

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ АККУМУЛЯТОРОВ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА¹

© 2023 г. Р. З. Аминов^а, *, М. В. Гариевский^а

^аСаратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина,
Политехническая ул., д. 77, г. Саратов, 410054 Россия

*e-mail: oepnan@inbox.ru

Поступила в редакцию 13.07.2022 г.

После доработки 24.08.2022 г.

Принята к публикации 24.08.2022 г.

В условиях роста доли атомных электростанций в энергосистемах европейской части России и дефиците маневренных генерирующих мощностей возникает необходимость привлечения АЭС к покрытию переменной части графика нагрузок. При относительно низких ценах на ядерное топливо (в настоящее время эквивалентная стоимость урановой топливной загрузки в 5–6 раз ниже стоимости природного газа внутри страны) и высоких удельных капиталовложениях в АЭС разгружать их экономически неэффективно. Поэтому комбинирование АЭС с тепловыми аккумуляторами фазового перехода (АФП) и дополнительной паровой турбиной позволяет аккумулировать тепловую энергию, выработанную в ночное время, и использовать ее в часы пиковых нагрузок для выработки электроэнергии при максимальном использовании ядерного топлива, т.е. без изменения мощности ядерного реактора. Кроме того, наличие дополнительного турбогенератора в аварийных ситуациях с полным обесточиванием АЭС дает возможность обеспечить работу систем расхолаживания за счет использования остаточного тепловыделения реактора для привода турбины и повысить тем самым уровень безопасности АЭС. Проведен анализ цен на электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии и мощности Единой энергетической системы России (ОРЭМ ЕЭС) и в энергосистеме Франции (с самой высокой долей АЭС). Оценено влияние эксплуатации энергоблока АЭС с системой аккумулирования тепловой энергии и альтернативного варианта – строительства гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) на ОРЭМ. Проведены расчеты технико-экономических показателей использования на АЭС аккумуляторов тепловой энергии на основе АФП в зависимости от уровня тепловой мощности последних, а также достигаемого увеличения регулировочного диапазона по отпуску электроэнергии. Показано, что если не учитывать многофункциональные свойства энергокомплекса на основе АФП и дополнительной турбины (повышение безопасности, участие АЭС в первичном регулировании частоты) при существующей разнице цен на электроэнергию, выработанную в пиковый и ночной периоды, на рынке на сутки вперед, окупаемость энергокомплекса АЭС на основе АФП не обеспечивается. Окупаемость инвестиций в аккумуляторы фазового перехода и дополнительную турбину в рассмотренном примере может быть достигнута при условии, что разность средних за расчетный период 25 лет цен на электроэнергию, выработанную в пиковые и ночные часы, составляет 3400 руб/(МВт·ч) и время зарядки/разрядки АФП превышает 7 ч в сутки.

Ключевые слова: атомная электростанция, тепловое аккумулирование, аккумулятор фазового перехода, оптовый рынок электроэнергии и мощности, неравномерность графиков электропотребления

DOI: 10.56304/S0040363623020017

Важнейшей особенностью электропотребления в энергосистемах являются неравномерности суточного, недельного и сезонного графиков электрических нагрузок, в то время как крупные генерирующие источники, такие как атомные электростанции, наиболее эффективны при работе на максимальном уровне мощности в течение длительного периода.

В ЕЭС России прослеживается дефицит маневренных мощностей, способных уменьшать нагрузку (или останавливаться) в часы сниженного электропотребления и обеспечивать энергосистему электроэнергией в часы повышенной нагрузки. Большинство тепловых электростанций, работающих на ископаемом топливе, переведены в полупиковую зону графика электрических нагрузок, что негативно сказывается на их эффективности и надежности. Старение оборудования

¹ Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 22-29-00090).

тепловых электростанций, постоянный рост цен на органическое топливо и требования к экологической безопасности ведут к необходимости увеличения доли атомных станций в ЕЭС [1, 2]. Активный рост доли АЭС приводит к увеличению объема неманевренной генерации на оптовом рынке электроэнергии и мощности, что вынуждает АЭС участвовать в покрытии неравномерностей графика электрической нагрузки.

При работе в маневренных режимах снижаются экономические показатели и, как следствие, конкурентоспособность АЭС, а технические возможности регулирования мощности реакторов современных АЭС зависят от периода топливной кампании и не всегда отвечают требованиям энергосистем. Из-за объективных трудностей создания и освоения необходимой маневренной мощности гидроаккумулирующей электростанции и полупиковых энергоблоков необходимо иметь альтернативные технические решения, которые дадут возможность разгружать АЭС в ночное время и выдавать дополнительную энергию в периоды ее увеличенного потребления.

Названные причины делают целесообразным поиск путей организации маневренного режима АЭС при сохранении неизменного базового режима реакторных установок [3–6]. Одним из таких путей может стать размещение систем, позволяющих аккумулировать тепловую энергию реакторов в ночные часы сниженного энергопотребления и использовать ее для генерации дополнительной электроэнергии в часы повышенного энергопотребления [7, 8]. Благодаря использованию аккумулирующих установок, таких как тепловые аккумуляторы фазового перехода, в сочетании с баками горячей воды, способными запасать тепловую энергию реакторных установок в часы спада нагрузки в энергосистеме, вместе с дополнительной паровой турбиной можно повысить системную эффективность АЭС. Наличие дополнительного турбоагрегата в аварийных ситуациях с полным обесточиванием АЭС позволяет обеспечить работу систем расхолаживания путем использования пара, генерируемого с помощью остаточного тепловыделения реактора, для привода турбины. Это обеспечивает повышение уровня безопасности АЭС и дает возможность отказаться от дорогостоящих дополнительных систем пассивного отвода тепла (СПОТ), что приводит к полной окупаемости затрат на систему аккумулирования [9, 10]. В результате дополнительной выработки электроэнергии в часы повышенной электрической нагрузки обеспечивается дополнительная прибыль атомной станции и таким образом значительно повышаются маневренность и конкурентоспособность АЭС [11–15].

Кроме того, в связи с ужесточением требований повышения качества частотного регулирования

в ЕЭС России энергоблоки всех типов, за исключением энергоблоков с реакторами большой мощности канальными (РБМК) и реакторами на быстрых нейтронах (БН), должны участвовать в регулировании частоты. Учитывая трудности выполнения требования участия АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) в регулировании частоты из-за низких маневренных характеристик энергоблоков АЭС (особенно активной зоны), приводящих к выработке ресурса основного оборудования при переменных нагрузках, авторы [16, 17] предложили систему аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) на АЭС. В качестве аккумулирующей среды используется высокотемпературный теплоноситель (масло), нагреваемый теплом, выделяющимся при конденсации части свежего пара в часы ночного провала нагрузки. Возврат тепла осуществляется путем нагрева основного конденсата и питательной воды в часы пиковой нагрузки в специальных теплообменниках разрядки вместо регенеративного подогрева отборным паром, который в это время направляется на увеличение мощности турбины. Такая система аккумулирования тепловой энергии на атомной станции с ВВЭР обеспечивает участие энергоблока АЭС в регулировании частоты тока в энергосистеме без изменения мощности ядерного реактора [16].

В [18] проведено технико-экономическое сопоставление участия АЭС с альтернативными вариантами в регулировании суточных графиков электрической нагрузки и показана экономическая эффективность применения аккумуляторов тепловой энергии на АЭС. Отмечено, что приведенные годовые затраты в вариантах с аккумулированием тепла на АЭС и ГАЭС примерно равны, при этом сопоставление САТЭ с ГАЭС по материалоемкости показывает существенное преимущество системы аккумулирования тепла [18].

Ранее экономическая эффективность проектируемых ГАЭС оценивалась по стоимости вытесняемого топлива в энергосистеме в сравнении с альтернативными тепловыми пиковыми электростанциями и снижению ежегодных эксплуатационных затрат. Сейчас экономическое положение маневренных мощностей в энергосистеме, таких как ГАЭС, определяется рыночными условиями, и наряду с плановой поставкой электрической мощности и энергии на ОРЭМ в качестве товара стали использоваться технологические (системные) услуги: регулирование частоты и напряжения, оперативное и аварийное резервирование активной мощности и др. [19].

В последние десятилетия в связи с изменением структуры генерирующих мощностей повышается актуальность прохождения ночных провалов нагрузки. Кроме того, при росте доли электростанций на возобновляемых источниках энергии

(ВИЭ) проблема согласования графика потребления электроэнергии и стохастической генерации ВИЭ переносится на объекты традиционной энергетики, что приводит к утяжелению их режимов (возрастает время вынужденной разгрузки энергоблоков, увеличивается число циклов пусков-остановов) [20]. В большинстве энергосистем отсутствуют возможности как увеличения мощности существующих, так и строительства новых гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. В этой ситуации располагаемой высокоманевренной (регулирующей) мощностью поддерживается баланс между потреблением и генерацией, что косвенным образом влияет на качество (частоту) электроэнергии. Высокая надежность электроснабжения может быть обеспечена только благодаря наличию в энергообъединении достаточного резерва маневренной мощности.

Важно отметить, что ГАЭС мощностью порядка 1000 МВт и более (а именно такие проекты, как правило, рассматриваются в ЕЭС России) – это концентрированный источник высокоманевренной мощности, и для его интеграции в энергосистему потребуется изрядный объем сетевого строительства. Применение АФП на АЭС позволит более распределенно разместить маневренные мощности в энергосистеме с потенциальной экономией вложений в усиление сети. Если АФП даст дополнительную мощность 30–50 МВт на энергоблок, т.е. до 200 МВт на четырехблочную АЭС, то ввод пяти АЭС позволит достичь тех же 1000 МВт маневренной мощности. Однако прирост маневренной мощности за счет АФП ограничен объемами ввода новых АЭС. При реализации сценариев развития ЕЭС с высокой долей ВИЭ дополнительные потребности в маневренных мощностях могут достигать нескольких гигаватт, и для обеспечения таких потребностей нужны будут и ГАЭС, и другие системы аккумулирования электроэнергии.

АНАЛИЗ ЦЕН НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Существенное влияние на окупаемость системы теплового аккумулирования на АЭС оказывают ценовые параметры оптового рынка электроэнергии и мощности. Выручка энергокомплекса на базе АЭС с аккумуляторами тепла на ОРЭМ формируется от продажи электроэнергии и мощности по двухставочному тарифу по всем зонам графика электрической нагрузки.

Электрическая энергия в пределах ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности может продаваться по регулируемым ценам в рамках регулируемых договоров (РД) и по конкурентным (нерегулируемым) ценам: на рынке на сутки вперед (РСВ) (за сутки до предполагаемых

торгов), на балансирующем рынке (БР) (в сутки торгов) и в рамках свободных двусторонних договоров (СДД).

Конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час наступающих суток происходит на рынке на сутки вперед. В основу конкурентного отбора ценовых заявок и определения плановых объемов и цен на РСВ положено решение задачи оптимизации по критерию минимизации стоимости электрической энергии, при этом оптимизируемыми переменными являются плановые объемы потребленной/произведенной электроэнергии в каждом узле расчетной модели в каждый час операционных суток. В то же время все изменения уровня потребления, сетевые ограничения, состояние генерирующего оборудования невозможно спрогнозировать заранее с абсолютной точностью. Торговля объемами электроэнергии в целях сбалансировать отклонения фактических объемов производства/потребления от плановых осуществляется на балансирующем рынке.

Основной объем купли-продажи электроэнергии участник ОРЭМ, как правило, реализует на рынке на сутки вперед (74.6% в 2021 г.) [21]. Равновесные цены, полученные в результате конкурентного отбора на рынке на сутки вперед, определяются рядом факторов, среди которых состав генерирующего оборудования, отобранный Системным оператором для покрытия заявленного энергопотребления, в том числе технические характеристики генерирующего оборудования; состав генерирующего оборудования, находящегося в горячем или холодном резерве; ценовые стратегии участников оптового рынка; структура энергопотребления; соотношение спроса и предложения.

В целом в ЕЭС России объемы проданной (купленной) электрической энергии по регулируемым договорам в 2020 г. составили 175.49 млрд кВт·ч на сумму 113.17 млрд руб., объем проданной (купленной) мощности по данным договорам равнялся 559.79 тыс. МВт на сумму 94.61 млрд руб. Объем рынка на сутки вперед в 2020 г. составил 818.22 млрд кВт·ч, стоимость проданной (купленной) электрической энергии – 868.01 млрд руб. На балансирующем рынке объем проданной (купленной) электрической энергии в 2020 г. составил 55.12 млрд кВт·ч на сумму 54.15 млрд руб. [22].

Среднегодовой индекс РСВ в первой ценовой зоне в 2020 г. установился на уровне 1212.13 руб/(МВт·ч), что на 5.84% ниже, чем в 2019 г. [1287.32 руб/(МВт·ч)]. Снижение индекса РСВ обусловлено уменьшением спроса (из-за влияния пандемии коронавирусной инфекции на экономику страны), а также увеличением плано-

вой выработки ГЭС (в связи с относительно высокой водностью рек) и АЭС (вследствие ввода в эксплуатацию новых энергоблоков). В 2021 г. индекс РСВ составил 1403.6 руб/(МВт · ч), рост на 15.8% обусловлен восстановлением экономической активности после ослабления ограничений, а также увеличением электропотребления в центральных и южных регионах страны летом 2021 г. при аномально высоких температурах атмосферного воздуха [21]. В долгосрочной перспективе повышение среднегодового индекса равновесных цен будет обусловлено главным образом ростом цен на топливо (для первой ценовой зоны – на газ), которое используется тепловыми электростанциями [в 2008 г. индекс РСВ в первой ценовой зоне составил 708.28 руб/(МВт · ч)] [22].

В течение 2020 г. индекс РСВ изменялся в большом диапазоне. Минимальное значение индекса РСВ за год зафиксировано 3 мая – 738.87 руб/(МВт · ч), а максимальное – 16 июля – 1444.74 руб/(МВт · ч). Такая динамика цен обусловлена прежде всего неравномерностью графика энергопотребления в течение не только суток, но и года, т. е. циклической неравномерностью спроса со спадами относительно общего тренда в выходные и праздничные дни и со снижением объемов в летние месяцы, вызванным климатическими факторами, а также выбранным составом генерирующего оборудования. В отопительный период за счет высокой доли ТЭЦ происходит увеличение минимальной активной мощности, что влечет за собой рост ценопринимающего предложения, а с окончанием отопительного сезона происходит вывод в ремонт сетевого и генерирующего оборудования, в том числе ГЭС и АЭС, формирующего значительную часть ценопринимающего предложения. В 2020 г. на формирование ценового годового минимума также повлиял относительно высокий уровень плановой выработки ГЭС во втором квартале [22].

ДИНАМИКА ЦЕН НА РЫНКЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД

Цена на электроэнергию на ОРЭМ изменяется в зависимости от динамики потребления в течение суток, сезона и других факторов. Весьма высокую связь фактической генерации и цены на электроэнергию на рынке на сутки вперед в первой ценовой зоне ЕЭС отражает коэффициент корреляции, который в характерные дни 2021 г. находился в диапазоне от 0.940 до 0.967 (рис. 1).

Коэффициент суточной неравномерности графиков генерации в первой ценовой зоне ЕЭС в характерные дни 2021 г. изменялся от 0.740 до 0.862, плотность графиков нагрузки – от 0.901 до 0.938. Минимальная цена на электроэнергию на рынке на сутки вперед в первой ценовой зоне ЕЭС в характерные дни 2021 г. составляла 855.9–

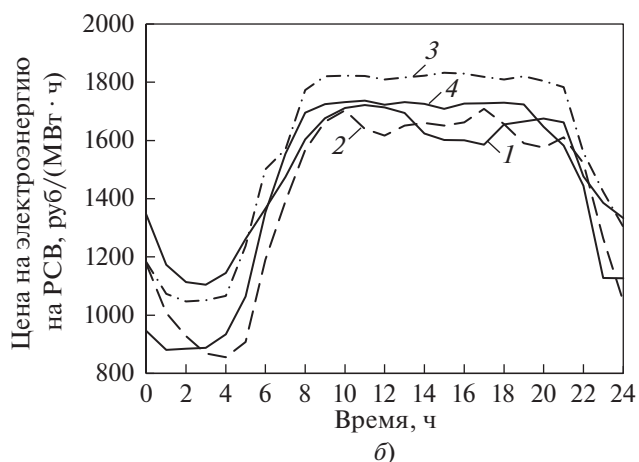
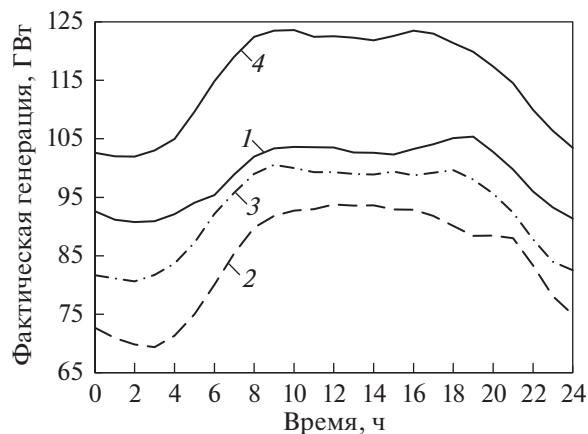


Рис. 1. Фактическая генерация (суммарно по всем секторам ОРЭМ) (а) и цена на электроэнергию на рынке на сутки вперед (б) в первой ценовой зоне ЕЭС (территории европейской части России и Урала) в характерные дни 2021 г. (данные СО ЕЭС): 1 – весна (20.03.2021); 2 – лето (21.06.2021); 3 – осень (22.09.2021); 4 – зима (24.12.2021 – годовое максимум потребления мощности ЕЭС)

1105.0 руб/(МВт · ч), максимальная – 1708.4–1832.5 руб/(МВт · ч) (см. рис. 1). Отношение максимальной цены на электроэнергию к минимальной находилось в диапазоне 1.56–2.00.

Особый интерес в свете рассматриваемой темы представляет энергосистема Франции с самым высоким уровнем установленной мощности АЭС в структуре генерирующих мощностей. Общая установленная генерирующая мощность энергосистемы Франции в 2021 г. составила 139.1 ГВт, общая генерация – 522.9 ТВт · ч. Структура установленной мощности во Франции на конец 2021 г. представлена далее [23].

Общая мощность, ГВт:

АЭС.....	61.4
ТЭС.....	17.9

В том числе:	
на газе.....	12.7
на мазуте.....	3.4
на угле.....	1.8
ГЭС.....	25.7
ВЭС.....	18.8
СЭС.....	13.1
Доля производства электроэнергии (в 2021 г.), %:	
АЭС.....	69.0
ТЭС.....	7.4
ГЭС.....	12.0
ВЭС.....	7.0
СЭС.....	2.7
прочие.....	1.9

Для стабильной работы энергосистемы часть французских АЭС работает в режиме базовой нагрузки, часть – в переменном режиме. Важную роль в энергосистеме Франции играют ТЭС на газе, ГЭС, в том числе ГАЭС, обеспечивающие атомным электростанциям должный уровень гибкости при несении нагрузки. Кроме того, балансирующие системы способствуют трансграничные поставки электроэнергии. Франция уже несколько лет является крупнейшим экспортером электроэнергии в ЕС. В 2021 г. объем экспорта составил 86.5 ТВт · ч, импорта – 42.2 ТВт · ч. Так, например, швейцарские ГАЭС активно покупают у Франции электроэнергию в ночные часы по низкой цене, после чего продают ее в часы пиковой нагрузки.

На рис. 2 представлены графики производства электроэнергии (суммарно) и спотовых цен на рынке на сутки вперед во Франции в характерные дни 2021 г. Связь между ценой на электроэнергию на рынке на сутки вперед и фактической генерацией во Франции умеренная – коэффициент корреляции в характерные дни 2021 г. составлял от 0.333 до 0.726, что объясняется влиянием стохастической генерации на базе возобновляемых источников энергии на цену на электроэнергию.

Коэффициент суточной неравномерности графиков генерации в энергосистеме Франции в характерные дни 2021 г. изменялся от 0.763 до 0.890, плотность графиков нагрузки – от 0.910 до 0.947. Минимальная цена на электроэнергию на рынке на сутки вперед во Франции в характерные дни 2021 г. составляла 43.1–108.8 евро/(МВт · ч), максимальная – 77.7–307.7 евро/(МВт · ч) (см. рис. 2). Отношение максимальной цены на электроэнергию к минимальной находилось в диапазоне 1.5–1.8.

Со второй половины 2021 г. цены на ископаемое топливо (газ, нефть) в Европе резко возросли,

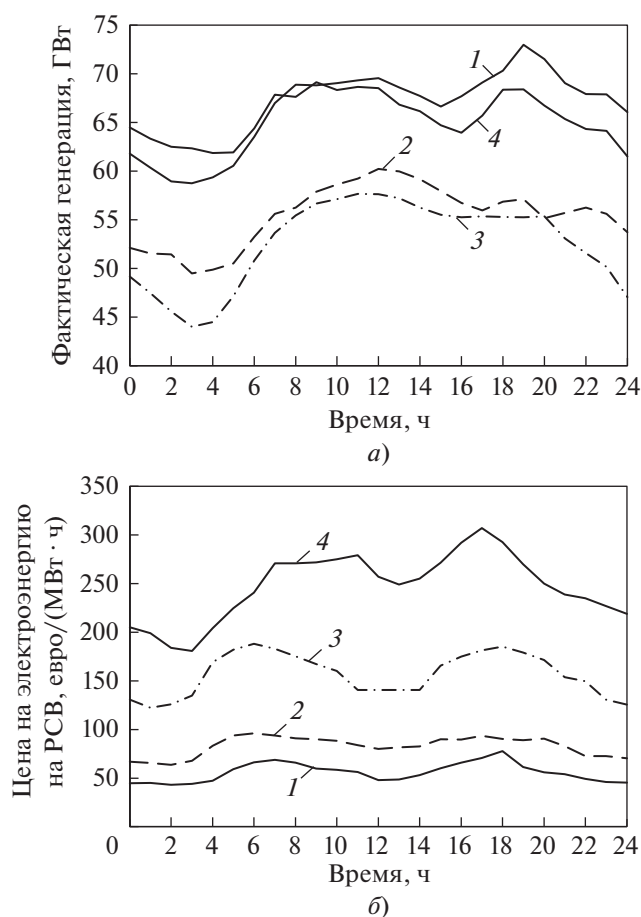


Рис. 2. Производство электроэнергии (а) и спотовые цены на электроэнергию на рынке на сутки вперед (б) во Франции в 2021 г. (данные Energy-Charts): 1 – весна (16.03.2021); 2 – лето (22.06.2021); 3 – осень (17.09.2021); 4 – зима (08.12.2021)

что привело к повышению цен на электроэнергию. При этом европейские цены на электроэнергию сильно коррелируют с ее производством на ВЭС. В [24] рассмотрены ценовые последствия реализации политики стимулирования генерации на базе возобновляемых источников энергии в странах Европейского союза. Показано, что интенсивное внедрение ВИЭ, характеризующихся крайне низкими переменными затратами, привело к снижению спотовых (оптовых) цен на электроэнергию в большинстве стран Европы и обострению проблемы “отрицательных” спотовых цен. Причем периодов отрицательных цен становится все больше независимо от основной динамики цен. Так, во Франции исторический рост цен в 2021 г. сопровождался большим количеством часовых интервалов, в течение которых спотовая цена на электроэнергию становилась отрицательной: 64 ч в 2021 г. (по сравнению с 27 ч в 2019 г.) [23]. Эти факторы привели к тому, что отношение максимальной цены на электроэнер-

гию к минимальной во Франции в отдельные дни могло составлять 3.5.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С СИСТЕМОЙ АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Вывод на оптовый рынок электроэнергии и мощности энергокомплекса на базе АЭС с системной тепловой аккумуляцией наряду с очевидными преимуществами как для участников ОРЭМ, так и для эксплуатирующей организации (выполнение требований СО ЕЭС по режимам работы электростанций, расширение диапазона маневрирования АЭС при сохранении базового режима работы реакторной установки, повышение надежности и безопасности функционирования электроэнергетической системы и т.д.) приведет к следующему технико-экономическим последствиям: основной объем электроэнергии АЭС в существующих условиях будет реализован на рынке на сутки вперед; ввод нового энергоблока АЭС в условиях практически неизменного потребления и предложения на ОРЭМ повлечет снижение цены продажи электроэнергии. Использование маневренных возможностей АЭС с системой тепловой аккумуляции вызовет изменение цен на электроэнергию на ОРЭМ в течение суток: днем цена на электроэнергию снизится, а в ночные часы увеличится [25].

В [26] на примере проекта энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2 с опцией САТЭ было показано, что ввод нового энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 (без учета САТЭ) в условиях практически неизменного потребления и предложения на ОРЭМ привело к снижению цены продажи электроэнергии на рынке на сутки вперед в группе точек поставки НВАЭС в сентябре 2015 г. на 16.51 руб/(МВт · ч), в первой ценовой зоне — на 10.28 руб/(МВт · ч). Использование маневренных возможностей энергоблока с САТЭ (режим несения нагрузки: ночью — 75%, пиковые часы — 110% номинальной мощности, КПД аккумуляции 80%) повлечет за собой увеличение цены на электроэнергию в регионе на 1.35 руб/(МВт · ч), в первой ценовой зоне — на 0.31 руб/(МВт · ч) (т.е. позволит частично “отыграть” снижение цены на электроэнергию). Повышение в регионе цены на электроэнергию при использовании маневренных возможностей АЭС с САТЭ (по сравнению с работой АЭС без САТЭ) в ночные часы составит 2.29 руб/(МВт · ч), а уменьшение ее в дневные часы — 0.93 руб/(МВт · ч).

В 2015 г. индекс равновесных цен на рынке на сутки вперед в Воронежской области составил 1213 руб/(МВт · ч), индекс РСВ в первой ценовой зоне — 1153.29 руб/(МВт · ч) Таким образом, ввод

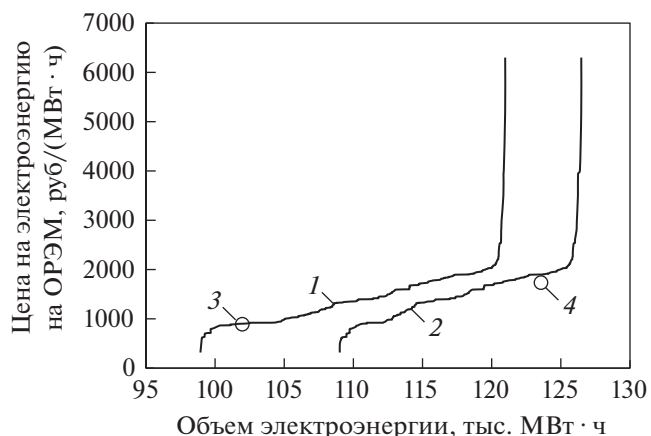


Рис. 3. Ценовые заявки на продажу электроэнергии на ОРЭМ в первой ценовой зоне 24.12.2021 в 2:00 ч ночи — минимум суточной генерации (1), в 10:00 ч утра — максимум суточной генерации (2) (данные АТС-Энерго) и фактические индексы РСВ при фактической генерации по всем секторам ОРЭМ (3, 4) (данные СО ЕЭС)

нового энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 привел к уменьшению цены на электроэнергию на 1.36% в регионе и на 0.89% в первой ценовой зоне (относительно среднегодовой цены), а использование АЭС с системой аккумуляции тепла — к увеличению цены на 0.11% в регионе (повышение на 0.19% в ночные часы и снижение на 0.08% в дневные часы) и на 0.03% в первой ценовой зоне.

Кроме того, эксплуатация энергоблока АЭС с системой аккумуляции тепловой энергии обеспечивает участие атомной электростанции в первичном и вторичном регулировании частоты, а также способствует снижению затрат в энергосистеме при максимальном спросе на электроэнергию [27–29].

Использование потребителей-регуляторов в энергосистеме, к числу которых относится ГАЭС, приводит к выравниванию графика электропотребления в энергосистеме — уменьшению ночного провала электрических нагрузок, что напрямую способствует увеличению ночных тарифов. При этом уровень повышения ночных тарифов будет определяться ростом относительной доли ночного электропотребления. Такие условия для тех ГАЭС, что используют “ночную” электроэнергию в период зарядки, будут приводить к снижению их эффективности.

Оценить изменение цен на рынке на сутки вперед при альтернативном варианте — строительстве ГАЭС — можно на основе ценовых заявок на продажу электроэнергии на ОРЭМ (рис. 3). В часы минимума нагрузки ГАЭС работает в насосном режиме, запасая энергию, генерация электростанций в энергосистеме увеличивается и, соответственно, повышается цена про-

даже электроэнергии. В часы максимума нагрузки при работе ГАЭС в генераторном режиме суммарная генерация остальных электростанций уменьшается и снижается цена продажи электроэнергии. В результате расчетов определено, что при мощности ГАЭС 300 МВт в насосном режиме и 225 МВт в турбинном режиме увеличение цены на рынке на сутки вперед в первой ценовой зоне 24.12.2021 в часы минимума суточной генерации (в 2:00 ночи) составило 3.98 руб/(МВт · ч), уменьшение цены РСВ в часы максимума суточной генерации (в 10:00) – 1.23 руб/(МВт · ч). При индексе РСВ в 2021 г. 1403.6 руб/(МВт · ч) такая работа ГАЭС повлечет увеличение цены на электроэнергию на 0.28% ночью и ее уменьшение на 0.09% в пиковые часы.

В отличие от потребителей-регуляторов, тепловое аккумулирование приводит только к снижению электрической мощности АЭС в период прохождения ночного минимума и не оказывает никакого влияния на конфигурацию графика электрических нагрузок. Повышение ночного тарифа в данном случае может быть вызвано только перераспределением нагрузки между электрогенераторами и для каждой энергосистемы будет зависеть от структуры ее генерирующих мощностей.

ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА АЭС НА ОСНОВЕ АККУМУЛЯТОРОВ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Эффективность использования на АЭС аккумулирующей системы с АФП зависит от большого числа факторов, в том числе и внешних. Представляет определенный интерес оценка их эффективности и окупаемости в условиях, когда по каким-либо причинам трудно либо невозможно реализовать их многофункциональные свойства (повышение безопасности, участие АЭС в первичном регулировании частоты). Определяющим фактором в данном случае будет разность цен на электроэнергию, отпускаемую от генерирующего источника в периоды повышенного и пониженного спроса. На основе данных, представленных на рис. 1, б, рассчитана разность средней (за время разрядки АФП) цены на “пиковую” электроэнергию и средней (за время зарядки АФП) цены на “провальную” (ночную) электроэнергию на рынке на сутки вперед в первой ценовой зоне ЕЭС в характерные дни 2021 г. (рис. 4).

В [30] применительно к существующей атомной электростанции мощностью 670 МВт в Великобритании предложена система управления энергопотреблением при эксплуатации АЭС в переменном режиме, основанная на накопителе тепловой энергии с аккумулятором фазового перехода и дополнительной установке с органическим циклом Ренкина. Экономическая рентабель-

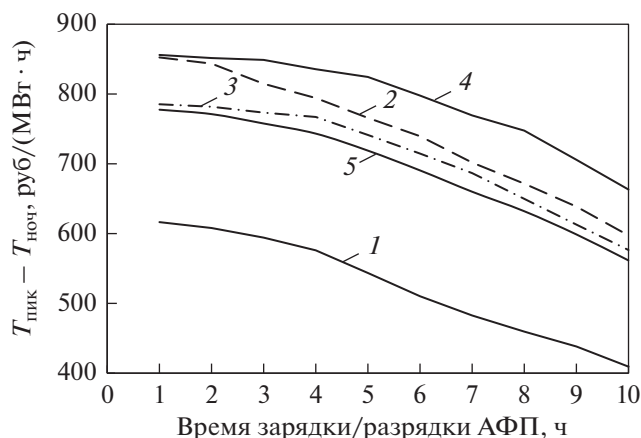


Рис. 4. Разность пикового $T_{\text{пик}}$ и ночного $T_{\text{ночь}}$ тарифов на электроэнергию (среднее значение за время разрядки и зарядки АФП) на рынке на сутки вперед в первой ценовой зоне ЕЭС в зависимости от времени зарядки АФП в характерные дни 2021 г.:

1 – весна (20.03.2021); 2 – лето (21.06.2021); 3 – осень (22.09.2021); 4 – зима (24.12.2021); 5 – средняя в 2021 г. (по четырем дням)

ность предлагаемого энергокомплекса проанализирована с учетом почасовых цен в Великобритании на оптовом рынке электроэнергии в 2019 и 2021 гг. Был сделан вывод, что такой энергокомплекс может быть экономически выгодным, если колебания средних “пиковых” и “ночных” цен на электроэнергию по крайней мере в 2 раза больше тех, что имели место на рынке Великобритании в 2019 г. (данные за 2021 г. близки такому соотношению) и продолжительность разряда теплового аккумулятора превышает 2 ч или цикл зарядки/разрядки выполняется более одного раза в день.

С участием одного из авторов данной статьи разработана и запатентована схема комбинирования системы теплового аккумулирования с двухконтурной атомной станцией на основе аккумуляторов фазового перехода и дополнительной турбиной малой мощности [31]. 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 паровой турбины. В режиме пиковых нагрузок при разрядке аккумулятора часть питательной воды после подогревателей высокого давления подается в АФП и затем подмешивается к питательной воде в основном тракте. Вследствие повышения температуры питательной воды на входе в парогенераторы при той же мощности реактора генерируется избыток свежего пара, направляемый на дополнительную паротурбинную установку (ПТУ).

Для этих целей может быть использован АФП с теплоаккумулирующим материалом (ТАМ)

59% NaOH + 41% NaNO₃. Температура плавления ТАМ 266°C, теплота фазового перехода 278 кДж/кг, плотность 1910 и 2150 кг/м³, теплоемкость 1.85 и 1.65 кДж/(кг · К) в жидком и твердом состоянии соответственно. Для обеспечения возможности работы многофункциональной системы теплового аккумулирования в тепловой схеме ВВЭР-1000 с участием автора данной статьи была разработана и запатентована конструкция теплового аккумулятора с фазопереходным материалом [32]. Внутри корпуса аккумулятора вертикально располагается пучок металлических теплообменных трубок, через которые протекает теплоноситель (конденсат от свежего пара в процессе зарядки или пароводяная смесь, образующаяся в процессе разрядки аккумулятора). Выбрано шахматное расположение трубного пучка АФП и продольное оребрение теплообменных трубок. Следует отметить, что поскольку при изменении агрегатного состояния материала происходит изменение его объема, в корпусе аккумулятора фазового перехода предусмотрена полость, заполненная воздухом. В нижней части корпуса расположен нижний коллектор, предназначенный для равномерного распределения основного потока теплоносителя по теплообменным металлическим трубкам в часы разрядки и для сбора конденсата во время зарядки аккумулятора. Установка барабана-сепаратора в верхней части конструкции теплового аккумулятора позволяет осушить скопившийся пар, стенированный в теплообменных трубках (если необходимо только нагреть теплоноситель, рационально барабан-сепаратор заменить на верхний распределительный коллектор).

Стоимость ТАМ составляет 1.8 дол/кг (135 руб/кг), включая стоимость самого материала, доставку, таможенные платежи и пр., масса – 1586 т [9]. В расчетах старение ТАМ учитывалось как ежегодное снижение дополнительной выработки на 0.3%. Оценка полной стоимости АФП включала стоимость металлической конструкции корпуса с теплоизоляцией (3.749 млн руб.), теплообменной поверхности с распределительными коллекторами (63.750 млн руб.), дополнительной вспомогательной аппаратуры (такой, как технологическое оборудование, измерительные устройства, запорная арматура и пр.), доставки составных частей до места эксплуатации, монтажа всех технических узлов с последующим пуском (приняты как +100% стоимости корпуса и теплообменников – 67.500 млн руб.), ТАМ (214.110 млн руб.) [9].

Мощность дополнительной паровой турбины определяется в зависимости от времени разрядки АФП в часы пиковых электрических нагрузок в энергосистеме (чем меньше время разрядки, тем выше должна быть мощность ПТУ при той же запасенной в АФП энергии). Расчет удельных ка-

питаловложений (тыс. руб/кВт) в дополнительную паровую турбину различной мощности проводился на основе аппроксимации данных по стоимости типового оборудования с помощью степенной зависимости $k_{уд} = 45.082N^{-0.11}$, где N – мощность турбины, МВт [14]. Стоимость конденсатора турбины принимали равной 7% стоимости турбины, стоимость доставки и монтажа – 25%, затраты на модернизацию электротехнического хозяйства и системы автоматического регулирования – 87 дол/кВт (6.525 тыс. руб/кВт), капиталовложений в строительство помещения – 20% суммарных затрат на систему теплового аккумулирования [9].

Расчеты выполнялись в реальном выражении, ставка дисконтирования принималась в размере 10%. Горизонт расчета составлял 25 лет. Ежегодные условно-постоянные затраты на систему теплового аккумулирования были приняты в размере 15 млн руб/год. Коэффициент полезного действия системы теплового аккумулирования, равный отношению количества отпущенной электроэнергии при разрядке аккумулятора к количеству невыработанной электроэнергии в связи с отбором пара на зарядку аккумулятора, для принятой системы составил 0.9. Снижение мощности АЭС при зарядке АФП, например, в течение 5 ч в период ночного провала нагрузки в энергосистеме составит 40 МВт, увеличение мощности энергокомплекса (за счет дополнительной паровой турбины) в пиковый период в течение 5 ч – 36 МВт. При этом коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) АЭС (во всех рассмотренных вариантах) снизится с 83.89% (в расчетах КИУМ АЭС принят как средний по ЕЭС России в 2021 г.) до 83.73%.

Расчеты технико-экономических показателей использования на АЭС аккумуляторов тепловой энергии на основе АФП показали следующее: при существующей разнице в ценах на электроэнергию в пиковый и ночной периоды на РСВ (см. рис. 4) окупаемость технического решения не обеспечивается (чистый дисконтированный доход отрицательный во всех вариантах). Как для АФП, так и для других капиталоемких типов аккумуляторов (например, ГАЭС) разница в ценах на электроэнергию в ночные и пиковые часы должна быть более значимой, чтобы окупить инвестиции в мероприятия по повышению гибкости работы энергосистемы за счет систем аккумулирования.

Результаты расчетов технико-экономических показателей использования на АЭС аккумуляторов тепловой энергии на основе АФП при увеличении разницы в ценах (средних за расчетный период 25 лет) на электроэнергию в пиковый и ночной периоды до 3400 руб/(МВт · ч) приведены в таблице. В этом случае окупаемость инвестиций

Результаты расчетов технико-экономических показателей использования на АЭС аккумуляторов тепловой энергии на основе аккумуляторов фазового перехода

Показатель	Время зарядки/разрядки АФП, ч									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Мощность дополнительной ПТУ, МВт	180	90	60	45	36	30	25.7	22.5	20	18
Удельные капиталовложения в дополнительную ПТУ, тыс. руб/кВт	25.5	27.5	28.7	29.7	30.4	31.0	31.5	32.0	32.4	32.8
Снижение мощности АЭС в ночные часы для зарядки АФП, МВт	200	100	66.7	50	40	33.3	28.6	25	22.2	20
Капиталовложения в систему теплового аккумулирования, млрд руб., всего	9.185	5.094	3.656	2.914	2.458	2.147	1.923	1.751	1.617	1.508
В том числе:										
в АФП	0.349	0.349	0.349	0.349	0.349	0.349	0.349	0.349	0.349	0.349
в ПТУ	6.130	3.308	2.306	1.785	1.464	1.244	1.085	0.963	0.867	0.790
в модернизацию электрохозяйства и систему управления	1.175	0.587	0.392	0.294	0.235	0.196	0.168	0.147	0.131	0.117
в строительство помещения	1.531	0.849	0.609	0.486	0.410	0.358	0.320	0.292	0.269	0.251
Снижение выручки от продажи “ночной” (“провальной”) электроэнергии, млн руб/год	60	60	60	61	62	64	66	67	69	71
Выручка от продажи дополнительной “пиковой” электроэнергии, млн руб/год	232	232	231	231	230	230	229	229	229	228
Дополнительная выручка, млн руб/год	172	172	171	170	168	166	163	162	160	157
Чистый дисконтированный доход, млрд руб.	-7.086	-3.000	-1.575	-0.844	-0.405	-0.114	0.090	0.242	0.355	0.438

будет достигнута при времени зарядки/разрядки АФП более 7 ч в сутки. Из таблицы следует, что несмотря на то что наибольшая дополнительная выручка от продажи электроэнергии будет при времени зарядки/разрядки АФП 1 ч при максимальной разнице в ценах на электроэнергию в пиковые и ночные часы, из-за высоких капиталовложений в дополнительную паровую турбину этот вариант наименее эффективный. Наиболее эффективным является вариант с зарядкой/разрядкой АФП в течение 10 ч и мощностью дополнительной ПТУ 18 МВт.

На рис. 5 представлены результаты расчета технико-экономических показателей использования АФП на АЭС при изменении емкости аккумуляторов тепловой энергии. Результаты расчета варианта 1 (кривая 1) при массе ТАМ 1586 т и электроэнергии, вырабатываемой в часы пиковый нагрузки, 180 МВт · ч представлены в таблице, в вариантах 2 и 3 (кривые 2 и 3) емкость АФП уменьшена на 25 и 50% соответственно. При этом масса ТАМ составляет 1189.5 и 793 т, капиталовложения в АФП – 264.520 и 178.995 млн руб., выра-

батываемая пиковая энергия – 135 и 90 МВт · ч. коэффициент использования установленной мощности АЭС в вариантах 2 и 3 снизится до 83.84 и 83.86% соответственно. На рис. 5 видно, что наибольший чистый дисконтированный доход в вариантах 2 и 3 будет получен также при времени зарядки/разрядки 10 ч.

Экономическая эффективность энергокомплекса на базе АЭС с аккумуляторами фазового перехода зависит от длительности зарядки/разрядки АФП: при большем времени зарядки/разрядки АФП появляется возможность установить дополнительную паровую турбину, имеющую меньшую мощность и, соответственно, более низкую цену, при более коротких циклах зарядки/разрядки АФП можно использовать большую разницу в ценах на электроэнергию в пиковые и ночные часы. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости определения рациональной мощности дополнительной паровой турбины при заданной массе ТАМ, а также оптимальной продолжительности циклов зарядки/разрядки аккумуляторов, которые обеспечивают наивыс-

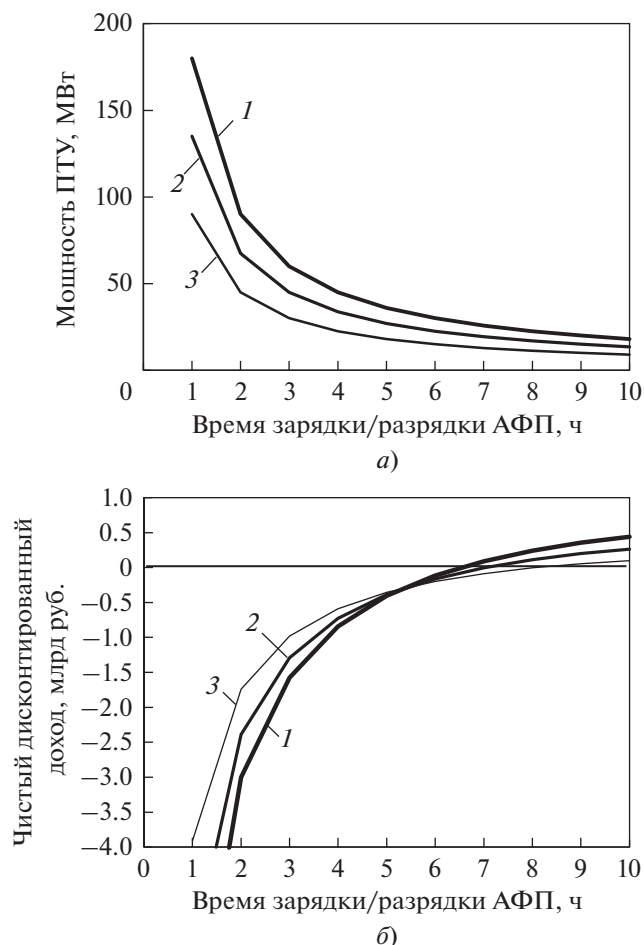


Рис. 5. Необходимая мощность дополнительной паротурбинной установки (а) и накопленный чистый дисконтированный доход (б) в зависимости от времени зарядки/разрядки АФП при реализации системы аккумулирования различной емкости. Энергия, вырабатываемая в часы пиковой нагрузки, МВт · ч: 1 – 180; 2 – 135; 3 – 90

ший экономический эффект при существующих ценах на электроэнергию в энергосистеме.

ВЫВОДЫ

1. При росте доли атомных электростанций в энергосистемах европейской части России и сложившемся дефиците маневренных мощностей возникает необходимость привлечения АЭС к покрытию неравномерной части графика нагрузок. Комбинирование АЭС с аккумуляторами фазового перехода позволяет аккумулировать тепловую энергию, выработанную в ночное время, и использовать ее в часы пиковых нагрузок для выработки электроэнергии при максимальном использовании ядерного топлива, т.е. без изменения мощности ядерного реактора.

2. Оценено влияние эксплуатации энергоблока АЭС с системой аккумулирования тепловой энергии на ОРЭМ. Тепловое аккумулирование, в

отличие от потребителей-регуляторов, приводит только к снижению электрической мощности АЭС в период прохождения ночного минимума и не оказывает никакого влияния на конфигурацию графика электрических нагрузок. Повышение ночного тарифа может быть вызвано только перераспределением нагрузки между электрогенераторами и в каждой энергосистеме будет зависеть от структуры ее генерирующих мощностей.

3. Установлено, что при существующей разнице цен на электроэнергию, вырабатываемую в пиковый и ночной периоды, на рынке на сутки вперед окупаемость энергокомплекса АЭС на основе аккумуляторов фазового перехода не обеспечивается. Окупаемость инвестиций в АФП и дополнительную турбину в рассмотренном примере может быть достигнута при разности средних за расчетный период 25 лет цен на электроэнергию, вырабатываемую в пиковые и ночные часы [3400 руб/(МВт · ч)], и времени зарядки/разрядки АФП больше 7 ч в сутки.

4. В результате технико-экономических расчетов определен оптимальный режим работы энергокомплекса АЭС на основе аккумуляторов фазового перехода в энергосистеме. Показано, что для принятых исходных условий наибольший чистый дисконтированный доход при реализации системы аккумулирования в первой ценовой зоне ЕЭС достигается при времени зарядки/разрядки аккумулятора фазового перехода не менее 10 ч.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Веселов Ф.В., Хоршев А.А.** Оптимальные масштабы развития ядерной энергетики в ЕЭС России в период до 2050 г. // *Атомная энергия*. 2020. Т. 128. Вып. 5. С. 243–249.
2. **Роль АЭС в электроэнергетике России с учетом ограничений выбросов углерода** / Е.О. Адамов, Д.А. Толстоухов, С.А. Панов, Ф.В. Веселов, А.А. Хоршев, А.И. Соляник // *Атомная энергия*. 2021. Т. 130. Вып. 3. С. 123–131.
3. **Thermo-economic assessment of flexible nuclear power plants in future low-carbon electricity systems: Role of thermal energy storage** / A.A. Al Kindi, M. Aunedi, A.M. Pantaleo, G. Strbac, C.N. Markides // *Energy Convers. Manage.* 2022. V. 258. P. 115484. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115484>
4. **Forsberg C.W.** Variable and assured peak electricity production from base-load light-water reactors with heat storage and auxiliary combustible fuels // *Nucl. Technol.* 2019. V. 205. Is. 3. P. 377–396. <https://doi.org/10.1080/00295450.2018.1518555>
5. **Forsberg C., Brick S., Haratyk G.** Coupling heat storage to nuclear reactors for variable electricity output with baseload reactor operation // *Electricity*. 2018. V. 31. Is. 3. P. 23–31. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.03.008>
6. **Боровков В.М., Кушаков А.В.** Повышение маневренности АЭС с помощью аккумуляторов энергии // *Изв. вузов. Проблемы энергетики*. 2010. № 5–6. С. 135–139.

7. **Carlson F., Davidson J.H.** On the use of thermal energy storage for flexible baseload power plants: Thermodynamic analysis of options for a nuclear Rankine cycle // *J. Heat Transfer*. 2020. V. 142. Is. 5. P. 052904. <https://doi.org/10.1115/1.4045230>
8. **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>
9. **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>
10. **Аминов Р.З.** Применение многофункциональных систем с тепловыми аккумуляторами фазового перехода как путь повышения безопасности и эффективности АЭС // *Теплоэнергетика*. 2022. № 8. С. 5–13. <https://doi.org/10.56304/S004036362208001X>
11. **Carlson F., Davidson J.H.** Nuclear power coupled with thermal energy storage: Impact of technical performance on economics in an exemplary electricity grid // *ASME Open J. Eng.* 2022. V. 1. P. 011006. <https://doi.org/10.1115/1.4053419>
12. **Carlson F., Davidson J.H.** Parametric study of thermodynamic and cost performance of thermal energy storage coupled with nuclear power // *Energy Convers. Manage.* 2021. V. 236. P. 114054. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114054>
13. **Overall** efficiency analysis of an innovative load-following nuclear power plant-thermal energy storage coupled cycle / M. Ali, A.K. Alkaabi, S.A. Alameri, Y. Addad // *Int. J. Exergy*. 2021. V. 36. № 1. P. 98–122. <https://doi.org/10.1504/IJEX.2021.117606>
14. **Муртазов М.А.** Повышение системной эффективности АЭС на основе высокопотенциального теплового аккумулирования: дис. ... канд. тех. наук. Саратов: СГТУ 2022. 130 с.
15. **Абросимова Н.И., Каверзнев М.М.** К вопросу о конкурентоспособности системы аккумулирования тепловой энергии как способа организации маневренного режима АЭС // *Вестник МЭИ*. 2016. № 5. С. 57–62.
16. **Бажанов В.В., Лощаков И.И., Щуклинов А.П.** Исследование возможности использования на АЭС аккумуляторов тепловой энергии при регулировании частоты тока в сети // *Изв. вузов. Ядерная энергетика*. 2013. № 4. С. 29–36.
17. **Бажанов В.В., Лощаков И.И., Щуклинов А.П.** Исследование работы АЭС с аккумуляторами тепловой энергии при регулировании мощности турбины в режиме разрядки // *Науч.-техн. ведомости СПбГПУ*. 2015. № 4 (231). С. 47–58.
18. **Проект** первой маневренной АЭС с аккумуляторами тепла / А.Е. Власов, М.Е. Воронков, М.З. Кривошей, Ю.А. Мостовой, В.М. Чаховский // *Атомная энергия*. 1987. Т. 62. Вып. 5. С. 302–307.
19. **Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г.** Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. М.: ЭНАС, 2008.
20. **Некрасов С.А.** Снижение издержек на интеграцию возобновляемых источников электроэнергии в энергосистему — путь повышения доступности возобновляемой энергетики // *Теплоэнергетика*. 2021. № 8. С. 5–16. <https://doi.org/10.1134/S0040363621070031>
21. **Годовой отчет 2021** Ассоциации “НП Совет рынка”. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/1_go_.pdf
22. **Годовой отчет 2020** АО “Администратора торговой системы оптового рынка электроэнергии”. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: https://www.atsenergo.ru/sites/default/files/reportdocs/2021/06/go_ats_2020.pdf
23. **Le fonctionnement** du système électrique en 2021. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://bilan-electrique-2021.rte-france.com/wp-content/uploads/2022/06/Note-BILAN-ELECTRIQUE-Vfinale.pdf>
24. **Веселов Ф.В., Хоршев А.А., Соляник А.И.** Влияние возобновляемой генерации на уровень оптовых и розничных цен на электроэнергию в странах Европы // *Энергетика за рубежом*. 2021. № 2. С. 20–30.
25. **Абросимова Н.И.** Оптимизация параметров и режимов работы энергокомплекса АЭС + САТЭ: дис. ... канд. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2016.
26. **Абросимова Н.И.** Оценка влияния ввода в эксплуатацию энергоблока ВВЭР-1200 с системой аккумулирования тепловой энергии на оптовый рынок электроэнергии и мощности // *Вестник МЭИ*. 2016. № 3. С. 16–22.
27. **Price** arbitrage using variable-efficiency energy storage / B. Flamm, A. Eichler, R.S. Smith, J. Lygeros // *J. Phys.: Conf. Series*. 2019. V. 1343. P. 012060. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1343/1/012060>
28. **Practical** operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilizing electricity price arbitrage / D. Connolly, H. Lund, P. Finn, B.V. Mathiesen, M. Leahy // *Energy Policy*. 2011. V. 39. Is. 7. P. 4189–4196. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.032>
29. **Zakeri B., Syri S.** Value of energy storage in the Nordic Power market – benefits from price arbitrage and ancillary services // *Proc. of the 13th Intern. Conf. on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal: IEEE, 2016. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521275>
30. **Flexible** nuclear plants with thermal energy storage and secondary power cycles: Virtual power plant integration in a UK energy system case study / P. Romanos, A.A.A. Kindi, A.M. Pantaleo, C.N. Markides // *e-Prime – Adv. Electrical Eng., Electronics and Energy*. 2022. V. 2. P. 100027. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2021.100027>
31. **Пат. 2680380 РФ, МПК G21D 5/00.** Способ повышения мощности и безопасности энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР на основе теплового аккумулирования / 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. Оpubл. 20.02.2019 // *Б. И.* 2019. № 5.
32. **Пат. 179855 РФ, МПК F24H 7/00.** Аккумулятор теплоты с фазопереходным материалом / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, М.А. Муртазов. Заявители и патентообладатели Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, М.А. Муртазов. Заявл. 02.10.2017. Оpubл. 28.05.2018 // *Б. И.* 2018. № 16.

Evaluation of NPP Efficiency Using Phase-Transition Batteries

R. Z. Aminov^{a, *} and M. V. Garievsky^a

^a Gagarin Saratov State Technical University, Saratov, 410054 Russia

*e-mail: oepran@inbox.ru

Abstract—In the context of the growing share of nuclear power plants in the energy systems of the European part of Russia and the shortage of flexible generating capacities, it becomes necessary to involve nuclear power plants in covering the variable part of the load schedule. With relatively low prices for nuclear fuel (at present, the equivalent cost of a uranium fuel load is five to six times lower than the cost of natural gas inside the country) and high specific capital investments in nuclear power plants, it is not economically efficient to unload them. Therefore, the combination of nuclear power plants with phase change heat accumulators (PTA) and an additional steam turbine makes it possible to accumulate cheap electricity generated at night and use it during peak hours with the maximum use of nuclear fuel, i.e., without changing the power of the nuclear reactor. In addition, the presence of an additional turbogenerator in emergency situations with a complete blackout of the NPP makes it possible to ensure the operation of the cooling systems by using the residual heat of the reactor to drive the turbine and, thereby, increase the safety level of the NPP. The analysis of prices for electricity in the wholesale electricity and capacity market of the Unified Energy System of Russia (WECM UES) and in the energy system of France (with the highest share of nuclear power plants) was carried out. The impact of the operation of the NPP power unit with a thermal energy storage system was assessed in addition to the alternative option: the construction of a pumped storage power plant (PSPP) at the WECM. Calculations of technical and economic indicators of the use of AFP-based thermal energy accumulators at NPPs are carried out depending on the level of thermal power of the latter as well as the increase in the regulation range for electricity supply. It is shown that if we do not take into account the multifunctional properties of the energy complex based on AFP and an additional turbine (increased safety, NPP participation in primary frequency control) with the existing difference in prices for electricity generated during peak and night periods on the day-ahead market, the payback of the NPP energy complex for AFP-based is not provided. The return on investment in phase-change batteries and an additional turbine in the considered example can be achieved provided that the difference between the average prices for electricity generated during peak and night hours over a billing period of 25 years is 3400 rubles/(MW · h) and the charging time/AFP discharge exceeds 7 h per day.

Keywords: nuclear power plant, thermal storage, phase change accumulator, wholesale electricity and capacity market, uneven power consumption curves