



АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ATOMIC ENERGY

АТОМНО-ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ATOMIC HYDROGEN ENERGY

Статья поступила в редакцию 12.09.19. Ред. рег. № 2740

The article has entered in publishing office 12.09.19. Ed. reg. No. 2740

УДК621.039:62-622

**ОЦЕНКА СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОРОДНОГО
КОМПЛЕКСА
НА ОСНОВЕ ЗАМКНУТОГО ВОДОРОДНОГО ЦИКЛА НА АЭС******Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов***Саратовский научный центр Российской академии наук
д. 24, ул. Рабочая, Саратов, 410028, Россия
тел.: +7(8452)56-91-95, факс: 8(8452)52-55-10; e-mail: oepnan@inbox.ru

doi: 10.15518/isjaee.2019.22-27.042-052

Заключение совета рецензентов: 16.09.19 Заключение совета экспертов: 20.09.19 Принято к публикации: 24.09.19

Обоснована актуальность обеспечения АЭС базисной электрической нагрузкой в условиях увеличения их доли в структуре энергосистем. В этой связи как альтернативный путь использования гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) на основе научного задела авторов статьи приводятся схемы комбинирования водородного комплекса с АЭС с обоснованием их эффективности. Это схемы комбинирования, в которых полученный от сжигания водорода с кислородом водяной пар смешивается с паром паротурбинного цикла АЭС и перегревает его. При этом выработка пиковой электроэнергии на АЭС при комбинировании с водородным комплексом может осуществляться эффективно при использовании паро-водородного перегрева свежего пара за счет двухступенчатой водород-кислородной камеры сгорания, установленной перед цилиндром высокого давления паровой турбины. Возможен вариант с установкой постоянно действующей дополнительной паровой турбины, что наряду с получением дополнительной пиковой мощности позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в условиях крупных системных аварий с обесточиванием за счет пара, полученного от остаточных тепловыделений в реакторах. Разработана новая схема комбинирования на основе замкнутого водородного цикла, в которой полученный от сжигания водорода пар первоначально осуществляет дополнительный подогрев питательной воды перед входом в парогенератор и затем перегревает пар паротурбинного цикла АЭС перед турбиной без смешения за счет теплообменных поверхностей нагрева. В схеме предусмотрен каталитический дожигатель непрореагировавшего водорода. Исследована системная эффективность новой разработанной схемы. Приводятся исходные данные и методика обеспечения равного отпуска пиковой электроэнергии при сравнении с ГАЭС. Приведены результаты оценки эффективности дополнительного подогрева питательной воды и перегрева свежего пара перед турбиной. Показано, что использование большей части тепла от сжигания водорода для начального перегрева свежего пара термодинамически более выгодно и эффективно, поскольку уменьшает затраты замещающей мощности при сравнении с ГАЭС. Приведены результаты оценки чистого дисконтированного дохода в сравниваемых вариантах. Показано, что вариант водородного комплекса с наименьшими затратами замещающей мощности конкурирует с ГАЭС при ее удельных капиталовложениях 660 долл./кВт. Варианты ГАЭС при удельных капиталовложениях свыше 660 долл./кВт не выдерживают конкуренции с водородным комплексом.

Ключевые слова: атомная электростанция; водородный энергетический комплекс; замкнутый водородный цикл; коэффициент полезного использования провальной электроэнергии АЭС.

* Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка системной эффективности водородного комплекса на основе замкнутого водородного цикла на АЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2019;22-27:42-52.



EVALUATION OF THE SYSTEMIC EFFICIENCY OF THE HYDROGEN FACILITY BASED ON THE CLOSED HYDROGEN CYCLE AT NUCLEAR POWER PLANTS

R.Z. Aminov, A.N. Bairamov

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: oepnan@inbox.ru

doi: 10.15518/isj.2019.22-27.042-052

Referred 16 September 2019 Received in revised form 20 September 2019 Accepted 24 September 2019

The article substantiates the actuality of providing NPPs with basic electric load in the conditions of increasing their share in the structure of power systems. In this regard, as an alternative way to using the pumped storage power plant (PSPP), on the basis of the scientific base of the authors of the article, schemes for combining the hydrogen facility with nuclear power plants with justification for their effectiveness are given. These are combination schemes in which the steam obtained from burning hydrogen with oxygen is mixed with the steam of the steam turbine cycle of a nuclear power plant and overheats it. At the same time, peak power generation at NPPs when combined with the hydrogen facility is efficiently possible when using steam-hydrogen overheating of fresh steam through the use of a two-stage hydrogen-oxygen combustion chamber installed in front of the high pressure cylinder of the steam turbine. A variant is possible with the installation of a constantly operating low capacity additional steam turbine, which, along with obtaining additional peak power, can improve the reliability of power supply for the needs of nuclear power plants in conditions of major system emergency with disconnect due to the use of steam obtained from residual heat in reactors. A new combination scheme based on a closed hydrogen cycle has been developed in which the steam initially obtained from hydrogen combustion additionally heats the feed water before entering the steam generator and then overheats the steam of the steam turbine cycle of the nuclear power plant in front of the turbine without mixing due to the use of heat-exchange heating surfaces. In the scheme provides a catalytic afterburner of unreacted hydrogen. The systemic efficiency of the newly developed scheme is investigated. Initial data and a methodology for provide equal supply of peak electricity at compared with the PSPP are given. The results of evaluating the effectiveness of additional heating of feed water and overheating of fresh steam in front of the turbine are presented. It is shown that the use of most of the heat from the combustion of hydrogen for the initial overheating of fresh steam is thermodynamically more effectively, since it reduces the cost of replacement power at compared with the PSPP. The results of the net present value evaluation in the compared variants are presented. The variant of the hydrogen facility with the lowest cost of replacement power is shown to compete with the PSPP at its specific investment of \$ 660 / kW. PSPP options with a specific investment of more than \$ 660 / kW are not competitive with the hydrogen facility.

Keywords: nuclear power plant; hydrogen facility; closed hydrogen cycle; coefficient of efficiency using of unclaimed electricity of NPP.



Рашид Зарифович
Аминов
Rashid Aminov

Сведения об авторе: д-р техн. наук, главный научный сотрудник, ФГБУН Саратовский научный центр.

Образование: Саратовский политехнический институт (1961 г.).

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

Публикации: 342.

h-index: 8

ORCID: 0000-0003-1549-5133

Scopus Author ID: 7006689108

Research ID: O-3305-2014

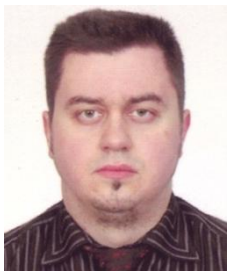
Information about the author: D.Sc. in Engineering, Professor, Chief Researcher at Saratov Scientific Center of RAS.

Education: Saratov Polytechnical Institute, 1961.

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

Publications: 342.





Арте́м Николаевич Байра́мов
Artem Bairamov

Сведения об авторе: канд. техн. наук, старший научный сотрудник Саратовского научного центра РАН.

Образование: Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина (2007 г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; проблемы создания энергетического оборудования; энерго- и ресурсосберегающие, 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: 50.
h-index: 7; SPIN-код: 1620-2441
ORCID: 0000-0003-1573-0578
Scopus Author ID: 35224451800

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

Education: Saratov State Technical University named Yuri Gagarin, 2007.

Research interests: hydrogen energy; problems of energy equipments building; energy resources savings, ecological clean and chemical-technological processes; modeling of technical systems; thermodynamic processes in technical systems; thermal and mass exchange processes; renewable and systems of direct transform energy.

Publications: 50.

1. Введение

Программой развития атомной энергетики России на перспективу предусмотрено значительное увеличение доли АЭС в энергосистемах европейской части страны. Так, согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [1], развитие атомной энергетики и замкнутого ядерного топливного цикла является главной целью. Поэтому проблема обеспечения АЭС базисной электрической нагрузкой [2, 3] приобретает особенную актуальность. С этой целью наряду с использованием гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) разрабатываются научные основы применения водородного энергетического комплекса,

где водород выступает как энергоноситель [4–8]. Преимуществом водородного комплекса является возможность потребления электроэнергии по себестоимости непосредственно от АЭС в часы ночного минимума электропотребления для выработки водорода и кислорода, в то время как ГАЭС заряжается от энергосистемы по тарифу, в 2–4 раза превышающему себестоимость электроэнергии АЭС [9]. Это предполагает возможность участия АЭС с водородным энергетическим комплексом в покрытии пиковой электрической нагрузки без изменения при этом мощности реакторной установки в течение суток. В этой связи выполнена оценка системной эффективности и конкурентоспособности такого варианта.

Список обозначений	
<i>Буквы латинского алфавита</i>	
b	Аппроксимирующий показатель степени, безразмерный
$k_{кс}$	Удельные капиталовложения в водород-кислородную камеру сгорания, руб./кВт
$k_{кс}^b$	Базовое значение удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания, руб./кВт
$\Delta N_{зам}$	Необходимая мощность замещаемой ГТУ, МВт
$N_{пик}^{ГАЭС}$	Пиковая мощность, вырабатываемая ГАЭС, МВт
$N_{пик}^{ВК}$	Пиковая мощность, вырабатываемая водородным комплексом, МВт
$Q_{кс}^b$	Базовое значение тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания, кВт
$Q_{кс}$	Приведенная тепловая мощность водород-кислородной камеры сгорания, кВт
$S_{ээ}^{ГТУ}$	Себестоимость электроэнергии замещаемой ГТУ, руб./кВт·ч
t	Температура, °С
<i>Буквы греческого алфавита</i>	
$\eta_{исп.ЭЭ}$	Коэффициент полезного использования провальной электроэнергии, %
η_n	КПД ГАЭС в насосном режиме, доля
η_t	КПД ГАЭС в турбинном режиме, доля
$\tau_{пик}$	Продолжительность участия в пике, ч/сут
<i>Буквы русского алфавита</i>	
$\mathcal{E}_{внеп}$	Внепиковая электроэнергия, МВт·ч/сут
$\mathcal{E}_{зам}$	Отпуск электроэнергии от замещаемого энергоисточника, МВт·ч/сут.
$\mathcal{E}_{пик}$	Отпуск пиковой электроэнергии водородным комплексом, МВт·ч/сут
$\mathcal{E}_{АЭС}^{пик(н)}$	Выработанная пиковая электроэнергия АЭС нетто с использованием замкнутого водородного цикла, МВт·ч/сут



Продолжение списка обозначений

$\Xi_{\text{внел}}$	Потребляемая ночная провальная электроэнергия для выработки водорода и кислорода, МВт·ч/сут
$\Delta Z_{\text{зам}}$	Дополнительные затраты водородного комплекса от использования замещаемой ГТУ, руб./год
$Z_{\text{АЭС+ВЭК}}$	Эксплуатационные затраты водородного комплекса, руб./год
$I_{\text{эл}}$	Издержки на электролизное получение водорода и кислорода, руб/год
$I_{\text{компр}}$	Издержки на компримирование водорода и кислорода, руб/год
$I_{\text{хр}}$	Издержки на металлические емкости хранения водорода и кислорода подземного расположения, руб/год
$I_{\text{ам}}$	Издержки на амортизацию, руб/год
$I_{\text{рем}}$	Издержки на ремонт, руб./год
$I_{\text{эл}}$	Издержки на заработную плату, руб./год
$I_{\text{сн}}$	Издержки на социальные нужды, руб./год
$I_{\text{пр}}$	Прочие издержки, руб./год
$T_{\text{э}}^{\text{ночн}}$	Тариф электроэнергии ночной зоны суток, руб./кВт·ч
$T_{\text{э}}^{\text{пик}}$	Пиковый тариф электроэнергии, руб./кВт·ч
Аббревиатуры	
АЭС	Атомная электростанция
БА	Бак-аккумулятор
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция
ГТУ	Газотурбинная установка
ГТЭ-110	Газотурбинная электростанция
ИНЭИ РАН	Институт энергетических исследований Российской академии наук
КПД	Коэффициент полезного действия
ПП	Пароперегреватель
РВК-1000	Контактный аппарат
С	Сепаратор
ЦВД	Цилиндр высокого давления
ЧДД	Чистый дисконтированный доход
ЭУ	Электролизная установка

2. Теоретический анализ

2.1. Разработка новой схемы водородного комплекса на основе замкнутого водородного цикла при комбинировании с АЭС

На базе имеющегося научного задела авторов статьи в данном направлении исследований и других авторов на более раннем этапе изучения проблемы [10–15] получил развитие научный фундамент для комбинирования АЭС с водородным комплексом [16]. Разработаны принципиальные схемы такого комбинирования на основе нового перспективного оборудования водородного комплекса с двухступенчатым сжиганием водорода в кислороде с учетом безопасного подземного хранения водорода. В этой связи можно выделить схемы, основанные на перегреве рабочего тела паротурбинной установки АЭС за счет смешения с паром, полученным от сжигания водорода в кислороде, и на замкнутом водородном цикле без смешения с перегреваемым паром. Например, выработка пиковой электроэнергии на АЭС при комбинировании с водородным циклом может эффективно осуществляться при использовании паро-водородного перегрева свежего пара на основе смешения (на примере энергоблока К-1000-60/1500) за счет двухступенчатой водород-кислородной камеры сгорания [17], установленной перед ЦВД паровой турбины (на примере энергоблока с турбиной К-1000-60/1500) [18]).

Возможен вариант с установкой постоянно действующей дополнительной паровой турбины, что наряду с получением дополнительной пиковой мощности позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в условиях крупных системных аварий с обесточиванием за счет использования пара, полученного от остаточных тепловыделений в реакторах [18, 19].

Дополнительная паровая турбина всегда находится в работе. В номинальном режиме за счет использования двухступенчатой камеры сгорания 7 [17] вытесненный греющий пар, предназначенный для промперегрева, поступает в дополнительную паровую турбину. В пиковом режиме работы применяется паро-водородный перегрев частично или полностью вытесненного греющего пара, предназначенного для промперегрева, за счет двухступенчатой камеры сгорания водорода 6 [17]. Температура перегрева принята не более 540 °С. После окончания работы в пике температура рабочего тела дополнительной паровой турбины возвращается к номинальному значению. В ночной период поддерживается режим горячего вращающегося резерва.

Разработана новая схема повышения электрической мощности АЭС на примере энергоблока с реактором ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500 выше номинальной при отсутствии смешения рабочих тел



посредством теплообменных поверхностей нагрева (рис. 1 [20]).

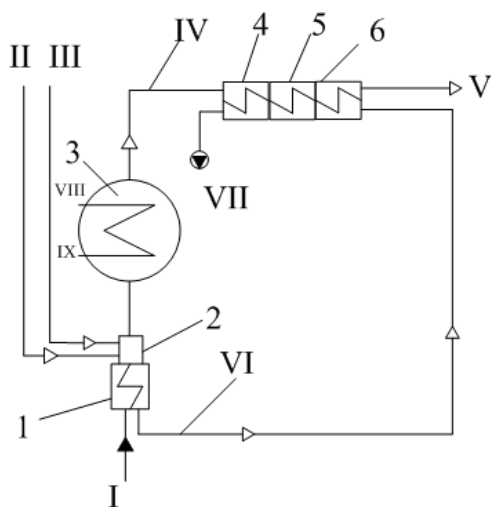


Рис. 1 – Принципиальная схема повышения электрической мощности АЭС выше номинальной на основе дополнительного подогрева питательной воды и начального перегрева свежего пара: 1 – дополнительный паро-водяной подогреватель поверхностного типа; 2 – водород-кислородная камера сгорания; 3 – парогенератор; 4 – зона конденсации пароперегревателя поверхностного типа; 5 – зона охлаждения пароперегревателя поверхностного типа; 6 – каталитический дожигатель непрореагировавшего водорода поверхностного типа; I – подача питательной воды после подогревателей высокого давления; II, III – подача водорода и кислорода соответственно; IV – пар начальных параметров после парогенератора; V – перегретый пар в турбину; VI – водяной пар, полученный от сжигания водорода в кислороде; VII – конденсат пара от сжигания водорода в кислороде; VIII, IX – вход и выход соответственно теплоносителя первого контура

Fig. 1 – Principle scheme of increasing the electric power of nuclear power plants above the nominal based on additional heating of feed water and initial overheating of fresh steam: 1 – additional surface-type steam-water heater; 2 – hydrogen-oxygen combustion chamber; 3 – steam generator; 4 – surface type superheater condensation zone; 5 – surface type superheater cooling zone; 6 – surface-type catalytic afterburner of unreacted hydrogen; I – supply feed water after high pressure heaters; II, III – hydrogen and oxygen supply, respectively; IV – steam of initial parameters after the steam generator; V – superheated steam to the turbine; VI – steam from the combustion of hydrogen in oxygen; VII – steam condensate from burning hydrogen in oxygen; VIII, IX – heat carrier input and output, respectively, of the first contour

Полученные методом электролиза воды водород и кислород в ночной провальный внепиковый период электрической нагрузки АЭС запасаются в системе хранения и используются в пиковый период путем подачи по соответствующим магистралям II и III. При этом первоначально предполагается сжигание водорода в кислороде в водород-кислородной камере сгорания двухступенчатого типа 2 [17], соединенной с трубным пространием дополнительного подогревателя питательной воды поверхностного типа 1, который устанавливается после подогревателей высокого давления и соединяется с ними по трубопро-

воду I. Дополнительный подогрев питательной воды осуществляется выше номинальной температуры, но не выше температуры кипения при данном давлении перед подачей в парогенератор 3. Это потребует увеличения производительности питательных насосов с целью большей подачи питательной воды в единицу времени в парогенератор 3 при обеспечении постоянства тепловой мощности ядерного реактора, соединенного с парогенератором по теплоносителю VIII и XI. Это в свою очередь приведет к увеличению производительности парогенератора 3 в единицу времени, в результате в турбину поступит большее количество рабочего тела. При этом после парогенератора 3 посредством соединительного трубопровода IV с пароперегревателем поверхностного типа, который включает в себя зону охлаждения 5 и зону конденсации 4 водородного пара VI, полученного от сжигания водорода в кислороде, весь выработанный в парогенераторе 3 пар перегревается, что приводит к повышению его температуры выше номинальной при входе в турбину V. С пароперегревателем, а именно с зоной охлаждения 5, дополнительно соединена зона каталитического дожигания поверхностного типа 6 непрореагировавшего водорода, что позволяет полностью его удалить из цикла с помощью полученного тепла от дожигания в пользу перегреваемого пара. Замкнутость водородного цикла обеспечивается посредством подачи конденсата пара VII, полученного от сжигания водорода в кислороде в бак-аккумулятор и затем в систему электролиза.

Авторами данной статьи в ряде работ поставлены вопросы оценки конкурентной эффективности по отношению к ГАЭС. В этой связи в рамках обоснования конкурентоспособности на схеме рис. 1 проведена оценка эффективности водородного комплекса и ГАЭС.

3. Результаты и их обсуждение

3.1. Методические положения и исходные данные при сравнении эффективности водородного комплекса на основе замкнутого водородного цикла и ГАЭС

Критерием сравнения принимается чистый дисконтированный доход (ЧДД) при одинаковом количестве и тарифе отпускаемой электроэнергии на перспективу до 2035 г. Годовое количество рабочих циклов составляет 335 суток в привязке водородного энергетического комплекса к блоку АЭС с учетом плановых ежегодных ремонтов (30 сут.). Продолжительность ночного провального внепикового периода для выработки водорода и кислорода электролизом воды принята 7 ч/сут. Продолжительность участия в покрытии пиков электрической нагрузки рассмотрена на примере 5 ч/сут. Горизонт расчета 25 лет. Срок строительства водородного комплекса принят 5 лет, для ГАЭС 6 лет, норма дисконта 10 %; налог на прибыль 20 %.



В сравниваемых вариантах учтены все необходимые эксплуатационные затраты. По ГАЭС учтены затраты на электроэнергию при зарядке от энергосистемы. Кроме того, учтены амортизационные и ремонтные издержки, оплата труда, отчисления на социальные нужды.

На основании динамики стоимости электроэнергии ночной зоны суток по данным различных энергосбытовых компаний за период 2012 г., 2015–2017 гг. получена экстраполяционная зависимость вида $T_{\text{э}}^{\text{ночн}} = 0,1275t - 254,03$, (где t – значение года на перспективу) [9] для определения ориентировочного среднего значения тарифа электроэнергии ночной зоны суток для зарядки ГАЭС на перспективу 2035 г., которое составило 5,1 руб./кВт·ч. При этом соотношение тарифов пиковой и ночной электроэнергии согласно экстраполяционной зависимости вида $T_{\text{э}}^{\text{пик}} / T_{\text{э}}^{\text{ночн}} = 0,1575t - 314,9$, полученной по данным тех же энергосбытовых компаний за тот же период, в среднем составило 5,6. Отпускная цена пиковой электроэнергии в сравниваемых вариантах определена с учетом сбытовой надбавки.

Стоимость ГАЭС на примере проектов в России «Загорская ГАЭС-2» мощностью 840 МВт, Германии «Goldisthal» мощностью 1 060 МВт, Великобритании «Dinorwig» мощностью 1 680 МВт, Китае «Tianhuangping» мощностью 1 800 МВт, Японии «Kazunogawa» мощностью 1 600 МВт, США «Ludington» мощностью 1 872 МВт, а также в Австрии, Литве, Австралии, находится в диапазоне 660÷1 500÷2 000 долл./кВт (39,6÷90÷120 тыс. руб./кВт при курсе доллара 60 руб.); КПД ГАЭС на уровне 70 %. При этом ГАЭС заряжается от энергосистемы, так как их строительство вблизи АЭС не представляется возможным.

Поскольку ГАЭС имеет большой коэффициент полезного аккумулирования, с целью приведения вариантов к одинаковому отпуску пиковой электроэнергии в варианте с водородным комплексом учтены затраты на замещающую пиковую ГТУ (на приме-

ре ГТЭ-110) при умеренном сценарии прогноза стоимости газового топлива согласно данным [21]. При этом сравниваемые варианты приведены к одинаковому потреблению внепиковой электроэнергии.

Необходимая мощность замещающей ГТУ определялась на основе разности пиковой генерирующей мощности ГАЭС и водородного комплекса, МВт:

$$\Delta N_{\text{зам}} = N_{\text{пик}}^{\text{ГАЭС}} - N_{\text{пик}}^{\text{ВК}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{пик}}^{\text{ГАЭС}}$, $N_{\text{пик}}^{\text{ВК}}$ – пиковая мощность, вырабатываемая ГАЭС и водородным комплексом соответственно, МВт.

Пиковая мощность ГАЭС, МВт,

$$N_{\text{пик}}^{\text{ГАЭС}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{внеп}} \eta_{\text{н}} \eta_{\text{т}}}{\tau_{\text{пик}}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{внеп}}$ – внепиковая электроэнергия для зарядки, МВт·ч/сут; $\eta_{\text{н}}$, $\eta_{\text{т}}$ – КПД ГАЭС в насосном и турбинном режимах соответственно; $\tau_{\text{пик}}$ – продолжительность участия в пике, ч/сут.

При этом учтено изменение капиталовложений в ГАЭС и эксплуатационных затрат при изменении ее пиковой мощности при разрядке за время, равное 5 ч/сут, по сравнению с номинальным временем разрядки 7 ч/сут, которому соответствует номинальная вырабатываемая мощность гидроагрегатов.

Дополнительные затраты водородного комплекса от использования замещающей ГТУ определялись по выражению, руб./год:

$$\Delta Z_{\text{зам}} = \Delta N_{\text{зам}} \tau_{\text{пик}} S_{\text{э}}^{\text{ГТУ}},$$

где $S_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$ – себестоимость электроэнергии замещающей ГТУ, руб./кВт·ч.

Таким образом, эксплуатационные затраты водородного комплекса, руб./год,

$$Z_{\text{АЭС+ВЭК}} = I_{\text{эл}} + I_{\text{компр}} + I_{\text{хр}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{пр}} + \Delta Z_{\text{зам}},$$

где $I_{\text{эл}}$ – издержки на электролизное получение водорода и кислорода, руб./год; $I_{\text{компр}}$ – издержки на компримирование водорода и кислорода, руб./год; $I_{\text{хр}}$ – издержки на металлические емкости хранения водорода и кислорода подземного расположения, руб./год; $I_{\text{ам}}$ – издержки на амортизацию, руб./год; $I_{\text{рем}}$ – издержки на ремонт, руб./год; $I_{\text{зп}}$ – издержки на заработную плату, руб./год; $I_{\text{сн}}$ – издержки на социальные нужды, руб./год; $I_{\text{пр}}$ – прочие издержки, руб./год.

По водородному энергетическому комплексу учтены эксплуатационные затраты на электролиз, компримирование, хранение водорода и кислорода в цилиндрических емкостях подземного расположения [22], амортизационные и ремонтные издержки, опла-

ту труда обслуживающего персонала. Стоимость ядерного топлива взята из прогнозов Международного энергетического агентства и ИНЭИ РАН [21, 23, 24]. Так, согласно данным [22] на перспективу до 2035 г. цена ядерного топлива составит 3,3 долл./МВт·ч или 27 долл./т у.т. По электролизу учтены затраты на потребляемую электроэнергию от АЭС по себестоимости на уровне 1,06 руб./(кВт·ч) при прогнозных ценах ядерного топлива на 2035 г. по данным [21]. КПД электролизных установок на основе твердополимерного электролита принят на уровне 80 %, и удельный расход электроэнергии с учетом прерывистого режима работы – 39,77 кВт·ч/(кг H₂) в отличие от непрерывного режима работы 41,66 кВт·ч/кг. Следует отметить, что в



настоящее время электролизеры с твердополимерным электролитом производства Италии имеют удельный расход электроэнергии $3,5 \div 4$ кВт·ч/м³ H₂ ($38,9 \div 44,4$ кВт·ч/кг H₂). Помимо этого, учтены затраты на продувку азотом, амортизационные и ремонтные издержки. Удельные капиталовложения в энергоблок АЭС приняты равными 2 500 долл./кВт [21, 25]. При оценке затрат замещаемой мощности стоимость природного газа взята для умеренного прогноза на перспективу 2035 г. по данным [21] на уровне 279 долл./1 000 м³.

По компримированию учтены затраты на потребляемую электроэнергию, смазывающее масло, амортизационные и ремонтные издержки. По хранению водорода и кислорода учтены амортизационные и ремонтные издержки металлических емкостей цилиндрического типа, а также затраты по подземной выработке, бетонированию и гидроизоляции [22], также учтены амортизационные издержки по камере сгорания.

Удельные капиталовложения в электролизные установки мощностью 50 МВт составили около 7 000 руб./кВт с учетом автоматики и сооружения крытых помещений. Данное значение получено путем обобщения удельной стоимости электролизных установок производства России и США по уравнению аппроксимации, приведенному в [9].

Удельные капиталовложения в водородные и кислородные компрессорные установки поршневого типа приняты на основе данных ООО «Компрессорный завод» (г. Краснодар) примерно $3\ 650 \div 3\ 200$ руб./кВт при мощности компрессоров $2\ 600 \div 3\ 400$ кВт соответственно согласно аппроксимирующему выражению [9].

Удельные капиталовложения в систему хранения на основе металлических емкостей объемом 800 м³ при их подземном расположении на глубине 100 м с учетом затрат подземной выработки, бетонирования и гидроизоляции на уровне 18 750 руб/м³ при давлении аккумулирования 4 МПа [22].

Оценка приведенных удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания в зависимости от ее мощности выполнялась по выражению, руб./кВт (тепл.):

$$k_{\text{кв}} = k_{\text{кв}}^{\text{б}} \left(\frac{Q_{\text{кв}}^{\text{б}}}{Q_{\text{кв}}} \right)^{1-b},$$

где $k_{\text{кв}}^{\text{б}}$ – базовое значение удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания, руб./кВт; $Q_{\text{кв}}^{\text{б}}$ – базовое значение тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания, кВт; $Q_{\text{кв}}$ – приведенная тепловая мощность водород-кислородной камеры сгорания, кВт; b – аппроксимирующий показатель степени (принят равным 0,8).

Базовое значение удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания принято как

20 % удельных капиталовложений в ГТЭ-110 и составили порядка 6 960 руб./кВт; базовое значение тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания – 20 МВт.

Оценка приведенных удельных капиталовложений в дополнительный паро-водяной подогреватель, а также в пароперегреватель (см. рис. 1) производилась по аналогичному степенному выражению из расчета на кВт тепловой нагрузки, согласно уравнению теплового баланса.

Для схемы, представленной на рис. 1, дожигание непрореагировавшего водорода предполагается осуществлять перед подачей на теплообменные поверхности пароперегревателя, то есть по ходу движения (в потоке) пара с содержанием непрореагировавшего водорода и кислорода. По имеющейся практике на АЭС с ВВЭР используются каталитические дожигатели (рекомбинаторы), конструктивно состоящие из корпуса и кассет, которые содержат ряд параллельных пластин, образующих каналы для прохода газовой среды, с нанесенным каталитическим покрытием на основе платины. В данном случае каталитический дожигатель представляет собой теплообменный аппарат кожухотрубчатого типа, на внутренней поверхности трубок которого нанесено каталитическое покрытие. При контакте с данным покрытием внутри трубного пространства водород и кислород рекомбинируют с разогревом трубок и с передачей тепла перегреваемому пару.

Оценка капиталовложений в каталитический дожигатель определялась на примере стоимости РВК-1000, равной 340 тыс.руб., исходя из единичной производительности 0,092 г/с, где под производительностью подразумевается количество рекомбинируемого водорода.

На рис. 2 приведены результаты расчета температуры перегреваемого пара перед ЦВД турбины в зависимости от температуры дополнительного подогрева питательной воды и зависимость коэффициента полезного использования провальной электроэнергии, который представляет собой выражение вида, %:

$$\eta_{\text{пров.ЭЭ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{АЭС}}^{\text{пик(н)}}}{\mathcal{E}_{\text{пров}}} 100,$$

где $\mathcal{E}_{\text{АЭС}}^{\text{пик(н)}}$ – выработанная пиковая электроэнергия АЭС нетто с использованием замкнутого водородного цикла, МВт·ч/сут; $\mathcal{E}_{\text{пров}}$ – потребляемая пиковая электроэнергия для выработки водорода и кислорода, МВт·ч/сут.

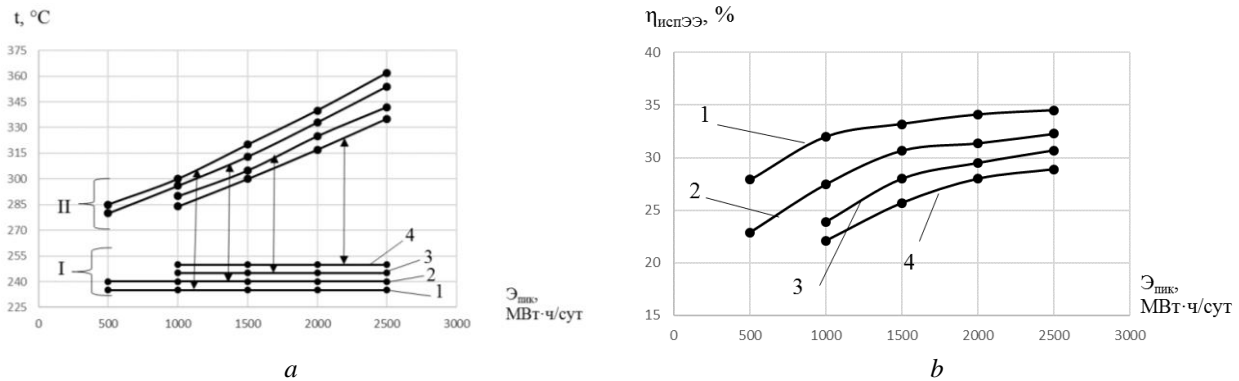


Рис. 2 – Температура перегретого пара перед турбиной (а) и коэффициент полезного использования провальной электроэнергии (б): 1–4 – температура дополнительного подогрева питательной воды 235 °С, 240 °С, 245 °С и 250 °С соответственно; I – температура дополнительного подогрева питательной воды; II – температура перегретого пара перед ЦВД турбины

Fig. 2 – The temperature of the superheated steam in front of the turbine (a) and the efficiency conversion of the unclaimed nightly electricity (b): 1–4 – temperature of additional heating of feed water 235, 240, 245 and 250 °C, respectively; I – temperature of additional heating of feed water; II – superheated steam temperature in front of the turbine high pressure cylinder

На рис. 2 под величиной $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ подразумевается отпуск пиковой электроэнергии, который для водородного комплекса представлен с учетом замещающей мощности, а именно:

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{АЭС}}^{\text{пик(н)}} + \mathcal{E}_{\text{зам}}$$

где $\mathcal{E}_{\text{зам}}$ – отпуск электроэнергии от замещаемого энергоисточника, МВт·ч/сут.

3.2. Сравнительная эффективность водородного комплекса и ГАЭС

На рис. 3 приведены результаты расчета ЧДД сравниваемых вариантов.

Следует отметить, что особенностью схемы на рис. 1 является подвод тепла от сжигания водорода в двух точках, а также то, что увеличение температуры дополнительного подогрева питательной воды на примере рассмотренных значений на 5 °С, 10 °С, 15 °С и 20 °С от ее номинальной температуры 230 °С приводит к соответствующему увеличению производительности парогенераторов, которое составило 2,0 %; 3,4%; 4,8 % и 6,3 % соответственно, но вместе с тем возрастает расход пара на приводную турбину, а также расход электроэнергии на привод конденсатных и циркуляционных насосов. На рис. 2 видно, что использование большей части тепла от сжигания водорода для начального перегрева свежего пара термодинамически более выгодно и эффективно, поскольку уменьшает затраты замещающей мощности согласно (1). При сравнении с ГАЭС на рис. 3 в условиях превышения форсировочных возможностей турбоустановки АЭС на прирост ЧДД водородного комплекса помимо затрат замещающей мощности оказывают влияние затраты на модернизацию турбоустановки.

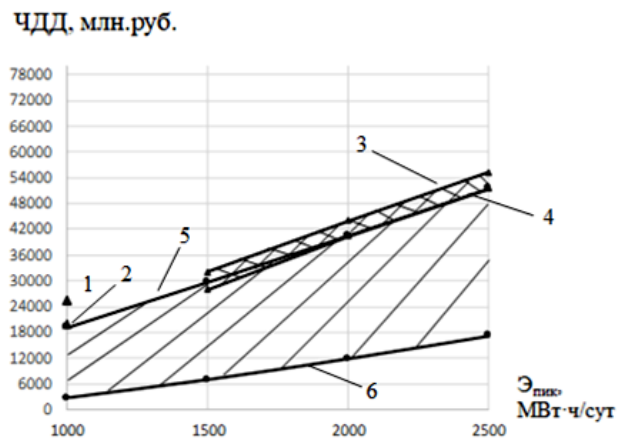


Рис. 3 – Результаты оценки ЧДД для водородного комплекса при комбинировании с АЭС согласно схеме рис. 1 и ГАЭС: 1, 2 – водородный комплекс с форсировочными возможностями турбоустановки при дополнительном подогреве питательной воды на 5 °С и 20 °С соответственно; 3, 4 – водородный комплекс с превышением форсировочных возможностей с учетом затрат на модернизацию турбоустановки при дополнительном подогреве питательной воды на 5 °С и на 20 °С соответственно; 5, 6 – ГАЭС при удельных капиталовложениях в диапазоне 660+2 000 долл./кВт соответственно

Fig. 3 – The results of the NPV evaluation for the hydrogen complex when combined with nuclear power plant according to the scheme of fig. 1 and PSPP: 1, 2 – hydrogen facility using boosting capabilities of a turbine unit with additional heating of feed water at 5 and 20 °C, respectively; 3, 4 – hydrogen facility with an excess of boosting capabilities, taking into account the costs of upgrading a turbine unit with additional heating of feed water at 5 and 20 °C, respectively; 5, 6 – PSPP with a specific investment in the range of 660+2000 dollars / kW, respectively

Заметное влияние на эффективность ГАЭС оказывает уровень удельных капиталовложений. Так, при отпуске пиковой электроэнергии в рассматриваемом диапазоне 1 000÷2 500 МВт·ч/сут водород-



ный комплекс в варианте подогрева питательной воды на 5 °С конкурирует с ГАЭС во всем рассмотренном диапазоне ее капиталовложений (поз. 1 и 3 на рис. 3) и в варианте использования подогрева питательной воды на 20 °С имеет примерно равную эффективность с вариантом ГАЭС при ее удельных капиталовложениях 660 долл./кВт. Варианты ГАЭС при удельных капиталовложениях свыше 660 долл./кВт оказываются не конкурентоспособными с водородным комплексом.

4. Заключение

Предложенная схема водородного комплекса на основе замкнутого водородного цикла без смешения пара, полученного от сжигания водорода с кислородом с паром паротурбинной установки АЭС, которая включает каталитический дожигатель непрореагировавшего водорода, показала конкурентоспособность при сравнении с ГАЭС.

Особенностью схемы водородного комплекса на основе замкнутого водородного цикла является подвод тепла от сжигания водорода в двух точках схемы: для дополнительного подогрева питательной воды и для начального перегрева свежего пара. При этом использование большей части тепла от сжигания водорода для начального перегрева свежего пара термодинамически более выгодно и эффективно, поскольку уменьшает затраты замещаемой мощности при сравнении с ГАЭС.

На эффективность ГАЭС заметное влияние оказывает уровень ее удельных капиталовложений. Выполненные оценки ЧДД показали, что вариант водородного комплекса с наименьшими затратами замещаемой мощности конкурирует с ГАЭС при ее удельных капиталовложениях 660 долл./кВт. Варианты ГАЭС при удельных капиталовложениях свыше 660 долл./кВт оказываются не конкурентоспособными по сравнению с водородным комплексом

Благодарности

Статья выполнена при поддержке РФФИ. Грант №15-19-10027.

Acknowledgments

This article was supported by the Russian Science Foundation. Grant No. 15-19-10027.

Список литературы

- [1] Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. / М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2014. – 263 с.
- [2] АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность / Р.З. Аминов [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 264 с.
- [3] Энергетическое оборудование блоков АЭС: 2-е изд. / Н.М. Кузнецов, А.А. Канаев, И.З. Копп. – Л.: Машиностроение, 1987. – 279 с.
- [4] Тарасов, Б.П. Водород для производства энергии: Проблемы и перспективы / Б.П. Тарасов, М.В. Лотоцкий // Международный научный журнал «Аль-

тернативная энергетика и экология» (ISJAE). – 2006. – № 8. – С. 72–90.

[5] Брусницын, А. Два сценария развития водородных технологий / А. Брусницын // Мировая энергетика. – 2007. – № 6 (42). – С. 46–48.

[6] Пономарев-Степной, Н.Н. Атомно-водородная энергетика / Н.Н. Пономарев-Степной, А.Я. Столяревский // Intern. Sci. J. for altern. Energy and Ecology. – 2004. – No. 3 (11). – P. 5–10.

[7] Дмитриев, А.Л. Перспективы применения водорода в качестве энергоносителя / А.Л. Дмитриев, Н.С. Прохоров // Химическая промышленность. – 2003. – Т. 80. – № 10. – С. 27–29.

[8] Коротеев, А.С. Перспективы использования водорода в транспортных средствах / А.С. Коротеев, В.В. Миронов, В.А. Смоляров // Intern. Sci. J. for altern. Energy and Ecology. – 2004. – No. 1 (9). – P. 5–13.

[9] Aminov, R.Z. Assessment of the Performance of a Nuclear-Hydrogen Power Generation System / R.Z. Aminov, A.N. Bairamov, M.V. Garievsky // Thermal Engineering. – 2019. – Vol. 66. – No. 3. – P.196–209

[10] Шпильрайн, Э.Э. Введение в водородную энергетику / Э.Э. Шпильрайн, С.П. Малышенко, Г.Г. Кулешов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 264 с.

[11] Малышенко, С.П. Исследования и разработки ОИВТ РАН в области технологий водородной энергетики / С.П. Малышенко // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAE). – 2011. – № 3(95). – С. 10–34.

[12] Шпильрайн, Э.Э. Применение водорода в энергетике и в энерготехнологических комплексах / Э.Э. Шпильрайн, Ю.А. Сарумов, О.С. Попель // Атомно-водородная энергетика и технология. – 1982. – Вып. 4. – С. 5–22.

[13] Малышенко, С.П. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода как энергоносителя в энергетике / С.П. Малышенко, О.В. Назарова, Ю.А. Сарумов // Атомно-водородная энергетика и технология. – 1986. – Вып. 7. – С. 105–126.

[14] Столяревский, А.Я. Аккумуляция вторичной энергии / А.Я. Столяревский // Атомно-водородная энергетика и технология. – 1982. – Вып. 4. – С. 60–125.

[15] Хрусталева, В.А. О некоторых аспектах эффективности электролиза воды на АЭС / В.А. Хрусталева // Повышение эффективности и оптимизация теплоэнергетических установок: сб. научн. тр. / под ред. А.И. Андрищенко / Саратов: СПИ, 1988. – С. 19–22.

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

[17] Патент 2427048 РФ, МПК7 F 22B 1/26, G 21D5/16, F 01K3/18. Система сжигания водорода для паро-водородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической станции / Аминов Р.З, Байрамов А.Н.; заявители и патентообладатели Аминов Р.З, Байрамов А.Н. №2009117039/06; заявл. 04.05.2009; опубл. 20.08.2011, Бюл. № 23.



[18] Аминов, Р.З. Оценка системной эффективности многофункционального водородного комплекса на АЭС / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов, М.В. Гариевский // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE). – 2019. – № 13–15. – С. 24–39.

[19] Аминов, Р.З. Комбинирование АЭС с многофункциональными энергетическими установками / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, А.Н. Егоров. – М.: Наука, 2018. – 238 с.

[20] Заявка на полезную модель 2019125899. Система безопасного использования водорода при повышении мощности двухконтурной АЭС выше номинальной / Байрамов А. Н., Аминов Р.З.; заявл. 15.08.2019.

[21] Aminov, R.Z. Thermal and nuclear power plants: Competitiveness in the new economic conditions / R.Z. Aminov, A.F. Shkret, M.V. Garievskii // Thermal Engineering. – 2017. – Vol. 64. – Is. 5. – P. 319–328.

[22] Байрамов, А.Н. Техничко-экономические аспекты подземного расположения металлических емкостей хранения водорода и кислорода в составе водородного энергетического комплекса / А.Н. Байрамов // Труды Академэнерго. – 2014. – № 2. – С. 79–86

[23] Birol, F. Golden rules for a golden age of gas: world energy outlook special report on unconventional gas / F. Birol. – International Energy Agency, 2012. – 155 p.

[24] Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ, 2015. – 400 с.

[25] Макаров, А.А. Стратегические перспективы электроэнергетики России / А.А. Макаров [и др.] // Теплоэнергетика. – 2017. – № 11. – С. 40–52.

References

[1] The energy strategy of Russia for the period until 2035 (Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2035), Ministry of Energy of the Russian Federation (Ministerstvo energetiki Rossiiskoi Federatsii). Moscow, 2014; 263 p. (in Russ.).

[2] Aminov R.Z., Hrustalev V.A., Duhovenskii A.S., Osadchiy A.I. VVER NPPs: modes, characteristics, efficiency (AES s VVER: rezhimy, harakteristiki, effektivnost'). Moscow: Energoatomizdat, 1990; 264 p. (in Russ.).

[3] Kuznetsov N.M., Kanaev A.A., Kopp I.Z. Power equipment of NPP units (Energeticheskoe oborudovanie blokov AES) 2-e izd. Leningrad: Mashinostroenie Publ., 1987; 279 p. (in Russ.).

[4] Tarasov B.P., Lototsky M.V. Hydrogen for Energy: Problems and Prospects (Vodorod dlya proizvodstva energii: Problemy i perspektivy). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAEE)*, 2006;(8):72–90 (in Russ.).

[5] Brusnicyn A. Two scenarios for the development of hydrogen technologies (Dva stseneriya razvitiya vo-

dorodnykh tekhnologii). *Mirovaya energetika*, 2007;(6):46–48 (in Russ.).

[6] Ponomarev-Stepnoy N. N., Stolyarevskiy A.Ya. Hydrogen atomic energy (Atomno-vodorodnaya energetika). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAEE)*, 2004;(3):5–10 (in Russ.).

[7] Dmitriev A.L., Prohorov N.S. Prospects for the use of hydrogen as an energy carrier (Perspektivy primeneniya vodoroda v kachestve energonosatelya). *Himicheskaya promyshlennost'*, 2003;80(10):27–29 (in Russ.).

[8] Koroteev A.S., Mironov V.V., Smolyarov V.A. Prospects for the use of hydrogen in vehicles (Perspektivy ispol'zovaniya vodoroda v transportnykh sredstvakh). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAEE)*, 2004;(1):5–13 (in Russ.).

[9] Aminov R.Z., Bairamov A.N., Garievskiy M.V. Assessment of the Performance of a Nuclear-Hydrogen Power Generation System. *Thermal Engineering*, 2019;66(3):196–209.

[10] Shpil'rain E.E., Malysenko S.P., Kuleshov G.G. Introduction to Hydrogen Energy (Vvedenie v vodorodnyuyu energetiku). Moscow: Energoatomizdat Publ., 1984; 264 p. (in Russ.).

[11] Malysenko S.P. Research and development of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences in the field of hydrogen energy technologies (Issledovaniya i razrabotki OIVT RAN v oblasti tekhnologii vodorodnoi energetiki), *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAEE)*, 2011;(3):10–34 (in Russ.).

[12] Shpil'rain E.E., Sarumov Yu.A., Popel' O.S. The use of hydrogen in the energy sector and in energy technology complexes (Primenenie vodoroda v energetike i v energo-tekhnologicheskikh kompleksakh). *Atomno-vodorodnaya energetika i tekhnologiya*, 1982;4:5–22 (in Russ.).

[13] Malysenko S.P., Nazarova O.V., Sarumov Yu.A. Some thermodynamic and technical and economic aspects of the use of hydrogen as an energy carrier in the energy sector (Nekotorye termodinamicheskie i tekhniko-ekonomicheskie aspekty primeneniya vodoroda kak energonosatelya v energetike). *Atomno-vodorodnaya energetika i tekhnologiya*, 1986;7:105–126 (in Russ.).

[14] Stolyarevskiy A.Ya. Secondary energy storage (Akkumulirovanie vtorichnoi energii). *Atomno-vodorodnaya energetika i tekhnologiya*, 1982;4:60–125 (in Russ.).

[15] Hrustalev V.A. On some aspects of the efficiency of water electrolysis at nuclear power plants (O nekotorykh aspektakh effektivnosti elektroliza vody na AES). *Povyshenie effektivnosti i optimizatsiya teploenergeticheskikh ustanovok: sb. nauchn. tr., Saratov: SPI*; 1988; pp. 19–22 (in Russ.).

[16] 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.).



[17] Patent 2427048 RF Hydrogen combustion system for steam-hydrogen overheating of fresh steam in the cycle of a nuclear power plant, (Sistema szhiganiya vodoroda dlya paro-vodorodnogo peregreva svezhego para v tsikle atomnoi elektricheskoi stantsii), 2011 (in Russ.).

[18] Aminov R.Z., Bairamov A.N., Garievskij M.V. Evaluation of the systemic efficiency of a multifunctional hydrogen complex at nuclear power plants (Otsenka sistemnoi effektivnosti mnogofunktsional'nogo vodorodnogo kompleksa na AES). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2019;(13–15):24–39(in Russ.).

[19] Aminov R.Z., Yurin V.E., Egorov A.N. Combining NPPs with multifunctional power plants (Kombinirovaniye AES s mnogofunktsional'nymi energeticheskimi ustanovkami). Moscow: Nauka Publ., 2018; 238 p. (in Russ.).

[20] Zayavka na poleznuyu model' 2019125899. Sistema bezopasnosti ispol'zovaniya vodoroda pri povyshenii moshchnosti dvuhkonturnoi AES vyshhe nominal'noi / Bairamov A. N., Aminov R. Z.; zayavl. 08.15.2019. (in Russ.).

[21] Aminov R.Z., Shkret A.F., Garievskii M.V. Thermal and nuclear power plants: Competitiveness in

the new economic conditions. *Thermal Engineering*, 2017;64(5):319–328.

[22] Bairamov A.N. Technical and economic aspects of the underground arrangement of metal storage tanks for hydrogen and oxygen as part of the hydrogen energy complex (Tekhniko-ekonomicheskie aspekty podzemnogo raspolozheniya metallicheskih emkosteĭ hraneniya vodoroda i kisloroda v sostave vodorodnogo energeticheskogo kompleksa). *Trudy Akademenergo*, 2014;(2):79–86 (in Russ.).

[23] Birol F. Golden rules for a golden age of gas: world energy outlook special report on unconventional gas. International Energy Agency, 2012; 155 p.

[24] The evolution of world energy markets and its consequences for Russia (Evolyutsiya mirovykh energeticheskikh rynkov i ee posledstviya dlya Rossii) / Ed. A.A. Makarova, L.M. Grigor'eva, T.A. Mitrovoi. Moscow: INEI RAN–AC pri Pravi-tel'stve RF: p. 400 (in Russ.).

[25] Makarov A.A., Veselov F.V., Makarova A.S. et al. Strategic Prospects for the Russian Electric Power Industry (Strategicheskie perspektivy elektroenergetiki Rossii). *Thermal engineering*, 2017;(11):40–52 (in Russ.).

Транслитерация по BSI



HYPOTHESIS XV Cape Town 2020 South Africa

HYdrogen POWER Theoretical & Engineering Solutions International Symposium

The Organising Committee of HYPOTHESIS XV is proud to invite you to Cape Town, South Africa, for its first event on the African continent.

This event will offer a diverse, relevant and cutting-edge scientific programme and unprecedented networking possibilities for anyone wishing to connect with experts from Africa and beyond.

The purpose of the HYPOTHESIS series is to provide a forum where representatives from industry, public laboratories, universities and governmental agencies can meet, discuss and present the most recent advances in hydrogen technology. The conference will address all aspects, theoretical, experimental and prototype developments, of hydrogen as an energy carrier.

Topics:

- Hydrogen production from conventional fossil sources
- Hydrogen production from wastes and residual biomass
- Electrolysis and other hydrogen production technologies from renewable energy sources
- Hydrogen separation and purification
- Hydrogen storage: chemical carriers, hydrides, gas, liquefaction
- Hydrogen infrastructure, distribution, filling stations
- Fuel cells technologies and their applications
- Thermal and combustion applications
- Power to fuel technologies
- Life cycle assessment and sustainability of hydrogen energy
- Hydrogen economy
- Safety, standards and regulations
- Roadmaps and policies

Key dates

- Abstract submission deadline: October 31, 2019
- Notification for abstracts acceptance: January 15, 2020
- Early bird registration: January 31, 2020
- Conference: May 3-6, 2020

We kindly invite you to join us on May 3-6 2020, for a memorable time in HYPOTHESIS XV in Cape Town (South Africa).

<http://hypothesis.ws/#>

