

ПРОГНОЗНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМБИНИРОВАНИЯ АЭС С АВТОНОМНЫМ ВОДОРОДНЫМ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОМ*

В.Е. Юрин, А.Н. Егоров

ФГБУН Саратовский научный центр Российской академии наук
д. 24, ул. Рабочая, Саратов, 410028, Россия
тел.: +7(845-2)27-14-36; факс: (845-2)27-14-36; e-mail: snransar@san.ru, wwwean@gmail.com

doi: 10.15518/isjaee.2019.13-15.40-51

Заключение совета рецензентов: 18.04.19 Заключение совета экспертов: 24.04.19 Принято к публикации: 30.04.19

В настоящее время в Единой энергетической системе (ЕЭС) России прослеживается тенденция роста дефицита пиковых и полупиковых мощностей с одновременным ростом количества атомных станций, что требует участия АЭС в переменной части графика электрических нагрузок. Помимо экономической необходимости поддержания коэффициента использования установленной мощности на высоком уровне, для АЭС имеются технологические ограничения маневренных характеристик. Авторами разработан подход к решению этой проблемы на основе комбинирования с экологически чистым энергоисточником – автономным водородным комплексом, включающим в себя тепловые аккумуляторы и дополнительную многофункциональную маломощную паротурбинную установку. Разработанный энергокомплекс может также обеспечить надежное резервирование электроснабжения потребителей собственных нужд АЭС на случай полного обесточивания станции.

Проведена оценка технико-экономических параметров основного оборудования автономного водородного комплекса, необходимого для комбинирования с двухблочной АЭС с ВВЭР-1000. На базе оценки инфляционных показателей экономики РФ за последние 11 лет определены три варианта динамики стоимости топлива и тарифных ставок на электроэнергию (мощность), а также размера эксплуатационных затрат, включая амортизационные отчисления в основное оборудование, с учетом действующих принципов формирования цен. В результате получены значения накопленного чистого дисконтированного дохода в зависимости от соотношения стоимости полупикового и внепикового тарифа на электроэнергию при различном показателе инфляции. Учтен положительный экономический эффект от снижения риска повреждения активной зоны реактора, замещения строительства ГТУ как маневренного источника электроэнергии в энергосистеме и увеличения дохода федерального бюджета РФ от экономии природного газа.

Определены экономические условия конкурентоспособности предлагаемого подхода к повышению маневренности и безопасности АЭС. Наибольшая экономическая эффективность достигается при максимальной прогнозируемой инфляции, что связано с максимальной нормой дисконтирования и высоким темпом роста тарифов на электроэнергию. Снижение риска повреждения активной зоны позволяет обеспечить конкурентоспособность предлагаемого подхода во всех рассматриваемых вариантах инфляции и соотношения тарифов на электроэнергию.

Ключевые слова: автономный водородный комплекс; атомная электростанция; резервирование собственных нужд; экономический анализ; инфляция; прогнозирование.

PREDICTED ECONOMIC EFFICIENCY OF COMBINING NPPS WITH AN AUTONOMOUS HYDROGEN ENERGY COMPLEX

V.E. Yurin, A.N. Egorov

Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
24 Rabochaya Str., Saratov, 410028, Russia
tel.: +7(845-2)27-14-36; fax: (845-2)27-14-36; e-mail: snransar@san.ru, wwwean@gmail.com

*Юрин В.Е., Егоров А.Н. Прогнозная экономическая эффективность комбинирования АЭС с автономным водородным энергокомплексом // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2019;13-15:40-51.



Currently, the Unified Energy System of Russia has a tendency to increase the deficit of peak and semi-peak capacities with a simultaneous increase in the number of NPP which requires the participation of NPPs in a variable part of the schedule electrical loads. In addition to the economic need to maintain the installed capacity utilization rate at a high level, there are technological limitations for maneuvering characteristics for NPPs. The authors have developed an approach to solving this problem based on combining with an environmentally friendly energy source – an autonomous hydrogen complex which includes heat accumulators and an additional multifunctional low-power steam turbine installation. The developed power complex can also provide reliable redundancy of power supply of NPP own needs in the event of a total station blackout.

The paper carries out the evaluation of the technical and economic parameters of the main equipment of the autonomous hydrogen complex required for combination with a two-unit NPP with a VVER-1000. Based on the assessment of inflation indicators of the Russian economy over the past 11 years, three options have been identified for fuel cost and tariff rates for electricity (capacity), as well as the size of operating costs, including depreciation in the main equipment, taking into account current pricing principles. As a result, the values of accumulated net present value were obtained depending on the ratio of the cost of semi-peak and non-peak electricity tariffs at different inflation rates. We have taken into account the positive economic effect of reducing the risk of damage to the reactor core, replacing the construction of gas turbines as a maneuverable source of electricity in the power system, and increasing the income of the federal budget of the Russian Federation from saving natural gas.

The economic conditions of competitiveness of the proposed approach to improving the maneuverability and safety of NPP are determined. The highest economic efficiency is achieved with the maximum projected inflation which is associated with the maximum discount rate and high rate of growth of electricity tariffs. Reducing the risk of damage to the core allows us to provide the competitiveness of the proposed approach in all considered variants of inflation and the ratio of electricity tariffs.

Keywords: autonomous hydrogen complex; nuclear power plant; own needs reservation; economic analysis; inflation; forecasting.



*Александр Николаевич
Егоров
Aleksandr Egorov*

Сведения об авторе: канд. техн. 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 ресурсосбережение; экологически чистые химико-технологические процессы; моделирование технических систем; термодинамические процессы в технических системах; процессы тепло- и массообмена; возобновляемые источники и системы прямого преобразования энергии.

Публикации: 49.

h-index: 5

ORCID: 0000-0002-0943-859X

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

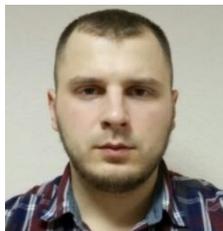
Education: Saratov State Technical University, 2010.

Research interests: 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; renewable and systems of direct transform energy.

Publications: 49.

Scopus Author ID: 56343107200

Research ID: B-7899-2015



*Валерий Евгеньевич Юрин
Valeriy Yurin*

Сведения об авторе: канд. техн. наук, научный сотрудник Саратовского научного центра Российской академии наук

Образование: Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина (2012 г.).

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

Публикации: 59.

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

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

Research interests: energy systems on organic fuel; hydrogen energy; nuclear and radiation safety; heat accumulators.

Publications: 59.

1. Введение

В настоящее время в Единой энергетической системе (ЕЭС) России прослеживается тенденция роста дефицита пиковых и полупиковых мощностей. На полупиковый режим переведено большинство тепловых станций на органическом топливе, что негативно сказывается на их экономичности и надежности. При этом в ЕЭС наблюдается активный рост доли атомных электростанций (АЭС), что только усугубляет проблемы, связанные с прохождением минимумов и максимумов нагрузки в энергосистеме, вследствие экономически оправданной загрузки АЭС с максимальным коэффициентом использования установленной мощности. Кроме того, для АЭС помимо экономической нецелесообразности имеются технологические ограничения маневренных характеристик. Эти проблемы можно решить, найдя эффективные пути участия АЭС в регулировании графиков нагрузки в ЕЭС. Одним из выходов может служить комбинирование АЭС с автономным водородным комплексом (АВК), который позволит аккумулировать энергию в часы спада нагрузки в энергосистеме за счет электролиза воды путем получения водорода и кислорода. Аккумулированная энергия может быть использована для генерации дополнительной электроэнергии на покрытие полупиковой зоны нагрузки в энергосистеме. Актуальность развития водородной энергетики, в том числе основанной на внепиковом производстве водорода и кислорода на АЭС, с последующим сжиганием их в водород-кислородном парогенераторе, подтверждена многолетними исследованиями как в России, так и за рубежом [1–4]. При этом использование водородного топлива является экологически чистой технологией, так как при сжигании водорода в кислородной среде образуется только водяной пар. Решение проблемы эффективной работы атомных электростанций в складывающихся условиях развития энергосистемы РФ обеспечит возможность дальнейшего увеличения доли АЭС как экологически чистого энергоисточника.

Традиционные системы аварийного расхолаживания реакторов АЭС включают в себя независи-

мые каналы безопасности с дизель-генераторами (ДГ) [5]. В новых АЭС предусматривается повышение безопасности посредством увеличения числа ДГ.

ДГ находятся в режиме ожидания, и быстротечность их запуска отрицательно сказывается на надежности вследствие развития значительных температурных и механических напряжений в элементах двигателя в начальный период пуска [6]. В то же время активно развиваются системы пассивного отвода тепла (СПОТ) активной зоны реакторов [7–10]. Однако СПОТ имеет ряд недостатков, таких как: значительное увеличение капитальных затрат, приводящее к снижению конкурентоспособности АЭС; дополнительные затраты на поддержание в рабочем состоянии систем, находящихся в режиме ожидания; зависимость эффективности работы систем от климатических условий [11].

Авторами данной статьи разработан альтернативный вариант повышения безопасности АЭС на основе комбинирования с дополнительной многофункциональной маломощной паровой турбиной, способной обеспечить электроснабжение собственных нужд двух энергоблоков АЭС при полном обесточивании станции за счет использования энергии остаточного тепловыделения реактора [12, 13]. Поскольку в состав АВК входит дополнительная маломощная паротурбинная установка (ПТУ), комбинирование атомных станций с АВК может обеспечить повышение не только маневренности, но и безопасности АЭС.

В настоящее время АЭС работают в базовой части суточной нагрузки, но с учетом развития атомной энергетики и недостатка маневренных мощностей они будут вынуждены работать в переменной части графика нагрузки. В связи с этим, для полноценной оценки эффективности комбинирования АЭС с многофункциональным АВК, необходимо проведение технико-экономического анализа предлагаемого подхода с учетом прогнозируемой динамики цен на топливо и электроэнергию, а также размера эксплуатационных затрат, включая амортизационные отчисления в основное оборудование АВК.

| Список обозначений | |
|----------------------------------|--|
| <u>Буквы латинского алфавита</u> | |
| <i>d</i> | Ставка дисконтирования, соответствующая каждому варианту инфляционных рисков |
| <i>E</i> | Реальная ставка дисконтирования |
| <i>I</i> | Инфляция, % |
| <i>n</i> | Количество обеспечиваемых резервом собственных нужд энергоблоков |
| <i>R</i> | Риск возникновения ущерба от аварий с повреждением активной зоны |
| <i>r</i> | Коэффициент, учитывающий уровень инвестиционного риска (премия за риск) |
| <i>Y</i> | Ущерб от аварии с повреждением активной зоны |
| <u>Буквы греческого алфавита</u> | |
| λ | Интенсивность отказа |
| <u>Буквы русского алфавита</u> | |
| <i>K</i> | Капитальные вложения, руб. |
| <u>Аббревиатуры</u> | |
| АВК | Автономный водородный комплекс |

| <i>Продолжение списка обозначений</i> | |
|---------------------------------------|--|
| АЭС | Атомная электростанция |
| БГВ | Бак горячей воды |
| БХВ | Бак холодной воды |
| ГТУ | Газотурбинная установка |
| ДГ | Дизель-генератор |
| ЕЭС | Единая энергетическая система |
| КИПиА | Контрольно-измерительные приборы и автоматика |
| НЧДД | Накопленный чистый дисконтированный доход |
| ПАДГС | Передвижные автономные дизель-генераторные станции |
| ПАЗ | Повреждение активной зоны |
| ПТУ | Паротурбинная установка |
| СПОТ | Система пассивного отвода тепла |

2. Схема комбинирования АЭС с автономным водородным комплексом

Схема комбинирования АЭС с АВК, разработанная авторами, включает в себя дополнительные маломощные ПТУ и баки горячей и холодной воды (БГВ и БХВ) [14]. Водород и кислород, получаемые на базе электроэнергии, генерируемой в ночные внепиковые

часы электрической нагрузки, могут запасаться и использоваться для генерации пара, поступающего на маломощные паровые турбины с целью генерации электроэнергии на покрытие полупиковой зоны суточной нагрузки. Согласно рассматриваемой в работе схеме, в часы провала нагрузки помимо водорода и кислорода аккумулируется горячая вода, которая используется как питательная вода в АВК (рис. 1).

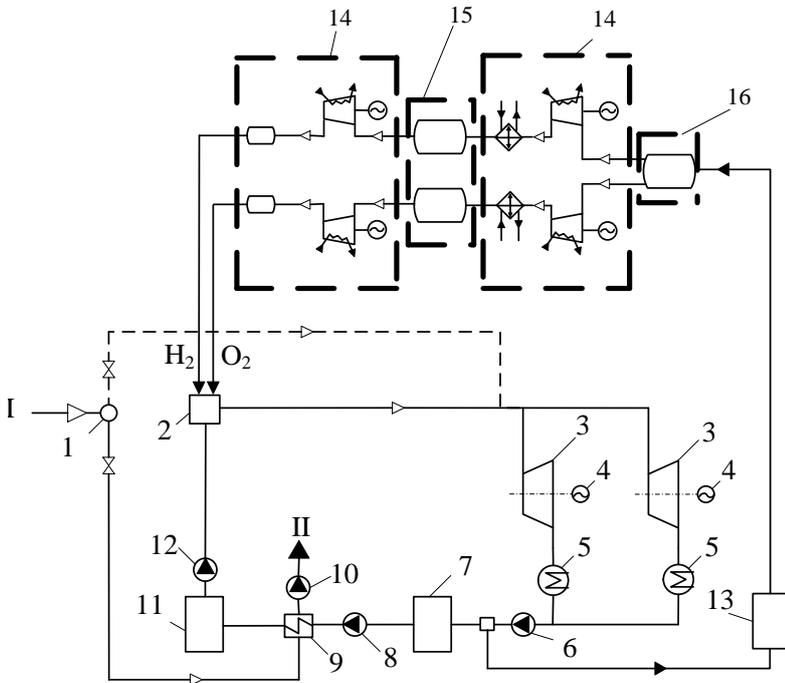


Рис. 1 – Схема повышения маневренности и безопасности АЭС путем комбинирования с автономным водородным энергокомплексом: 1 – устройство парораспределения; 2 – водород-кислородный парогенератор; 3 – маломощная ПТУ; 4 – электрический генератор; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – БХВ; 8 – насос холодной воды; 9 – поверхностный теплообменник; 10 – дренажный насос; 11 – БГВ; 12 – питательный насос; 13 – бак-аккумулятор для нужд электролизной установки; 14 – система компримирования водорода и кислорода; 15 – система хранения водорода и кислорода; 16 – электролизная установка; I – пар из парогенераторов энергоблока; II – слив дренажа в тракт питательной воды

Fig. 1 – Scheme of increasing the maneuverability and safety of nuclear power plants by combining with an autonomous hydrogen energy complex: 1 – device for steam distribution; 2 – hydrogen-oxygen steam generator; 3 – low-power steam turbine unit; 4 – electric generator; 5 – condenser; 6 – condensate pump; 7 – cold water tank; 8 – cold water pump; 9 – surface heat exchanger; 10 – drainage pump; 11 – hot water tank; 12 – feed pump; 13 – storage tank for the needs of the electrolysis plant; 14 – hydrogen and oxygen compression system; 15 – hydrogen and oxygen storage system; 16 – electrolysis plant; I – steam from power generators; II – drainage into the feed water path

В ночные часы провала электрической нагрузки в электролизной установке 16 вырабатываются водород и кислород, которые при помощи дожимных компрессорных агрегатов 14 аккумулируются в емкостях хранения 15 [15]. При этом часть свежего пара из парогенераторов энергоблока АЭС направляется в пароводяной поверхностный теплообменник 9, где отдает тепло холодной воде, перекачиваемой из БХВ 7 в БГВ 11. Дренаж греющего пара подается в тракт питательной воды энергоблока АЭС после подогревателей высокого давления перед парогенера-

торами энергоблока. В часы простоя автономного водородного комплекса одна из маломощных ПТУ 3 работает в режиме холостого хода (горячий резерв на случай обесточивания) за счет отбираемого после устройства парораспределения 1 незначительного расхода свежего пара из парогенераторов энергоблока.

В часы полупиковой зоны электрической нагрузки водород и кислород отбираются из емкостей хранения, компримируются до необходимого давления при помощи дожимных компрессорных агрегатов и

поступают в водород-кислородный парогенератор 2. Из БГВ 11 горячая вода подается в водород-кислородный парогенератор 2 через магистрали подачи питательной воды со встроенными форсунками. Посредством питательной воды регулируется температура и расход пара на выходе из парогенератора 2, обеспечивается его охлаждение в процессе сжигания водорода в кислородной среде [16]. Полученный пар направляется на маломощные ПТУ 3 для выработки электроэнергии. Конденсат отработавшего пара направляется в БХВ 7, при этом доля конденсата, эквивалентная расходу продуктов сгорания водорода в кислородной среде, направляется в бак-аккумулятор 13.

В часы работы автономного водородного комплекса паропроводы, соединяющие парогенераторы энергоблока и устройство парораспределения 1, маломощные ПТУ 3 и устройство парораспределения 1, поддерживаются в горячем состоянии за счет незначительного расхода свежего пара из парогенераторов энергоблока, который смешивается на входе в маломощные турбины с паром из водородной камеры сгорания. Это необходимо для того, чтобы в случае обесточивания станции можно было, не тратя время на прогрев паропровода, подавать необходимый расход пара (генерируемый за счет энергии остаточного тепловыделения реактора) из парогенераторов энергоблока на одну из дополнительных маломощных ПТУ, которая остаётся в работе и обеспечивает электроснабжение собственных нужд АЭС. В процессе расхолаживания в первые часы после обесточивания образуется избыточное количество энергии остаточного тепловыделения, которое можно аккумулировать в виде водорода и/или горячей воды и использовать при необходимости в последующие часы. По условиям взрывопожаробезопасности АВК может быть размещен за пределами площадки АЭС, однако это потребует дорогостоящей теплоизоляции для паропровода, соединяющего парогенераторы энергоблока и устройство парораспределения 1.

3. Оценка технико-экономической эффективности

Для оценки технико-экономической эффективности предлагаемой системы приняты следующие исходные данные: в номинальном режиме работы мощность турбоустановки К-1000-60/1500 и ее абсолютный внутренний КПД-брутто составляют 1 000 МВт и 36,36 % соответственно; число рабочих суток станции в году составит 292 сут.; число рабочих циклов электролизных установок и всего оборудования водородного комплекса соответствует этому значению; период ночного провала электрической нагрузки АЭС составляет 9 часов в сутки; число часов использования автономного водородного комплекса на покрытие полуцикловой зоны нагрузки 15 часов. Исходя из требований к безопасности необходимо дублирование дополнительной маломощной ПТУ. Мощность одной маломощной ПТУ, входящей в со-

став АВК, исходя из расчетов обеспечения резерва собственных нужд станции на случай полного обесточивания, выбирается равной 12 МВт [17].

Для оценки динамики цен на топливо и электроэнергию, а также размера эксплуатационных затрат, включая амортизационные отчисления в основное оборудование АВК, в перспективе на основании данных Центрального банка Российской Федерации был проанализирован уровень инфляции по годам за последние 11 лет (см. табл. 1).

Таблица 1
Инфляция в России по годам по данным
Центрального банка Российской Федерации
за последние 11 лет

Table 1
Inflation in Russia by year according to the data
of the Central Bank of the Russian Federation
for the last 11 years

| Год | Инфляция, % |
|------|-------------|
| 2018 | 4,27 |
| 2017 | 2,52 |
| 2016 | 5,38 |
| 2015 | 12,91 |
| 2014 | 11,36 |
| 2013 | 6,45 |
| 2012 | 6,58 |
| 2011 | 6,10 |
| 2010 | 8,78 |
| 2009 | 8,80 |
| 2008 | 13,28 |

Как видно из табл. 1, колебания инфляции за рассматриваемый период значительное – от 2,52 % в 2017 г. до 13,28 % в 2008 г. При этом среднее значение инфляции за последние 11 лет составляет 7,86 %. Таким образом, на основании этих данных принято три варианта инфляционных рисков при технико-экономической оценке эффективности АВК: 1 вариант – 2,52 %, 2 вариант – 7,86 %, 3 вариант – 13,28 %.

На основании проведенной оценки вариантов инфляционных рисков определяется советуемая каждому варианту ставка дисконтирования по формуле [18–19]:

$$d = E_{\min} + I + r, \quad (1)$$

где E_{\min} – минимальная реальная ставка дисконтирования; I – инфляция; r – коэффициент, учитывающий уровень инвестиционного риска (премия за риск).

Как правило, за минимальную реальную ставку дисконтирования принимают доходность 30-летних гособлигаций США. С точки зрения инвестиционных рисков при оценке технико-экономической эффективности рассматриваемого АВК на базе АЭС коэффициент r в формуле (1) принят равным стра-

новому риску инвестиций для России, который по данным рейтингового агентства Moody's составляет 2,25 %. В табл. 2 по данным департамента финансов США представлены значения доходности 30-летних гособлигаций США за последние 11 лет.

Таблица 2
Доходность 30-летних гособлигаций США
за последние 11 лет
Table 2
The yield of 30-year US government bonds
for the last 11 years

| Год | Доходность, % |
|------|---------------|
| 2018 | 3,11 |
| 2017 | 2,89 |
| 2016 | 2,6 |
| 2015 | 2,84 |
| 2014 | 3,34 |
| 2013 | 3,45 |
| 2012 | 2,92 |
| 2011 | 3,91 |
| 2010 | 4,25 |
| 2009 | 4,08 |
| 2008 | 4,28 |

Как видно из табл. 2, колебания доходности 30-летних гособлигаций США за рассматриваемый период составляет от 2,6 % в 2016 г. до 4,28 % в 2008 г. При этом среднее значение инфляции за последние 11 лет составляет 3,42 %. В результате на основании полученных данных была определена соответствующая каждому варианту инфляционных рисков ставка дисконтирования.

Таблица 3
Расчетные ставки дисконтирования для
проведения технико-экономической оценки АВК
Table 3
Estimated discount rates for the technical
and economic evaluation of АНС

| 1 вариант | 2 вариант | 3 вариант |
|-----------|-----------|-----------|
| 7,37 | 13,53 | 18,81 |

Другой величиной, изменяющейся в течение рассматриваемого расчетного периода при оценке технико-экономической эффективности, является тариф на электроэнергию. В расчетах использовались дифференцированные тарифы на электроэнергию для региона эксплуатации Балаковской АЭС по данным ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии», осуществляющего деятельность по организации торговли на оптовом рынке электрической энергии и мощности, связанной с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке. По данным за 2018 г. полупиковый отпускной тариф на электроэнергию составил 1,286 руб./кВт·ч, а плата за мощность – 3 695 тыс. руб./МВт в год. Стоит отметить, что по опыту работы электростанций в районе эксплуатации Балаковской АЭС ввиду сложившейся ситуации для участия этих электростанций на конкурентном рынке электроэнергии формируются заявки на поставку электроэнергии с минимальной ценой, вплоть до 0 руб./кВт·ч.

Далее приводится оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат на основные элементы АВК. Для производства водорода и кислорода с необходимыми параметрами могут применяться перспективные электролизные установки на базе ФВ-500М единичной мощностью 50 000 кВт. Удельные капиталовложения в электролизную установку с учетом капиталовложений в контрольно-измерительные приборы, автоматику (КИПиА) и затрат на сооружение электролизного цеха приняты в размере 2 542 руб./кВт [20]. При этом удельный расход электроэнергии на производство 1 кг водорода равен 39,77 кВт·ч/кг. С учетом требуемого расхода водорода и кислорода в нормальном режиме работы АВК капитальные затраты на электролизные установки составляют 383 079 тыс. руб.

В качестве системы хранения водорода и кислорода рассмотрены цилиндрические емкости со сферическими днищами объемом 100 м³, 400 м³, 800 м³ (см. табл. 4). Газы в емкостях находятся под давлением [23].

Таблица 4
Технические характеристики емкостей хранения водорода и кислорода [21]

Table 4
Technical characteristics of hydrogen and oxygen storage tanks [21]

| Объем емкостей, м ³ | 100 | 400 | 800 |
|--|--------|--------|--------|
| Внутренний диаметр емкости, м | 3,2 | 5,6 | 7 |
| Радиус цилиндрической части емкости, м | 1,6 | 2,6 | 3,5 |
| Радиус сферической части емкости, м | 2 | 3 | 4 |
| Длина цилиндрической части, м | 8,3 | 13,5 | 13,8 |
| Удельные капиталовложения в емкость данного объема (при давлении 4,2 Мпа), руб./м ³ | 18 300 | 16 900 | 16 700 |

Снижение удельных капиталовложений с увеличением объема емкости при давлении аккумуляции обусловлено конструктивными особенностями, известными из практики проектирования резервуаров высокого давления [22–23].

В табл. 5 приведены удельные капиталовложения в компрессорные установки водорода и кислорода с учетом КИПиА и сооружения компрессорной станции [20].

Таблица 5
Удельные капиталовложения в компрессорные установки сжатия водорода и кислорода
($P_{нач} / P_{кон} = 1/4,2$ МПа)

Table 5
Specific investment in compressor units for the compression of hydrogen and oxygen ($P_{нач} / P_{кон} = 1/4.2$ МПа)

| | <i>N</i> , кВт | <i>k</i> , руб./кВт |
|----------------|----------------|---------------------|
| H ₂ | 2 600 | 2 670 |
| O ₂ | 3 000 | 2 540 |

Для генерации водородной камерой сгорания пара, необходимого для номинальной работы мало-мощной паровой турбины, необходим расход водорода 0,42 кг/с. Ввиду отсутствия каких-либо точных сведений о рыночной стоимости водород-кислородных камер сгорания, капиталовложения в этот элемент водородного цикла принимались по стоимости камеры сгорания газотурбинных установок (ГТУ), которые применяются для сжигания высокоэнергетического природного газа и работают в схожих условиях. Значения рыночной стоимости ГТУ различной мощности приведены в [24]. Результирующее значение капиталовложений в камеру сгорания приняты с учетом ее доли в капиталовложениях в ГТУ в целом, которая, по данным из [25], составила 13,5 %. Таким образом, капитальные вложения в водород-кислородную камеру сгорания необходимой тепловой мощности составят 322 318 тыс. руб.

На основании полученной оценки капитальных вложений и требуемых параметров АВК в табл. 6 представлены общие технические показатели комплекса.

Общие технические показатели работы АВК

Таблица 6

General technical performance of АНС

Table 6

| | |
|--|---------------------|
| Потребляемая внепиковая мощность, МВт | 100 |
| Потребляемая внепиковая электроэнергия, МВт·ч | 900 |
| Количество водорода, выработанное во внепиковые часы электрических нагрузок, кг | 22 466 |
| Количество кислорода, выработанное во внепиковые часы электрических нагрузок, кг | 179 728 |
| Располагаемый массовый расход водорода в часы пика электрических нагрузок, кг/с | 0,42 |
| Количество емкостей хранения водорода, шт. | 8x800, 1x400, 1x200 |
| Количество емкостей хранения кислорода, шт. | 4x800, 1x100 |
| Количество компрессоров системы компримирования водорода, шт. | 2 |
| Количество компрессоров системы компримирования кислорода, шт. | 1 |
| Необходимое количество электролизных установок, шт. | 2 |

Таким образом, с учетом данных табл. 4 и 6 капитальные вложения в систему хранения водорода и кислорода составят 105 млн руб. и 49 млн руб. соответственно.

Удельные капиталовложения в маломощные ПТУ требуемой мощности на основании данных Группы компаний ТУРБОПАР составляют порядка 48 тыс. руб./кВт. При этом учтены стоимость конденсатора и электрогенератора дополнительной ПТУ, монтаж установки, а также модернизация систем охлаждения трансформаторов; замена высоковольтных вводов трансформаторов, модернизация охлаждения токопроводов, модернизация автоматической системы управления технологическим процессом [12]. В данном случае предполагается установка двух паровых турбин по 12 МВт, что потребует порядка 1 152 млн руб. капиталовложений.

Расход свежего пара для работы маломощных ПТУ в горячем резерве на холостом ходу составляет порядка 2,8 кг/с [26], поэтому ежегодные потери от недовыработки на основной ПТУ составят 29,24 млн руб. Как было сказано, питательная вода аккумулируется в баке горячей воды в часы ночного провала нагрузки. Для работы автономного водородного комплекса в течение 15 часов в полупиковой зоне суточных нагрузок необходимо запастись 1 639 т горячей воды. Таким образом, по данным [27] стоимость аккумуляторов горячей воды составит порядка 70 млн руб.

В настоящее время на многих уже работающих и проектируемых АЭС устанавливаются дополнительные передвижные дизель-генераторные стан-



ции (ПАДГС). Как было показано, одна дополнительная ПТУ может обеспечить расхолаживание двух реакторов [12]. В связи с этим при установке АВК с маломощными ПТУ, дополнительные ПАДГС для двух энергоблоков не требуются, так как достигается требуемый МАГАТЭ уровень безопасности [17]. Стоимость одной ПАДГС, согласно сайту закупок Госкорпорации «Росатом», составляет порядка 130 млн руб. Таким образом, при установке АВК вместо дополнительных ПАДГС получим следующий положительный эффект, руб.:

$$K = K_{\text{АВК}} - 2K_{\text{ПАДГС}},$$

где $K_{\text{АВК}}$ – капитальные вложения в АВК, руб.;
 $K_{\text{ПАДГС}}$ – стоимость дополнительной ПАДГС, руб.

4. Результаты и их обсуждение

С учетом приведенных технико-экономических показателей проведена оценка интегрального эффекта от реализации АВК для трех вариантов инфляционных рисков в зависимости от соотношения стоимости полупииковой и внепииковой электроэнергии. При этом учтен положительный экономический эффект в виде экономии природного газа, идущего на экспорт, и исключения затрат за счет замещения строительства полупииковой станции на базе ГТУ. Стоимость экспортного природного газа принята на уровне 250\$/1 000 м³ [28–29], что, с учетом распоряжения правительства РФ № 705-р от 18 апреля 2016 г. [30], соответствует 125\$/1 000 м³ в доход федерального бюджета. Удельные капиталовложения в строительство ГТУ приняты на уровне 420\$/кВт [24]. Результаты расчетов показаны на рис. 2.

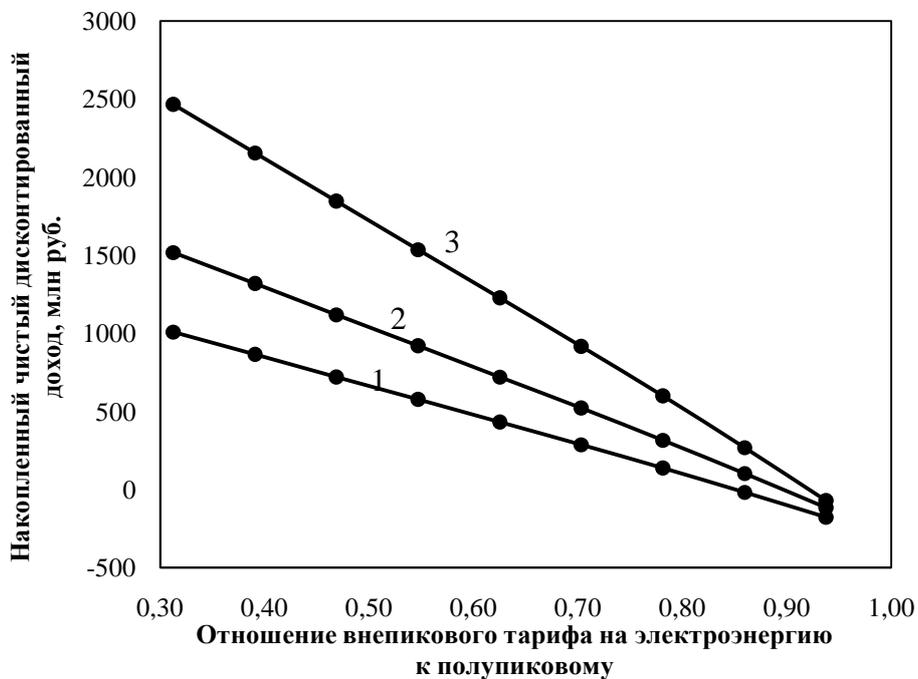


Рис. 2 – Зависимость накопленного чистого дисконтированного дохода от отношения внепиикового тарифа на электроэнергию к полупииковому: 1 – при инфляции 2,52 %; 2 – при инфляции 7,86 %; 3 – при инфляции 13,28 %

Fig. 2 – The dependence of the accumulated net present value on the ratio of non-peak electricity tariff to semi-peak: 1 – with inflation of 2.52%; 2 – with inflation of 7.86%; 3 – with inflation of 13.28%

Как видно на рис. 2, наибольшую эффективность АВК будет иметь в третьем варианте – при максимальных инфляционных рисках. Это связано с тем, что в данном случае достигается максимальный ежегодный рост тарифа на полупииковую электроэнергию, что увеличивает прибыль от работы АВК в дневное время суток. При этом во всем диапазоне соотношения полупииковой электроэнергии ко внепииковой достигается положительный накопленный чистый дисконтированный доход (НЧДД). В случае первого варианта инфляции положительный НЧДД наблюдается при соотношении тарифов

0,84 и менее, что соответствует внепииковому тарифу до 1,05 руб./кВт·ч. При втором варианте инфляции положительный НЧДД достигается при соотношении тарифов 0,9 и менее, что соответствует внепииковому тарифу до 1,15 руб./кВт·ч.

Как было сказано, реализация АВК позволяет не только повысить мощность и маневренность АЭС, но и обеспечить электроснабжение собственных нужд АЭС в аварийных ситуациях с обесточиванием. Поэтому дополнительно рассмотрен вариант оценки технико-экономической эффективности с учетом вероятного ежегодного экономического эффекта от



снижения риска повреждения активной зоны (ПАЗ) в результате аварий, сопровождаемых полным обесточиванием. В качестве результирующего экономического эффекта повышения безопасности атомной станции принимается среднее ежегодное снижение риска возникновения ущерба от аварий с ПАЗ:

$$\Delta R_{\text{ПАЗ}} = (\lambda_{\text{ПАДГС}} - \lambda_{\text{ПТУ}}) \cdot nY, \quad (2)$$

где $\lambda_{\text{ПАДГС}}$ – интенсивность отказа трехканальной системы аварийного электроснабжения с ДГ и дополнительной ПАДГС (по расчетам $3,1 \cdot 10^{-5}$ 1/реакт.·год [17]); $\lambda_{\text{ПТУ}}$ – интенсивность отказа трехканальной системы аварийного электроснабжения с ДГ и дополнительной маломощной ПТУ (по расчетам $4,8 \cdot 10^{-7}$ 1/реакт.·год [17]); Y – ущерб от аварии с ПАЗ оценивается по различным данным от 80 млрд \$/реактор до 155 млрд \$/реактор (доклад Министра РФ по делам граждан-

ской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий С.К. Шойгу о последствиях Чернобыльской аварии) – для расчетов принят в размере 100 млрд \$/реактор [17]; n – количество обеспечиваемых резервом собственных нужд энергоблоков.

Таким образом, ежегодное уменьшение риска возникновения ущерба от аварий с ПАЗ для двух энергоблоков в случае комбинирования АЭС с АВК при отказе от дополнительных ПАДГС составило 6,1 млн \$/год. Этот дополнительный эффект учтен при расчете НЧДД.

Результаты расчета интегрального эффекта от реализации АВК для трех вариантов инфляционных рисков в зависимости от соотношения стоимости полупиковой и внепиковой электроэнергии с учетом снижения риска ПАЗ представлены на рис. 3.

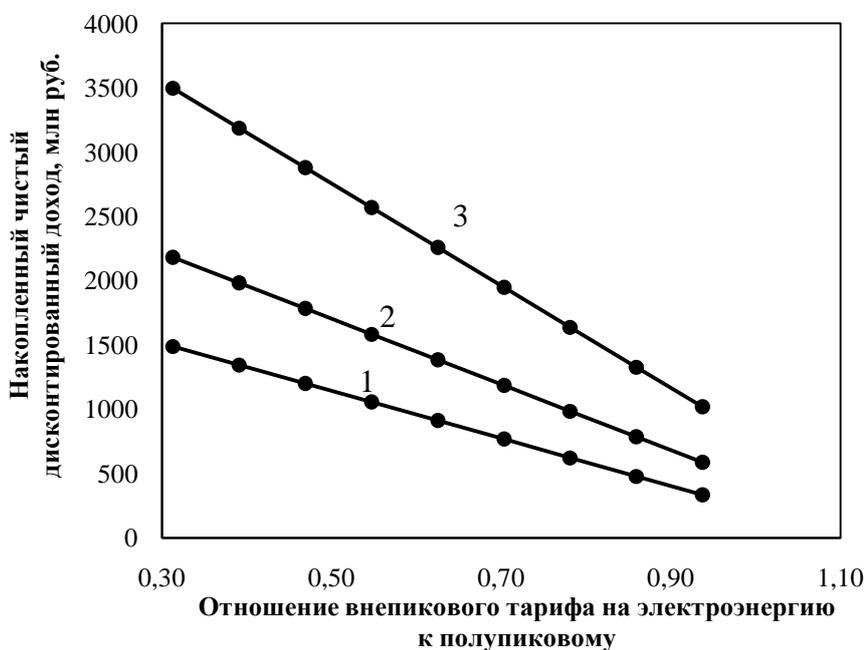


Рис. 3 – Зависимость накопленного чистого дисконтированного дохода от отношения внепикового тарифа на электроэнергию к полупиковому с учетом снижения риска ПАЗ: 1 – при инфляции 2,52 %; 2 – при инфляции 7,86 %; 3 – при инфляции 13,28 %

Fig. 3 – The dependence of the accumulated net present value on the ratio of the off-peak electricity tariff to the semi-peak taking into account the reducing core damage accidents risk: 1 – with inflation of 2.52%; 2 – with inflation of 7.86%; 3 – with inflation of 13.28%

Как видно на рис. 3, учет снижения риска ПАЗ приводит к значительному увеличению НЧДД во всех рассматриваемых вариантах инфляции. В результате эффективными во всем диапазоне соотношения тарифов оказываются все три варианты инфляционного прогноза.

5. Заключение

Результаты исследования эффективности комбинирования двухблочной атомной электростанции с автономным водородным комплексом в условиях изменения цен и инфляционных рисков позволили

выявить зоны технико-экономической эффективности рассматриваемого энергокомплекса в зависимости от соотношения полупикового и внепикового тарифов на электроэнергию и показали, что максимальный положительный накопленный чистый дисконтированный доход 2 466 млн руб. достигается при максимальной инфляции 13,28 % за счет роста полупикового тарифа на электроэнергию во всем рассматриваемом диапазоне соотношения тарифов. При средней инфляции 7,86 % рассматриваемый энергокомплекс эффективен при соотношении тарифов 0,9 и менее, что соответствует внепиковому тарифу до 1,15 руб./кВт·ч. При низких инфляционных



рисках 2,52 % – при соотношении тарифов 0,84 и менее, что соответствует внепиковому тарифу до 1,05 руб./кВт·ч.

Учет снижения риска повреждения активной зоны значительно расширяет зону эффективности рассматриваемого энергокомплекса – при всех вариантах прогноза инфляционных рисков во всем рассматриваемом диапазоне стоимости полупиковой и внепиковой электроэнергии достигается положительный накопленный чистый дисконтированный доход. При этом максимальный накопленный чистый дисконтированный доход 3 498 млн руб., как и без учета снижения риска повреждения активной зоны, достигается при максимальной инфляции 13,28 %.

Таким образом, в ходе данного исследования были обоснованы и получены основные показатели экономической эффективности предлагаемой схемы повышения эффективности и безопасности АЭС на основе комбинирования с автономным водородным комплексом. Полученные результаты могут быть использованы для дальнейшего развития технологий экологически чистого производства электроэнергии на базе комбинирования водородного энергетического комплекса и АЭС.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Российского Фонда Фундаментальных Исследований (соглашение №19-08-01053 А).

Acknowledgments

The given research was funded by Russian Foundation for Basic Research (agreement No. 19-08-01053 A).

Список литературы

- [1] Шпильрайн, Э.Э. Введение в водородную энергетику / Э.Э. Шпильрайн, С.П. Малышенко, Г.Г. Кулешов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 264с.
- [2] Ristinen, R.A. Energy and the Environment / R.A. Ristinen, J.J. Kraushaar. – NY: John Wiley & Sons, 1999. – 384 p.
- [3] Пономарев-Степной, Н.Н. Атомно-водородная энергетика. Системные аспекты и ключевые проблемы. Монография. / Н.Н. Пономарев-Степной, А.Я. Столяревский, В.П. Пахомов. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 108 с.
- [4] Малышенко, С.П. Исследования и разработки ОИВТ РАН в области технологий водородной энергетики / С.П. Малышенко // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE). – 2011. – № 3 (95). – С. 10–34.
- [5] Ericson, D.M. Probabilistic safety assessment reaches maturity / D.M. Ericson // Nuclear Engineering International. – 1989. – Vol. 34. – Is. 422. – P. 66–69.
- [6] Saban, J. Large diesel generators for nuclear power stations and processing industry / J. Saban, D. Zaharija-Tiska, Z. Strbuncelj // Koncar journal. – 1988. – Vol. 1. – P. 41–47.

[7] The Safety of Nuclear Power: Strategy for the Future. – Vienna: IAEA, 1991. – 272 p.

[8] Tanaka, T. Development of next generation PWR (APWR+). Examination of Natural Circulation and Heat Removal by Steam Generator / T. Tanaka [et al.] // Proc. of the 6th International Conference on Nuclear Thermal Hydraulics, Operation and Safety (NUTHOS-6). – 2004. – Vol. 36. – Is. 41. – P. 183–188.

[9] Oikawa, H. Safety System Improvement for the Next Generation BWR / H. Oikawa [et al.] // Proc. Fifth International Conference on Nuclear Engineering (ICONE-5). – 1997. – Vol. 2538. – P. 123–131.

[10] Vijayan, P. Safety features in nuclear power plants to eliminate the need of emergency planning in public domain / P. Vijayan [et al.] // Academy Proceedings in Engineering Sciences. – 2013. – Vol. 38. – Is. 5. – P. 925–943.

[11] Aminov, R.Z. Comparison and analysis of residual heat removal systems of reactors in station blackout accidents / R.Z. Aminov, A.N. Egorov // Atomic Energy. – 2017. – Vol. 121. – Is. 6. – P. 402–408.

[12] Aminov, R.Z. Multifunctional backup for NPP internal needs / R.Z. Aminov [et al.] // Atomic Energy. – 2017. – Vol. 121. – Is. 5. – P. 327–333.

[13] Aminov, R.Z. 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 / R.Z. Aminov, A.N. Egorov, V.E. Yurin // IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series. – 2018. – Vol. 1111. – P. 012026.

[14] Патент 2640409 Российская Федерация, МПК G21D 1/00 (2006.01). Способ повышения маневренности и безопасности АЭС на основе теплового и химического аккумулирования / Юрин В.Е., Егоров А.Н.; заявители и патентообладатели Егоров А.Н., Юрин В.Е. – №2017106398; заявл. 27.02.2017; опубл. 09.01.2018. Бюл. № 1.

[15] Аминов, Р.З. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов. – М.: Наука, 2016. – 254 с.

[16] Malysenko, S.P. High-pressure H₂/O₂ – steam generators and their possible applications / S.P. Malysenko, A.N. Gryaznov, N.I. Filatov // International Journal of Hydrogen Energy. – 2004. – Vol. 29. – P. 589–596.

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

[18] Касатов, А.Д. Развитие экономических методов управления интегрированными корпоративными структурами в промышленности: инвестиционный аспект. – М.: Изд. Дом «Экономическая газета», 2010. – 324 с.

[19] Об оценке эффективности инвестиционных проектов: Методические рекомендации. – М.: Экономика, 2000. – 417 с.



[20] Байрамов, А.Н. Эффективность интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом: дис. ... канд. тех. наук. – Саратов, 2010. – 142 с.

[21] Аминов, Р.З. Оценка удельных капиталовложений в цилиндрические ёмкости для хранения газообразного водорода / Р.З. Аминов, А.Н.Байрамов // Известия Высших учебных заведений. Проблемы энергетика. – 2007. – № 5–6. – С.69–77.

[22] ГОСТ СССР 9617-76. Сосуды и аппараты. Ряды диаметров. – Введ. 1978–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 4 с.

[23] Тахтамышев, А.Г. Примеры расчета стальных конструкций. – М.: Стройиздат, 1978. – 239 с.

[24] Gas Turbine World Handbook. Fairfield. – Perquot Publishing Inc. – 2018. – Vol. 33. – 148 p.

[25] Текущий ремонт газотурбинных установок ГТУ ст. № 6–9 СП «Майская ГРЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.b2b-center.ru/market/tekushchii-remont-gazoturbinnykh-ustanovok-gtu-st-6-9-sp-maiskaia-gres/tender-784674/>. – (Дата обращения: 05.04.2019).

[26] Прокопенко А.Г. Стационарные, переменные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС / А.Г. Прокопенко, И.С. Мысак. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.

[27] Столяревский, А.Я. Хемотермические циклы и установки аккумулирования энергии / А.Я. Столяревский //Международный научный журнал "Альтернативная энергетика и экология" (ISJAEЕ).– 2005. – №3 (23). – С. 45–58.

[28] Средняя цена реализации газа в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/europe>. – (Дата обращения: 05.04.2019).

[29] Прогноз развития энергетика мира и России до 2040 года [Электронный ресурс]. – М.: ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ. – 2014. – Режим доступа: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>. – (Дата обращения: 05.04.2019).

[30] Распоряжение Правительства Российской Федерации № 705-р от 18 апреля 2016 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://government.ru/docs/22720>. – (Дата обращения: 05.04.2019).

References

[1] Shpil'rain E.E., Malyschenko S.P., Kuleshov G.G. Introduction to hydrogen energy (Vvedenie v vodorodnyue-nergetiku). M.: Energoatomizdat. 1984; 264 p. (in Russ.).

[2] Ristinen R.A., Kraushaar J.J. Energy and the Environment. NY: John Wiley & Sons. 1999; 384 p. (in Eng.).

[3] Ponomarev-Stepnoi N.N., Stolyarevskii A.Ya., Pakhomov V.P. Atomic-hydrogen energy. System aspects and key problems. Monograph (Atomno-vodorodnaya energetika. Sistemnye aspekty i klyuchevye problemy. Monografiya). Moscow: Energoatomizdat Publ., 2008; 108 p. (in Russ.).

[4] Malyschenko S.P. Research and development of the Joint Institute for High Temperatures RAS in the field of hydrogen energy technologies (Issledovaniya i razrabotki OIVT RAN v oblasti tekhnologii vodorodnoi energetiki). *International Scientific Journal "Alternative energy and Ecology" (ISJAEЕ)*, 2011;3(95):10–34 (in Russ.).

[5] Ericson D.M. Probabilistic safety assessment reaches maturity. *Nuclear Engineering International*, 1989;34(422):66–69 (in Eng.).

[6] Saban J., Zaharija-Tiska D., Strbuncelj Z. Large diesel generators for nuclear power stations and processing industry. *Koncar journal*, 1988;1:41–47(in Eng.).

[7] The Safety of Nuclear Power: Strategy for the Future. Vienna: IAEA. 1991; 272 p. (in Eng.).

[8] Tanaka T., Omoto M., Morinaga K., Yamauchi T., Inoue K. Development of next generation PWR (APWR+). Examination of Natural Circulation and Heat Removal by Steam Generator. *Proc. of the 6th International Conference on Nuclear Thermal Hydraulics, Operation and Safety (NUTHOS-6)*, 2004;36(41):183–188 (in Eng.).

[9] Oikawa H. Safety System Improvement for the Next Generation BWR. *Proc. Fifth Internal Conference on Nuclear Engineering (ICONE-5)*, 1997;2538:123–131(in Eng.).

[10] Vijayan P.K., Kamble M.T., Nayak A.K., Vaze K.K., Sinha R.K. Safety features in nuclear power plants to eliminate the need of emergency planning in public domain. *Academy Proceedings in Engineering Sciences*, 2013;38(5):925–943 (in Eng.).

[11] Aminov R.Z., Egorov A.N. Comparison and analysis of residual heat removal systems of reactors in station blackout accidents. *Atomic Energy*, 2017;121(6):402–408 (in Eng.).

[12] Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E., Bessonov V.N. Multifunctional backup for NPP internal needs. *Atomic Energy*, 2017;121(5):327–333 (in Eng.).

[13] Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. 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. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series*, 2018;1111:012026 (in Eng.).

[14] Yurin V.E., Egorov A.N. A way to improve the maneuverability and safety of nuclear power plants



based on thermal and chemical accumulation (Sposob povysheniya manevrennosti i bezopasnosti AES na osnove teplovogo i khimicheskogo akkumulirovaniya). Patent 2640409 RF G21D 1/00 (2006.01). 2018. Bul. no. 1 (in Russ.).

[15] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Combination of hydrogen energy cycles with nuclear power plants (Kombinirovaniye vodorodnykh energeticheskikh tsiklov s atomnymi elektrostantsiyami). Moscow: Nauka Publ., 2016; 254 p. (in Russ.).

[16] Malysenko S.P., Gryaznov A.N., Filatov N.I. High-pressure H₂/O₂ – steam generators and they possible applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2004;29:589–596 (in Eng.).

[17] Aminov R.Z., Yurin V.E., Egorov A.N. Combining NPPs with multifunctional power plants (Kombinirovaniye AES s mnogofunktsional'nymi energeticheskimi ustanovkami). Moscow: Nauka, 2018; 240 p. (in Russ.).

[18] Kasatov A.D. The development of economic management methods of integrated corporate structures in the industry: the investment aspect (Razvitiye ekonomicheskikh metodov upravleniya integrirovannymi korporativnymi strukturami v promyshlennosti: investitsionnyy aspekt). Moscow: Izd. Dom "Ekonomicheskaya gazeta", 2010; 324 p. (in Russ.).

[19] On the evaluation of the effectiveness of investment projects: Methodical recommendations (Ob otsenke effektivnosti investitsionnykh proektov: Metodicheskie rekomendatsii). Moscow: Ekonomika Publ., 2000; 417 p. (in Russ.).

[20] Bairamov A.N. The effectiveness of the integration of nuclear power plants with hydrogen energy complex (Effektivnost' integratsii AES s vodorodnym energeticheskim kompleksom). Saratov: Izdatel'stvo Saratovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, 2010; 142 p. (in Russ.).

[21] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Evaluation of specific investments in cylindrical containers for storing hydrogen gas (Otsenka udel'nykh kapitalovlozhenii v tsilindricheskie emkosti dlya khraneniya gazoobraznogo

vodoroda). *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*, 2007;5–6:69–77 (in Russ.).

[22] GOST SSSR 9617-76. Vessels and apparatus. Rows of diameters (Sosudyi apparaty. Ryady diametrov). Moscow: Izdvo standartov, 1976; 4 p. (in Russ.).

[23] Takhtamyshev A.G. Examples of the calculation of steel structures (Primery rascheta stal'nykh konstrukt-sii). Moscow: Stroiizdat Publ., 1978; 239 p. (in Russ.).

[24] Gas Turbine World Handbook. Fairfield. Pequot Publishing Inc. 2018;33:148 (in Eng.).

[25] Maintenance of gas turbines of GTU, st. Nos. 6-9 of the joint venture Mayskaya TPP (Tekushchii remont gazoturbinykh ustanovok GTU st. no. 6-9 SP "Mayskaya GRES") [E-resource]. Available on: <https://www.b2b-center.ru/market/tekushchii-remont-gazoturbinykh-ustanovok-gtu-st-6-9-sp-maiskaia-gres/tender-784674/> (05.04.2019) (in Russ.).

[26] Prokopenko A.G., Mysak I.S. Stationary, variable and start-up modes of TPP power units (Statsionarnye, peremennye i puskovye rezhimy energoblokov TES). Moscow: Energoatomizdat Publ., 1990; 320 p. (in Russ.).

[27] Stolyarevskii A.Ya. Chemothermal cycles and energy storage units (Khemotericheskie tsikly i ustanovki akkumulirovaniya energii). *International Scientific Journal "Alternative Energy and Ecology" (ISJAE)*, 2005;3(23):45–58 (in Russ.).

[28] The average selling price of gas in Russia (Srednyaya tsena realizatsii gaza v Rossii) [E-resource]. Available on: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/europe>. (05.04.2019.) (in Russ.).

[29] Forecast of energy development in the world and Russia until 2040 (Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii do 2040 goda) [E-resource]. Moscow: INEI RAN – ATs pri Pravitel'stve RF. 2014 Available on: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>. (05.04.2019.) (in Russ.).

[30] Order of the Government of the Russian Federation No. 705-p of April 18, 2016 (Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii №705-r ot 18 aprelya 2016) [E-resource]. Available on: <http://government.ru/docs/22720> (05.04.2019.) (in Russ.).

Транслитерация по BSI