5} = t_2 - A/G_{xv}.$$

Расход теплоносителя в режиме повышения мощности с частотным регулированием ГЦН и для изначально принятых условий в конечном итоге находится по формуле

$$G_{xv} = 0,5A/(t_2 - t_{s3} - AB).$$

Во всех случаях в связи с принятым условием отсутствия режимного дросселирования на любой допустимой мощности давление перед первой ступенью турбины p_0 является функцией от расхода, температуры и влажности пара [3]:

$$\frac{G_0}{G_0^*} = \frac{p_0}{p_0^*} \sqrt{\frac{(t_{01}^* + 273,15)X_{01}^*}{(t_{01} + 273,15)X_{01}}},$$

где t_{01}^*, t_{01} — измененная в новом режиме и базовая температура пара перед первой ступенью, °С; X_{01}^*, X_{01} — то же для степени сухости свежего пара на входе в турбину, отн. ед.

После определения расчетной температуры на входе в активную зону и расхода теплоносителя уточняются среднелогарифмический температурный напор, усредненный коэффициент теплоотдачи в парогенераторе, электрический (полный) к.п.д. блока (нетто) и критическая тепловая нагрузка.

Влияние изменения расхода теплоносителя и пароводяной среды второго контура на усредненный коэффициент теплопередачи в парогенераторе оценен с использованием базовых показателей ПГ-1000М. Влияние внутренних и внешних загрязнений в промежуточных состояниях между химическими очистками (промысками) на теплопроводность стенки не учитывали.

Усредненный коэффициент теплопередачи с ростом расхода теплоносителя повышается за счет улучшения теплоотдачи к стенкам трубок парогенератора, погруженных в котловую воду, из-за роста скорости теплоносителя. Если течение (омывание) поверхности нагрева парогенератора для разного расхода неизменно, можно упрощенно принять прямо пропорциональную зависимость между скоростью и расходом теплоносителя и между скоростью и расходом питательной воды. Для парогенератора заданной конструкции относительное изменение усредненного коэффициента теплопередачи в парогенераторе будет определяться изменением расхода питательной воды.

При увеличенной скорости теплоносителя и питательной воды коэффициенты теплоотдачи от теплоносителя к стенке и от стенки к нагреваемой котловой воде можно оценить по методике [7]. Отношение между относительной скоростью теплоносителя и питательной воды рассчитывается по тепловому балансу $W_{п.в} = W_{р.в} \Delta h_{р.в} / \Delta h_{п.в}$. Для соотношения расхода питательной воды и теплоносителя 1,05/1,1, 1,1/1,2, 1,15/1,3 коэффициент теплопередачи в парогенераторе оценен [7] соответственно 6,13, 6,33, 6,58 кВт/(м²·°С).

В активной зоне повышение расхода теплоносителя влечет рост скоростей и коэффициентов теплоотдачи от внешней поверхности твэлов, увеличивает тепловой поток, при котором возникает кризис теплообмена в наиболее нагретых участках активной зоны $q_{кр}$. Для условий, максимально приближенных к режимам ВВЭР-1000, рекомендована формула для критического теплового потока [9]

$$q_{кр} = 0,795(1 - x)^n(G)^m(1 - 0,0185p),$$

где $x = -0,07—0,4$ — относительное паросодержание при известном недогреве до кипения; $m = 0,184—0,311$; $n = 0,105p - 0,5$. Предварительные расчеты относительного роста кризиса теплообмена при расходе теплоносителя выше базового представлены в табл. 1. При этом принималось $m = \text{const}$.

Некоторые технические характеристики насосов для энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000, -1200 приведены в табл. 2 [9].

Из практики эксплуатации известно, что производительность насосов одного типа, работающих на АЭС с ВВЭР-1000, разная, например, из-за отличающегося размера рабочих колес центробежных насосов или отличий характеристик сети. Очевидно, что для достижения повышенной тепловой мощности необходимо создать малогабаритный с форсированным воздушным охлаждением частотно-регулируемый привод ГЦН с относительно небольшими потерями в

Таблица 2. Основные технические данные ГЦН [9]

Характеристика	ГЦН-195М	ГЦН-А
Производительность, м ³ /ч	20 000	21 500
Частота вращения, об./мин	1000	1000/750
Давление на всасывании, Па	156	163,5
Температура воды на всасывании, °С	286 ⁺² ₋₄	298,6
Напор, 10 ⁵ Па	0,61 ± 0,025	0,61 ± 0,025
Скорость теплоносителя, м/с:		
между твэлами	5,6	—
в патрубках	10	—
Температура воды на выходе из реактора, °С	320	329,7

преобразователе и насосном агрегате. При переводе энергоблоков некоторых АЭС нашей страны на работу с частотным регулированием становится возможным дополнительное увеличение мощности выше номинальной.

В настоящей статье не рассматривается переход на частотное регулирование всего насосного парка АЭС (питательные, циркуляционные, сетевые и другие насосы). Зарубежный опыт использования такого типа приводов на АЭС свидетельствует, что устраняются трудности, связанные с необходимой большой мощностью в период пуска, которая характерна для насосов с обычным приводом [5]. Эффективность такого типа приводов для диапазона ниже 100% доказана на практике и заключается в снижении

Таблица 1. Принятые характеристики и критические тепловые нагрузки

Параметр	$G_x = 1,1$				$G_x = 1,2$				$G_x = 1,3$			
t_1 , °С	320	322	324	326	320	322	324	326	320	322	324	326
Q_{py}^*	1,056	1,079	1,103	1,127	1,075	1,099	1,123	1,148	1,092	1,116	1,141	1,166
Q_{py} , МВт	3168	3237	3309	3381	3225	3297	3369	3444	3276	3348	3423	3498
p_s , МПа	6,621	6,765	6,916	7,066	6,740	6,891	7,041	7,198	6,847	6,997	7,154	7,311
t_s , °С	282,1	283,5	285	286,5	283,3	284,8	286,2	287,7	284,3	285,8	287,3	288,8
$D_{п.в.}$, кг/с	1860	1900	1942	1984	1893	1935	1978	2021	1923	1965	2009	2053
$p_{отб.}$, МПа	2,953	3,017	3,085	3,152	3,006	3,073	3,141	3,211	3,054	3,121	3,191	3,261
$h_{п.в.}$, кДж/кг	1000	1006	1012	1017	1005	1011	1016	1022	1009	1014	1021	1026
$t_{2\text{ ут.}}$, °С	291,2	292,8	294,5	296,2	293,2	294,9	296,6	298,3	295	296,7	298,5	300,2
$Q_{ут.}$, МВт	3171	3239	3311	3384	3228	3299	3372	3447	3278	3351	3425	3501
$q_{кр}$	1,025	1,022	1,019	1,016	1,048	1,045	1,042	1,039	1,071	1,067	1,064	1,060

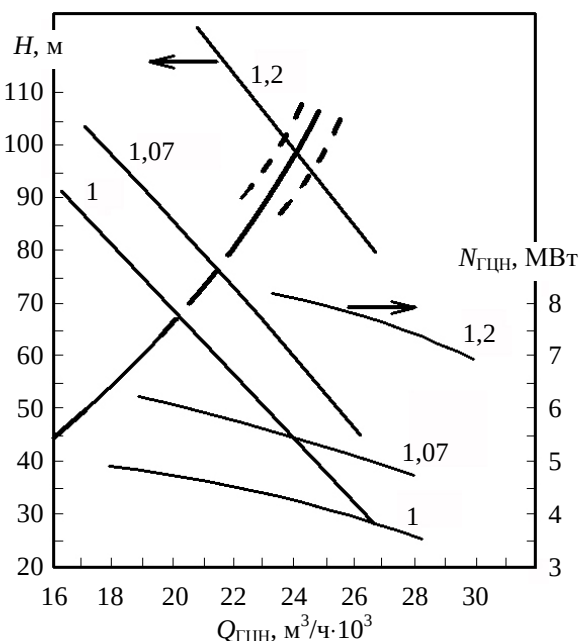
Примечание. Q_{py}^* , Q_{py} — относительная и полная тепловая мощность реакторной установки; p_s , t_s — давление и температура свежего пара; $D_{п.в.}$ — расход питательной воды; $p_{отб.}$ — давление верхнего отбора; $h_{п.в.}$ — тепло, подводимое к питательной воде; $Q_{ут.}$ — уточненная тепловая мощность реакторной установки; $q_{кр}$ — относительная критическая нагрузка.

энергопотерь на привод мощного насосного оборудования в этих условиях. Однако применение в рассматриваемом случае частотно-регулируемого привода ГЦН служит иной задаче — достижению более высокой тепловой мощности в первом контуре, хотя и при более высокой расчетной мощности ГЦН, но в итоге к дополнительному отпуску энергии с шин на уже действующих АЭС.

Покажем с использованием напорной характеристики ГЦН-195М, перестроенной для повышенных оборотов 1,07 и 1,2 (рис. 2), дополнительную мощность привода, например, для расхода теплоносителя 107%:

$$\Delta N_{\text{ГЦН}} = \frac{G_n}{3,6 \cdot 10^3 \eta_n \eta_z} \left[\frac{1,07 H_{f(1,07 G_n)}}{\eta_{\text{пр}}} - H_{f(G_n)} \right],$$

где G_n — номинальный и прямо пропорциональный числу оборотов 1,07, 1,2 расход теплоносителя при частотном регулировании, м³/ч; $H_{f(1,07 G_n)}$ — напор, определяемый по характеристике сети с учетом квадратичной зависимости от числа оборотов, МПа; η_n , η_z , $\eta_{\text{пр}}$ — к.п.д. насоса, электропривода и преобразовательного устройства частотно-регулирующего привода соответственно. При заданных $G_n = 20\,500$ м³/ч, $1,07 G_n = 21\,935$ м³/ч, $H_{f(G_n)} = 0,66$ МПа, $H_{f(1,07 G_n)} = 0,76$ МПа, η_n , η_z , $\eta_{\text{пр}}$ 0,85, 0,95, 0,98,



Р и с. 2. Напор и мощность ГЦН-195М при оборотах 1, 1,07, 1,2 с частотным регулированием и работе без регулирования расхода теплоносителя

соответственно $\Delta N_{\text{ГЦН}} = 1,255$ МВт, что в расчете на четыре ГЦН составит 5,2 МВт. При этом мощность привода, как видно из уравнения, возрастает из-за увеличения расхода теплоносителя и развиваемого напора.

Оценим ожидаемую экономическую эффективность от увеличения годовой выработки энергоблока АЭС за счет повышения полезно отпускаемой мощности с учетом возросшей мощности частотно-регулируемых ГЦН в варианте с ростом расхода теплоносителя. Повышение потребляемой мощности ГЦН более точно оценим по характеристике ГЦН-195М на основании его стендовых испытаний (рабочее колесо 195-42-0016, четвертый энергоблок Балаковской АЭС, данные Санкт-Петербурга). Продолжительность нагрузки 107% примем равной 8 ч ежедневно в течение года. Переход к регулированию расхода теплоносителя позволяет повысить допустимый уровень кризиса теплообмена и тепловую мощность реактора в данном случае на 8 ч ежедневно: от 104 до 107%. При этом чистая прибыль от дополнительной выработки и продажи энергии с учетом повышения расхода электроэнергии на привод ГЦН при тарифе на электрическую энергию 1500 руб./(МВт·ч) составит 105 млн руб. в год. В то же время дополнительный расход топлива на выработку при цене 25 тыс. руб./кг UO_2 , выгорании 45 МВт·сут/кг составит 5,8 млн руб. в год, т.е. менее 6%. Как дополнительный эффект можно рассматривать вытеснение газа из энергетики. При цене газа 19,2—25,6 тыс. руб. за 1000 м³ эффект оценивается в 72,5—96,6 млн руб. в год.

При технико-экономической оценке данного предложения необходимо сопоставить достигаемую эффективность с затратами на установку комплекта частотного регулирования ГЦН. Предварительно следует принять компоновку этих устройств в обстройке защитной оболочки с охлаждением силовых преобразовательных устройств и дублированием питания ГЦН переменным током постоянной частоты.

По данным [10] затраты на 1155 мощных механизмов собственных нужд — приводы общей мощностью 1550 МВт (60 ТЭС РАО ЕЭС России), для которых частотное регулирование целесообразно, составляли в 2003—2005 гг. ~5 млрд руб., т.е. ~3225 руб. за 1 кВт. Учитывая период до 2015 г. (около 10 лет), среднюю степень инфляции и эскалации цен (до 0,1) на про-

дукцию силовой электроники, а также коэффициент сложности и защиты установки 2, получим, что стоимость установки частотно-регулируемых приводов индивидуально на четыре ГЦН по 5,2 МВт составит не менее 350 млн руб. со сроком окупаемости 3,5 года, при учете дополнительного эффекта от продажи газа за рубеж — до 2 лет.

Для внедрения частотно-регулируемого привода необходим дополнительный анализ теплотехнической и нейтронно-физической надежности и безопасности реактора и реакторной установки в целом. В обоснование допустимости и целесообразности предлагаемого способа регулирования парогенератора необходимы дополнительные теплогидравлические и нейтронно-физические расчеты активной зоны, вибрационные исследования внутрикорпусных элементов и устройств реакторной установки. Дополнительно следует изучить прочность крепления корпуса реактора, системы трубопроводов с ГЦН и парогенератора, проанализировать размещение частотно-регулирующего привода внутри обстройки защитной оболочки.

Статья подготовлена при поддержке РНФ, грант № 15-19-10027, 2015 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Иванов В.А.** Эксплуатация АЭС. СПб: Энергоатомиздат, 1994. 384 с.
2. **Аверьянова С.П., Дубов А.А., Косоуров К.Б., Филимонов П.Е.** Температурное регулирование и маневренность ВВЭР-1000. — Атомная энергия, 2010, т. 109, вып. 4, с. 198—202.
3. **Шутиков А.В., Хрусталева В.А.** Обоснование способов и эффективности повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР выше номинального уровня. — Вестник СГТУ, 2006, № 4(20), с. 32—39.
4. **Игнатов В.И., Шутиков А.В., Рыжков Ю.А. и др.** Повышение номинальной мощности энергоблоков российских АЭС с ВВЭР-1000. — Теплоэнергетика, 2009, № 11, с. 63—67.
5. **Игнатов В.И., Шутиков А.В., Рыжков Ю.А. и др.** Тепло- и нейтронно-физические характеристики энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 при эксплуатации на мощности выше номинальной. — Атомная энергия, 2009, т. 107, вып. 1, с. 9—15.
6. **Александров А.А.** Система уравнений IAPWS-IF97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Дополнительные уравнения. — Теплоэнергетика, 1998, № 10, с. 64—72.
7. **Рассохин Н.Г.** Паротурбинные установки атомных электростанций. М.: Атомиздат, 1980. 358 с.
8. **Александров А.А.** Система уравнений IAPWS-IF97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Основные уравнения. — Теплоэнергетика, 1998, № 9, с. 69—77.
9. **Андрющенко С.А., Афров А.М., Васильев Б.Ю. и др.** АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта. М.: Логос, 2010. 604 с.
10. **Лазарев Г.Б.** Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок — эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях. — Силовая электроника, 2007, № 3, с. 41—48.

Поступила в Редакцию 22.04.15

УДК 621.039.5

ДВУМЕРНЫЙ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ИНТЕГРАЛЬНОГО КОДА СОКРАТ-БН: МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

*Усов Э.В., Кузнецова М.Е., Прибатурин Н.А. (Новосибирский филиал ИБРАЭ РАН, г. Новосибирск),
Чалый Р.В., Рыжов Н.И., Киселев А.Е. (ИБРАЭ РАН, г. Москва)*

Для анализа режимов нормальной эксплуатации, нарушения нормальной эксплуатации, проектных и запроектных аварий с кипением натрия в быстрых реакторах был разработан интегральный код СОКРАТ-БН. Расчет теплогидравлических процессов в натриевом теплоносителе в первой версии кода основан на одномерной двухфазной гетерогенной двухскоростной модели течения теплоносителя с использованием эмпирических корреляций для расчета теплообмена и трения со стенками и на межфазной

границе с учетом режимов течения и теплообмена [1, 2].

Во второй версии кода реализована модель, рассчитывающая теплогидравлические процессы в одно- и двухфазном потоке натрия в двумерной постановке, позволяющая учитывать пространственные эффекты. Это необходимо, например, для описания явлений, связанных с частичной блокировкой топливных сборов в быстрых реакторах, а также аварий, связанных с распространением фронта плавления в объеме