

ВОЗМОЖНОСТИ ОПЕРАТИВНЫХ ОЦЕНОК ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ РЕАКТОРОВ ВВЭР

Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин
Нововоронежский филиал ОАО "Атомтехэнерго", Нововоронеж, Россия

С.И. Рясный ,
ОАО "Атомтехэнерго", Мытищи, Россия

И.А. Воронков
ОАО ОКБ "Гидропресс", Подольск, Россия

Введение

Тепловая мощность реактора по требованиям регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР является одним из основных контролируемых параметров, по которым определяются пределы и условия безопасной эксплуатации энергоблоков. Вместе с этим тепловая мощность реактора служит и основным параметром для определения технико-экономических показателей работы энергоблока в целом.

Оперативный контроль тепловой мощности реактора осуществляется с помощью штатной системы внутриреакторного контроля (СВРК). Алгоритмами функционирования СВРК [1] предусматривается, как правило, расчет тепловой мощности пятью способами и определение средневзвешенной мощности с учетом весовых коэффициентов по каждому используемому методу. В конечном итоге именно средневзвешенная тепловая мощность служит основанием для тех или иных управляющих воздействий и оценок технико-экономических показателей работы энергоблока. Таким образом, наряду с повышением точности средств прямых измерений параметров, используемых для расчетов тепловой мощности, корректность оперативной оценки весовых коэффициентов для средневзвешенной тепловой мощности и учет при этом имеющихся эксплуатационных особенностей на каждом конкретном энергоблоке представляется важной и актуальной проблемой.

Традиционно оценки погрешности определения тепловой мощности разными способами, а значит и весовых коэффициентов проводятся периодически на основании балансных испытаний [2]. В период между испытаниями весовые коэффициенты, как правило, остаются неизменными. Данная методология является консервативной, т.к. сложилась с учетом возможностей систем контроля и управления энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР первых поколений. Как показывает накопленный опыт составляющие погрешностей зависят как от состояния измерительных средств, так и режима работы реакторной установки (например, от уровня мощности [3]). Развитие информационных технологий и их широкое применение в современных проектах, безусловно, требует и изменения сложившейся методологии оценок весовых коэффициентов.

В настоящей работе делается попытка начальной упрощенной классификации составляющих погрешности для используемых в СВРК способов расчета тепловой мощности реактора и их оценок на основании накопленных опытных данных при проведении пусконаладочных работ. С учетом обозначенных основных факторов, влияющих на погрешности, предлагается метод оперативного определения весовых коэффициентов. Приводятся результаты оценок весовых коэффициентов "традиционным" способом и по предлагаемому методу на основании обобщения данных, полученных при вводе в эксплуатацию энергоблоков с реакторными установками различных проектов (В-320 – энергоблок №3 Калининской АЭС, В-428 – энергоблоки №№1, 2 Тяньваньской АЭС).

Используемые способы расчета тепловой мощности реактора и составляющие их суммарной погрешности

В настоящее время на АЭС с реакторами ВВЭР для оперативного контроля в СВРК [1] используются следующие способы расчета тепловой мощности реактора:

- по параметрам теплоносителя 1 контура – N1K;
- по параметрам питательной воды перед парогенераторами (ПГ) - НПГ;
- по параметрам питательной воды после подогревателей высокого давления (ПВД) - НПВД;
- по показаниям внутриреакторных датчиков прямой зарядки (ДПЗ) – НДПЗ;
- по показаниям вне реакторных ионизационных камер (ИК) – НИК,

Во всех приведенных способах тепловая мощность определяется как результат косвенного измерения. Расчетные формулы для всех способов можно выразить функциональной зависимостью вида:

$$N=F(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (1)$$

где: x_1, x_2, \dots, x_n – либо измеряемые параметры, либо параметры, которые, в свою очередь, также могут определяться по другим функциональным зависимостям;

n – количество параметров.

Таким образом, определение тепловой мощности по каждому способу представляет собой сочетание сложных зависимостей с большим количеством разных по своей природе измеряемых параметров. В нормативной документации [4] есть только общее требование к погрешности тепловой мощности, но нет разделения этого требования к разным способам и, тем более, к различным составляющим суммарной погрешности.

Исходя из (1) и особенностей контролируемого технологического процесса на реакторных установках [2, 5] по принятому общему метрологическому подходу [6] следует, что суммарная погрешность любого способа расчета тепловой мощности будет определяться случайной погрешностью, неучтенной систематической погрешностью и динамической погрешностью. Случайная погрешность связана со случайными эксплуатационными колебаниями измеряемых параметров около их стационарного значения, а также случайными изменениями характеристик линий связи измерительных каналов. Неучтенная систематическая погрешность (инструментальная и методическая) включает в себя погрешность используемых технических средств в измерительных каналах, погрешность принятых методов измерения, расчетных зависимостей. Кроме этого, и что особенно важно, в неучтенную систематическую погрешность включим и некоторые дополнительные факторы, связанные с особенностями того или иного способа расчета. По определению динамической погрешности, очевидно, что она становится значимой в быстрых нестационарных процессах (например, при отключении или подключении основного технологического оборудования) и обусловлена инерционными свойствами применяемых средств измерений.

Без дополнительных факторов оценки максимальных погрешностей расчетов тепловой мощности с учетом их приведения к номинальным параметрам по данным работы [7] имеют следующие значения (в процентах от номинального значения тепловой мощности 3000 МВт для реактора ВВЭР-1000):

- N1K – 5,1% (наибольшую погрешность вносит погрешность расчета расхода теплоносителя в петлях 1-го контура);
- НПГ – 1,1% (наибольшую погрешность вносит погрешность измерения расхода питательной воды перед ПГ);
- НПВД – 1,5% (наибольшую погрешность вносит погрешность измерения расхода питательной воды перед ПВД);
- НДПЗ – 4,5% (наибольшую погрешность вносит погрешность расчета коэффициентов чувствительностей);

- НИК – 2,9% (наибольшую погрешность вносит погрешность нормировочных коэффициентов для связи сигналов ионизационных камер, расположенных в каналах вне реактора, с тепловой мощностью реактора).

Следует отметить, что в работе [7], по нашему мнению, наиболее полно из имеющихся доступных материалов оценены все составляющие инструментальной погрешности для конкретного энергоблока. Поэтому эти оценки можно принять в качестве ориентира и использовать для сравнения при выполнении оценок на других энергоблоках с другими техническими средствами и, соответственно, другими метрологическими характеристиками. По нашим оценкам, полученным при проведении исследований теплового баланса на нескольких энергоблоках, введенных в эксплуатацию в последнее время, неучтенные систематические погрешности, в среднем, были следующими: для НППГ и НПВД – менее 1%; для НИК – менее 2%; для НИК – менее 3%; для НДПЗ – менее 4%.

Однако, как уже было отмечено, данные оценки неучтенных систематических погрешностей без дополнительных факторов будут некорректными. На основании накопленных опытных данных [3, 8-11] с учетом требований [4-6] отметим эти дополнительные факторы, влияющие на неучтенную систематическую погрешность в принятых способах оценок тепловой мощности. Как правило, в практике эксплуатации данные факторы в оценках погрешностей либо совсем не учитываются, либо учитываются консервативно или же некорректно интерпретируются.

В расчете НИК такими дополнительными факторами являются:

- неопределенность в применяемом уточнении измеряемого перепада давления на главном циркуляционном насосе (ГЦН) на отличие условий измерений на экспериментальном стенде (где определяется напорно-расходная характеристика ГЦН) от реальных условий на реакторной установке;
- неопределенность определения средней температуры в горячих нитках главного циркуляционного трубопровода из-за особенностей перемешивания теплоносителя на выходе из активной зоны и характера его течения в разных горячих нитках;
- отсутствие апробированных зависимостей для расчетов при выбеге ГЦН;
- невозможность расчета при обесточивании всех ГЦН (в режиме естественной циркуляции теплоносителя);
- зависимость погрешности от уровня мощности и от режимов работы с полным или неполным числом работающих ГЦН.

Для расчетов НППГ и НПВД можно выделить следующие дополнительные факторы:

- оба способа являются частично коррелированными между собой, т.к. различаются фактически только точками контроля одного и того же параметра (расхода питательной воды);
- точки измерения давления пара находятся в паропроводах на достаточно большом удалении от зеркала испарения ПГ;
- измеряемая температуры питательной воды в точках контроля после ПВД может иметь существенную погрешность вследствие влияния врезок системы возврата конденсата сепаратора-пароперегревателя;
- инерционность при быстрых переходных процессах, связанная с особенностями алгоритмов управления и работы основного оборудования 2-го контура в этих процессах;
- сильная зависимость от работы системы регулирования турбины в стационарных режимах (поддержание нагрузки сети), выражающейся в практически по-

стоянном воздействии на питательные насосы и, соответственно, на расход питательной воды.

Для расчета НДПЗ дополнительными факторами являются:

- разные погрешности определения линейной мощности в тепловыделяющих сборках (ТВС) с введенными органами регулирования системы управления и защиты (СУЗ) и без органов регулирования СУЗ;
- ограниченное число ТВС с ДПЗ и возможное увеличение погрешности в случае неработоспособности отдельных ДПЗ или отдельных сборок ДПЗ в целом.

Для расчета НИК дополнительными факторами являются:

- преимущественное влияние на сигналы ИК только ТВС из периферийных рядов активной зоны;
- отсутствие коррекции показаний в режимах с существенной неравномерностью поля энерговыделения (например, при застревании отдельного органа регулирования СУЗ);
- необходимость периодических тарировок (привязок к тепловой мощности реактора) показаний каналов ИК.

По отмеченным выше факторам можно заключить, что учет только случайной погрешности и неучтенной систематической погрешности без дополнительных факторов может приводить в конечном результате к некорректному определению средневзвешенной тепловой мощности при её оперативном (мгновенном) расчете. Однако такая методика, используемая при исследованиях тепловых балансов, оправдывает себя при оценках на стационарном уровне мощности за время нескольких периодов колебаний основных параметров (порядка 1-2 часов), связанных с работой основных регуляторов блока по поддержанию стационарного состояния.

Описание предлагаемого метода оценки весовых коэффициентов

Как указывалось, СВРК в части контроля тепловой мощности должна предоставлять оперативному персоналу и в смежные системы контроля и управления "наиболее достоверное" значение тепловой мощности, определяемое как средневзвешенное значение по значениям, полученным каждым из способов, и весовым коэффициентам отдельных способов. Это значение должно быть максимально приближено к оценке действительного значения (по результатам балансных испытаний), минимально изменяться во времени при стационарных режимах и быть малоинерционным при достаточно быстрых переходных режимах.

Исходя из обозначенных принципов и на основе общих подходов к суммированию составляющих погрешностей и определения весовых коэффициентов [6, 12-13] предлагается следующая формула для оценки весовых коэффициентов способов расчета тепловой мощности реактора:

$$W_i = \frac{\frac{1}{k_{1i}\delta_i^2 + \sigma_i^2 + k_{2i}\tau_i^2}}{\sum \frac{1}{k_{1i}\delta_i^2 + \sigma_i^2 + k_{2i}\tau_i^2}}, \quad (2)$$

где: δ_i - неучтенная систематическая (инструментальная и методическая) погрешность i -го способа; σ_i - случайная погрешность i -го способа, определяемая как среднеквадратическое отклонение мощности данного способа за некий интервал для стационарных режимов при балансных испытаниях; τ_i - динамическая погрешность i -го

способа, определяемая в быстрых переходных процессах; k_{1i} – настроечный коэффициент для учета дополнительных факторов в неучтенной систематической погрешности i -го способа (определяется по результатам пусконаладочных работ и может характеризовать возможные зависимости от уровня мощности, формы энерговыделения в активной зоне, количества работающих ГЦН и т.д.); k_{2i} – настроечный коэффициент для динамической погрешности (определяется по результатам пусконаладочных работ для разных режимов работы реакторной установки).

По составляющим в формуле (2) можно сказать, что такие коэффициенты отражают особенности оперативного расчета, поскольку:

- случайная погрешность будет определяться текущим уровнем мощности и состоянием измерительных каналов;
- неучтенная систематическая погрешность с дополнительными факторами будет характеризовать особенности способа и устойчивость во времени;
- динамическая погрешность с дополнительными факторами будет характеризовать инерционность способа и при нестационарном состоянии усиливает влияние малоинерционных способов расчета.

В свою очередь неучтенная систематическая погрешность должна учитывать особенности методов определения тепловой мощности по каждому способу каждого способа. Неучтенная систематическая погрешность определяется по формулам оценок погрешности косвенных результатов измерения, которые, как правило, представляются в методиках обработки балансных испытаний. При этом, по нашему мнению, более корректно в расчет наиболее достоверного значения тепловой мощности реактора включать средневзвешенное значение тепловой мощности по параметрам второго контура (N2K) по НПГ и НПВД. Составляющая погрешности этой мощности должна определяться с учетом коэффициента корреляции между НПГ и НПВД:

$$\delta_{2K} = \sqrt{(\delta_{ПВД})^2 + 2 \cdot \rho \cdot \delta_{ПВД} \cdot \delta_{ПГ} + (\delta_{ПГ})^2}, \quad (3)$$

где: ρ – коэффициент корреляции между НПГ и НПВД, определяемый по результатам пусконаладочных работ.

Динамическая погрешность должна быть постоянной величиной, и для ее определения необходимо проанализировать результаты комплекса обязательных динамических испытаний, выполняемых на этапах ввода в эксплуатацию. Для определения динамической погрешности предлагается следующая формула:

$$\tau_i = \frac{\frac{1}{n} \sum_n \Delta N_i^k}{\Delta N_i^{\text{разг}}} \cdot \delta_{N_i}^{100} \cdot \frac{t_i^k - t_{\text{разг}}}{60}, \quad (4)$$

где: $\Delta N_i^{\text{разг}}$ – изменение мощности по i -му способу на момент прекращения разгрузки; ΔN_i^k – изменение мощности по i -му способу в конечный момент (точка минимума для i -го способа); n – количество способов; $\delta_{N_i}^{100}$ – неучтенная систематическая погрешность i -го способа, взятая для номинальной мощности; t_i^k – время в секундах от момента начала разгрузки до конечного момента для i -го способа; $t_{\text{разг}}$ – время в секундах на момент прекращения разгрузки; 60 – размерный множитель для перевода времени в секундах в минуты.

При практическом применении метода следует учитывать, что случайная погрешность определяется только в стационарных режимах на длительном интервале времени (не менее 30 минут), и прекращать накопление обрабатываемой информации (оставляя последнее полученное значение) при наличии сигналов срабатывания регуляторов, воздействующих на органы регулирования СУЗ или при увеличении скорости изменения мощности более 2 %/час. Эта уставка должна подтверждаться по результатам пусконаладочных работ (ПНР).

Очевидно, что для возможности практического использования предложенного метода важно определить ряд обозначенных коэффициентов. Это выполняется на основании анализа результатов специальных испытаний, которые предусматриваются этапными программами при вводе энергоблоков в эксплуатацию. К таким специальным испытаниям, по опыту проведения ПНР, следует отнести:

- проверку СВРК в части контроля мощности реактора в составе комплексных испытаний СВРК на разных уровнях мощности, по возможности с разными состояниями по количеству работающих ГЦН и с разной формой распределения энерговыделения в активной зоне;
- исследования тепловых балансов на разных уровнях мощности;
- динамические испытания с отключением ГЦН.

Базовым испытанием является первое из обозначенных испытаний. В качестве критериев успешности этого испытания с учетом подобранных коэффициентов k_1 , k_2 на основании общих методов оценок погрешностей [12, 13], требований балансных испытаний и требований к СВРК [4] возможны следующие требования:

- погрешность средневзвешенной тепловой мощности не должна превышать проектного значения (для проектов действующих на сегодняшний день энергоблоков – это 2 % от номинальной мощности) с доверительной вероятностью не менее 95%;
- отклонение средневзвешенной тепловой мощности, рассчитываемой по весовым коэффициентам и по погрешностям способов, не должно превышать 10 МВт от наиболее вероятного значения (по результатам балансных испытаний) в режимах соответствующих условиям проведения балансных испытаний;
- индекс стабильности показаний тепловой мощности $\sigma_{\text{ст}}$, определяемый как среднеквадратическое отклонение, не должен превышать значения по формуле:

$$\sigma_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N \sigma_i^2}{N-1}}, \quad (5)$$

- где: i , N – номер способа и количество используемых способов расчета тепловой мощности.

Результаты оценок весовых коэффициентов

Для сравнения оценок средневзвешенной мощности по "традиционному" и предлагаемому методу были использованы результаты испытаний, выполненных на номинальном уровне мощности на трех энергоблоках. При "традиционном" методе в формуле для определения весовых коэффициентов (1) учитывается только составляющая неучтенной систематической погрешности δ без коэффициента k_1 . Погрешность определения средневзвешенной тепловой мощности определяем по формуле:

$$\delta N = \sqrt{\frac{\sum (W_i \delta N_i)^2}{\sum W_i^2}}, \quad (6)$$

где:

$$\delta N_i = \sqrt{\delta_i^2 + \sigma_i^2} \quad (7)$$

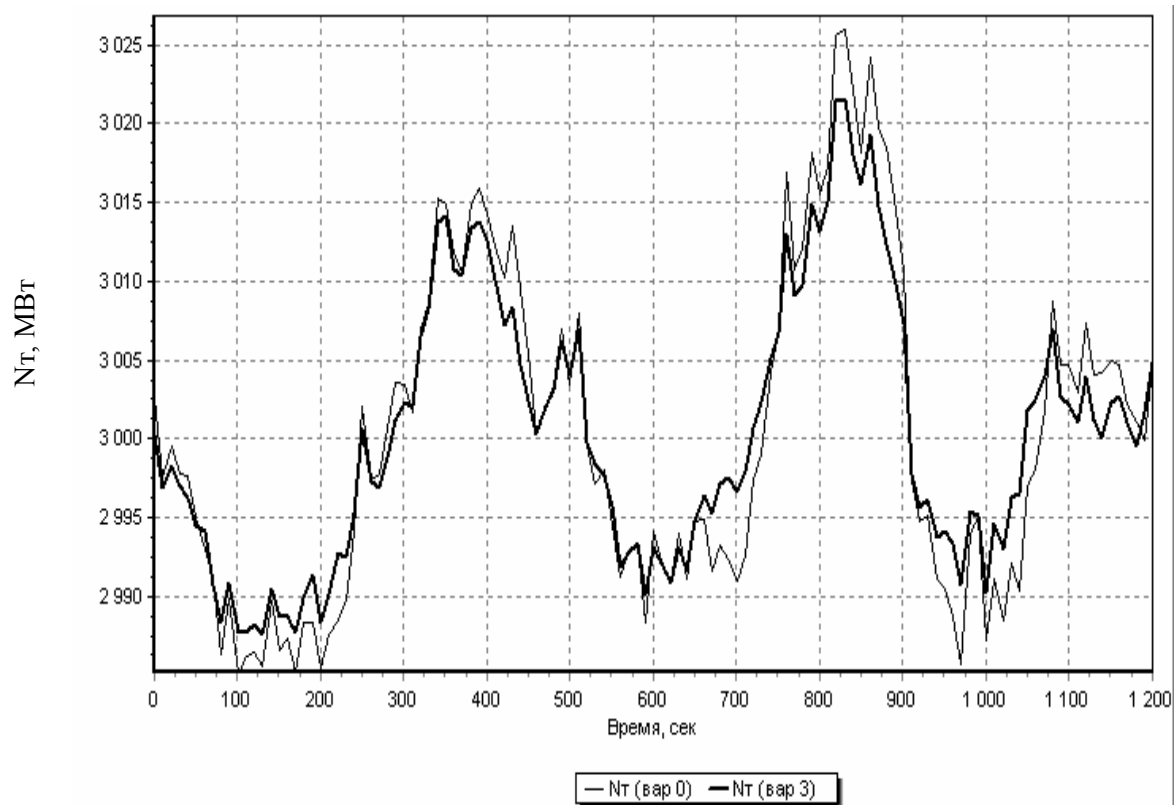
Для примера в таблице приведены полученные оценки на основании испытаний при вводе в эксплуатацию энергоблока №1 Тяньваньской АЭС. Оценки по "традиционному" методу обозначены как "вариант 0". Оценки по предлагаемому методу с тремя наборами значений коэффициентов k_1 и k_2 обозначены как "варианты 1, 2 и 3". На рисунке даны графики изменения средневзвешенной тепловой мощности с весовыми коэффициентами по "традиционному" методу и по предлагаемому методу с наиболее оптимальными (см. далее) значениями коэффициентов k_1 и k_2 (по "варианту 3") при стационарном и нестационарном режимах работы реакторной установки.

Результаты расчетов по данным ПНР на энергоблоке №1 Тяньваньской АЭС

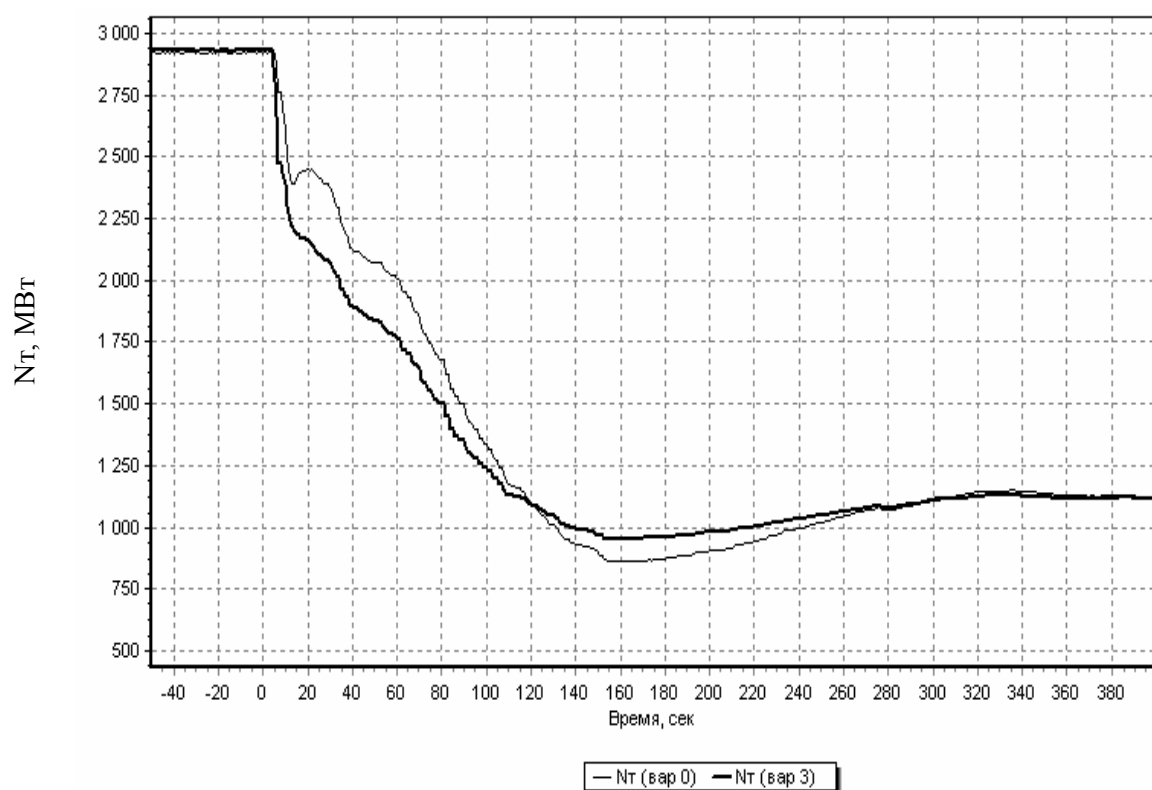
Метод	Мощ- ность, МВт	σ, МВт	τ, МВт	δ, МВт	Wi (вари- ант 0)	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
						k ₁ , k ₂	Wi	k ₁ , k ₂	Wi	k ₁ , k ₂	Wi
Н1К	2982	6,2	23	25	0.226	k ₁ =1 k ₂ =0	0.278	k ₁ =1 k ₂ =1	0.307	k ₁ =1 k ₂ =1	0.260
НПГ	3011	10,3	33	15	0.627	k ₁ =1 k ₂ =0	0.532	k ₁ =1 k ₂ =1	0.277	k ₁ =1 k ₂ =0.5	0.387
НДПЗ	3049	5,7	4	47	0.064	k ₁ =1 k ₂ =0	0.082	k ₁ =1 k ₂ =1	0.180	k ₁ =1 k ₂ =1	0.153
НИК	2988	5,2	5	41	0.084	k ₁ =1 k ₂ =0	0.108	k ₁ =1 k ₂ =1	0.236	k ₁ =1 k ₂ =1	0.200
δ N / N, МВт				18 / 3005		22 / 3004		32 / 3004		28 / 3005	
σ _{ст} , МВт				8,1		7,6		6,4		6,1	
σ _{кр} , МВт				8,2							

В представленной таблице отсутствуют оценки по НПВД. Для энергоблоков Тяньваньской АЭС (В-428) такой способ не был включен в проект СВРК, т.к. не мог быть реализован по причине отсутствия в проекте точек контроля расхода питательной воды на нитках ПВД из-за особенностей трассировки трубопроводов. На энергоблоке №3 Калининской АЭС данный способ входил в проектные способы расчета, но из-за особенностей тепловой схемы 2-го контура имел большую систематическую погрешность (выше предельно допустимой). Более подробно о причинах такой погрешности и возможных способах устранения проблемы указывается в работе [3].

Обработка данных энергоблока №2 Тяньваньской АЭС и энергоблока №3 Калининской АЭС показала, что по предлагаемому методу возможно получить оптимальные значения весовых коэффициентов. В данном случае оптимальными считались такие значения, при которых было достигнуто наименьшее суммарное отклонение от обозначенных в описании метода критериев. Таким образом, можно сделать вывод, что предложенный метод делает возможным более корректный учет реальных особенностей способов расчетов тепловой мощности и, вместе с тем, достижение приемлемой точности в оперативных оценках средневзвешенной тепловой мощности.



а)



б)

Изменение средневзвешенной тепловой мощности с весовыми коэффициентами по "традиционному" методу – N_t (вар 0) и предлагаемому методу – N_t (вар 3) по данным ПНР на энергоблоке №1 Тяньваньской АЭС:

а) стационарный режим; б) переходный режим

Поскольку, как показано выше, те или иные особенности проектов энергоблоков АЭС могут снижать количество используемых способов, то в существующих и новых проектах необходимо расширять количество используемых независимых способов расчетов тепловой мощности. Например, в настоящее время начинается постепенное внедрение способа расчета тепловой мощности по параметрам пара на ПГ [14]. Кроме этого, в случае решения проблем с повышением точности измерений температуры теплоносителя на входе и на выходе из ТВС [3, 8] возможно использование метода расчета тепловой мощности реактора по мощности отдельных ТВС, определяемой по теплотехническим параметрам, как это применяется на энергоблоках с реакторами ВВЭР-440.

Заключение

Представлен возможный метод оценки весовых коэффициентов при определении средневзвешенной тепловой мощности, заключающийся в более корректном оперативном определении суммарной погрешности используемых способов расчетов тепловой мощности. Оценки весовых коэффициентов при применении предложенного метода к данным, полученным при выполнении ПНР на трех энергоблоках, введенных в эксплуатацию, показали удовлетворительные результаты. Исходя из этого, целесообразно опытное использование и верификацию представленного метода при проведении ПНР на одном из новых энергоблоков. В случае успешного завершения опытного применения необходимо внедрение метода в алгоритмы штатного прикладного обеспечения СВРК.

Для повышения точности определения средневзвешенной и наиболее достоверной тепловой мощности реактора необходимо также расширение количества способов расчета тепловой мощности как по традиционным методам с устранением причин существенных погрешностей, так и по другим методам, которые не нашли ещё широкого применения на промышленных реакторных установках, но могут быть включены в новые проекты.

Список литературы

- 1 В.А. Брагин, И.В. Батенин, М.Н. Голованов, А.С. Кужиль и др. Системы внутриреакторного контроля АЭС с ВВЭР. М., Энергоатомиздат, 1987, с. 128
- 2 Ф.Я. Овчинников, Л.И. Голубев, В.Д. Добрынин, В.И. Ключков и др. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических ядерных реакторов. М., Атомиздат, 1979, с.288
- 3 Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Комплексные испытания модернизированной системы внутриреакторного контроля при вводе в эксплуатацию блока №3 Калининской АЭС. Материалы 5-й международной научно-технической конференции "Обеспечение безопасности на АЭС с ВВЭР". Подольск, ФГУП ОКБ "Гидропресс", 29 мая – 1 июня 2007 г.
- 4 ГОСТ 26635-85. Реакторы ядерные энергетические с водой под давлением. Общие требования к СВРК. Госстандарт Союза ССР. 1985, с 9.
- 5 А.И. Клемин, Л.Н. Полянин, М.М. Стригулин. Теплогидравлический расчет и теплотехническая надежность ядерных реакторов. М., Атомиздат, 1980, с. 261
- 6 М.Н. Селиванов, А.Э. Фридман, Ж.Ф. Кудряшова. Качество измерений. Метрологическая справочная книга, Л., Лениздат, 1987, с. 295
- 7 М.М. Жук, Казакова Н.В. Расчетные погрешности измерительных каналов УВС и СВРК, определение точности поддержания параметров реакторной установки в стационарном режиме работы по ВМПО "Хортица". Отчет инв. №1056. Балаковоатомтехэнерго, г. Балаково, 1993, с. 59

- 8 Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Опыт контроля температуры теплоносителя первого контура на входе в ТВС при вводе в эксплуатацию блока №1 Тяньваньской АЭС. Труды 6-го собрания Международного симпозиума "Измерения, важные для безопасности в реакторах". Москва, ОАО "Инкор", 20 – 22 ноября 2007 г., № ISBN 978-5 91450-013-6, с. 260
- 9 Анализ представительности контроля температуры теплоносителя на выходе из кассет в серийных реакторах ВВЭР-1000. Отчет 302-СМ-001. ОКБ "Гидропресс", 1983, с. 21
- 10 В.Ф. Бай, Л.Н. Богачек, А.Н. Лупишко, А.Е. Тимофеев и др. Опыт эксплуатации термоконтроля ВВЭР-1000 и повышения надежности контроля условий работы ТВС (энергоблоки 1-й очереди Калининской АЭС). Труды 2-го собрания международного симпозиума "Измерения, важные для безопасности реакторов". Москва, РНЦ "Курчатовский институт", 10 – 12 сентября 2002, с. 27.1-27.4.
- 11 Бай В.Ф., Богачек Л.Н., Лачугин А.В., Макаров С.В. Некоторые проблемы, возникающие при эксплуатации АКНП-7 на блоке № 3 Калининской АЭС. Материалы 6-й международной научно-технической конференции "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики". Москва, ФГУП концерн "Росэнергоатом", 21 – 23 мая 2008 г.
- 12 В.А. Грановский, Т.Н. Сирая. Методы обработки экспериментальных данных при измерениях. Л., Энергоатомиздат, 1990, с. 288
- 13 П.В. Новицкий, И.А. Зограф. Оценка погрешностей результатов измерений. Л., Энергоатомиздат, 1985, с. 248
- 14 Ю.С. Горбунов, А.Г. Авдеев, Б.М. Корольков. Совершенствование систем контроля и управления безопасной работы реактора установки ВВЭР-1000 за счет использования дополнительного способа определения тепловой мощности реактора по параметрам пара от парогенераторов. Материалы 6-й международной научно-технической конференции "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики". Москва, ФГУП концерн "Росэнергоатом", 21 – 23 мая 2008 г.