

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМ С ТЕПЛОВЫМИ АККУМУЛЯТОРАМИ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА КАК ПУТЬ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС¹

© 2022 г. Р. З. Аминов*

*Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина,
Политехническая ул., д. 77, Саратов, 410054 Россия*

**e-mail: oerpran@inbox.ru*

Поступила в редакцию 18.01.2022 г.

После доработки 15.02.2022 г.

Принята к публикации 24.02.2022 г.

Рост числа ядерных реакторов в энергосистемах, привлечение их к участию в регулировании графика электропотребления приводят к необходимости повышать требования к их безопасности. Показано, что повышение безопасности АЭС и участие их в работе по переменным графикам электропотребления могут быть реализованы в комбинации с аккумуляторами фазового перехода (АФП) и дополнительной паровой турбиной малой мощности. Предложена схема комбинирования многофункциональной системы теплового аккумулирования (СТА) с двухконтурной атомной станцией на основе аккумуляторов фазового перехода с подогревом питательной воды выше номинальной температуры в период разрядки АФП. Такое решение приводит к увеличению расхода свежего пара без изменения мощности реакторной установки. Схема обладает высокой термодинамической эффективностью. Кроме того, отказ от системы парообразования в АФП значительно упрощает и удешевляет его конструкцию. Так, на энергоблоке с ВВЭР-1000 повышение температуры питательной воды с 215 до 260°C позволяет получать на дополнительной турбине до 140 МВт электрической мощности. Особенность предложенной схемы – возможность непрерывного электроснабжения собственных нужд АЭС при наступлении аварийной ситуации с обесточиванием благодаря использованию пара, генерируемого остаточным тепловыделением остановленного реактора. Это позволяет повысить уровень безопасности АЭС в соответствии с возрастающими требованиями Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) и обеспечить работу энергоблока в регулировании графика электрических нагрузок без изменения мощности реакторной установки. Расчеты накапливаемого чистого дисконтированного дохода (НЧДД) с учетом многофункциональных свойств разрабатываемой схемы показали положительное его значение во всем принятом диапазоне разности дневного и ночного тарифов на электроэнергию.

Ключевые слова: атомная электростанция, безопасность, аварийная ситуация, аккумулирование тепла, аккумулятор фазового перехода, эффективность, дополнительная мощность, собственные нужды

DOI: 10.56304/S004036362208001X

По мере увеличения числа ядерных реакторов в мире возрастает вероятность возникновения крупных аварий на них. Для того чтобы исключить аварийные ситуации, МАГАТЭ непрерывно ужесточает требования к уровню безопасности атомных электростанций. Выполнение этих требований уже сегодня привело к необходимости устанавливать дорогостоящие дополнительные системы защиты от аварий, связанных с обесточиванием АЭС, такие как водяные или воздушные системы пассивного отвода тепла (СПОТ) от активной зоны реакторов. Так, на февраль 2020 г. удельная стоимость

строительства АЭС с СПОТ в США уже составила 6000 дол. за 1 кВт мощности [1]. Например, строительство энергоблоков № 3 и 4 АЭС Vogtle (США) первоначально оценивалось в 5600 дол/кВт [2], однако фактически стоимость их возведения возросла до 10000 дол/кВт [3]. Дороговизна строительства АЭС ввиду высоких требований к показателям их безопасности приводит к росту удельных капиталовложений, что ухудшает конкурентоспособность АЭС и сокращает приток инвестиций в атомную энергетику.

Дополнительные системы безопасности, к которым относятся пассивные системы резервирования, предназначены для немедленного реагирования при наступлении исходного события и

¹ Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-00090. <https://rscf.ru/project/22-29-00090>.

требуют издержек на поддержание их в состоянии постоянной готовности. Кроме того, системы резервирования (дизель-генераторы, электродвигатели и т.д.), находящиеся в состоянии ожидания исходного события, испытывают большие перегрузки при включении в работу в момент наступления аварийной ситуации, что может привести к их отказам уже в процессе запуска. В отличие от пассивных, активные функционирующие системы, которые можно было бы использовать и при наступлении аварии с обесточиванием, лишены этих недостатков и обладают повышенной надежностью.

Помимо этого назревает еще одна проблема, связанная с увеличением доли атомных электростанций в энергосистемах, — работа в режиме следования за нагрузкой. В условиях неравномерных суточных графиков электропотребления эксплуатация АЭС в переменных режимах приведет к снижению экономических показателей АЭС. В условиях низкой стоимости ядерного топлива (сегодня стоимость топлива для АЭС по конечному результату в 5–6 раз ниже стоимости природного газа для потребителей в России, а в перспективе эта разница будет увеличиваться) и высокого уровня удельных капиталовложений экономически оправданным оказывается использование реакторных установок в базовом режиме. Одним из путей решения такой задачи может стать создание и использование потребителей-регуляторов электроэнергии, а также аккумуляторов тепловой энергии на АЭС.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

В отечественной практике одним из эффективных направлений повышения экономичности АЭС признано создание уже на стадии их конструирования систем аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) путем накопления горячей воды в период провала электропотребления и повышения мощности турбоагрегата в период максимума электропотребления при отключении нескольких регенеративных отборов [4, 5].

В последние годы широкое распространение в мире получило аккумулирование тепловой энергии путем использования скрытой теплоты фазового перехода рабочего тела. Оно осуществляется при генерировании мощности на возобновляемых источниках энергии [6–8], в автомобилестроении [9, 10], при строительстве зданий [11]. Интерес к данному направлению накопления тепловой энергии поддерживается и применительно к ядерной энергетике [12, 13].

Схема комбинирования двухконтурной АЭС с водо-водяным энергетическим реактором с САТЭ, включающей в себя аккумулятор фазового перехо-

да и маломощную многофункциональную паровую турбину, представлена на рис. 1.

В эксплуатационном режиме в ночные часы внепиковой нагрузки в энергосистеме осуществляется зарядка АФП путем подачи в него свежего пара из парогенераторов. Далее конденсат направляется в тракт питательной воды основной ПТУ после подогревателей высокого давления. В процессе смешения конденсата с питательной водой ее температура на входе в парогенераторы повышается, в результате чего при той же мощности реактора генерируется дополнительное количество пара, которое частично компенсирует расход пара на зарядку АФП. При этом дополнительная(-ые) ПТУ останавливается или работает в режиме холостого хода, используя отбор свежего пара после парогенераторов.

В режиме пиковых и полупиковых нагрузок часть питательной воды после подогревателей высокого давления поступает в АФП, где при использовании накопленного тепла происходит ее нагрев, а также генерация пара, который направляется на дополнительную(-ые) ПТУ. Конденсат пара поступает в систему регенерации основной ПТУ. Необходимо учесть, что при увеличении расхода питательной воды через систему регенерации произойдет некоторое снижение мощности основной ПТУ, так как увеличится количество пара, направляемого в отборы на регенеративные подогреватели.

В аварийных ситуациях с полным обесточиванием атомной станции дополнительная(-ые) ПТУ может быть использована для электроснабжения собственных нужд станции. С этой целью производится переключение подачи свежего пара из парогенератора в дополнительную турбину, которая будет осуществлять выработку электроэнергии для привода устройств, обеспечивающих собственные нужды АЭС. В этот период пар будет генерироваться автоматически благодаря остаточному тепловыделению аварийно остановленного реактора. Кроме того, часть генерируемого пара может направляться в АФП для его дозарядки.

На основе опытных данных, полученных на реакторах Балаковской АЭС, было показано, что остаточного тепловыделения одного реактора типа ВВЭР-1000 оказывается достаточно для привода устройств собственных нужд, необходимых для расхолаживания двух реакторов типа ВВЭР-1000 в течение 72 ч с использованием дополнительной турбины мощностью 12 МВт [14–16].

Вполне очевидно, что такая схема имеет и недостатки. Во-первых, рабочие параметры пара, генерируемого в АФП, определяют температурой плавления теплоаккумулирующего материала (ТАМ), которая, в свою очередь, должна быть ниже температуры насыщения греющего пара. Таким образом, рабочие параметры пара перед

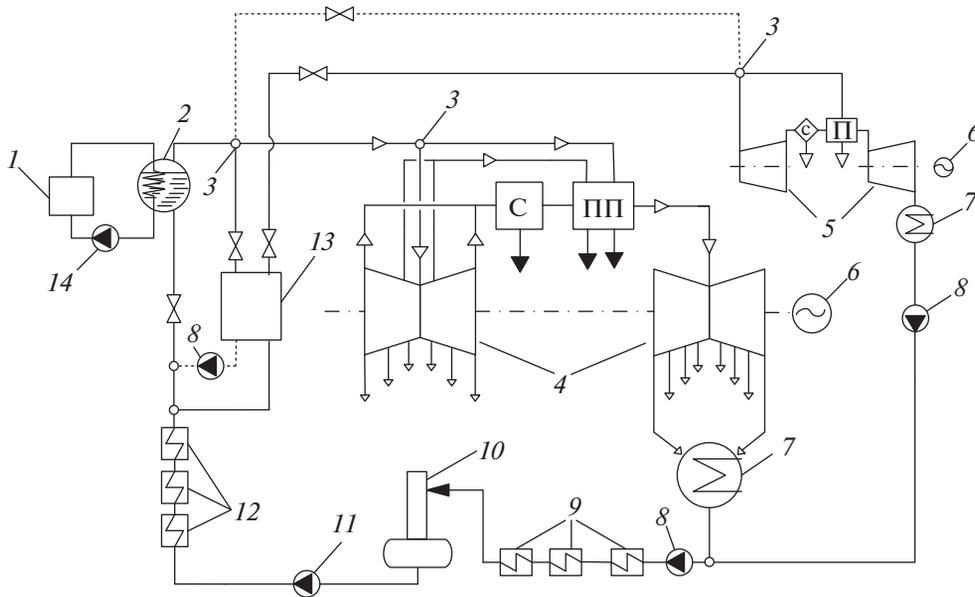


Рис. 1. Схема повышения маневренности двухконтурной АЭС с ВВЭР путем комбинирования с системой теплового аккумулирования при получении пара в АФП.

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – устройство парораспределения; 4 – основная паровая турбина; 5 – дополнительная(-ые) паровая турбина; 6 – электрический генератор; 7 – конденсатор; 8 – конденсатный насос; 9 – подогреватели низкого давления; 10 – деаэратор; 11 – питательный насос; 12 – подогреватели высокого давления; 13 – аккумулятор фазового перехода; 14 – главные циркуляционные насосы; С – сепаратор; ПП – пароперегреватель; П – перегрев пара. Пунктирная линия – подключение дополнительной турбины в аварийной ситуации с обесточиванием

дополнительной турбиной будут заведомо ниже параметров пара на выходе из парогенератора. Во-вторых, необходимость проведения переключений подачи пара в момент наступления аварий вызывает определенные сомнения по поводу надежности проведения такой операции. При этом нужно учитывать, что для целого ряда систем АЭС – потребителей первой группы (систем управления и защиты реактора, аварийного освещения) – перерывы в электроснабжении не допустимы.

С участием автора данной статьи разработана и запатентована структурная схема комбинирования АЭС с аккумулятором фазового перехода (рис. 2), лишенная тех недостатков, что имеются у традиционной схемы (см. рис. 1) [17].

В ночные часы спада электрической нагрузки часть свежего пара из парогенераторов направляется на зарядку АФП. Конденсат свежего пара после АФП поступает в тракт питательной воды основной ПТУ. Дополнительная(-ые) ПТУ при этом работает в режиме холостого хода за счет отбора малой части свежего пара.

В режиме пиковых нагрузок при разрядке аккумулятора часть питательной воды после подогревателей высокого давления поступает в АФП и затем подмешивается к питательной воде в основном тракте. Благодаря повышению температуры питательной воды на входе в парогенераторы

при той же мощности реактора генерируется избыток свежего пара, направляемый на дополнительную многофункциональную ПТУ.

В результате увеличения расхода питательной воды в регенеративной схеме основной ПТУ путем подмешивания конденсата дополнительной ПТУ произойдет небольшое снижение мощности основной паровой турбины, так как увеличится количество отбираемого из турбины пара на нагрев питательной воды в регенеративной схеме.

В аварийных ситуациях с полным обесточиванием атомной станции дополнительная ПТУ может быть применена для электроснабжения собственных нужд станции посредством использования энергии остаточного тепловыделения реактора для генерации в парогенераторах свежего пара, служащего рабочим телом в ПТУ.

Увеличение расхода свежего пара на выходе из парогенератора в период разрядки АФП обеспечивается при постоянной мощности реакторной установки и неизменных параметрах теплоносителя I контура. Важное достоинство предложенной схемы – отсутствие необходимости выполнять какие-либо переключения при наступлении исходного события. Более того, такая схема позволяет поддерживать непрерывное электроснабжение собственных нужд при полном аварийном останове всех реакторов АЭС [18]. При этом существенно упрощаются конструкция АФП и его

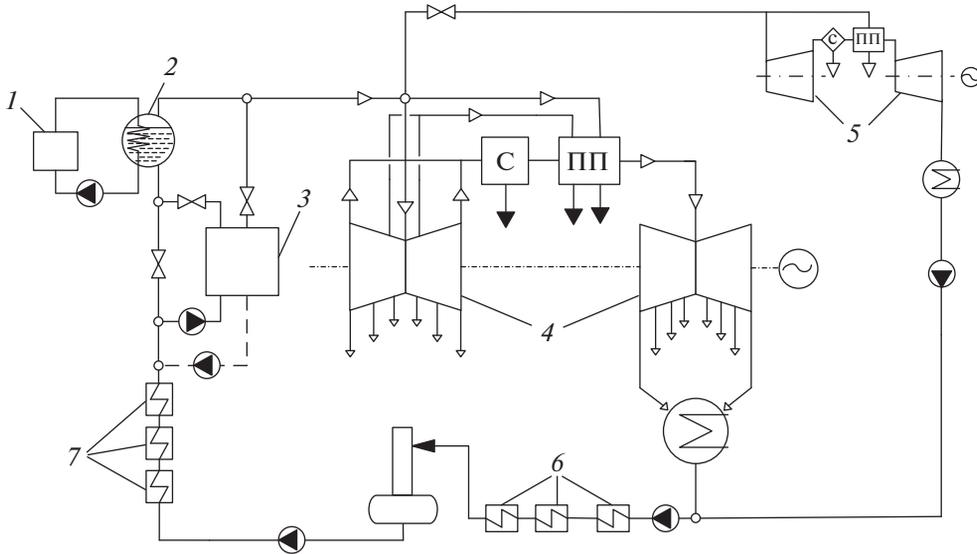


Рис. 2. Схема комбинирования энергоблока АЭС с ВВЭР и системы теплового аккумулятора с подогревом воды в АФП.

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – АФП; 4 – основная паровая турбина; 5 – дополнительная(ые) паровая турбина; 6, 7 – регенеративные подогреватели низкого и высокого давления соответственно

работа в связи с отсутствием в нем процессов парообразования.

Кроме того, начальные параметры пара перед дополнительной турбиной в схеме, показанной на рис. 2, в штатных режимах работы соответствуют параметрам основного цикла, в то время как в схеме, приведенной на рис. 1, они будут заведомо ниже. Так, для АЭС с ВВЭР-1000 при давлении свежего пара 6.0 МПа начальное давление перед дополнительной турбиной в схеме на рис. 1 может составлять 4.5 МПа.

Для оценки эффективности работы системы теплового аккумулятора может быть использован ее КПД $\eta_{ак}$, равный отношению количества отпущенной электроэнергии $\mathcal{E}_{отп}^{ак}$ при разрядке аккумулятора к количеству невыработанной электроэнергии $\mathcal{E}_{нед}^{ак}$ в связи с отбором пара на зарядку аккумулятора:

$$\eta_{ак} = \frac{(N_{пик} - \Delta N_{рег})\tau_{раз}}{D_{зар} l_{уд} \eta_{м} \eta_{г} \tau_{зар}}, \quad (1)$$

где $N_{пик}$ – средняя мощность дополнительной турбины в режиме разрядки аккумулятора, кВт; $\Delta N_{рег}$ – снижение мощности основной турбины в период разрядки аккумулятора из-за регенеративного подогрева дополнительного расхода питательной воды, кВт; $\tau_{раз}$, $\tau_{зар}$ – продолжительность разрядки и зарядки аккумулятора, ч; $D_{зар}$ – средний расход свежего пара на зарядку аккумулятора, кг/с; $l_{уд}$ – удельная работа в расчете на 1 кг свежего пара, поступающего в основную турбину, кДж/кг;

$\eta_{м}$ – механический КПД турбины; $\eta_{г}$ – КПД электрогенератора.

В формуле (1) косвенно учитываются тепловые потери аккумулятора при хранении тепла, уровень параметров пара на дополнительной турбине и ее относительный внутренний КПД.

Эффективность и КПД аккумуляции энергии могут существенно зависеть от свойств и параметров теплоаккумулирующего материала, важнейшими из которых являются температура и теплота фазового перехода, теплопроводность и теплоемкость обеих фаз, стойкость к многоцикловым процессам, долгосрочная химическая стабильность, коррозионная стойкость, отсутствие взаимодействия с материалами конструкции АФП, нетоксичность, низкая стоимость и доступность.

В литературе имеется информация о большом количестве различных химических соединений и сплавов, обладающих свойствами фазового перехода в очень широком диапазоне температур плавления. При комбинировании АФП с влажно-паровыми циклами двухконтурных АЭС температурный режим фазового перехода ограничивается 260–275°C. Проведя анализ широкого спектра возможных рабочих тел для аккумуляции тепла в принятом диапазоне температур, авторы предлагают воспользоваться данными о температуре плавления и теплоте фазового перехода различных ТАМ, представленными в таблице [19].

Теплоаккумулирующий материал 59% NaOH + 41% NaNO₃ (первый ТАМ) может использоваться в тепловой схеме с ВВЭР-1000, где температура конденсации свежего пара составляет $t_s = 273^\circ\text{C}$, а

Температура плавления и теплота фазового перехода теплоаккумулирующих материалов

Теплоаккумулирующий материал	Температура плавления, °С	Теплота фазового перехода, кДж/кг
59% NaOH + 41% NaNO ₃	266	278
40.85% Ca(NO ₃) ₂ + 59.15% LiCl	270	167
65.5% LiOH + 34.5% LiCl	274	339

ТАМ 65.5% LiOH + 34.5% LiCl – в тепловой схеме с ВВЭР-1200 при $t_s = 283^\circ\text{C}$.

Свойства и характеристики первого ТАМ изучены довольно хорошо. Согласно литературным данным, состав 59% NaOH + 41% NaNO₃ имеет высокие показатели стабильности даже после 10000 ч термоциклических нагрузок [20–23]. В экспериментах, проведенных в Электротехнической лаборатории в Японии (Electrotechnical Laboratory, Ibaraki, Japan), наблюдалось незначительное снижение теплофизических свойств ТАМ (на 3–6°С температуры плавления и на 5% теплоты фазового перехода). Такое уменьшение значений показателей обусловлено наличием примесей в компонентах сплава.

Для энергоблока с ВВЭР-1000 выполнены расчеты дополнительной мощности $N_{\text{доп}}$, получаемой от повышения температуры подогрева питательной воды $t_{\text{п.в}}$ (на входе в парогенератор). На рис. 3 представлены результаты этих расчетов, из которых следует, что итоговая электрическая мощность, отдаваемая в энергосистему (кривая 2), оказывается ниже получаемой на дополнительной турбине из-за подогрева увеличенного расхода питательной воды в основном цикле, а также из-за связанного с этим расхода электроэнергии на собственные нужды. При этом КПД аккумулирования, рассчитанный по формуле (1), для принятой системы составил 0.89–0.90.

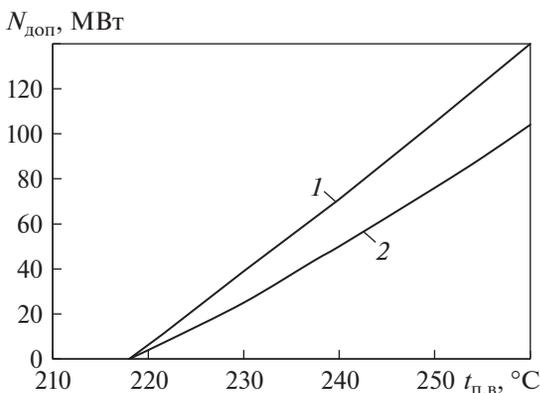


Рис. 3. Мощность, получаемая при комбинировании АЭС с контуром АФП. 1 – генерируемая дополнительной турбиной; 2 – отдаваемая в систему

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОВОГО АККУМУЛИРОВАНИЯ

Эффективность использования на АЭС аккумулирующей системы с АФП зависит от большого числа факторов, в том числе и от внешних условий. Определяющей в данном случае будет разность тарифов на электроэнергию, отпускаемую от генерирующего источника в периоды повышенного и пониженного спросов. В пределе тариф на производимую АЭС электроэнергию должен повторять суточный график электропотребления. По такому принципу построена система тарифообразования на отпуск электроэнергии от генерирующих источников в европейских странах. Изменения тарифов следуют за изменениями нагрузки электропотребления, однако при этом численные значения изменений тарифов на отпускаемую электроэнергию в разных условиях оказываются разными. От изменений тарифов на отпускаемую от генерирующего источника электроэнергию в первую очередь будет зависеть эффективность создания систем аккумулирования энергии, они также будут определять достигаемые при этом эффекты и прибыль.

Поскольку предлагаемая система теплового аккумулирования предназначена для участия энергоблока АЭС как в переменной части графика электрических нагрузок, так и в аварийном резервировании собственных нужд, достигаемые эффекты можно определять в виде двух составляющих – Θ_1 и Θ_2 .

Рассматривая Θ_1 как накапливаемый чистый дисконтированный доход от участия в обеспечении пиковых и полупиковых нагрузок в энергосистеме, его можно представить в виде

$$\Theta_1 = -K_{\text{ак}} + \sum_{i=1}^n (R_i - Z_i)(1 + E)^i, \quad (2)$$

где $K_{\text{ак}}$ – капиталовложения в систему теплового аккумулирования, руб.; n – число лет расчетного периода; R_i – результаты реализации дополнительной вырабатываемой электроэнергии, руб/год; Z_i – ежегодные затраты на работу системы теплового аккумулирования, руб/год; E – ставка дисконтирования.

В качестве достигаемого эффекта Θ_2 от повышения уровня безопасности АЭС в связи с дополни-

тельным аварийным резервированием собственных нужд можно принять снижение риска возникновения ущерба от крупной аварии. Для одного энергоблока

$$\Theta_2 = (\lambda_{\text{исх}} - \lambda_{\text{ак}})Y, \quad (3)$$

где $\lambda_{\text{исх}}$ – интенсивность крупной аварии на АЭС в исходном варианте без системы аккумулирования, 1/(реактор · год); $\lambda_{\text{ак}}$ – интенсивность крупной аварии при дополнительном аварийном резервировании собственных нужд турбоустановки системы аккумулирования, 1/(реактор · год); Y – ущерб от крупной аварии на АЭС, руб. В расчетах принят 100 млрд дол. (по курсу 1 дол. = 65 руб. на конец 2019 г.).

Укрупненные расчеты на основе графов состояний интенсивности крупной аварии на примере энергоблока с ВВЭР-1000 в условиях Поволжья с тремя традиционными каналами безопасности показали, что ввод СТА [24, 25] улучшает показатели безопасности с 7.4×10^{-5} до 8.8×10^{-7} 1/(реактор · год). Это обеспечивает установленную МАГАТЭ максимально допустимую интенсивность повреждения активной зоны – 1×10^{-6} 1/(реактор · год).

Таким образом, использование принятой системы аккумулирования позволяет заменить дорогостоящие дополнительные СПОТ на СТА, которая полностью себя окупает в процессе работы в штатных режимах. Исходя из этого, можно определить достигаемые эффекты от замены дополнительной системы пассивного отвода тепла на систему теплового аккумулирования.

Согласно проектной документации поставки оборудования СПОТ на Курскую АЭС-2 и АЭС “Аккую” принята средняя стоимость воздушных теплообменников 6.85 млн дол. на один энергоблок (по курсу 1 дол. = 65 руб на конец 2019 г.) [26, 27]. При этом дополнительная стоимость систем регулирования и управления затворами и тепловой изоляции составила 3.75 млн дол. Итоговая стоимость оборудования равна 20.6 млн дол. По данным [28] годовые затраты на поддержание СПОТ в состоянии постоянной готовности могут составлять от 49.2 до 269.2 тыс. дол/год в зависимости от климатических условий места сооружения АЭС.

При использовании данных [19] для теплоаккумулирующего материала 59% NaOH + 41% NaNO₃ принята его стоимость 1.8 дол/кг, включающая стоимость самого материала (0.5 дол/кг), а также доставку, таможенные платежи и прочие отчисления, в том числе на загрузку материала в АФП. В расчетах старение ТАМ учитывалось в виде ежегодного снижения дополнительной выработки на 0.3%.

При расчете в стоимость конструкции теплового аккумулятора входили стоимость материа-

лов, стоимость изготовления из них элементов конструкции, а также 100%-ная надбавка за доставку и монтаж. Стоимость паровой турбины мощностью 12 МВт с электрогенераторами на 2020 г. составила 458 дол/кВт, а конденсатора турбины – 7% стоимости турбины [29]. При этом стоимость доставки и монтажа может достигать 25%. Кроме того, потребуется модернизация электротехнического хозяйства и системы автоматического регулирования, стоимость которых может составить 87 дол/кВт [30]. Исходя из норм, для расчета стоимость постройки здания принята равной 20% стоимости СТА.

Основные характеристики АФП с теплоаккумулирующим материалом 59% NaOH + 41% NaNO₃ следующие [31]:

Масса ТАМ, т	1586
Общая стоимость ТАМ, млн дол.	2.85
Толщина стенок, мм:	
коллекторов	40
трубок	2
Используемая площадь	
поверхности теплообмена, тыс. м ²	80
Стоимость трубного пучка	
с верхним и нижним коллекторами,	
млн дол.	0.85
Стоимость бака	
с теплоизоляцией (корпус АФП),	
млн дол.	0.05
Суммарная стоимость основных	
элементов конструкции АФП + 100%	
на доставку и монтаж, млн дол.	1.81
Итоговая стоимость АФП, млн дол.	4.66

Далее приводятся стоимостные характеристики системы теплового аккумулирования для обеспечения работы турбины мощностью 12 МВт в составе энергоблока с ВВЭР-1000 [31]:

ПТУ 12 МВт, млн дол.	7.35
Дополнительные капиталовложения,	
связанные с модернизацией	
электрохозяйства	
и автоматизированной системы	
управления технологическим процессом	
станции, млн дол.	1.04
Суммарные капиталовложения	
в систему теплового	
аккумулирования, млн дол.	13.06

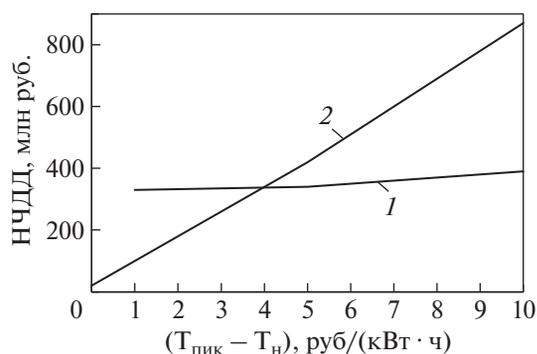


Рис. 4. Накопленный чистый дисконтированный доход от реализации системы аккумулирования с АФП вместо дополнительной СПОТ: 1 – после первого года эксплуатации; 2 – после 25 лет эксплуатации

Дополнительные капиталовложения в строительство помещения (принимаются равными 20% суммарных капиталовложений в систему теплового аккумулирования), млн дол.2.61
Итоговые капиталовложения в систему теплового аккумулирования, млн дол.15.67

Учитывая итоговые капиталовложения в СТА в размере 15.67 млн дол., а в систему СПОТ – 20.6 млн дол. и ежегодные издержки на поддержание СПОТ в работоспособном состоянии в размере 0.2 млн дол/год, можно видеть, что сооружение СТА будет оправдано даже при близкой к нулю разности максимального и минимального тарифов на электроэнергию [31].

Достижимые эффекты в виде накопленного чистого дисконтированного дохода от использования принятой системы теплового аккумулирования вместо СПОТ представлены на рис. 4. На рисунке можно увидеть, что НЧДД оказывается положительным во всем рассматриваемом диапазоне разности дневного пикового $T_{\text{пик}}$ и ночного $T_{\text{н}}$ тарифов на электроэнергию.

ВЫВОДЫ

1. Рост числа ядерных реакторов в энергосистемах и участие их в регулировании графика электропотребления приводят к необходимости повышать требования к их безопасности. Решение этой задачи может быть реализовано путем комбинирования энергоблоков АЭС с аккумуляторами фазового перехода и дополнительной маломощной паровой турбиной.

2. Разработанная и предложенная в данной статье схема комбинирования многофункциональной системы теплового аккумулирования с

двухконтурной атомной станцией на основе аккумуляторов фазового перехода с подогревом питательной воды в период разрядки АФП выше номинальной температуры дает возможность увеличить расход свежего пара без изменения мощности реакторной установки. Такая схема обладает высокой термодинамической эффективностью. Кроме того, отказ от системы парообразования в АФП значительно упрощает и удешевляет его конструкцию. Например, на энергоблоке с ВВЭР-1000 при повышении температуры питательной воды с 215 до 260°C может быть получено на дополнительной турбине до 140 МВт электрической мощности.

3. В режимах аварийного обесточивания такая установка позволяет поддерживать электропитание собственных нужд остановленных реакторов путем продолжающейся генерации пара на основе остаточного тепловыделения активной зоны. Особенность предложенной схемы – возможность обеспечения непрерывного электроснабжения аварийных собственных нужд при останове всех реакторов. Это позволяет повысить уровень безопасности АЭС и гарантировать выполнение современных требований МАГАТЭ.

4. Расчеты по оценке экономической эффективности предлагаемого решения с учетом его многофункциональных свойств показали, что НЧДД от его реализации имеет положительное значение во всем принятом диапазоне разности дневного и ночного тарифов на электроэнергию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Capital** cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies / Independent Statistics & Analysis; U.S. Energy Information Administration; U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585. 2020.
2. **Georgia** power company’s seventeenth semi-annual construction monitoring report, request for approval of the expenditures made between January 1, 2017 and June 30, 2017, and request for approval of the revised project cost estimates and construction schedule pursuant to o.c.g.a. § 46-3a-7(b). Georgia Power Company, 31 Aug. 2017. [Электрон. ресурс.] https://cleanenergy.org/wp-content/uploads/17VCM_report_083117.pdf
3. **Walton R.** Vogtle cost upgrade causes rethinking of \$25B nuclear plant’s future. [Электрон. ресурс.] <https://www.power-eng.com/nuclear/new-projects-nuclear/vogtle-cost-upgrade-causes-rethinking-of-nuclear-plant-s-future>
4. **Маневренные АЭС с аккумуляторами тепла / В.М. Болдырев, М.Е. Воронков, Н.М. Синев, В.М. Чаховский // Атомная энергия. 1981. Т. 51. Вып. 3. С. 153–157.**
5. **Чаховский В.М., Сопленков К.И.** Сэкономим? Энергоэффективность теплоаккумулирующих систем в атомной энергетике // Росэнергоатом. 2010. № 2. С. 20–25.
6. **Thermal** energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants / S. Kuravi, J. Trahan,

- D.Y. Goswami, M.M. Rahman, E.K. Stefanakos // *Prog. Energy Combust. Sci.* 2013. V. 39. Is. 4. P. 285–319. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2013.02.001>
7. **Thermal energy storage for CSP (Concentrating Solar Power)** / X. Py, N. Sadiki, R. Olives, V. Goetz, Q. Falcoz // *EPJ Web Conf.* 2017. V. 148. P. 00014. <https://doi.org/10.1051/epjconf/201714800014>
 8. **Using encapsulated phase change salts for concentrated solar power plant** / A. Mathur, R. Kasetty, J. Oxley, J. Mendez, K. Nithyanandam // *Energy Procedia.* 2014. V. 49. P. 908–915. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.098>
 9. **Gumus M.** Reducing cold-start emission from internal combustion engines by means of thermal energy storage system // *Appl. Therm. Eng.* 2009. V. 29. Is. 4. P. 652–660. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.03.044>
 10. **Latent heat storage modules for preheating internal combustion engines: application to a bus petrol engine** / L.L. Vasiliev, V.S. Burak, A.G. Kulakov, D.A. Mishkinis, P.V. Bohan // *Appl. Therm. Eng.* 2000. V. 20. Is. 10. P. 913–923. [https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(99\)00061-7](https://doi.org/10.1016/S1359-4311(99)00061-7)
 11. **Kořny J.** Short history of PCM applications in building envelopes // *PCM-Enhanced Building Components.* Springer International Publishing, 2015. P. 21–59. https://doi.org/10.1007/978-3-319-14286-9_2
 12. **Model of the impact of use of thermal energy storage on operation of a nuclear power plant Rankine cycle** / F. Carlson, J.H. Davidson, N. Tran, A. Stein // *Energy Convers. Manage.* 2019. V. 181. P. 36–47. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.11.058>
 13. **Preliminary feasibility study of PCM condenser for PCCS of APR1400** / J.O. Cho, A. Ko, S.G. Shin, H.-Y. Jung, J.I. Lee // *Ann. Nucl. Energy.* 2021. V. 152. 107959. <https://doi.org/10.1016/j.anucene.2020.107959>
 14. **Многофункциональное резервирование собственных нужд атомных электростанций** / Р.З. Аминов, А.Н. Егоров, В.Е. Юрин, В.Н. Бессонов // *Атомная энергия.* 2016. Т. 121. Вып. 5. С. 256–261.
 15. **Aminov R.Z., Yurin V.E., Egorov A.N.** A comprehensive analysis of emergency power supply systems at NPPs with WWER-1000 type reactors based on additional steam turbines in the context of Balakovo NPP // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2018. V. 1111. 012026. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1111/1/012026>
 16. **Аминов Р.З., Юрин В.Е., Кузнецов Д.Ю.** Исследование расхолаживания водо-водяных реакторов на основе использования энергии остаточного тепловыделения для выработки электроэнергии в аварийных ситуациях с обесточиванием // *Атомная энергия.* 2020. Т. 128. Вып. 4. С. 197–203.
 17. **Пат. 2680380 РФ, МПК G21D 5/00.** Способ повышения мощности и безопасности энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР на основе теплового аккумулярования / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, М.А. Муртазов. Заявители и патентообладатели Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, М.А. Муртазов. Заявл. 01.12.2017. Опубл. 20.02.2019 // *Б. И.* 2019. № 5.
 18. **Пат. 2702100 РФ, МПК G21D 3/00, G21C 15/18, H02J 9/00.** Способ бесперебойного электроснабжения собственных нужд АЭС / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин. Заявители и патентообладатели Р.З. Аминов, В.Е. Юрин. Заявл. 09.01.2019. Опубл. 04.10.2019 // *Б. И.* 2019. № 28.
 19. **Kenisarin M.M.** High-temperature phase change materials for thermal energy storage // *Renewable Sustainable Energy Rev.* 2010. V. 14. Is. 3. P. 955–970. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.011>
 20. **Macroencapsulation and characterization of phase change materials for latent heat thermal energy storage systems** / T.E. Alam, J.S. Dhau, D.Y. Goswami, E. Stefanakos // *Appl. Energy.* 2015. V. 154. P. 92–101. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.086>
 21. **Alam T.E.** Experimental investigation of encapsulated phase change materials for thermal energy storage: Graduate theses and dissertation. University of South Florida, 2015.
 22. **Cabeza L.F., Tay N.H.S.** High-temperature thermal storage systems using phase change materials. Elsevier; Academic Press, 2018. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04150-8>
 23. **Latibari S.T.** Encapsulation of organic phase change materials within metal oxides for thermal energy storage systems: Graduate theses and dissertation. University of Malaya, 2016.
 24. **Аминов Р.З., Юрин В.Е., Муртазов М.А.** К учету переходных состояний системы при проведении вероятностного расчета резервирования собственных нужд АЭС // *Изв. вузов. Проблемы энергетики.* 2016. № 5–6. С. 3–11.
 25. **Свид. РФ № 2016617127** о государственной регистрации программы для ЭВМ. Оценка вероятности снижения интенсивности повреждения активной зоны реактора АЭС с учетом нестационарных процессов при резервировании собственных нужд на основе дополнительной паротурбинной установки / В.Е. Юрин, М.А. Муртазов. Заявители и патентообладатели В.Е. Юрин, М.А. Муртазов. Заявл. 29.04.2016. Опубл. 27.06.2016.
 26. **Открытый конкурс в электронной форме.** Право заключения договора на поставку СПОТ для сооружения энергоблоков № 1 и № 2 Курской АЭС-2. <https://www.roseltorg.ru/procedure/АТОМ01071600041>
 27. **Право заключения договора на поставку системы пассивного отвода тепла (СПОТ) для сооружения энергоблоков № 1, 2, 3, 4 АЭС “Аккую”.** Номер закупки 200225/95192/026. <http://zakupki.rosatom.ru/20022595192026>
 28. **Аминов Р.З., Егоров А.Н.** Сопоставление и анализ систем отвода остаточного тепловыделения реакторов в аварийных ситуациях с обесточиванием // *Атомная энергия.* 2016. Т. 121. Вып. 6. С. 316–322.
 29. **Comparison of alternate cooling technologies for California power plants: economic, environmental, and other tradeoffs.** EPRI, Palo Alto, CA, and California Energy Commission, Sacramento, CA, 2002.
 30. **Аминов Р.З., Юрин В.Е., Егоров А.Н.** Комбинирование АЭС с многофункциональными энергетическими установками. М.: Наука, 2018.
 31. **Aminov R., Yurin V., Murtazov M.** Efficiency and economic assessment of combining nuclear power plants with multifunctional heat accumulation systems // *Int. J. Energy Res.* 2021. V. 45. Is. 8. P. 12464–12473. <https://doi.org/10.1002/er.6580>

Application of Multifunctional Systems with Latent Heat Thermal Energy Storages: A Way to Improve NPP Safety and Efficiency

R. Z. Aminov*

Gagarin Saratov State Technical University, Saratov, 410054 Russia

**e-mail: oepran@inbox.ru*

Abstract—Growth in the number of nuclear reactors in power systems and their involvement in controlling the electricity consumption schedule call for the need to impose more stringent requirements for their safety. It is shown that the safety of NPPs can be enhanced, and their participation in variable power-consumption schedules can be implemented by combining them with latent heat thermal energy storages (LHTES) and an additional small-capacity steam turbine. A scheme is proposed for combining a two-loop nuclear power plant with a multifunctional thermal energy storage system (TESS) on the basis of an LHTES, with means for heating feedwater above the nominal temperature in the LHTES discharging period. With such a solution, it becomes possible to increase the live steam flowrate without changing the reactor plant output power. The proposed scheme features high thermodynamic efficiency. In addition, doing away with the steam generation system in the LHTES results in that its design becomes significantly simpler and cheaper. Thus, due to increasing the feedwater temperature in a power unit with a VVER-1000 reactor from 215 to 260°C, the additional turbine can produce up to 140 MW of electric power. A distinguishing feature of the proposed scheme is that it allows uninterrupted power supply for the NPP auxiliaries to be provided in an emergency involving loss of power supply by using the steam generated due to the decay heat produced by the shutdown reactor. This makes it possible to enhance the NPP safety level in compliance with the growing requirements set forth by the International Atomic Energy Agency (IAEA) and ensure the possibility of power unit participation in controlling the electric load schedule without changing the reactor plant's power output. Assessments of accrued net present value (ANPV) carried out with taking into account the multifunctional properties of the system being developed have shown that it has a positive value in the entire adopted range of the difference between the day and night electricity tariffs.

Keywords: nuclear power plant, safety, emergency, thermal energy storing, latent heat thermal energy storage, efficiency, additional power, plant auxiliaries