

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ATOMIC ENERGY

АТОМНО-ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ATOMIC HYDROGEN ENERGY

Статья поступила в редакцию 25.06.20 Рег. №11-05

The article has entered in publishing office 25.06.20 Ed. Reg. No. 11-05

УДК 62-622: 621.039

**КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ ТАРИФНЫХ ЗОН  
ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ  
ВОДОРОДНО-ТЕПЛОВОГО АККУМУЛИРОВАНИЯ НА АЭС***А.Н. Егоров<sup>\*</sup>, В.Е. Юрин<sup>\*\*</sup>*

<sup>\*</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Саратовский научный центр Российской академии наук, ул. Рабочая 24, Саратов, Россия, 410028, тел. (845-2)27-14-36, факс (845-2)27-14-36, e-mail: ean@gmail.com, www.sncransar@san.ru

<sup>\*\*</sup> Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., ул. Политехническая, 77, г. Саратов, 410054, тел. (845-2) 99-86-03, факс (845-2) 99-86-04 e-mail: urin1990777@bk.ru, sstu\_office@sstu.ru

*doi: 10.15518/isjaee.2020.09.007*

Заключение совета рецензентов: 23.08.20

Заключение совета экспертов: 23.08.20

Принято к публикации: 29.08.20

В странах с развитой атомной энергетикой существуют проблемы, связанные с неравномерностью суточной нагрузки, вследствие экономически обоснованной необходимости загрузки АЭС с максимальным коэффициентом используемой мощности. Это вызвано дешевизной ядерного топлива по сравнению с органическим и, одновременно, высокими капиталовложениями по сравнению с тепловыми электростанциями, а также наличием технологических ограничений маневренных характеристик. На полупиковый режим переведено большинство тепловых станций на органическом топливе, что негативно сказывается на их экономичности и надежности.

Помимо этого, на экономику АЭС отрицательно влияют постоянно возрастающие требования к уровню безопасности. В новых проектах АЭС предусматривается повышение безопасности посредством ввода систем пассивного теплоотвода активной зоны реакторов. Эти системы имеют ряд недостатков: затраты на поддержание в рабочем состоянии; увеличение капитальных вложений; аварийный режим расхолаживания.

Для решения этих проблем авторами разработана система водородно-теплового аккумулирования, которая при комбинировании с АЭС позволяет аккумулировать дешевую энергию в часы спада нагрузки в энергосистеме за счет электролиза воды с получением водорода и кислорода, и теплового аккумулирования горячей воды в теплоизоляционных баках. Благодаря использованию баков горячей воды значительно снижаются капиталовложения в систему аккумулирования, а благодаря использованию водородно-кислородного парогенератора появляется возможность генерировать дополнительное рабочее тело и использовать его в отдельной дополнительной ПТУ, избежав дорогостоящей модернизации основного оборудования АЭС и снижения его ресурса. Наличие маломощной ПТУ в составе системы аккумулирования позволит обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей собственных нужд АЭС за счет возможности использования энергии остаточного тепловыделения реактора при полном обесточивании станции. Разработанный способ комбинирования водородного комплекса с тепловыми аккумуляторами является абсолютно новым и не имеет аналогов.

Исследована экономическая эффективность разработанного энергокомплекса. Определен накопленный чистый дисконтированный доход в зависимости от тарифа на внепиковую электроэнергию для трех вариантов полупикового тарифа на электроэнергию с учетом обеспечения возможности отказа от дорогостоящих теплообменников системы пассивного теплоотвода. Показано, что реализация предлагаемой схемы комбинирования целесообразна в регионах с тарифами на внепиковую электроэнергию в диапазоне 0-0.32 цент/кВт\*ч, 0-0.8 цент/кВт\*ч и 0-1.25 цент/кВт\*ч, соответственно, в зависимости от прогнозной динамики полупикового



тарифа на электроэнергию. Средневзвешенный срок окупаемости системы аккумулирования для заданных условий составил 3-12 лет.

**Ключевые слова:** водородно-тепловая система аккумулирования, атомная электростанция, дополнительная паровая турбина, резервирование собственных нужд, экономический анализ, инфляция, discounting.

## COMPREHENSIVE METHODOLOGY FOR IDENTIFYING TARIFF ZONES OF EFFICIENCY OF HYDROGEN-THERMAL ACCUMULATION SYSTEM AT THE NPP

*A.N. Egorov<sup>\*</sup>, V.E. Yurin<sup>\*\*</sup>*

<sup>\*</sup>Federal State Institution of Science Saratov Scientific Center Russian academy of sciences,  
st. Rabochaya 24, Saratov, Russia, 410028, tel.: (845-2) 27-14-36, fax: (845-2) 27-14-36,  
e-mail: ean@gmail.com, www.sncransar@san.ru

<sup>\*\*</sup>Yuri Gagarin State Technical University of Saratov  
77 Politechnicheskaya street, Saratov, Russia, 410054, tel.: (845-2) 99-86-03, fax: (845-2) 99-86-04  
e-mail: urin1990777@bk.ru, sstu\_office@sstu.ru

doi: 10.15518/isjaee.2020.09.007

Referred: 23.08.20

Received in revised form: 23.08.20

Accepted: 29.08.20

In countries with developed nuclear energy, there are problems associated with non-uniformity of the daily load, due to the economically justified need to load nuclear power plants with a maximum installed capacity utilization factor. This is due to the cheapness of nuclear fuel compared to organic and, at the same time, high investment compared to thermal power plants, as well as the presence of technological limitations on maneuverability. Most organic fuel thermal power plants are switched to semi-peak mode, which negatively affects their efficiency and reliability.

In addition, the ever-increasing requires on the level of safety negatively affect the economic competitiveness of nuclear power plants. Improving safety through the introduction of passive heat removal systems of the reactor core is provided for in new NPP projects. These systems have several disadvantages: maintenance costs; a significant increase in capital investment; emergency cooling mode.

To solve these problems, the authors developed a system of hydrogen-thermal accumulation, which, when combined with a nuclear power plant, allows one to accumulate cheap energy during the hours of a decrease in load in the power system due to electrolysis of water to produce hydrogen and oxygen, and thermal accumulation of hot water in heat-insulating tanks. Thanks to the use of hot water tanks, investment in the accumulation system is significantly reduced. Thanks to the use of a hydrogen-oxygen steam generator, the opportunity to generate an additional main steam and to use it in a additional steam turbine appears, which will allow to avoid costly modernization of the main equipment of the nuclear power plant and reducing its resource. The presence of a low-power steam turbine unit as part of the accumulation system ensure uninterrupted autonomous power supply to consumers of the NPP own needs due to the possibility of using the energy of the reactor residual heat, when the station is completely deenergized. The method of combining the hydrogen complex with thermal accumulators is completely new and has no analogues.

The economic efficiency of the developed energy complex has been investigated. The accumulated net present value was determined depending on the off-peak electricity tariff for the three options of the half-peak electricity tariff, taking into account possibility to refuse expensive heat exchangers of the passive heat removal systems. It is shown that the use of the proposed scheme is advisable in regions with off-peak electricity tariffs in the range 0-0.32 cents/kW\*h, 0-0.8 cents/kW\*h and 0-1.25 cents/kW\*h, respectively, depending on the forecast dynamics of the half-peak electricity tariff. The average payback period of the accumulation system for given conditions is equal to 3-12 years.

**Keywords:** hydrogen-thermal accumulation system, nuclear power plant, additional steam turbine, own needs reservation, economic analysis, inflation, discounting





Егоров Александр  
Николаевич  
Egorov Aleksandr  
Nikolaevich

**Сведения об авторе:** канд. тех. наук, старший научный сотрудник Саратовского научного центра Российской академии наук

**Образование:** Саратовский государственный технический университет, 2010г.

**Область научных интересов:** водородная энергетика, атомная энергетика, энерго- и ресурсосберегающие, экологически чистые химико-технологические процессы, моделирование технических систем, термодинамические процессы в технических системах, процессы тепло- и массообмена

**Публикации:** количество: 62

**индекс Хирша:** 8

**ORCID:** 0000-0002-0943-859X

**Scopus Author ID:** 56343107200

**Research ID:** B-7899-2015

**Information about the author:** Ph.D. in Engineering, Senior Researcher at Saratov Scientific Center of RAS

**Education:** Saratov State Technical University, 2010

**Research area:** hydrogen energy, nuclear energy, energy resources savings, ecological clean and chemical-technological processes, modeling of technical systems, thermodynamics processes in technical systems, processes thermal and mass exchange

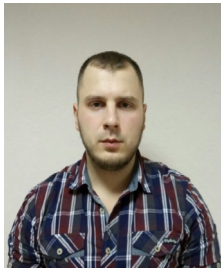
**Publications:** 62

**h-index:** 8

**ORCID:** 0000-0002-0943-859X

**Scopus Author ID:** 56343107200

**Research ID:** B-7899-2015



Юрин Валерий  
Евгеньевич  
Valeriy Yurin

**Сведения об авторе:** канд. тех. наук, старший научный сотрудник Саратовского научного центра Российской академии наук; доцент кафедры Тепловая и атомная энергетика СГТУ имени Гагарина Ю.А.

**Образование:** Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., 2012г.

**Область научных интересов:** энергетические системы на органическом топливе, водородная энергетика, ядерная и радиационная безопасность, тепловые аккумуляторы.

**Публикации:** количество: 70

**индекс Хирша:** 7

**ORCID:** 0000-0002-3612-0579

**Scopus Author ID:** 55802725400

**Research ID:** M-9073-2016

**Information about the author:** Ph.D. in Engineering, Senior Researcher at Saratov Scientific Center of RAS

**Education:** Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, 2012

**Research area:** energy systems on organic fuel, hydrogen energy, nuclear and radiation safety, heat accumulators.

**Publications:** 70

**h-index:** 7

**ORCID:** 0000-0002-3612-0579

**Scopus Author ID:** 55802725400

**Research ID:** M-9073-2016

## Введение

В странах с развитой атомной энергетикой существуют проблемы, связанные с прохождением минимумов и максимумов суточной нагрузки в энергосистеме, вследствие экономически обоснованной необходимости загрузки АЭС с максимальным коэффициентом используемой мощности (КИУМ) [1-2]. Это вызвано дешевизной ядерного топлива по сравнению с органическим и, одновременно, высокими капиталовложениями по сравнению с тепловыми электростанциями, а также наличием технологических ограничений маневренных характеристик. На полупиковый режим переведено большинство тепловых станций на органическом топливе, что негативно сказывается на их экономичности и надежности.

Помимо этого, на экономическую конкурентоспособность АЭС отрицательно влияют постоянно возрастающие требования к уровню безопасности. В новых проектах АЭС предусматривается повышение безопасности посредством ввода систем пассивного теплоотвода активной зоны реакторов. Эти системы имеют ряд недостатков: затраты на поддержание в рабочем состоянии; значительное увеличение капи-

тальных вложений; аварийный режим расхолаживания [3-4].

Одним из экономически эффективных путей повышения маневренности АЭС при сохранении высокого КИУМ реакторных установок и обеспечении высокого уровня безопасности станции может стать комбинирование с системами аккумулирования, содержащими дополнительную маломощную многофункциональную паротурбинную установку. Такая установка в штатном режиме может быть использована для дополнительной выработки электроэнергии, а в ситуациях с полным обесточиванием обеспечить автономное электроснабжение собственных нужд АЭС посредством использования энергии остаточного тепловыделения реакторов [5-7].

Предложенный способ многофункционального резервирования собственных нужд АЭС на случай аварийных ситуаций, сопровождаемых полным обесточиванием станции, разработан впервые и не имеет аналогов в мире.

Авторами разработана методика комплексного расчета показателей технико-экономической эффективности комбинирования АЭС с многофункциональными системами резервирования. Разработанная методика позволяет определять стоимостные зоны



отпускных тарифов на электроэнергию, при которых эффективна установка систем аккумулирования. Данную методику расчёта и полученные результаты можно применять при определении регионов и временных рамок, в которых комбинирование АЭС с исследуемыми аккумулирующими системами эко-

номически оправдано. В работе методика представлена на примере комбинирования АЭС с ВВЭР-1000 с многофункциональной системой водородно-теплового аккумулирования, включающей в себя маломощную ПТУ.

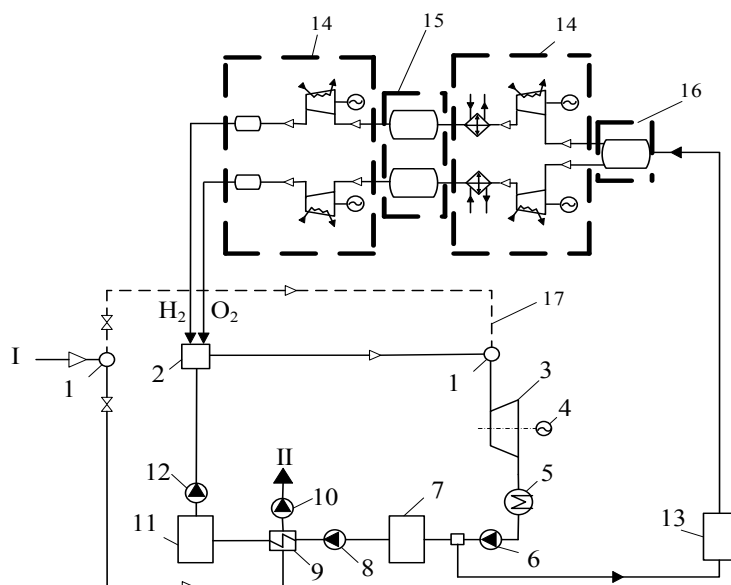
Список обозначений	
Буквы русского алфавита	
АЭС	Атомная электростанция
СПОТ	Система пассивного отвода тепла
ПТУ	Паротурбинная установка
НЧДД	Накопленный чистый дисконтированный доход
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
МАГАТЭ	Международное агентство по атомной энергии

## 1. Многофункциональная система водородно-теплового аккумулирования

Современные комплексы, предполагающие производство водорода с последующим использованием для генерации электроэнергии, имеют серьезные недостатки: высокая стоимость оборудования и необходимость модернизации основного оборудования АЭС. На основании этого авторами разработана система водородно-теплового аккумулирования [5], которая при комбинировании с АЭС позволяет аккумулировать дешевую энергию в часы спада нагрузки в энергосистеме за счет электролиза воды с получением водорода и кислорода, и теплового аккумулирования горячей воды в теплоизоляционных баках. Благодаря использованию баков горячей воды значительно снижаются капиталовложения в систему аккумулирования, а благодаря использованию водородно-кислородного парогенератора появляется воз-

можность генерировать дополнительное рабочее тепло и использовать его в отдельной дополнительной паровой турбине, избежав дорогостоящей модернизации основного оборудования АЭС и снижения его ресурса. Разработанный авторами способ комбинирования водородного комплекса с тепловыми аккумуляторами является абсолютно новым и не имеет аналогов.

Разработанный способ водородно-теплового аккумулирования запатентован [8] в виде структурной схемы, которая представлена на рис. 1. В часы провала электрической нагрузки в электролизной установке 16 осуществляется выработка  $H_2$  и  $O_2$ , которые запасаются в специальных емкостях 15. При этом, часть пара из парогенераторов энергоблока АЭС направляется в систему пароводяных поверхностных теплообменников 9, где отдает тепло холодной воде, перекачиваемой из бака холодной 7 в бак горячей воды 11.



**Рис. 1.** Схема комбинирования АЭС с системой водородно-теплового аккумулирования: 1 – устройство парораспределения; 2 – водород-кислородный парогенератор; 3 – маломощная многофункциональная ПТУ; 4 – электрический генератор; 5 – конденсатор; 6 / 10 / 12 – конденсатный / дренажный / питательный насос; 7, 11 – бак холодной / горячей воды; 8 – насос холодной воды; 9 – система поверхностных теплообменников; 13 – бак-аккумулятор для нужд электролизной установки; 14 – система компримирования водорода и кислорода; 15 – система хранения  $H_2$  и  $O_2$ ; 16 – электролизная установка; 17 – резервный паропровод; I – пар из парогенераторов энергоблока; II – слив дренажа в трякт питательной воды.

**Fig. 1.** Scheme of combining NPP with hydrogen-thermal accumulation system: 1 - steam distribution device; 2 - hydrogen-oxygen steam generator; 3 - low-power steam turbine unit; 4 - electric generator; 5 - condenser;

- 6 / 10 / 12 – condensate / drainage / feed pump; 7, 11 – cold / hot water tank; 8 - cold water pump;
- 9 - surface heat exchanger; 13 - storage tank for the needs of an electrolysis installation;
- 14 - a system of hydrogen and oxygen compression ; 15 - a system for storage hydrogen and oxygen;
- 16 - electrolysis installation; 17 - backup steam line; I - steam from the steam generators of the power unit;
- II - drainage into the feed water path

Аккумулированная энергия может быть использована для генерации электроэнергии на покрытие пиковой или полупиковой зоны суточной нагрузки в энергосистеме. В часы повышенной нагрузки водород и кислород из емкостей хранения 15 и горячая вода из бака 11 поступают в водород-кислородный парогенератор 2 [9-11]. Полученный в нем пар направляется на маломощную ПТУ 3 для выработки электроэнергии. Конденсат отработавшего пара направляется в бак 7. Давление в баке горячей воды 11, необходимое для предотвращения испарения запасенной воды процессе опустошения бака, может быть обеспечено подводом пара из парогенератора 2 или турбины. В часы простоя системы аккумулирования маломощная ПТУ 3 находится в режиме холостого хода для обеспечения постоянного горячего резерва. Выработка электроэнергии при полном обесточивании осуществляется дополнительной турбиной 3 за счет энергии остаточного тепловыделения реактора, которая может полезно использоваться для генерации в парогенераторах АЭС свежего пара, служащего при обесточивании рабочим телом для многофункциональной ПТУ 3[5-7]. По условиям взрыво-пожаробезопасности система может быть размещена на безопасном расстоянии от энергоблоков.

## 2. Определение характеристик системы аккумулирования

Приняты следующие исходные данные для расчета технико-экономических показателей: число рабочих суток в год - 292 сут.; зарядка системы аккумулирования – 9 ч в сут., работа системы аккумулирования в полупиковой зоне электрической нагрузки – 15 ч в сут. Исходя из требований к безопасности номинальная мощность ПТУ, входящей в состав системы аккумулирования, выбирается равной 12 МВт [7]. Параметры пара, поступающего на турбину системы

аккумулирования, равны параметрам свежего пара на АЭС с ВВЭР-1000. Такая турбина может быть без особых сложностей разработана на основе имеющегося опыта турбостроения.

В соответствии с [11] водород-кислородный парогенератор состоит из двух частей. Первая - нестехиометрическая часть, где реакция начинается с использования запального устройства. Расход компонентов при этом выбирается исходя из условия достижения температуры продуктов сгорания, достаточной для самовоспламенения водород-кислородной смеси во второй ступени. Образовавшиеся продукты сгорания поступают во вторую ступень, где осуществляется стехиометрическое сжигание основного расхода водородного топлива путем самовоспламенения. Расчетная модель процесса горения водорода в кислороде, разработанная на основе [12-15], представлена в [7, 16].

Одной из важных характеристик эффективности системы аккумулирования является коэффициент полезного использования ночной внепиковой электроэнергии АЭС, %:

$$\eta_{исп.ЭЭ} = \frac{\mathcal{E}_{СА}}{\mathcal{E}_{нв}} \cdot 100;$$

где:  $\mathcal{E}_{СА}$  - электроэнергия, генерируемая посредством системы аккумулирования, кВт\*ч,

$\mathcal{E}_{нв}$  - электроэнергия, невыработанная при зарядке аккумуляторов, кВт\*ч.

В табл. 1 показана полученная в ходе расчетов зависимость коэффициента полезного использования ночной внепиковой электроэнергии и требуемого расхода водородного топлива от температуры питательной воды, подаваемой в водород-кислородный парогенератор из бака горячей воды.

Таблица 1.

Зависимость коэффициента полезного использования ночной внепиковой электроэнергии АЭС от температуры воды, запасаемой в баке горячей воды.

Table 1.

The dependence of the use efficiency of night off-peak electricity of NPP on the temperature of the water, accumulated in the hot water tank.

Температура аккумулированной горячей воды, °С	Расход водородного топлива, кг/с	Коэффициент полезного использования ночной внепиковой электроэнергии, %
30	0.32	51.9
50	0.3	53.5
100	0.27	57.2
200	0.24	63.6
270	0.21	71.1

Как видно из табл. 1, коэффициент полезного использования ночной внепиковой электроэнергии АЭС растет с увеличением температуры запасаемой горячей воды. Это подтверждает тот факт, что в процессе теплового аккумулярования гораздо меньшие потери тепла, чем при электролизе. Это вызвано тем, что при электролизе воды в процессе получения водорода и кислорода энергия свежего пара проходит несколько ступеней преобразования: сначала идет на привод турбины, которая передает механическую энергию вращения электрогенератору, который в свою очередь передает электрическую энергию на электролизное оборудование. В то время как при тепловом аккумуляровании энергия свежего пара передается непосредственно запасаемой горячей воде.

На основании приведенных результатов, а также в связи с тем, что оборудование водородного комплекса значительно дороже баков горячей воды в исследуемом диапазоне температур, для итоговой оценки эффективности системы аккумулярования использовался минимальный расход водорода, соответствующий максимальной температуре питательной воды (табл.1).

### 3. Определение капитальных вложений и ежегодных затрат в систему водородно-теплового аккумулярования

Как было исследовано ранее, на основе опытных данных Балаковской АЭС, одна многофункциональная дополнительная ПТУ способна обеспечить надежное резервирование собственных нужд двух энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 за счет использования энергии остаточного тепловыделения одного из

них [17]. При совместной работе дополнительной ПТУ и трехканальной системы аварийного электрообеспечения с дизель-генераторами достигается требуемый МАГАТЭ уровень безопасности [7]. Таким образом, одним из путей развития систем безопасности АЭС может стать установка многофункциональной системы аккумулярования вместо теплообменников воздушной / водяной системы пассивного теплоотвода активной зоны реакторов. В результате этого может быть достигнуто снижение суммарных капитальных вложений в АЭС с системой аккумулярования. По данным Официального сайта о размещении заказов на закупки товаров, работ и услуг для нужд Гос. корпорации «Росатом» капвложения в воздушные теплообменники СПОТ при строительстве одного энергоблока Курской АЭС 2 (2018 г.) составили 1094 млн. руб. или 16.8 млн. \$ (при курсе 1 \$ = 65 руб.) [18].

Кроме того, теплообменники СПОТ в зимнее время требуют постоянного подвода тепла извне с целью поддержания работоспособного состояния. В работе учитывалось снижение эксплуатационных затрат на обслуживание пассивных систем безопасности, достигаемое при отказе от теплообменников СПОТ. В соответствии с [4] ежегодное снижение эксплуатационных затрат составило от 3.16 до 17.52 млн. руб./год. в зависимости от региона сооружения АЭС. Для расчетов будет принято усредненное значение - 135 тыс. \$.

На основе методики расчета, подробно изложенной в [7, 16], с учетом вышеприведенных исходных данных получены и представлены в табл. 2 следующие капитальные вложения в основные элементы системы аккумулярования и ежегодные эксплуатационные затраты.

Капитальные и ежегодные затраты системы водородно-теплового аккумулярования, млн. \$

Capital and annual costs of the hydrogen-thermal accumulation system, \$ million

Ежегодные затраты	
Общие материальные издержки	2.94
Оплата труда	0.17
Амортизационные издержки	0.04
Прочие затраты	0.27
Всего	3.42
С учетом снижения эксплуатационных издержек при отказе от теплообменников СПОТ	3.28
Капиталовложения:	
Водород-кислородный парогенератор	2.83
Система компримирования	0.21
Система хранения H <sub>2</sub> и O <sub>2</sub>	1.17
Электролизные установки	2.63
Баки горячей и холодной воды [19]	0.51
Паротурбинный цех [17]:	

Таблица 2.

Table 2.



Маломощная ПТУ	7.75
Модернизацией оборудования АЭС	2.62
Всего	17.74
С учетом снижения капвложений в АЭС при отказе от теплообменников СПОТ	0.90

#### 4. Определение экономических потерь электростанции от недовыработки электрической энергии в процессе зарядки системы аккумулирования

Электроэнергия на электролиз воды может быть получена двумя способами. Первый – это снижение выработки электроэнергии в энергосистему. При этом должна быть учтена недовыработка электроэнергии, т.к. станция будет недополучать прибыль от продажи внепиковой электроэнергии. Второй способ – это когда станция работает в прежнем режиме, продавая электроэнергию в энергосистему по отпускному внепиковому тарифу. В этом случае электроэнергия будет покупаться станцией из энергосистемы по внепиковому тарифу. В работе для расчетов принят первый способ.

Как известно, тарифы на электроэнергию различаются в зависимости от времени суток, региона и

ряда факторов. Так как потребление в ночные часы снижается, ночной внепиковый тариф становится значительно дешевле. В этих условиях работа многих электрогенерирующих установок становится экономически невыгодной. К примеру, по опыту работы электростанций в районе эксплуатации Балаковской АЭС, из-за сложившейся ситуации для участия этих электростанций в конкурентном рынке, формируются заявки на поставку электроэнергии во внепиковые часы нагрузки с минимальной ценой, вплоть до 0 \$/кВт\*ч. С учетом этого факта, для расчетов был принят диапазон внепикового тарифа на электроэнергию: 0-0,015 \$/кВт\*ч.

На основании выбранного диапазона тарифа на внепиковую электроэнергию найдены экономические потери электростанции от недовыработки электрической энергии в процессе зарядки системы аккумулирования (рис. 2).

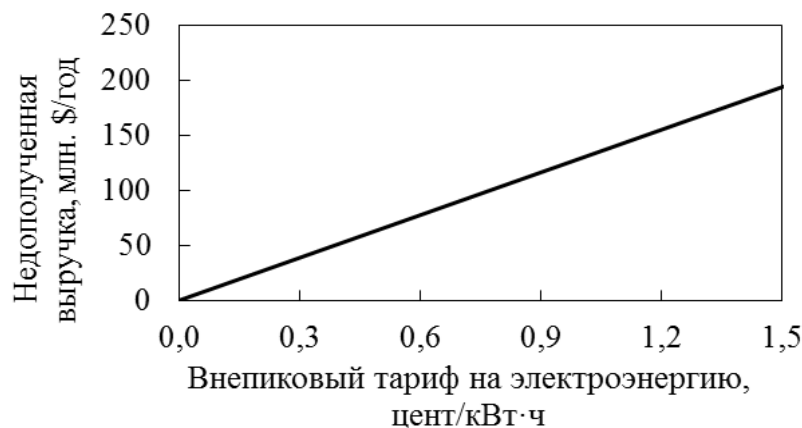


Рис. 2. Экономические потери АЭС от недовыработки электрической энергии в процессе зарядки системы аккумулирования в зависимости от внепикового тарифа на электроэнергию

Fig. 2. Economic losses at NPP from underproduction of electric energy during charging of the accumulation system, depending on the off-peak electricity tariff

#### 5. Определение результирующего эффекта от генерации электроэнергии

Для обоснования эффективности системы водородно-теплого аккумулирования необходимо провести комплексный технико-экономический анализ с учетом актуальных и перспективных цен на топливо и электроэнергию, а также размера эксплуатационных затрат, включая амортизационные отчисления. С

этой целью экономический эффект от реализации предлагаемой системы аккумулирования рассчитан в виде накопленного дисконтированного дохода за расчетный период.

На основании данных из источников Европейских стран, США и РФ [20-23] для расчета результирующего эффекта от продажи аккумулированной электроэнергии приняты следующие варианты динамики отпускного тарифа на электроэнергию (рис. 3).



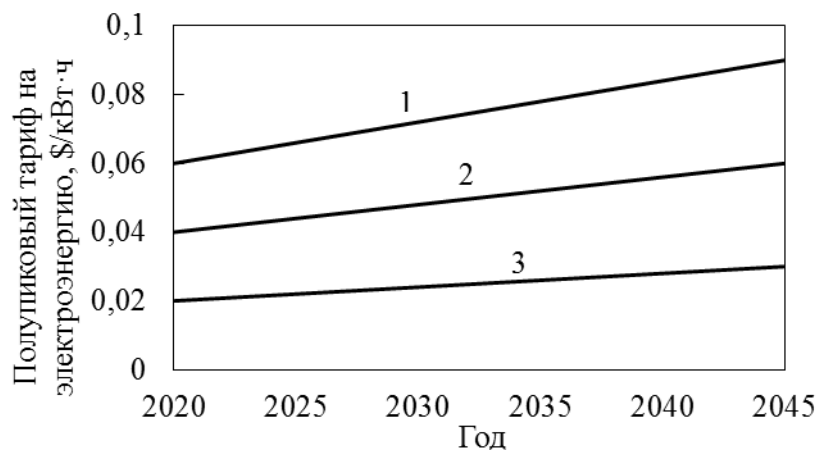


Рис. 3 Прогнозная динамика отпускного тарифа на полупиковую электроэнергию  
Fig. 3 Forecast dynamics of the selling tariff for semi-peak electricity

Для приведения эксплуатационных затрат и результатов деятельности системы аккумулирования к текущему моменту времени необходимо дисконтирование соответствующих величин. При этом для оценки величины коэффициента дисконтирования необходимо определение нормы дисконта, которая может быть рассчитана по следующей формуле:

$$d = E_{min} + I + r;$$

где  $E_{min}$  – минимальная реальная ставка дисконтирования;  $I$  – инфляция;  $r$  – коэффициент, учитывающий уровень инвестиционного риска.

Оценка составляющих для расчета нормы дисконта проведена на основе анализа соответствующих данных по доходности 30-летних гособлигаций США за последние 11 лет, опубликованных на сайте департамента финансов США. Как показал анализ, колебания доходности 30-летних гособлигаций США за рассматриваемый период составляют от 2.58% в 2019 г. до 4.25% в 2010 г. При этом средняя инфляция составила 0.16%. С точки зрения инвестиционных рисков, при оценке технико-экономической эффективности рассматриваемой системы водородно-теплого аккумулирования на базе АЭС коэффициент  $r$  принят равным страновому риску инвестиций для США, который по данным рейтингового агентства Moody's, составляет 0%. В результате на основании полученных данных была определена соответствующая средняя норма дисконта, которая составила 3.43%.

## 6. Определение тарифных зон эффективности системы аккумулирования

Для поиска наиболее эффективного варианта территориального размещения (региона установки) и временного интервала эксплуатации системы аккумулирования разработана методика определения

стоимостных зон тарифов, при которых эффективна ее установка.

Согласно методике, должен быть рассчитан накопленный чистый дисконтированный доход (НЧДД) за исследуемый период от продаваемой в энергосистему внепиковой электроэнергии для варианта, когда система аккумулирования не устанавливается, энергоблок не разгружается, и вся генерируемая электроэнергия, эквивалентная недоотпущенной в процессе зарядки системы аккумулирования, продается в энергосистему:

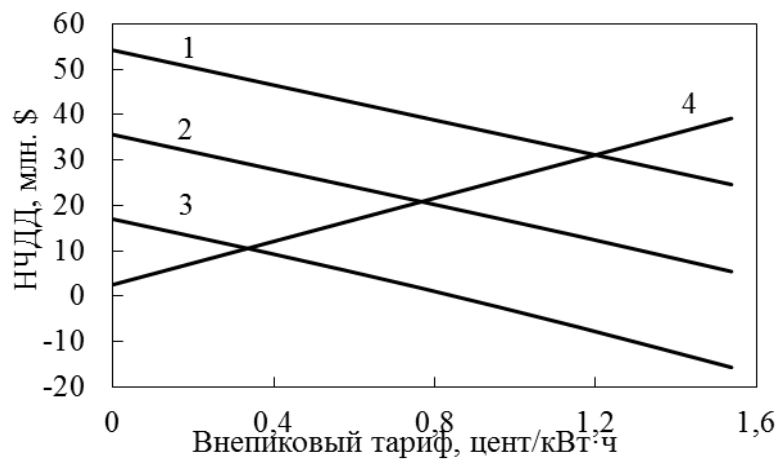
$$R_{прод} = \sum_1^i (N_{внеп} \cdot \tau_{внеп} \cdot t_{внеп} \cdot n_{дн} - \Sigma Z_{АЭС});$$

где:  $N_{внеп}$  – мощность, на которую разгружается энергоблок в процессе аккумулирования, кВт;  $\tau_{внеп}$  – тариф на внепиковую электроэнергию, \$/кВт\*ч;  $t_{внеп}$  – число часов работы в сутки, ч;  $n_{дн}$  – число дней работы в году;  $\Sigma Z_{АЭС}$  – ежегодные суммарные затраты на выработку указанной мощности, \$;  $i$  – последний год расчетного периода.

Далее на график наносятся результаты расчета НЧДД, достигаемого при установке системы аккумулирования и при продаже в энергосистему электроэнергии, эквивалентной недоотпускаемой в энергосистему в процессе зарядки аккумулятора. Благодаря сравнению с альтернативным вариантом без установки системы аккумулирования и разгрузки энергоблока при разных тарифах на электроэнергию и ценах на топливо достигается возможность определения временного (прогнозного) и регионального диапазона наибольшей эффективности исследуемой аккумулирующей системы.

Результаты расчета НЧДД за 25 лет при установке системы аккумулирования и альтернативного варианта без ее установки для заданных условий представлены на рис. 4.





**Рис. 4** Зависимость НЧДД от внепикового тарифа на электроэнергию: 1, 2, 3 - для вариантов отпускного тарифа на электроэнергию (рис. 3), 4 - без системы аккумулирования с продажей внепиковой электроэнергии в энергосистему.

**Fig. 4** Dependence of the accumulated net present value on off-peak electricity tariffs: 1, 2, 3 - for options for the electricity sale tariff (Fig. 3), 4 - without an accumulation system with the sale of off-peak electricity to the power system.

Как видно из рис. 4 способ комбинированной работы АЭС с системой водородно-теплового аккумулирования является целесообразным для реализации на АЭС при тарифе на внепиковую электроэнергию в диапазоне 0-0.32 цент/кВт\*ч, 0-0.8 цент/кВт\*ч и 0-1.25 цент/кВт\*ч, соответственно, в зависимости от тарифа на полупиковую электроэнергию. Максимально достигаемый накопленный чистый дисконтированный доход при минимальном тарифе на внепиковую электроэнергию составил 17-54 млн. \$. Средневзвешенный срок окупаемости исследуемого энергокомплекса для заданных условий составил 3-12 лет.

### Заключение

Разработан способ экономически эффективного обеспечения участия АЭС в регулировании неравномерностей графика энергонагрузок в энергосистеме с постоянным КИУМ реакторных установок посредством использования, разработанной авторами водородно-тепловой системы аккумулирования, которая при комбинировании с АЭС позволяет запастись неостребованную/дешевую энергию в часы спада нагрузки в энергосистеме за счет электролиза воды с получением водорода и кислорода, и в виде горячей воды в баках-аккумуляторах. Аккумулированная энергия может быть использована для выработки сверх номинальной мощности в часы повышенной нагрузки в энергосистеме. Наличие маломощной паротурбинной установки в составе системы аккумулирования позволит обеспечить бесперебойное автономное электроснабжение потребителей собственных нужд АЭС за счет возможности использования энергии остаточного тепловыделения реактора при полном обесточивании станции.

Исследована технико-экономическая эффективность разработанного энергокомплекса. Определен накопленный чистый дисконтированный доход в зависимости от тарифа на внепиковую электроэнергию для трех вариантов полупикового тарифа на

электроэнергию с учетом снижения кап. вложений в системы безопасности АЭС за счет обеспечения возможности отказа от дорогостоящих теплообменников системы пассивного теплоотвода. Показано, что реализация предлагаемой схемы комбинирования АЭС с системой водородно-теплового аккумулирования целесообразна в регионах с тарифами на внепиковую электроэнергию в диапазоне 0-0.32 цент/кВт\*ч, 0-0.8 цент/кВт\*ч и 0-1.25 цент/кВт\*ч, соответственно, в зависимости от прогнозной динамики полупикового тарифа на электроэнергию. Средневзвешенный срок окупаемости системы аккумулирования для заданных условий составил 3-12 лет.

### Благодарности

*Работа выполнена при поддержке Российского Фонда Фундаментальных Исследований (соглашение № 20-38-70134 Стабильность)*

### Список литературы

1. Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants. IAEA Nuclear Energy Series. 2012;NG-T-3.8:78. [in Eng.].
2. Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation. IAEA Nuclear Energy Series. 2018;NP-T-3.23:173 [in Eng.].
3. Sierchua J. Analysis of passive residual heat removal system in AP1000 nuclear power plant // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 214. 2019. 012095
4. Aminov R.Z., Egorov A.N. Comparison and analysis of residual heat removal systems of reactors in station blackout accidents // Atomic Energy. 2017. V. 121. № 6. pp. 402-408
5. Aminov, R.Z., Egorov, A.N., Yurin, V.E. et al. Multifunctional Backup for NPP Internal Needs. Atomic Energy (2017) Vol. 121, № 5, pp. 327-333. DOI:10.1007/s10512-017-0206-3



6. 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. *Journal of Physics: Conference Series*. 1111 (2018) 021026. doi:10.1088/1742-6596/1111/1/012026.

7. Аминов Р.З. Комбинирование АЭС с многофункциональными энергетическими установками / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, А.Н. Егоров. М.: Наука, 2018. 240с.

8. Патент РФ № 2640409. Способ повышения маневренности и безопасности АЭС на основе теплового и химического аккумулирования / Юрин В.Е., Егоров А.Н. // Заявка на патент РФ №2017106398 от 27.02.2017, опублик. 9.01.2018. Бюл. № 1.

9. Малышенко С.П. Исследования и разработки ОИВТ РАН в области технологий водородной энергетики // *Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология»*. 2011. № 3 (95). С. 10-34.

10. Malysenko S.P., Gryaznov A.N., Filatov N.I. High-pressure H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> – steam generators and they possible applications. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2004. Volume 29. pp. 589-596.

11. Патент РФ №2488903. Система сжигания водорода в цикле АЭС с регулированием температуры водород-кислородного пара / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов, В.Е. Юрин // Заявка от 03.05.2012, опублик. 27.07.2013. Бюл. №21.

12. Зельдович Я.Б., Баренблатт Г.И., Либрович Б.В., Махвиладзе Г.М. Математическая теория горения и взрыва. М.: Наука, 1980. 478с.

13. Глинка Н.Л. Общая химия. – Учебное пособие для вузов / Под ред. В.А. Рабинович. М.:Интеграл-Пресс, 2007. 728с.

14. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972. 721с.

15. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: Справ. изд. / Д.Ю. Гамбург, В.П. Семенов, Н.Ф. Дубовкин, Л.Н. Смирнова. М.: Химия, 1989. 672 с.

16. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями. М.: Наука, 2016. 254с.

17. Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. Redundancy of NPP's own needs using hydrogen energy complex // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). IEEE Publishing, 2019. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934690

18. Официальный сайт о размещении заказов на закупки товаров, работ и услуг для нужд Госкорпорации «Росатом» <http://zakupki.rosatom.ru> (дата обращения 01.06.2020).

19. Столяревский А.Я. Хемотермические циклы и установки аккумулирования энергии. *Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология*. №3. 2005. с. 45-58.

20. Average Power Plant Operating Expenses for Major U.S. Investor-Owned Electric Utilities, 2008 through 2018 (Mills per Kilowatthour) / U.S. Energy Information Administration

[https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa\\_08\\_04.html](https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_04.html) (дата обращения 01.06.2020)

21. Summer energy market and reliability assessment / Federal Energy Regulatory Commission <https://www.ferc.gov/market-assessments/reports-analyses/mkt-views/2017/2017-summer-assessment.pdf> (дата обращения 01.06.2020)

22. European electricity markets panorama: France / AleaSoft Energy forecasting <https://aleasoft.com/european-electricity-markets-panorama-france/> (дата обращения 01.06.2020).

23. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года [http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325\\_06](http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06) (дата обращения 01.06.2020).

## References

1. Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants. IAEA Nuclear Energy Series. 2012;NG-T-3.8:78. [in Eng.].

2. Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation. IAEA Nuclear Energy Series. 2018;NP-T-3.23:173 [in Eng.].

3. Sierchua J. Analysis of passive residual heat removal system in AP1000 nuclear power plant // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 214. 2019. 012095

4. Aminov R.Z., Egorov A.N. Comparison and analysis of residual heat removal systems of reactors in station blackout accidents // *Atomic Energy*. 2017. V. 121. № 6. pp. 402-408

5. Aminov, R.Z., Egorov, A.N., Yurin, V.E. et al. Multifunctional Backup for NPP Internal Needs. *Atomic Energy* (2017) Vol. 121, № 5, pp. 327-333. DOI:10.1007/s10512-017-0206-3

6. 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. *Journal of Physics: Conference Series*. 1111 (2018) 021026. doi:10.1088/1742-6596/1111/1/012026.

7. Aminov R.Z. Kombinirovanie AEHS s mnogofunktsional'nymi ehnergeticheskimi ustanovkami / R.Z. Aminov, V.E. Yurin, A.N. Egorov. М.: Nauka, 2018. 240s.

8. Патент РФ № 2640409. Sposob povysheniya manevrennosti i bezopasnosti AEHS na osnove teplovogo i khimicheskogo akkumulirovaniya / Yurin V.E., Egorov A.N. // Zayavka na patent RF №2017106398 ot 27.02.2017, opubl. 9.01.2018. Byul. № 1.

9. Malysenko S.P. Issledovaniya i razrabotki OIVT RAN v oblasti tekhnologii vodorodnoi ehnergetiki // *Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal «A'l'ternativnaya ehnergetika i ehkologiya»*. 2011. № 3 (95). S. 10-34.

10. Malysenko S.P., Gryaznov A.N., Filatov N.I. High-pressure H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> – steam generators and they possible applications. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2004. Volume 29. pp. 589-596.

11. Патент РФ №2488903. Sistema szhiganiya vodoroda v tsikle AEHS s regulirovaniem temperatury vodorod-kislородnogo para / R.Z. Aminov, A.N. Bai-

ramov, V.E. Yurin // Zayavka ot 03.05.2012, opubl. 27.07.2013. Byul. №21.

12. Zel'dovich YA.B., Barenblatt G.I., Librovich B.V., Makhviladze G.M. Matematicheskaya teoriya gore-niya i vzryva. M.: Nauka, 1980. 478s.

13. Glinka N.L. Obshchaya khimiya. – Uchebnoe posobie dlya vuzov / Pod red. V.A. Rabinovich. M.:Integral-Press, 2007. 728s.

14. Vargaftik N.B. Spravochnik po teplofizicheskim svoistvam gazov i zhidkostei. M.: Nauka, 1972. 721s.

15. Vodород. Svoistva, poluchenie, khranenie, transportirovanie, primenenie: Cprav. izd. / D.YU. Gamburg, V.P. Semenov, N.F. Dubovkin, L.N. Smirnova. M.: Khimiya, 1989. 672 s.

16. Aminov R.Z., Bairamov A.N. Kombinirovanie vodorodnykh ehnergeticheskikh tsiklov s atomnymi ehlektrostantsiyami. M.: Nauka, 2016. 254s.

17. Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. Redundancy of NPP's own needs using hydrogen energy complex // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). IEEE Publishing, 2019. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934690

18. Ofitsial'nyi sait o razmeshchenii zakazov na zakupki tovarov, rabot i uslug dlya nuzhd Goskorpora-

tsii «Rosatom» <http://zakupki.rosatom.ru> (data obrashcheniya 01.06.2020).

19. Stolyarevskii A.YA. Khemotermicheskie tsikly i ustanovki akkumulirovaniya ehnergii. Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal Al'ternativnaya ehnergetika i ehkologiya. №3. 2005. s. 45-58.

20. Average Power Plant Operating Expenses for Major U.S. Investor-Owned Electric Utilities, 2008 through 2018 (Mills per Kilowatthour) / U.S. Energy Information Administration

[https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa\\_08\\_04.html](https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_04.html) (data obrashcheniya 01.06.2020)

21. Summer energy market and reliability assessment / Federal Energy Regulatory Commission <https://www.ferc.gov/market-assessments/reports-analyses/mkt-views/2017/2017-summer-assessment.pdf> (data obrashcheniya 01.06.2020)

22. European electricity markets panorama: France / AleaSoft Energy forecasting

<https://aleasoft.com/european-electricity-markets-panorama-france/> (data obrashcheniya 01.06.2020).

23. Prognoz dolgosrochnogo sotsial'no-ehkonomicheskogo razvitiya RF na period do 2030 goda [http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325\\_06](http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06) (data obrashcheniya 01.06.2020).

Транслитерация по BSI



## Российскую станцию в Антарктиде отапливает экологичная котельная

Антарктида официально имеет статус природного заповедника: согласно международным требованиям, оснащение станций должно минимально вредить окружающей среде. Подходящую котельную разработали и выпустили в Омске.

Омское котельное оборудование выбрасывает в атмосферу в два раза меньше оксидов азота, чем позволяет российское законодательство. Отопительные системы разработал и поставил на зимовочный комплекс «Восток» в Антарктиде Омский завод инновационных технологий.

Российская станция в Антарктиде стоит на высоте 4 тысяч метров над уровнем моря, а температура ее эксплуатации опускается до -89 градусов. Котлы работают на всех видах газообразного и жидкого топлива, может использоваться даже газовый конденсат и сырая нефть. Чрезвычайно низкие температуры тоже не мешают работе. При этом котельная почти не влияет на экологию: выбросы оксидов азота NO и NO<sub>2</sub> более чем в два раза — 108 мг/м<sup>3</sup> — ниже установленных нормативных требований в России

«Создать котельное оборудование, способное работать в таких условиях и при этом быть экологичным, оказалось не под силу ни одному из производителей и разработчиков стран ЕС и России, участвовавших в многоуровневом конкурсном отборе», - рассказали на производстве.

Для обогрева российской станции омская компания выпустила четыре котловых блока мощностью 150 кВт каждый.

scientificrussia.ru

