

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ УЧАСТИЯ АЭС В ПОКРЫТИИ ПИКОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ОСНОВЕ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ¹

© 2024 г. Р. З. Аминов^a, *, **, А. Н. Егоров^a, А. Н. Байрамов^a

^aФедеральный исследовательский центр “Саратовский научный центр Российской академии наук”,
Рабочая ул., д. 24, г. Саратов, 410028 Россия

*e-mail: oerpran@inbox.ru

**e-mail: wwwean@gmail.com

Поступила в редакцию 06.04.2023 г.

После доработки 12.08.2023 г.

Принята к публикации 30.08.2023 г.

Одна из целей Энергетической стратегии России до 2035 г. – развитие водородной энергетики, а именно – достижение мирового лидерства по экспорту водорода, полученного при использовании энергии возобновляемых источников и АЭС. Дальнейшее развитие атомной энергетики предполагает его выработку на действующих АЭС. Один из реальных примеров – производство водорода методом электролиза воды на Кольской АЭС. В настоящее время ведутся активные исследования в области водородной энергетики, развиваются эффективные технологии электролиза воды и обратимые топливные элементы (ОТЭ), которые находят применение в том числе в системах децентрализованного энергоснабжения. Достигнутый общий КПД, равный 37.18 и 49.80%, при удельных капиталовложениях в диапазонах 1595–2050 и 1828–2396 дол/кВт в ОТЭ с твердополимерным и твердооксидным электролитом соответственно позволяет рассматривать их в качестве средств аккумулирования электроэнергии в часы ее сниженной выработки (внепиковой) на АЭС. Разработана универсальная (обобщенная) схема использования водородных технологий на АЭС на основе комбинирования систем “горячего” сжигания водорода в кислородной среде с получением водяного пара высоких параметров (температурой до 3600 К при давлении 6 МПа) и “холодного” сжигания водорода в топливных элементах, в том числе обратимых. Проведена сравнительная оценка технико-экономической эффективности производства пиковой электроэнергии на основе предложенных вариантов водородных технологий, применяемых на АЭС. Определены капитальные вложения в ОТЭ, при которых обеспечивается равная технико-экономическая эффективность производства пиковой электроэнергии при реализации рассмотренных вариантов. Разработаны номограммы для определения себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки в зависимости от тарифов и объемов ее потребления во внепиковый период, а также капитальных вложений в ОТЭ. Как показали расчеты, себестоимость ее производства составляет 1.52–2.93 руб/(кВт·ч). Учет полезного срока службы ОТЭ приводит к существенному увеличению себестоимости – она варьируется от 3.74 до 6.53 руб/(кВт·ч).

Ключевые слова: водородная энергетика, атомная энергетика, электролиз воды, аккумулирование энергии, топливные элементы

DOI: 10.56304/S0040363624020012

Основным методом получения водорода в мире была и остается технология паровой каталитической конверсии природного газа. При этом в последнее время в условиях декарбонизации мировой экономики все больше внимания уделяется учету эмиссии углекислого газа при производстве водорода различными методами, т.е. учету так называемого углеродного следа. Метод паро-

вой конверсии связан со значительной эмиссией углекислого газа и поэтому не может быть частью водородной экономики будущего. Единственная возможность снизить углеродный след при получении водорода путем паровой конверсии метана – использовать технологию улавливания и хранения углекислого газа, однако данная технология еще далека от полномасштабной коммерциализации. Известны три проекта, разработанных в США, Канаде и Японии, в которых установка паровой конверсии метана допол-

¹ Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 21-79-00174). <https://rscf.ru/project/21-79-00174/>.

нена установкой для частичного улавливания, транспортирования и хранения CO_2 . При реализации технологии улавливания CO_2 капиталовложения в технологию паровой конверсии метана увеличиваются примерно на 87% [1] и требуется решение проблемы захоронения углекислого газа.

Альтернативой паровой конверсии метана для получения водорода является электролиз воды, при котором углеродный след при потреблении электроэнергии напрямую от возобновляемых источников энергии, а также от АЭС минимален. Таким образом, большинство исследований по водородным программам нацелены на технологии выработки водорода с минимальным углеродным следом, которые будут играть ведущую роль в мировой экономике будущего.

В настоящее время водородная энергетика включена в число важнейших направлений Энергетической стратегии России до 2035 г. [2], а также в число приоритетных задач развития атомной энергетике [3]. Производство водорода на действующих АЭС является частью стратегии развития Концерна «Росэнергоатом». В стране есть атомные станции, работающие с недогрузкой по номинальной мощности и имеющие реальный потенциал для наработки водорода методом электролиза воды. В Энергетическую стратегию развития России до 2035 г. включены задачи о вхождении страны в число мировых лидеров по производству и экспорту водорода как товарной продукции [2]. При этом подразумевается его выработка с использованием атомной энергии низкоуглеродными методами, один из которых — электролиз воды. Следует отметить, что в России есть несколько предприятий, занимающихся разработкой современных отечественных электролизеров на основе протонообменной мембраны. Первые экземпляры таких электролизеров тестируются на Кольской АЭС, где в настоящее время осуществляется внедрение производства водорода как товарной продукции. Кроме того, интенсивно разрабатываются технологии использования водорода на транспорте: как воздушном, так и водном. В частности, проводятся испытания самолета ТУ-155, на котором в качестве основного топлива применяется водород, а к концу 2023 г. планируется спустить на воду судно на водороде.

В ходе масштабного развития атомной энергетике немаловажной является задача обеспечить базовой нагрузкой энергоблока АЭС в ночные часы, привлечь их к участию в первичном регулировании частоты в течение суток, а также к регулированию суточной неравномерности электрической нагрузки. Существуют специальные требования к участию АЭС в первичном регулировании частоты, согласно которым выделенные энергоблоки АЭС должны работать на пониженной на 2% отно-

сительно номинальной мощности нагрузке. При уменьшении частоты в энергосистеме энергоблоку необходимо произвести наброс мощности до 100%, а при ее повышении — сбросить мощность на 8% относительно номинального значения с постепенным возвратом к прежнему уровню. При этом должно вырабатываться и отдаваться в сеть не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с и всей требуемой первичной мощности не более чем за 2 мин [4]. Кроме того, согласно Энергетической стратегии России до 2035 г., атомные станции будут привлекаться к участию в регулировании суточной неравномерности электрической нагрузки до 50% номинальной мощности [2]. Таким образом, в ходе масштабного развития атомной энергетике в сложившихся условиях весьма актуальной становится задача поиска и разработки перспективных аккумулирующих энергокомплексов, которые должны стать средством обеспечения базовой нагрузки АЭС с учетом участия их в первичном регулировании частоты в энергосистеме.

Производство и использование водорода в комбинации с атомными электростанциями не является новым направлением развития экологически чистой энергетике, в том числе средством аккумулирования энергии и производства электроэнергии в пиковой временной зоне [5, 6]. В настоящее время это направление получает все большее развитие, разрабатываются и реализуются пилотные проекты на отечественных и зарубежных АЭС [7, 8]. В частности, в Китае рассматривается вариант высокотемпературного электролиза при использовании газоохлаждаемых реакторов и хранении водорода с последующим его применением для генерации электроэнергии в часы пиковой нагрузки.

В Саратовском научном центре РАН в Отделе энергетических проблем разрабатываются основы комбинирования АЭС с водородным энергокомплексом в целях обеспечения АЭС базовой электрической нагрузкой, повышения мощности и КПД электростанции. запатентованы новые перспективные схемы комбинирования АЭС с водородным энергокомплексом для перегрева рабочего тела в паротурбинном цикле путем сжигания водорода в кислородной среде с учетом усталостного износа основного оборудования и безопасного использования водорода [9]. Разработаны новые схемы применения водородно-кислородной камеры сгорания для перегрева рабочего тела в паротурбинном цикле АЭС и впервые оценен недожог водорода при его сжигании в среде кислорода без впрыска охлаждающей воды. Установлена термодинамическая и технико-экономическая эффективность реализации указанных схем, а также использования обратимых топливных элементов [10]. Определены условия, при которых

АЭС с водородным энергокомплексом становится конкурентоспособной с гидроаккумулирующей электростанцией в условиях покрытия пиковой нагрузки в энергосистеме [9, 11].

Статья посвящена анализу мирового состояния развития технологий в области электролиза воды и аккумулирования энергии в виде водородного топлива, а также исследованиям и оценке эффективности процесса аккумулирования и получения энергии, в том числе при использовании энергии, выработанной на АЭС во внепиковый период. Стоимостные оценки основного оборудования водородного энергокомплекса заимствованы из отдельных работ, в том числе выполненных зарубежными научными организациями, занимающимися исследованием водородных технологий. Для расчетов принимался диапазон цен на оборудование из открытых источников без привязки к конкретной стране или региону и с учетом оценки возможности фактической реализации предлагаемых решений в условиях нестабильной политической и экономической ситуации в мире.

ЭЛЕКТРОЛИЗ ВОДЫ КАК СПОСОБ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

В мире прогнозируется рост ввода электролизных мощностей. Так, консорциумом Green Hydrogen Catapult, являющимся участником кампании Race to Zero в поддержку Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, поставлена цель наращивать ежегодные темпы ввода электролизных мощностей. На рис. 1 представлены три прогнозных сценария ввода электролизных мощностей в ближайшие 30 лет [12].

По первому, наиболее оптимистичному сценарию к 2050 г. запланировано ежегодно вводить в действие до 390 ГВт электролизных мощностей. Производство водорода будет осуществляться в основном с помощью технологии щелочного электролиза, а также с использованием протонообменной мембраны. В настоящее время твердооксидные электролизеры пара находятся в демонстрационной фазе и не вышли за рамки лабораторных испытаний. В табл. 1 приведены средние удельные капиталовложения в производство электролизеров щелочного типа

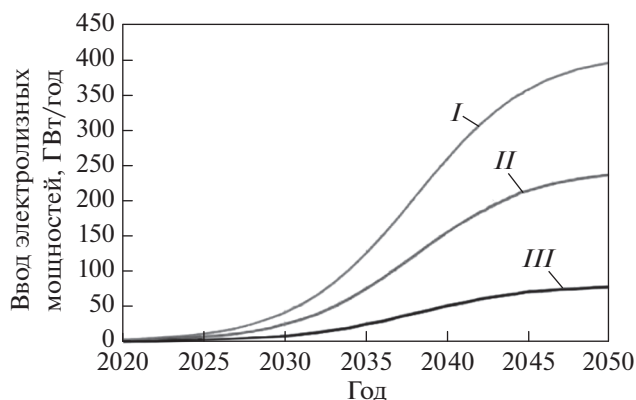


Рис. 1. Прогнозные сценарии консорциума Green Hydrogen Catapult по наращиванию темпов ввода электролизных мощностей.

Цифры у кривых соответствуют номеру прогнозного сценария

[13–15] и на основе твердополимерного электролита [16, 17].

Использование ядерных и возобновляемых источников энергии в сочетании с электролизным методом получения водорода рассматривается как один из предпочтительных способов удовлетворения растущего спроса на водород во всем мире. Это было подтверждено резолюциями о необходимости смягчения последствий изменения климата, принятыми странами мира на конференциях ООН в 2015 и 2022 гг. [18]. Солнечная, ветровая, гидро-, геотермальная энергия, тепловая энергия океана, биомасса являются наиболее перспективными источниками энергии для производства водорода. Так, среди известных технологий на основе возобновляемых источников энергии лучшие результаты с позиций снижения углеродного следа были достигнуты при электролизе с использованием энергии ветра (отношение массы углекислого газа к массе водорода составляет 1.29). При этом основной вклад в образование диоксида углерода вносили материалы, применяемые для изготовления преобразователей ветровой и солнечной энергии в электроэнергию для проведения электролиза. Производство водорода на основе возобновляемых источников энергии оказывает на 68–92% более низкое влияние на климат по сравнению с традиционной газифика-

Таблица 1. Коэффициент полезного действия электролизеров и удельные капиталовложения в их производство

Тип электролизера	КПД, %	Средние удельные капиталовложения, евро/кВт	
		2020 г.	2030 г.
С твердополимерным электролитом	75	1310	650
Со щелочным электролитом усовершенствованный	78.0–82.2	1035	750

цией угля и паровой конверсией метана [19]. При этом оборудование для электролиза воды, работающее от автономной солнечной или ветровой установки, может использоваться в отдаленных районах, не подключенных к единой энергосистеме. По разным оценкам, к 2030 г. объемы производства водорода на основе возобновляемых источников энергии достигнут 94,7 млн т при общем объеме его производства 180 млн т, к 2050 г. эти показатели еще более возрастут. К 2030 г. прогнозируется также снижение себестоимости производства водорода до 1,3 дол./кг при электролитическом его получении с использованием солнечной энергии и до 1,1 дол./кг при использовании энергии ветра [19, 20].

Следует отметить, что в различных технологических институтах некоторых стран Европы и Азии ведутся работы по совершенствованию метода электролиза воды, оценивается экономическая эффективность при получении водорода с применением электрической мощности от энергосистемы, АЭС и возобновляемых источников энергии. Уделяется внимание разработкам высокотемпературного электролиза пара с использованием тепла газоохлаждаемого ядерного реактора. В качестве примеров можно указать исследования, посвященные разработкам новых электрокатализаторов [21, 22], поиску новых материалов для изготовления перспективных типов электродов для электролизных установок [23, 24], разработке новых технологий электролиза воды [25–27] и совершенствованию уже существующих технологий электролиза воды под давлением [28–30] и при воздействии магнитного поля [31–33], моделированию электролиза воды в целях оптимизации эксплуатационных затрат [15, 34], вопросам повышения надежности электролизеров [35, 36]. Стоит также указать публикации, в которых исследуется эффективность высокотемпературного электролиза пара при использовании газоохлаждаемых реакторов [37, 38].

Анализируя перечисленные научные работы, можно кратко сформулировать основные направления совершенствования электролизного метода получения водорода, они приведены на рис. 2 в виде блок-схемы. Для сравнения на рис. 3 представлены сводные данные по себестоимости производства водорода по различным технологиям, в том числе методом электролиза воды [39, 40], в некоторых странах мира.

ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время как в России, так и во всем мире ведутся исследования методов получения энергии с помощью водородного топлива. Практическую реализацию получили преимущественно

разработки в области топливных элементов [41–45] и камер сгорания микрогазотурбинных установок (ГТУ) [46–49]. На рис. 4, 5 в виде блок-схем представлены актуальные направления исследований и разработок в этой области.

В таких странах, как США, Япония и Германия, наземный транспорт эксплуатируется на топливных элементах, создана сеть автомобильных заправочных станций, количество которых уже составляет несколько десятков. К 2050 г. их число планируется существенно увеличить.

Вместе с тем, широкому внедрению энергоустановок с топливными элементами препятствуют следующие факторы:

- малый срок службы;
- повышенная опасность при использовании, хранении и заправке водородом;
- необходимость системной интеграции;
- высокая стоимость.

В табл. 2 приведены некоторые данные по удельной стоимости топливных элементов.

Перспективное направление разработок в этой области – создание обратимых топливных элементов, т.е. энергоустановок, в которых совмещены два режима работы: электролизер и топливный элемент. В режиме электролизера в таких установках выделяются водород и кислород. В режиме топливного элемента с использованием произведенных водорода и кислорода вырабатывается электроэнергия. Принцип устройства ОТЭ аналогичен таковому традиционных топливных элементов – они представляют собой ячейечный блок. Электрокатализатор является бифункциональным и способен работать в режиме смены полярности на электродах [50, 51]. В табл. 3 указаны технические особенности основных типов ОТЭ [50–53].

Циклический режим работы ОТЭ приводит к ускорению деградиционных процессов в материале разделительной мембраны, а также к сокращению электрохимически активной площади поверхности платины на электродах. В настоящее время срок службы ОТЭ в таком режиме составляет 5000–10000 ч [12, 54]. К 2030 г. прогнозируется увеличение срока их службы до 40000 ч (или около 1600 циклов пуск/останов) с последующим его ростом до 80000 ч (или приблизительно 3300 циклов пуск/останов) для систем как на основе протонообменной мембраны, так и с твердооксидным электролитом [12].

Помимо ячейечного блока в состав энергоустановки с ОТЭ входят следующие системы:

- силовой электроники;
- подачи воды;
- подачи водорода и окислителя;
- терморегулирования.

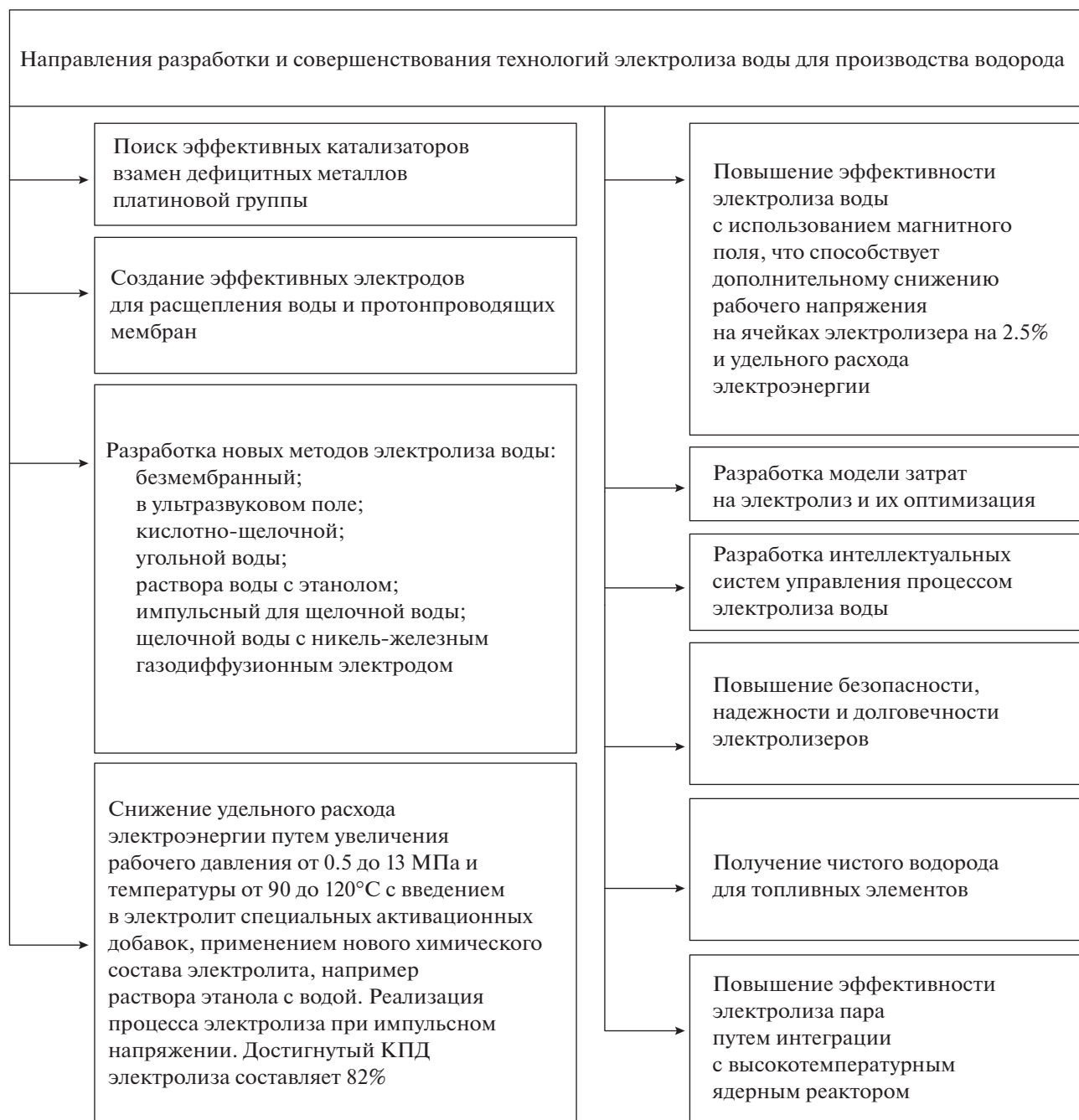


Рис. 2. Направления совершенствования электролизных методов получения водорода

В настоящее время существуют проекты энергообеспечения с использованием обратимых топливных элементов преимущественно с твердополимерным и твердооксидным электролитами. При

этом возможно комбинирование энергоустановки с твердооксидным электролитом и паротурбинной установкой на низкокипящем органическом теплоносителе [52, 53]. На рис. 6 представлены дан-

Таблица 2. Удельные капиталовложения в производство топливных элементов, дол/кВт

Топливные элементы	2023 г.	2035 г.	2050 г.
С протонообменной мембраной	3500	–	–
С твердооксидным электролитом	2400	1900	840

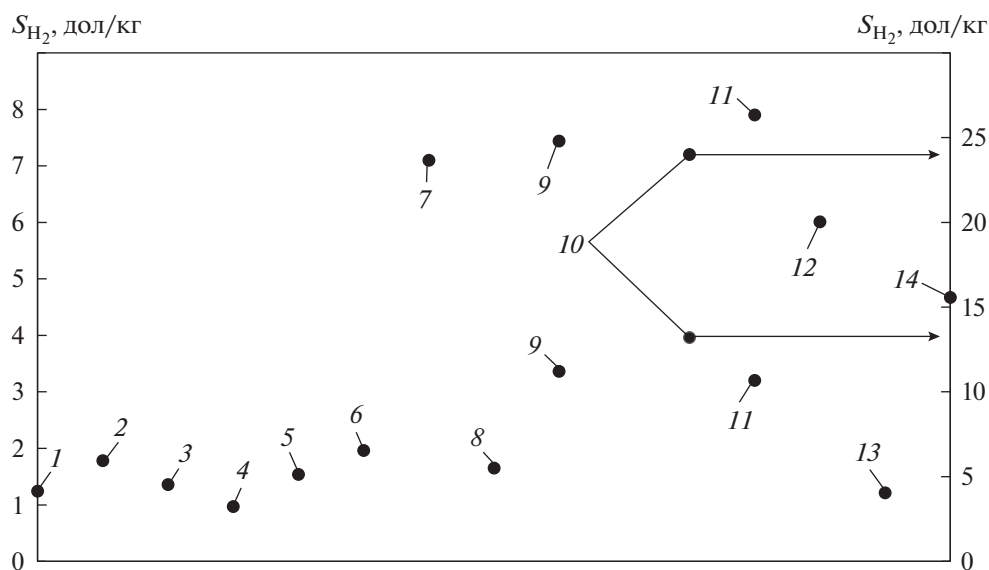


Рис. 3. Сводные данные по себестоимости производства водорода S_{H_2} по различным технологиям в некоторых странах. 1 – газификация угля (Китай); 2 – газификация угля (Канада); 3 – паровая конверсия природного газа (Китай); 4 – электролиз воды на базе возобновляемых источников энергии (Китай); 5 – электролиз воды при потреблении электроэнергии от энергосистемы (Китай); 6 – конверсия метанола (Евросоюз); 7 – электролиз воды (Корея); 8 – конверсия газов, содержащих сероводород (Канада); электролиз воды на базе ВЭУ: 9 – Норвегия, 10 – Франция (нижнее значение – централизованное получение, верхнее значение – децентрализованное); 11 – электролиз воды с использованием электроэнергии от АЭС с учетом сетевой надбавки (нижнее значение – 5 электролизеров, верхнее значение – 80 электролизеров) (Франция); электролиз воды на базе ВЭУ: 12 – Дания, 13 – Алжир; 14 – электролиз воды на базе фотоэлектрических панелей (США)

ные по уровню мощности и энергетической эффективности разрабатываемых энергоустановок на базе ОТЭ. В табл. 4 приведены удельные капиталовложения в ОТЭ, заимствованные из работ [50, 51, 53].

Согласно [51], полные удельные затраты на выработку электроэнергии с помощью ОТЭ с твердополимерным и твердооксидным электролитами с учетом капитальных вложений составляют 0.417 и 0.282 дол/(кВт · ч) соответственно

Таблица 3. Сводные данные по основным типам обратимых топливных элементов

Типы обратимых топливных элементов	Возможные варианты подачи водорода и кислорода	Основные проблемы
С протонообменной мембраной	Всегда только на один и тот же вход. Бифункциональный электрокатализатор работает в режиме смены полярности на электродах	Создание бифункционального каталитического слоя, способного работать в двух режимах с одинаковой эффективностью
С твердооксидным электролитом	Попеременная подача на один и тот же вход	Долговечность и устойчивость к коррозии и другим видам деградирующих повреждений с сохранением структурной целостности и прочности после многократных циклов и переключений режимов
С расплавленным карбонатным электролитом	Бифункциональный катализатор работает при постоянной полярности на электродах	Отсутствие опытно-промышленных образцов и практического опыта эксплуатации обратимых топливных элементов данного типа



Рис. 4. Направления развития технологий производства энергии с использованием водородного топлива

при мелкосерийном производстве и использовании для мобильного маломощного электроснабжения и портативных устройств с краткосрочным периодом эксплуатации. На рис. 7 показана

структура удельных затрат при производстве электроэнергии с применением ОТЭ.

Таким образом, конкурентоспособность установок с ОТЭ существенно зависит от стои-

Таблица 4. Удельные капиталовложения в обратимые топливные элементы, дол/кВт

Количество установок, выпускаемых в год	С твердополимерной мембраной		С твердооксидным электролитом	
	ячеечный блок	ячеечный блок в составе энергоустановки	ячеечный блок	ячеечный блок в составе энергоустановки
100	667	2050	500	2396
1000	502	1595	330	1828
10 × 10 ³	419	1284	300	1483
50 × 10 ³	372	1085	300	1270

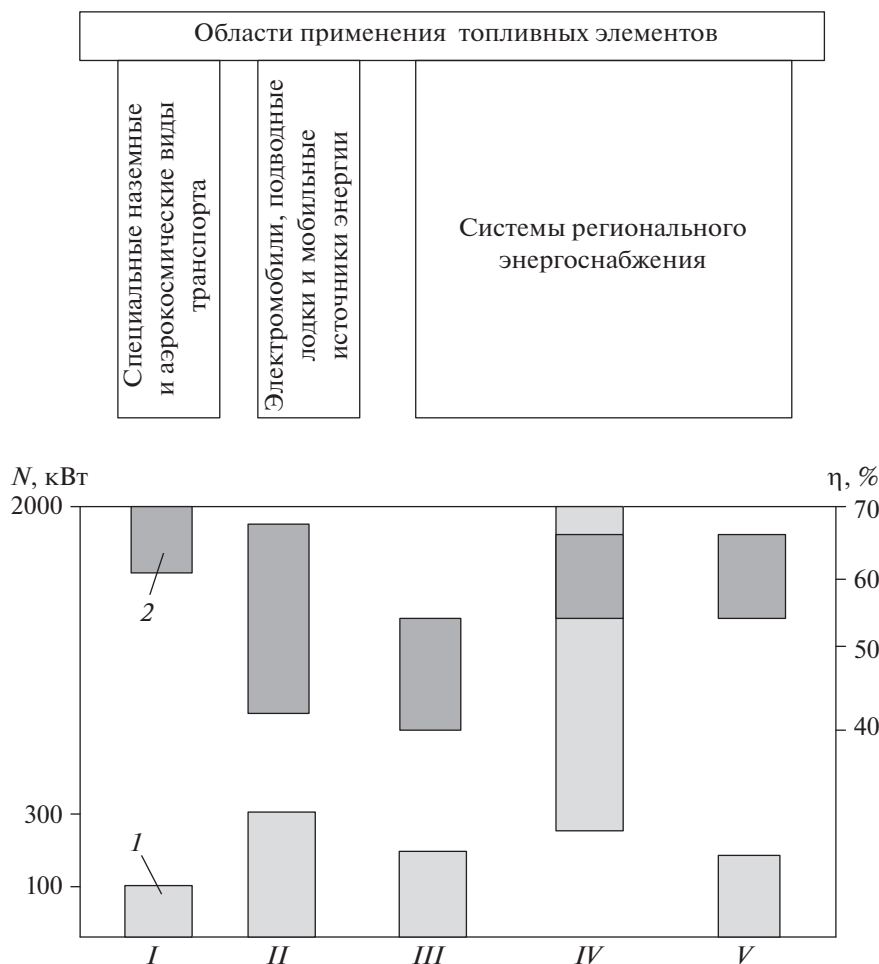


Рис. 5. Освоенные типы топливных элементов и области их применения. Топливные элементы: *I* – со щелочным электролитом; *II* – с протонообменной мембраной; *III* – с фосфорно-кислотным электролитом; *IV* – с расплавленным карбонатным электролитом; *V* – с твердооксидным электролитом; *1* – достигнутый уровень мощности N ; *2* – энергетическая эффективность η

мости электроэнергии в режиме зарядки, а также от капитальных затрат на их сооружение и режима использования. Кроме того, интенсивность деградационных процессов, которым подвержен бифункциональный катализатор, способствует дополнительному увеличению затрат вследствие снижения эффективности и срока службы установок, что в итоге приводит к росту амортизационных затрат. Однако, по мнению экспертов, к 2035 г., благодаря интенсивному развитию технологий и совершенствованию методов производства ОТЭ, ожидаются снижение полных удельных затрат до 0.1 дол/(кВт · ч) [53], заметное повышение эффективности установок на основе ОТЭ и их более широкое использование.

ВОДОРОДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА АЭС

Обеспечение АЭС базовой электрической нагрузкой при производстве водорода и кислорода

методом электролиза воды и их последующее применение для генерации электроэнергии в часы пиковой нагрузки являются одним из перспективных направлений водородной энергетики и дальнейшего развития атомной энергетики в условиях дефицита маневренных мощностей в энергосистемах. При этом использование водородных технологий, в том числе при комбинировании их с АЭС, возможно по следующим направлениям:

сжигание водорода в кислородной среде в целях получения рабочего тела для дополнительной паровой турбоустановки (ПТУ) (при этом охлаждение продуктов сгорания может осуществляться водой, предварительно нагретой до состояния насыщения, что обеспечит дополнительное аккумулирование тепла);

“холодное” сжигание водорода в топливных элементах, в том числе обратимого типа.

Одним из новых направлений использования водородных технологий на АЭС являются водо-

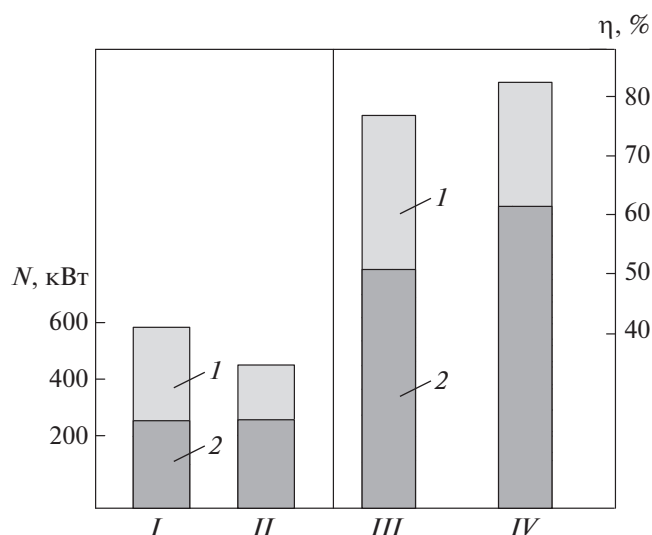


Рис. 6. Сводные данные по основным типам обратимых топливных элементов.

Обратимые топливные элементы: *I* – с твердополимерной мембраной (80–90°C); *II* – с твердооксидным электролитом (600–1000°C, 1.5–3.0 МПа); *III* – с твердополимерной мембраной; *IV* – с твердооксидным электролитом.

Режим: *1* – электролиза; *2* – топливного элемента

родные энергокомплексы (ВЭК) на основе водородно-теплового аккумулирования (ВТА) [11] или ОТЭ [10], разработанные сотрудниками Отдела энергетических проблем Саратовского научного центра РАН. Такие ВЭК позволяют запасать электроэнергию, выработанную в часы спада нагрузки в энергосистеме, благодаря электролизу

воды с получением водорода и кислорода, а также аккумулировать горячую воду в теплоизолированных баках. Для генерации электроэнергии в часы пиковой нагрузки применяется водородно-кислородный парогенератор с дополнительной ПТУ или установка на базе топливных элементов. При этом в режиме генерации электроэнергии топливные элементы также дополнительно вырабатывают тепловую энергию, использование которой может увеличить КПД энергокомплекса в целом.

Как уже было отмечено, системы “холодного” сжигания водорода на базе топливных элементов отличаются высоким КПД, широкими маневренными возможностями и относительной безопасностью эксплуатации. Эти факторы учитываются в универсальной (обобщенной) схеме использования перечисленных водородных технологий на АЭС (рис. 8). Обобщенная схема может включать в себя как систему “горячего” сжигания водорода в кислородной среде с получением водяного пара высоких параметров и возможностью дополнительного аккумулирования тепла, так и систему “холодного” сжигания водорода в топливных элементах, в том числе обратимых. При этом мощность и режим работы реакторной установки останутся прежними, что позволит сохранить высокий уровень безопасности АЭС в целом. Мощность основной ПТУ также изменится только в проектных пределах, что дает возможность избежать больших капитальных вложений в ее модернизацию и адаптацию под расширенный регулировочный диапазон. Все это обеспечивает независимость работы АЭС от ВЭК, который при необходимости можно рас-

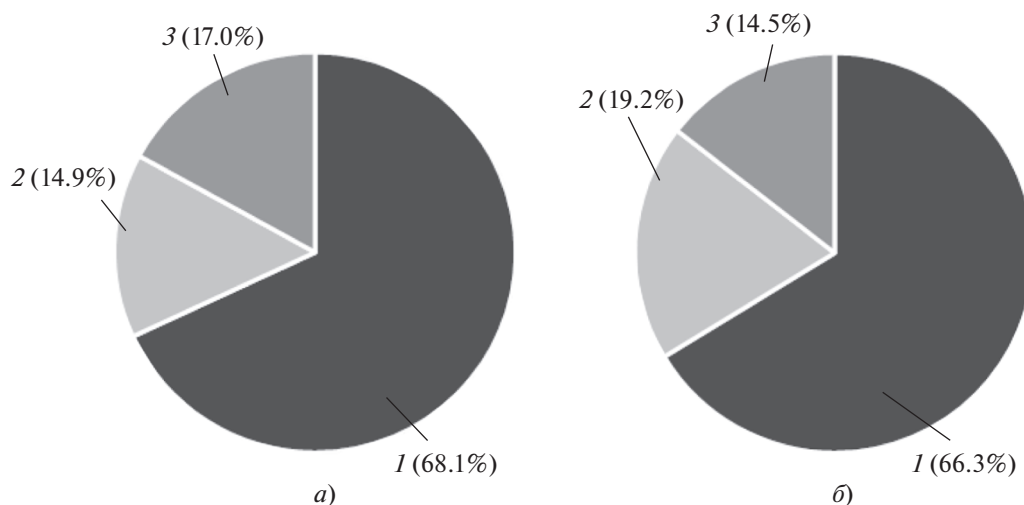


Рис. 7. Структура удельных затрат на обратимые топливные элементы с твердополимерной мембраной (*а*) и твердооксидным электролитом (*б*).

1 – капитальная составляющая; *2* – затраты на потребляемую электроэнергию в режиме электролиза; *3* – прочие эксплуатационные затраты

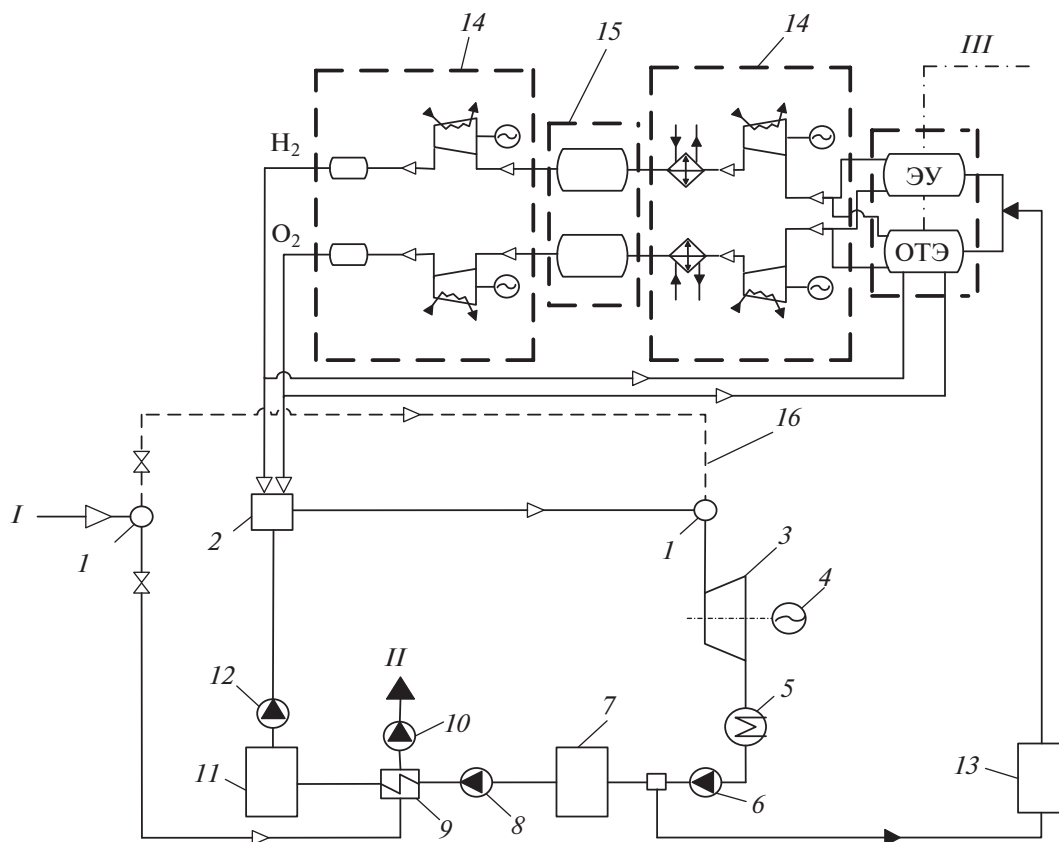


Рис. 8. Универсальная схема использования водородных технологий на АЭС.

1 – устройство парораспределения; 2 – водородно-кислородный парогенератор; 3 – маломощная многофункциональная ПТУ; 4 – электрический генератор; 5 – конденсатор; 6, 10, 12 – конденсатный, дренажный и питательный насос соответственно; 7, 11 – бак холодной и горячей воды; 8 – насос холодной воды; 9 – система поверхностных теплообменников; 13 – бак-аккумулятор для нужд электролизной установки; 14 – система компримирования водорода и кислорода; 15 – система хранения водорода H_2 и кислорода O_2 ; 16 – резервный паропровод; ЭУ – электролизная установка; I – пар из парогенераторов энергоблока; II – слив дренажа в тракт питательной воды; III – электроэнергия

положить за пределами промышленной площадки станции.

В разработанной схеме в качестве системы аккумулирования электроэнергии из энергосистемы или непосредственно от АЭС могут применяться как электролизное оборудование для получения водорода и кислорода, так и системы водородно-теплового аккумулирования, например накопления тепловой энергии в виде горячей воды, что повышает эффективность системы “горячего” сжигания водорода и энергокомплекса в целом. Также тепловыми элементами может замещаться электролизное оборудование. При этом в зависимости от требуемых условий реализации ВЭК повышаются эффективность и надежность энергокомплекса вследствие того, что обеспечиваются оптимальная работа системы “горячего” сжигания водорода с наименьшим износом оборудования, быстрый и надежный подхват нагрузки, а также высокоэффективная конверсия внепико-

вой электроэнергии. Однако в настоящее время при достигнутых степени освоения технологии топливных элементов и уровне капиталовложений требуется дополнительная сравнительная оценка эффективности и целесообразности применения этой технологии в составе предлагаемых вариантов ВЭК. Эта оценка проводится далее, причем рассматриваются крайние случаи реализации ВЭК – использование в схеме только ВТА с системой теплового аккумулирования или только ОТЭ.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА АЭС

Разработка способов обеспечения АЭС базовой электрической нагрузкой оказывается целесообразной при низких топливных затратах и высокой капитальной составляющей. При этом разгрузка АЭС нецелесообразна и неэффективна, так как

Таблица 5. Экономический эффект от предотвращения разгрузки АЭС

Внепиковая электрическая мощность, потребляемая на электролиз от АЭС, МВт	Экономический эффект от предотвращения разгрузки АЭС, млн руб/год
44.5/50.0	103/115
89.5/100.0	194/217
179/200	368/412
268/300	535/598
358/400	696/778
447/500	850/950

Примечание. В числителе – при использовании ВТА, в знаменателе – при использовании ОТЭ.

Таблица 6. Эффективность конверсии аккумулированной электроэнергии для рассматриваемых вариантов реализации ВЭК

Схема реализации ВЭК	Эффективность конверсии аккумулированной электроэнергии, %
С водородно-тепловым аккумулированием	38.50
С обратимыми топливными элементами	48.89

приводит к увеличению затрат на выработку электроэнергии вследствие снижения коэффициента использования установленной мощности и КПД. В этой связи при оценке экономической эффективности вариантов обеспечения АЭС базовой электрической нагрузкой необходимо учитывать возможный эффект от предотвращения разгрузки АЭС [9]. В этом случае цена электроэнергии, потребляемой при электролизе, а также отпускаемой в энергосистему, принимается равной ее себестоимости в номинальном режиме работы АЭС. Таким образом, затраты на производство водорода и кислорода методом электролиза воды с учетом экономического эффекта от предотвращения разгрузки АЭС можно представить в виде

$$Z' = Z - \Delta Z,$$

где Z – суммарные годовые эксплуатационные затраты на электролиз воды, руб/год; ΔZ – увеличение затрат на отпускаемую электроэнергию при разгрузке энергоблока АЭС, руб/год.

Параметр ΔZ можно рассчитать по формуле

$$\Delta Z = (N_0 - \Delta N) \tau (S_i - S_0),$$

где N_0 – номинальная мощность энергоблока, кВт; ΔN – мощность разгрузки энергоблока, кВт; τ – годовое число часов работы энергоблока на пониженной нагрузке, ч/год; S_0 , S_i – себестоимость электроэнергии при работе АЭС в номинальном режиме и при разгрузке соответственно, руб/(кВт · ч).

Цена ядерного топлива принята на уровне 20.5 дол/т у.т., цена на природный газ для евро-

пейской части России составляет 250 дол/1000 м³ [55]. С использованием данных различных российских энергосбытовых компаний за период 2012, 2015–2022 гг. [56, 57] была проведена оценка стоимости электроэнергии во внепиковой зоне суток. На основе полученной информации определен экономический эффект от предотвращения разгрузки АЭС (табл. 5). Стоит отметить, что с учетом возможного разброса используемых исходных данных итоговые значения эффекта от предотвращения разгрузки АЭС также имеют количественный разброс в пределах от –3.8 до 16.9% в зависимости от разгрузки АЭС или внепиковой электрической мощности, потребляемой на электролиз.

Как следует из табл. 5, для предотвращения разгрузки энергоблоков АЭС использование ОТЭ более эффективно, нежели ВТА, так как при этом количество аккумулируемой во внепиковой зоне графика электрических нагрузок электроэнергии существенно больше. Объясняется это тем, что, согласно рис. 8, в режиме зарядки в схеме ВТА часть энергии аккумулируется в виде тепла горячей воды, что позволяет снизить выработку электроэнергии на АЭС, но разгрузки реакторной установки при этом не происходит.

Как было сказано ранее, ОТЭ имеют более высокий КПД как в режиме генерации электроэнергии, так и в режиме электролиза воды. В табл. 6 представлены результаты оценки эффективности конверсии внепиковой электроэнергии для рассматриваемых вариантов реализации ВЭК.

Таблица 7. Некоторые расчетные данные для сравнительной оценки вариантов реализации ВЭК

Мощность ВЭК, вырабатываемая в часы пиковой нагрузки, МВт	Замещаемая мощность ГТУ, МВт	Затраты на замещаемую мощность, млн руб/год
17.3/22.0	4.7	101
34.7/44.0	9.4	201
69.3/88.0	18.7	398
104/132	28.1	589
139/176	37.4	777
173/220	46.8	960

Примечание. В числителе – при использовании ВТА, в знаменателе – при использовании ОТЭ.

В целях выполнения условия равного энергетического эффекта учтены затраты на замещаемую мощность на примере ГТУ. При этом соблюдается условие, при котором внепиковая электроэнергия потребляется одинаково. Как следует из табл. 6, в схеме с ВТА конверсия внепиковой электроэнергии менее эффективна, поэтому в данном случае необходимо учитывать затраты на замещаемую мощность пиковой ГТУ, которые наряду со значениями достигаемой пиковой мощности для сравниваемых вариантов ВЭК представлены в табл. 7.

Проанализировав перспективы развития технологии получения водорода путем электролиза воды, КПД электролизных установок приняты на уровне 83%. Учли также затраты на электролит, продувку азотом, амортизационные и ремонтные издержки. Удельные капиталовложения в электролизную установку мощностью 50 МВт составили около 138.5 тыс. руб/(кг/ч) при суммарной производительности 1257–12 572 кг/ч для потребляемой внепиковой мощности на электролиз 50–500 МВт.

Удельные капиталовложения в водородные и кислородные компрессорные установки поршневого типа приняты с учетом данных компрессорного завода (г. Краснодар), которые составили примерно 8.6–11.7 тыс. руб/кВт при мощности компрессоров 140–200 кВт [58]. Удельные капиталовложения в систему хранения на основе металлических емкостей объемом 800 м³ при давлении аккумуляирования 4.2 МПа приняты 16.7 тыс. руб/м³ с учетом управляющей автоматики и монтажа.

Оценка приведенных удельных капиталовложений в водородно-кислородный парогенератор в зависимости от его мощности выполнялась по аппроксимирующему выражению [56, 57] на основе базового значения удельной стоимости. При этом за базовое значение удельных капиталовложений были приняты 20% удельных капиталовложений в ГТЭ-110, которые составили 3.67 тыс. руб/кВт при

базовом значении тепловой мощности водородно-кислородной камеры сгорания 300 МВт.

Согласно табл. 4, при мелкосерийном производстве удельные капиталовложения в энергоустановку с топливными элементами на протоннообменной мембране находятся на уровне 1595–2050 дол/кВт с учетом стоимости инвертора и управляющей автоматики. При этом стоимость энергоустановки на основе твердооксидных топливных элементов, по оценкам экспертов, составляет 1828–2396 дол/кВт [12, 51, 52]. С учетом этих данных и потенциального снижения стоимости топливных элементов вследствие оптимизации их производства и освоения новых технологий в расчетах использовался ее обобщенный диапазон – от 1500 до 2100 дол/кВт. Эффективность ОТЭ в режиме электролизера и топливного элемента без учета расхода энергии на собственные нужды принята равной 83 и 60% соответственно [12, 50–52]. При этом расчет приведенных удельных капиталовложений в ОТЭ и дополнительную паровую турбину проводился на основе [56, 57] путем аппроксимации данных по известной стоимости типового оборудования.

Сравнительная оценка эффективности водородного энергокомплекса проводилась по себестоимости электроэнергии, вырабатываемой в часы пиковой нагрузки. Для выбранных вариантов учитывались все эксплуатационные затраты, а также амортизационные и ремонтные издержки, оплату труда и отчисления на социальные нужды. Расчет выполнялся на период 25 лет. Годовое количество рабочих циклов (суток) составляло 335 с учетом плановых ежегодных ремонтов (30 сут). Продолжительность ночного внепикового периода для выработки водорода и кислорода электролизом воды была принята 9 ч/сут, а длительность участия в покрытии пика электрической нагрузки – 10 ч/сут.

Стоит отметить, что в приведенных далее результатах расчетов не учтены затраты, связанные с обеспечением дополнительной взрыво- и пожаробезопасности. Эти затраты могут быть по-

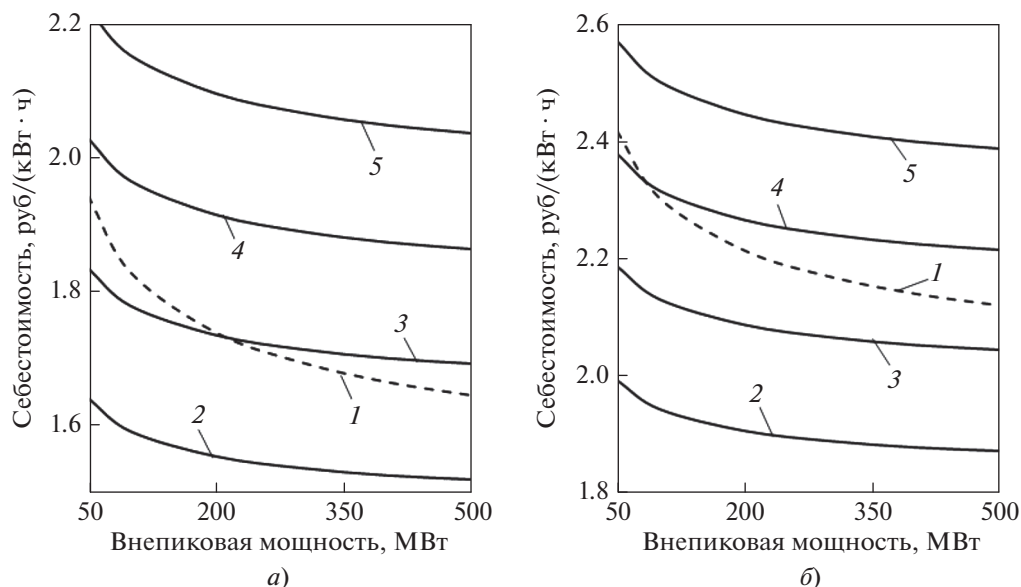


Рис. 9. Себестоимость производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки при различных удельных капиталовложениях в ОТЭ и тарифе на внепиковую электроэнергию 0.5 (а) и 1 руб/(кВт·ч) (б). 1 – схема на базе ВТА; 2, 3, 4, 5 – схема на базе ОТЭ при удельных капиталовложениях 1500, 1700, 1900 и 2100 дол/кВт соответственно

лучены на основе подробных вероятностных оценок возникновения аварийной ситуации и статистических данных для оборудования водородного энергокомплекса, эксплуатируемого в условиях взрывоопасной среды. Кроме того, такой анализ должен быть проведен с учетом норм и требований действующего законодательства, а практическая реализация и эксплуатация предлагаемого водородного энергокомплекса будут возможны только при получении соответствующего заключения в надзорных органах. Очевидно, что это требует отдельной трудоемкой научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы и представляет собой достаточно обширную проблему, которая может быть рассмотрена и решена в рамках отдельного исследования, посвященного безопасности эксплуатации водородного энергокомплекса, что выходит за рамки настоящей статьи.

На рис. 9 приведены результаты оценки себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки при разных тарифах, различных значениях аккумулируемой во внепиковый период электрической мощности и удельных капиталовложений в ОТЭ в диапазоне от 1500 до 2100 дол/кВт. Как видно на рисунке, эффективность использования ОТЭ в составе ВЭК существенно зависит от степени освоенности производства данного вида энергоустановок (влияние удельных капиталовложений), а также тарифа и аккумулированной во внепиковый период электрической мощности. Так, при удельных капита-

ловложениях в ОТЭ на уровне 1700 дол/кВт и тарифе на электроэнергию в часы спада нагрузки 0.5 руб/(кВт·ч) использование ОТЭ целесообразно только при мощности аккумулирования не более 212 МВт (см. рис. 9, а). Это обусловлено тем, что с ростом мощности генерирующего оборудования ВТА (дополнительная ПТУ и водородно-кислородный парогенератор) появляется тенденция к снижению удельных капиталовложений, в отличие от генерирующей установки на основе топливных элементов, повышение суммарной мощности которой происходит главным образом вследствие увеличения числа ячейных блоков, что, в свою очередь, приводит к практически линейному росту суммарных капиталовложений в энергоустановку на базе ОТЭ.

Как видно на рис. 9, б, при тарифе на электроэнергию в часы внепиковой нагрузки 1 руб/(кВт·ч) ОТЭ становятся конкурентоспособными при более высоких удельных капиталовложениях – около 1850 дол/кВт или при мощности аккумулирования до 81 МВт и удельных капиталовложениях на уровне 1900 дол/кВт. Это обусловлено большей, по сравнению с ВТА, эффективностью конверсии аккумулированной электроэнергии в ОТЭ, что позволяет компенсировать рост затрат на ее аккумулирование. Таким образом, как следует из рис. 9, при определенных параметрах наблюдаются равная эффективность сравниваемых систем аккумулирования и повышение удельных капиталовложений. С учетом данного факта проведена оценка удельных капиталовложений в

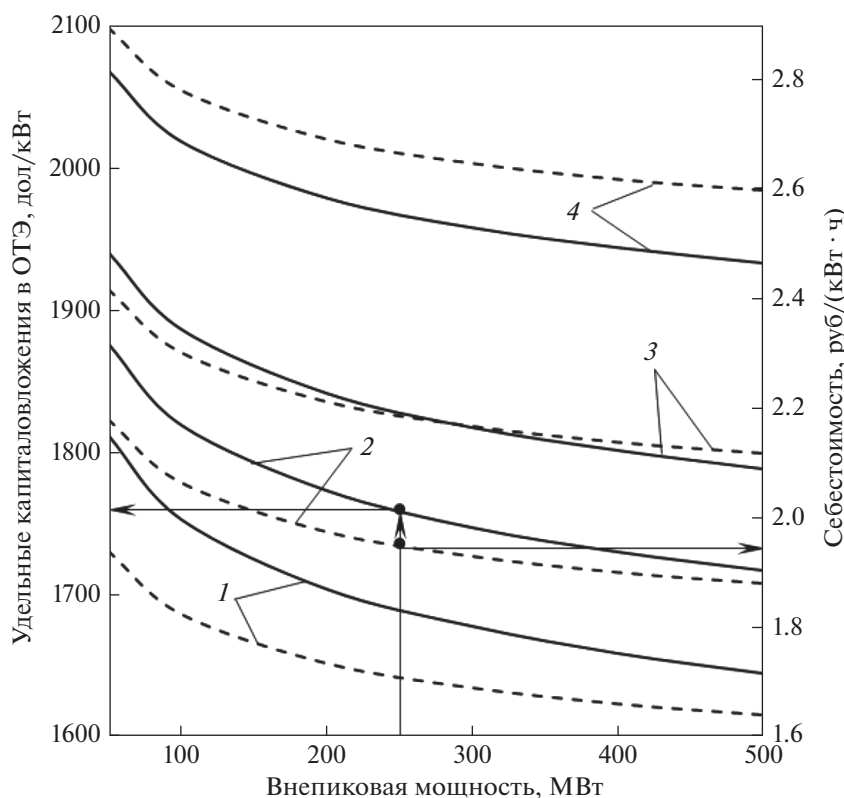


Рис. 10. Зависимость удельных капиталовложений в ОТЭ (сплошная линия), при которых обеспечивается равная себестоимость производства электроэнергии (пунктирная линия) в часы пиковой нагрузки в схемах с ВТА и ОТЭ, от тарифа на внепиковую электроэнергию и ее мощности.
Тариф, руб./((кВт·ч): 1 – 0.50; 2 – 0.75; 3 – 1.00; 4 – 1.50

ОТЭ, при которых обеспечивается равная себестоимость производства пиковой электроэнергии в сравнении с ВТА при разных тарифах на электроэнергию и различном энергопотреблении (рис. 10).

На рис. 10 видно, что увеличение тарифа на электроэнергию в часы внепиковой нагрузки влечет за собой рост удельных капиталовложений в ОТЭ, при которых достигается их конкурентоспособность в сравнении с ВТА. При этом увеличение потребления электроэнергии в часы внепиковой нагрузки, как было сказано ранее, приводит к обратному эффекту. Стоит отметить, что при всех рассмотренных условиях равновесные удельные капиталовложения в ОТЭ², определяемые по рис. 10, входят в диапазон известных на сегодняшний день значений, согласно данным производителей, что подтверждает конкурентоспособность ОТЭ с другими системами аккумулирования, в том числе на основе “горячего” сжигания водорода.

² Равновесные удельные капиталовложения в ОТЭ – капиталовложения, при которых обеспечивается равная себестоимость производства пиковой электроэнергии в сравнении с ВТА.

Далее проведена оценка технико-экономических показателей ОТЭ при сочетании различных условий, которые могут возникать в той или иной энергосистеме. При этом диапазон удельных капиталовложений в ОТЭ принят с учетом их потенциального снижения вследствие увеличения объемов их производства и освоения новых технологий. При обобщении полученных результатов разработана номограмма для оценки себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки на базе ОТЭ (рис. 11). Эта номограмма связывает три варьируемых параметра, влияющих на эффективность использования ОТЭ: тариф на электроэнергию в часы внепиковой нагрузки, электрической мощности во внепиковый период и удельные капиталовложения в энергоустановку.

Как было отмечено ранее, обратимые топливные элементы подвержены деградационным процессам, особенно в режиме циклической работы. На основе приведенных данных была проведена оценка себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки на базе ОТЭ для тех же исходных условий (см. рис. 11), но с учетом полезного срока службы, который был принят на уровне 3 лет при заданном годовом количестве

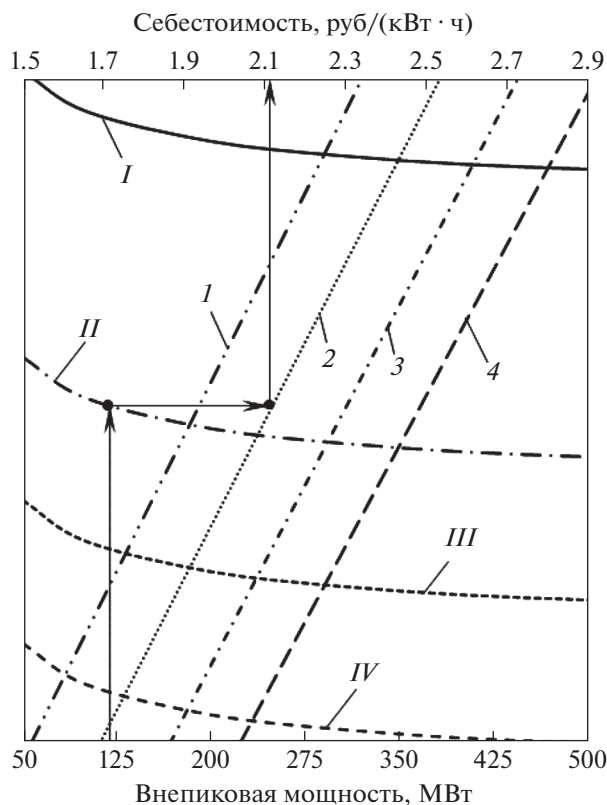


Рис. 11. Номограмма для определения себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки на базе ОТЭ.

Тариф, руб/(кВт · ч): I – 1.50; II – 1.00; III – 0.75; IV – 0.50.

Удельные капиталовложения, дол/кВт: 1 – 1500; 2 – 1700; 3 – 1900; 4 – 2100

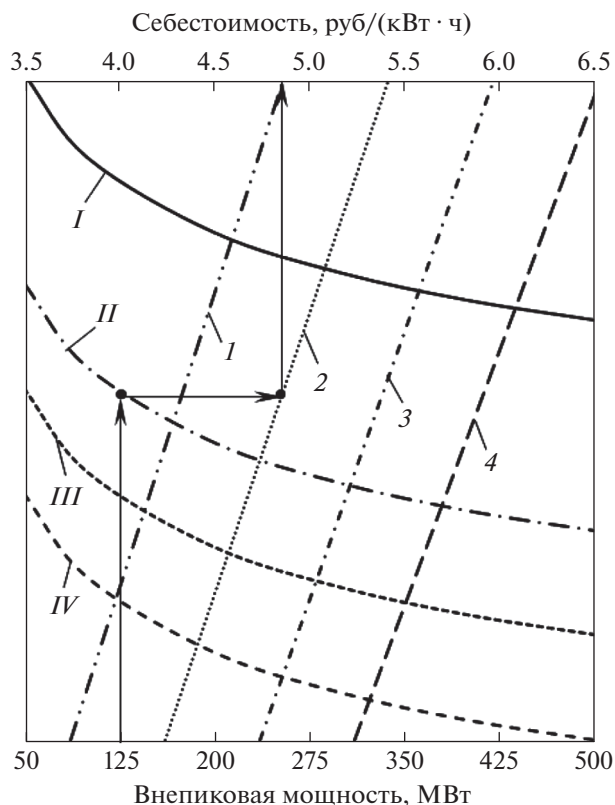


Рис. 12. Номограмма для определения себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки на базе ОТЭ с учетом полезного срока службы.

Обозначения см. рис. 11

рабочих циклов. Результаты представлены в виде номограммы на рис. 12.

Как видно на рис. 11, 12, учет реально достигнутого в настоящее время срока полезного использования ОТЭ приводит к увеличению себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки более чем в 2 раза при тех же исходных условиях.

ВЫВОДЫ

1. Согласно прогнозам, водород, произведенный при использовании энергии от возобновляемых источников, а также от АЭС, займет свою нишу в экономике будущего как альтернатива водороду, полученному методом паровой каталитической конверсии природного газа. Прогнозируется увеличение темпов ввода электролизных мощностей, которые к 2035–2050 гг. могут выйти на уровень 390 ГВт/год. Метод электролиза воды признан одним из основных, так как при сочетании его с возобновляемыми источниками энергии, а также при потреблении электроэнер-

гии от АЭС наблюдается минимальный углеродный след.

2. Водородная энергетика включена в Энергетическую стратегию развития России до 2035 г., целью которой является мировое лидерство по экспорту водорода, выработанного с помощью энергии, полученной от возобновляемых источников и АЭС. В этой связи производство водорода станет одним из направлений развития атомной энергетики России, что предполагает освоение его производства методом электролиза воды на действующих АЭС. Вместе с тем планируется, что АЭС будут участвовать в регулировании суточной неравномерности электропотребления до 50% номинальной мощности, а также привлекаться к участию в первичном регулировании частоты в энергосистеме.

3. В настоящее время топливные элементы широко применяются в наземных, водных и аэрокосмических транспортных средствах, а также в системах децентрализованного энергоснабжения и портативных устройствах. Используя топливные элементы с твердополимерным и твердооксидным электролитом, можно объединять режим электролиза и режим топливного эле-

мента в одной энергоустановке. Достигнут общий КПД 37.2 и 49.8% при удельных капиталовложениях 1595–2050 и 1828–2396 дол/кВт в производство топливных элементов с полимерным и твердооксидным электролитом соответственно.

4. Разработанная универсальная (обобщенная) схема использования водородных технологий включает в себя систему “горячего” сжигания водорода в кислородной среде с получением водяного пара высоких параметров с возможностью дополнительного аккумулирования тепла (на основе ВТА) и систему “холодного” сжигания водорода в топливных элементах, в том числе обратимых. В зависимости от требуемых условий реализации данная схема позволяет повысить эффективность и надежность оборудования благодаря оптимальной работе системы “горячего” сжигания с наименьшим износом или высокой скорости и надежности подхвата нагрузки, а также высокой эффективности конверсии внепиковой энергии при применении топливных элементов.

5. При повышении тарифа на электроэнергию во внепиковый период увеличиваются удельные капиталовложения в ОТЭ, при которых достигается их конкурентоспособность в сравнении с ВТА. При этом увеличение мощности потребляемой во внепиковый период электроэнергии приводит к обратному эффекту.

6. Номограммы, разработанные для оценки себестоимости производства электроэнергии в часы пиковой нагрузки на базе ОТЭ, показывают, что она зависит от тарифа и объема потребления внепиковой энергии, а также удельных капиталовложений в энергоустановку. Как показали расчеты, для рассматриваемых исходных условий этот показатель находится в диапазоне от 1.52 до 2.93 руб/(кВт · ч). Учет достигнутого к настоящему времени полезного срока службы для ОТЭ в условиях циклического режима работы приводит к увеличению себестоимости производства электроэнергии в пиковом диапазоне нагрузок до 6.53 руб/(кВт · ч) при тех же исходных условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д.** Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию. М.: Школа управления “Сколково”, 2019.
2. **Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.** М.: Правительство России, 2020.
3. **Головин Р.А.** Стратегия деятельности Госкорпорации “Росатом”. М., 2018.
4. **Стандарт организации ОАО СО ЕЭС.** Нормы участия энергоблоков атомных электростанций в нормированном первичном регулировании частоты. СО ЕЭС, 2013.
5. **Elder R., Allen R.** Nuclear heat for hydrogen production: Coupling a very high/high temperature reactor to a hydrogen production plant // *Prog. Nucl. Energy*. 2009. V. 51. Is. 3. P. 500–525. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2008.11.001>
6. **Coleman J., Bragg-Sitton S., Dufek E.** An evaluation of energy storage options for nuclear power. International Atomic Energy Agency, 2017.
7. **Comparative analysis of associated cost of nuclear hydrogen production using IAEA hydrogen cost estimation program** / R.J. Soja, M.B. Gusau, U. Ismaila, N.N. Garba // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2023. V. 48. Is. 61. P. 23 373–23 386. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.133>
8. **Toward to hydrogen energy of electric power: characteristics and main case studies in Shenzhen** / Z. Deng, J. Du, J. Tian, Z. Gan, B. Wang, C. Zhao // *Processes*. 2023. V. 11. No. 3. P. 728–749. <https://doi.org/10.3390/pr11030728>
9. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н.** Современное состояние и перспективы производства водорода на АЭС // *Теплоэнергетика*. 2021. № 9. С. 3–13. <https://doi.org/10.1134/S0040363621080014>
10. **Egorov A.N.** Efficiency of off-peak electricity conversion at nuclear power plants using reversible fuel cells: Report on the Intern. Conf. on Automatics and Energy (ICAЕ 2021). Vladivostok, Russia, 7–8 Oct. 2021 // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2021. V. 2096. P. 012193. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2096/1/012193>
11. **Egorov A.N., Yurin V.E.** Comprehensive methodology for identifying tariff zones of efficiency of hydrogen-thermal accumulation system at the NPP // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2021. V. 46. Is. 69. P. 34097–34104. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.030>
12. **Wei M., Levis G., Mayyas A.** Reversible fuel cell cost analysis. US: Lawrence Berkeley National Laboratory; Department of Energy’s Fuel Cell Technologies Office, 2020.
13. **Directly sputtered nickel electrodes for alkaline water electrolysis** / W. Han, I. Kim, M. Kim, C.W. Chul, S.-K. Kim, J.H. Joo, Y.-W. Lee, Y. Cho, H.-S. Cho, C.-H. Kim // *Electrochim. Acta*. 2021. V. 386. P. 138458. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2021.138458>
14. **Jang D., Cho H.-S., Kang S.** Numerical modeling and analysis of the effect of pressure on the performance of an alkaline water electrolysis system // *Appl. Energy*. 2021. V. 287. P. 116554. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116554>
15. **Numerical modeling and analysis of the temperature effect on the performance of an alkaline water electrolysis system** / D. Jang, W. Choi, H.-S. Cho, W.C. Cho, C.H. Kim, S. Kang // *J. Power Sources*. 2021. V. 506. P. 230106. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.230106>
16. **Additive manufacturing of bipolar plates for hydrogen production in proton exchange membrane water electrolysis cells** / M. Sánchez-Molina, E. Amores, N. Rojas, M. Kunowsky // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2021. V. 46.

- Is. 79. P. 38983–38991.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.152>
17. **Ionomer-free** nickel-iron bimetallic electrodes for efficient anion exchange membrane water electrolysis / E. López-Fernández, C. Gómez-Sacedón, J. Gil-Rostrera, J.P. Espinós, A.R. González-Eliphe, F. Yubero, A. de Lucas-Consuegra // *Chem. Eng. J.* 2022. V. 433. Part 3. P. 133774.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.133774>
 18. **Kamiel S.G., Rami S.E., Zamfirescu C.** Technoeconomics of large-scale clean hydrogen production – A review // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2022. V. 47. Is. 72. P. 30788–30798.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.081>
 19. **Cho H.H., Strezov V., Evans T.J.** A review on global warming potential, challenges and opportunities of renewable hydrogen production technologies // *Sustainable Mater. Technol.* 2023. V. 35. P. e00567.
<https://doi.org/10.1016/j.susmat.2023.e00567>
 20. **Dash S.K., Chakraborty S., Elangovan D.** A brief review of hydrogen production methods and their challenges // *Energies.* 2023. V. 16. Is. 3. P. 1141.
<https://doi.org/10.3390/en16031141>
 21. **Single-phase** $\text{La}_{0.8}\text{Sr}_{0.2}\text{Co}_{1-x}\text{Mn}_x\text{O}_{3-\delta}$ electrocatalyst as a triple $\text{H}^+/\text{O}^{2-}/\text{e}^-$ conductor enabling high-performance intermediate-temperature water electrolysis / N. Wang, C. Tang, L. Du, Z.-Q. Liu, W. Li, Z. Song, Y. Aoki, S. Ye // *J. Materiomics.* 2022. V. 8. Is. 5. P. 1020–1030.
<https://doi.org/10.1016/j.jmat.2022.02.012>
 22. **Nanostructured** transition metal nitrides as emerging electrocatalysts for water electrolysis: status and challenges / L. Lin, S. Piao, Y. Choi, L. Lyu, H. Hong, D. Kim, J. Lee, W. Zhang, Y. Piao // *Energy Chem.* 2022. V. 4. Is. 2. P. 100072.
<https://doi.org/10.1016/j.enchem.2022.100072>
 23. **One-step** controllable fabrication of 3D structured self-standing $\text{Al}_3\text{Ni}_2/\text{Ni}$ electrode through molten salt electrolysis for efficient water splitting / Z. Hua, X. Wu, Z. Zhu, J. He, S. He, H. Liu, L. Xu, Y. Yang, Z. Zhao // *Chem. Eng. J.* 2022. V. 427. P. 131743.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.131743>
 24. **Cho K.M., Deshmukh P.R., Shin W.G.** Hydrodynamic behavior of bubbles at gas-evolving electrode in ultrasonic field during water electrolysis // *Ultrason. Sonochem.* 2021. V. 80. P. 105796.
<https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2021.105796>
 25. **H_2SO_4 -doped** polybenzimidazole membranes for hydrogen production with acid-alkaline amphoteric water electrolysis / L. Wan, Z. Xu, P. Wang, Y. Lin, B. Wang // *J. Membrane Sci.* 2021. V. 618. P. 118642.
<https://doi.org/10.1016/j.memsci.2020.118642>
 26. **Novel** polybenzimidazole/graphitic carbon nitride nanosheets composite membrane for the application of acid-alkaline amphoteric water electrolysis / B. Lv, Z. Shao, Z. Luan, Z. Huang, S. Sun, Y. Teng, C. Miu, Q. Gao // *J. Energy Chem.* 2022. V. 64. P. 607–614.
<https://doi.org/10.1016/j.jechem.2021.05.009>
 27. **Fe_3^+ -mediated** coal-assisted water electrolysis for hydrogen production: Roles of mineral matter and oxygen-containing functional groups in coal / S. Chen, W. Zhou, Y. Ding, G. Zhao, J. Gao // *Energy.* 2021. V. 220. P. 119677.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119677>
 28. **Theoretical** and experimental analysis of an asymmetric high pressure PEM water electrolyser up to 155 bar / M. Sartory, E. Wallnöfer-Ogris, P. Salman, T. Fellingner, M. Justl, A. Trattner, M. Klell // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2017. V. 42. Is. 52. P. 30493–30508.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.112>
 29. **Pressurized** PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover / M. Schalenbach, M. Carmo, D.L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2013. V. 38. Is. 35. P. 14921–14933.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.09.013>
 30. **Economic** feasibility studies of high pressure PEM water electrolysis for distributed H_2 refueling stations / B. Lee, J. Heo, S. Kim, C. Sung, C. Moon, S. Moon, H. Lim // *Energy Convers. Manage.* 2018. V. 162. P. 139–144.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.041>
 31. **Strengthening** external magnetic fields with activated carbon graphene for increasing hydrogen production in water electrolysis / Purnami, N. Hamidi, M.N. Sasongko, D. Widhiyanuriyawan, I.N.G. Wardana // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2020. V. 45. Is. 38. P. 19370–19380.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.148>
 32. **Porous** electrode improving energy efficiency under electrode-normal magnetic field in water electrolysis / H. Liu, H. Xu, L. Pan, D. Zhong, Y. Liu // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2019. V. 44. Is. 41. P. 22780–22786.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.024>
 33. **Experimental** and numerical investigation of gas–liquid flow in water electrolysis under magnetic field / H. Liu, L. Pan, Q. Qin, P. Li // *J. Electroanal. Chem.* 2019. V. 832. P. 293–302.
<https://doi.org/10.1016/j.jelechem.2018.11.020>
 34. **Techno-economic** analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies / D. Jang, J. Kim, D. Kim, W.-B. Han, S. Kang // *Energy Convers. Manage.* 2022. V. 258. P. 115499.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115499>
 35. **High-performance** and durable water electrolysis using a highly conductive and stable anion-exchange membrane / S.Y. Kang, J.E. Park, G.Y. Jang, O.-H. Kim, O.J. Kwon, Y.-H. Cho, Y.-E. Sung // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2022. V. 47. Is. 15. P. 9115–9126.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.002>
 36. **Wan L., Xu Z., Wang B.** Green preparation of highly alkali-resistant PTFE composite membranes for advanced alkaline water electrolysis // *Chem. Eng. J.* 2021. V. 426. P. 131340.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.131340>
 37. **A 25 kW** high temperature electrolysis facility for flexible hydrogen production and system integration studies / J.E. O'Brien, J.L. Hartvigsen, R.D. Boardman, J.J. Hartvigsen, D. Larsen, S. Elangovan // *Int. J. Hy-*

- drogen Energy. 2020. V. 45. Is. 32. P. 15796–15804.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.074>
38. **A detailed techno-economic analysis of heat integration in high temperature electrolysis for efficient hydrogen production / A. Buttler, R. Koltun, R. Wolf, H. Spliethoff // Int. J. Hydrogen Energy. 2015. V. 40. Is. 1. P. 38–50.**
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.048>
 39. **Life cycle cost and sensitivity analysis of a hydrogen system using low-price electricity in China / Y. Li, D.W. Chen, M. Liu, R.Z. Wang // Int. J. Hydrogen Energy. 2017. V. 42. Is. 4. P. 1899–1911.**
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.149>
 40. **Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review / R.Y. Kannah, S. Kavitha, O. Preethi, P. Karthikeyan, G. Kumar, N.V. Dai-Viet, J.R. Banu // Bioresour. Technol. 2021. V. 319. P. 124175.**
<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.124175>
 41. **Li Y., Taghizadeh-Hesary F.** The economic feasibility of green hydrogen and fuel cell electric vehicles for road transport in China // *Energy Policy*. 2022. V. 160. P. 112703.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112703>
 42. **Hosseini S.E.** Hydrogen and fuel cells in transport road, rail, air and sea // *Compr. Renewable Energy*. 2nd Ed. 2022. V. 4. P. 317–342.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00005-4>
 43. **Review on the safety analysis and protection strategies of fast filling hydrogen storage system for fuel cell vehicle application / C. Zhang, X. Cao, P. Bujlo, B. Chen, X. Zhang, X. Sheng, C. Liang // J. Energy Storage. 2022. V. 45. P. 103451.**
 44. **Hydrogen production using solar energy and injection into a solid oxide fuel cell for CO₂ emission reduction; thermoeconomic assessment and tri-objective optimization / Y. Cao, H.A. Dhahad, A.G. ABo-Khalil, K. Sharma, A.H. Mohammed, A.E. Anqi, A.S. El-Shafay // Sustainable Energy Technol. Assess. 2022. V. 50. P. 101767.**
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101767>
 45. **Seyam S., Dincer I., Agelin-Chaab M.** Analysis of a newly developed locomotive engine employing sustainable fuel blends with hydrogen // *Fuel*. 2022. V. 319. P. 123748.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123748>
 46. **Influence of air distribution on combustion characteristics of a micro gas turbine fuelled by hydrogen-doped methane / J. Lu, Z. Fu, J. Liu, W. Pan // Energy Rep. 2022. V. 8. Supplement 2. P. 207–216.**
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.11.027>
 47. **Ilbas M., Kumuk O., Karyeyen S.** Modelling of the gas-turbine colorless distributed combustion: An application to hydrogen enriched – kerosene fuel // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2022. V. 47. Is. 24. P. 12354–12364.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.228>
 48. **Investigation on combustion characteristics and emissions of biogas/hydrogen blends in gas turbine combustors / S. Benaissa, B. Adouane, S.M. Ali, S.S. Rashwan, Z. Aouachria // Therm. Sci. Eng. Prog. 2022. V. 27. P. 101178.**
<https://doi.org/10.1016/j.tsep.2021.101178>
 49. **Ammonia-hydrogen-air gas turbine cycle and control analyses / O.F. Aalrebei, A.H. Al Assaf, A. Amhamed, N. Swaminathan, S. Hewlett // Int. J. Hydrogen Energy. 2022. V. 47. Is. 13. P. 8603–8620.**
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.190>
 50. **Economics of the Li-ion batteries and reversible fuel cells as energy storage systems when coupled with dynamic electricity pricing schemes / A.A. Mayyas, A. Chadly, S.T. Amer, E. Azar // Energy. 2022. V. 239. Part A. P. 121941.**
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121941>
 51. **Techno-economic analysis of energy storage systems using reversible fuel cells and rechargeable batteries in green buildings / A. Chadly, E. Azar, M. Maalouf, W. Altawafshih, A. Mayyas // Energy. 2022. V. 247. P. 123466.**
<https://doi.org/10.2139/ssrn.3972240>
 52. **Amicabile S., Testi M., Crema L.** Design and modeling of a hybrid reversible solid oxide fuel cell – organic Rankine cycle // *Energy Procedia*. 2017. V. 129. P. 331–338.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.202>
 53. **Techno-economic assessment of reversible solid oxide cell integration to renewable energy systems at building and district scale / M. Lamagna, B. Nastasi, D. Gropi, C. Rozain, M. Manfren, D.A. Garcia // Energy Convers. Manage. 2021. V. 235. P. 113993.**
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113993>
 54. **Байрамов А.Н., Ермолаев С.А.** Разработка методики оценки амортизационных затрат установки с бифункциональными электрохимическими элементами в составе водородного комплекса при комбинировании с АЭС // Сб. докл. XIV Междунар. науч.-техн. конф. “Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов”. Саратов, 30 окт. – 2 нояб. 2018. С. 60–68.
 55. **Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В.** Тепло-вые и атомные электростанции: конкурентоспособность в новых экономических условиях // *Теплоэнергетика*. 2017. № 5. С. 5–15.
<https://doi.org/10.1134/S0040363617050010>
 56. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В.** Оценка системной эффективности атомно-водородного энергетического комплекса // *Теплоэнергетика*. 2019. № 3. С. 57–71.
<https://doi.org/10.1134/S0040363619030019>
 57. **Аминов Р.З., Гариевский М.В.** Оценка эффективности АЭС при использовании аккумуляторов фазового перехода // *Теплоэнергетика*. 2023. № 2. С. 78–89.
<https://doi.org/10.56304/S0040363623020017>
 58. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В.** Оценка системной эффективности многофункционального водородного комплекса на АЭС // *Альтернативная энергетика и экология: Междунар. науч. журн.* 2019. № 13–15. С. 24–39.

Assessing the Effectiveness of NPP Participation Covering Peak Electrical Loads Based on Hydrogen Technology

R. Z. Aminov^{a, *, **}, A. N. Egorov^a, and A. N. Bayramov^a

^a*Federal Research Center Saratov Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Saratov, 410028 Russia*

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

***e-mail: wwwean@gmail.com*

Abstract—One of the goals of the Russian Energy Strategy until 2035 is the development of hydrogen energy, namely, achieving global leadership in the export of hydrogen obtained from the use of energy from renewable sources and nuclear power plants. Further development of nuclear energy involves its production at existing nuclear power plants. One of the real examples is the production of hydrogen by electrolysis of water at the Kola Nuclear Power Plant. Currently, active research is being conducted in the field of hydrogen energy, and effective technologies for water electrolysis and reversible fuel cells (RFC) are being developed, which are used, among other things, in decentralized energy supply systems. The achieved overall efficiency of 37.18 and 49.80% with specific capital investments in the ranges of 1595–2050 and 1828–2396 USD/kW in electrolyzers with solid polymer and solid oxide electrolytes, respectively, allows us to consider them as a means of storage during hours of reduced generation (off-peak) electricity from nuclear power plants. A universal (generalized) scheme for the use of hydrogen technologies at nuclear power plants has been developed based on combining systems of “hot” combustion of hydrogen in an oxygen environment to produce high-parameter water vapor (temperatures up to 3600 K at a pressure of 6 MPa) and “cold” combustion of hydrogen in fuel cells, including reversible ones. A comparative assessment of the technical and economic efficiency of peak electricity production based on the proposed options for hydrogen technologies used at nuclear power plants was carried out. Capital investments in RFC have been determined, which ensure equal technical and economic efficiency of peak electricity production when implementing the considered options. Nomograms have been developed to determine the cost of production during peak hours depending on tariffs and volumes of consumption during the off-peak period as well as capital investments in RFC. As calculations have shown, the cost of its production is 1.52–2.93 rubles/(kW h). Taking into account the useful service life of RFC leads to a significant increase in cost: it varies from 3.74 to 6.53 rubles/(kW h).

Keywords: hydrogen energy, nuclear energy, water electrolysis, energy storage, fuel cells