



ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ДЛЯ СТОИМОСТНОГО РАСЧЕТА ВОВЛЕЧЕНИЯ АЭС В ПРОЦЕСС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

Ю.А. Колбанцев^{1,2}, М.В. Конюшин¹, А.А. Калютник¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

²АО «АТОМПРОЕКТ», г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8441-7089>, kolbancev.u@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-2625-1118>, konyushin_mv@spbstu.ru

<https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, AA_Kalyutik@spbstu.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотрена возможность сооружения двухцелевого атомно-водородного комплекса с целью одновременной выработки водорода и электроэнергии на основе проекта АЭС-2006 с реакторной установкой ВВЭР-1200. В качестве решения предлагается возведение за пределами энергоблока здания для нужд электролизного цеха, в котором размещены электролизные установки, технологические трубопроводы подвода и отвода воды к электролизерам, баки-приемники образующегося газа. *МЕТОДЫ.* Для вероятностной оценки экономических показателей работы одноцелевой атомной установки и затем двухцелевого атомно-водородного комплекса используется методика расчета, приведенная в научной работе Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ). *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В работе показано, что при круглогодичном функционировании подстанции с водородными установками в количестве 50 шт. теоретически возможна выработка водорода до $1,927 \cdot 10^8$ м³/год, что соответствует покрытию 18,53% от годовой потребности на внутреннем российском рынке. Удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии при этом составляет 0,097 \$/кВт·ч, а удельная стоимость вырабатываемого электролизерами технического водорода высокой чистоты составляет 0,956 \$/м³. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Приведено сравнение себестоимости вырабатываемого водорода в зависимости от суммарной установленной мощности электролизных установок с учетом требований, предъявляемых к компоновке.

Ключевые слова: водород, атомная электростанция, выработка водорода и электрической энергии, электролиз воды.

Для цитирования: Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В., Калютник А.А. Применение методики вероятностной оценки для стоимостного расчета вовлечения АЭС в процесс промышленного производства водорода // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26.

THE USAGE OF PROBABILISTIC ASSESSMENT FOR COST CALCULATIONS OF USING NPP WITH HYDROGEN INDUSTRIAL PRODUCTION

YuA. Kolbantsev^{1,2}, MV. Konyushin¹, AA. Kalyutik¹

¹Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

²JSC «АТОМПРОЕКТ», St. Petersburg, Russian Federation

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8441-7089>, kolbancev.u@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-2625-1118>, konyushin_mv@spbstu.ru

<https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, AA_Kalyutik@spbstu.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* This study focused on the probability of construction of dual – purpose nuclear-hydrogen unit for cogeneration of hydrogen and electricity with nuclear power reactor VVER-1200 based on AES-2006 project. *METHODS.* The aim of the study is the probation of the IAEA calculation method originated for sea water desalination unit using

nuclear power plant as an energy source, but with a view to same time production of high-quality hydrogen and electricity concerning the ecological issues of hydrogen generation. In particular, the method was used for probabilistic assessment of single-purpose NPP unit and dual-purpose nuclear-hydrogen unit. The supposed result of the study was construction of special building for the electrolytic process purposes. The ground location of the building was out of the main building area. The special building should consist of electrolytic units, technological water feed and removal pipelines, tanks for hydrogen and other service equipment. **RESULTS.** The paper introduced the theoretical possibility of hydrogen production on the rate up to $1,927 \cdot 10^8 \text{ m}^3/\text{year}$ in the case of full-time basis operation of 50 hydrogen units. The rate of produced hydrogen corresponds to 18,53% of inner Russian market hydrogen needs. In this case the electricity cost factor was 0,097 \$/kW-hr, the cost factor of higher quality hydrogen was 0,956 \$/m³. The paper introduced the prime cost comparison of produced hydrogen according to hydrogen units total capacity and arrangement demands. **CONCLUSION.** This method has the limits of applicability, but in our case, it can be used to calculate key economic factors of the project and to analyze the validation of the energy source and the hydrogen unit size.

Keywords: Hydrogen, Nuclear Power Plant, Hydrogen and Electricity Production, Electrolytic Process.

For citation: Kolbantsev YuA, Konyushin MV, Kalyutik AA. The usage of probabilistic assessment for cost calculations of using NPP with hydrogen industrial production. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(2):14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26.

Введение

В настоящее время по всему миру большинство стран осознали серьезность проблемы ограниченности энергоресурсов в связи с чем на протяжении десятков лет ведутся поиски альтернатив таким традиционным источникам энергии как уголь, природный газ, нефть, торф и др.

В истории человечества хорошо известны этапы развития и применения альтернативных источников энергии. К таким можно отнести энергию циклического движения воды (здесь можно упомянуть как широко применяющиеся по всему миру гидроэлектростанции, так и менее распространенные приливные электростанции), энергию движения ветра (ветряные электростанции достаточно распространены в ряде стран как на суше, так и в водном пространстве), энергию солнца (солнечные электростанции находят все большую популярность в странах с жарким сухим климатом) и, не в последнюю очередь, к альтернативным источникам энергии относят энергию деления ядер. Действительно, среди всех нетрадиционных способов выработки энергии атомные электростанции получили наибольшее применение по всему миру. Однако, в силу больших капиталовложений на возведение альтернативных объектов генерации электроэнергии, их доля от общемирового уровня остается низкой.

В то же время, с развитием объемов как промышленности, потребляющей энергоресурсы, так и энергетики, нацеленной на решение задач по обеспечению хозяйства необходимыми ресурсами, возрастает и негативное воздействие на окружающую среду, в основном, связанное с эмиссиями газов в окружающую среду, что в последствии сказывается на климатических изменениях; необходимостью утилизации вторичных продуктов, образующихся во время осуществления основной деятельности хозяйства; регулярными отходами производства, которые могут включать в себя как традиционные твердые, жидкие или газообразные формы, так и отходы технологической цепочки производства (например, теплые сбросные воды систем охлаждения конденсата, возвращающиеся обратно в водоем).

Одним из путей решения описанных проблем может в перспективе стать водородная энергетика. Во-первых, водород в силу своих химических и физических свойств может применяться в нескольких целях. За счет высокой теплотворной способности водород может стать заменой привычных видов топлива, в то же время водород может использоваться как энергоноситель, запасая в себе, например, потенциальную энергию сжатия. В подтверждение проведены исследования, доказывающие состоятельность водорода как вещества, способного аккумулировать подведенную извне энергию на определенный срок [1].

Помимо прочего, водород по всему миру пользуется спросом в качестве технического газа для целого ряда направлений хозяйственной деятельности, и годовой объем потребности в водороде составляет порядка 70 млн. тонн [2,3].

Идея перехода на водородную энергетику далеко не нова, ученые, в том числе и советские, разрабатывали концепции перехода на водородную энергетику с 70х годов XX века, однако развитые страны только сейчас начинают вводить первые меры для его достижения. На данный момент не существует единого общепризнанного метода производства водорода. Это связано с тем, что не достигнуто оптимальное соотношение себестоимости производства и экологичности процесса. Так, самые экономически выгодные процессы зачастую являются самыми экологически неудовлетворительными, и наоборот [4-7]. Из этой проблемы вытекает следующая – отсутствует централизованное производство технического водорода, которое смогло бы обеспечить не только потребности промышленности, где он является обязательной частью технологического процесса, но и обеспечить перспективные сферы потребления, например, транспорт или импорт за рубеж. На данный момент не так много отечественных авторов развивают тему водородной энергетики. В основном ведутся исследования на тему способов получения, хранения технического водорода. Работы Р.З. Аминова выделяются схожестью с заявленной темой исследования, в частности, работы по внепиковой генерации водорода на АЭС, немало уделяется внимания предполагаемой компоновке технологической цепочки по совместной генерации электроэнергии и водорода, вопросам безопасности производства и надежности [8-10]. Также в научном сообществе уделяется внимание перспективам водорода как теплоносителя и источника энергии [11-16].

Цель работы – оценить возможность использования источника атомной энергии для промышленного производства водорода, которое позволит снизить зависимость национальной экономики от углеводородов.

Материалы и методы

Оценка затрат ресурсов АЭС на производство водорода методом электролиза

Предположим, что возможно создать атомно-водородный комплекс для когенерации электроэнергии и водорода, обладающий достаточной мощностью, чтобы покрыть потребности Российского внутреннего рынка промышленного водорода исключительно своими ресурсами. По разным оценкам на период 2015-2018гг. в России используется порядка 2,5 млн. т водорода в год.

На основании исследования [8] примем в качестве прототипа электролизной установки отечественный электролизер ФВ-500М производства ООО «Химэнерго» как наиболее оптимальный по производительности и удельным капиталовложениям. Характеристики электролизера приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Технические характеристики ФВ-500М

Характеристика	Значение
Мощность, кВт	3000
Напряжение, В	365
Производительность, м ³ /ч	
Водорода	536
Кислорода	268
Чистота, %	
Водорода	до 99,9
Кислорода	до 99,8
Габаритные размеры, мм	
длина	13500
ширина	3660
высота	6540
Масса, кг	101360
Удельные капиталовложения, тыс. руб/кВт	13,7

По данным Росатома¹ в 2016-2017гг. коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) АЭС в России был на уровне 83,1 и 83,29% соответственно, а в 2018

¹ Годовой отчет - 2018 АО «Концерн Росэнергоатом»: офиц. сайт. URL: <https://www.rosenergoatom.ru/>. Дата обращения – 23.12.2020.

снизился до 79,9%, что обуславливается остановом энергоблоков для проведения модернизации и выводом из эксплуатации. КИУМ показывает отношение фактической продолжительности энерговыработки к теоретически возможной при номинальном мощностном режиме работы энергоблока за установленный период времени. Для оценки примем один календарный год за установленный период времени, а КИУМ как среднеарифметический за рассматриваемый период 2016-2018гг. – 82,1%. Тогда количество часов наработки одного условного энергоблока составляет $T=7191,9$ ч/год.

Для начала необходимо определить необходимое количество установок. Для этого необходимо выполнить вычисления по формулам (1-5). Принимаем, что водород на электролизных установках вырабатывается при давлении 3 МПа и температуре 27 °С.

Для определения количества водорода, которую выработает один электролизер ФВ-500М при непрерывной работе энергоблока за один год можно использовать формулу:

$$V_{H_2}^{эл} = \nu \cdot T, \quad (1)$$

где ν - производительность электролизера, м³/ч;

При этом затраты электроэнергии W на выработку $V_{H_2}^{эл}$ составят:

$$W = N_{эл} \cdot t \cdot T, \quad (2)$$

где $N_{эл}$ - мощность электролизера, кВт;

Объем водорода V_{H_2} , соответствующий годовой потребности водорода в России 2,5 млн. т в год можно вычислить из уравнения Менделеева-Клапейрона в виде:

$$pV_{H_2} = \frac{m}{M} RT_{H_2}, \quad (3)$$

где m - масса потребляемого водорода, кг;

T_{H_2} - температура водорода, К;

p - давление водорода, Па;

R - универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);

M - молярная масса водорода, г/моль.

Приведем уравнение (3) к виду:

$$V_{H_2} = \frac{mRT_{H_2}}{pM}, \quad (4)$$

Тогда количество N установок, необходимых для выработки требуемого объема V_{H_2} водорода составит:

$$N = \frac{V_{H_2}}{V_{H_2}^{эл}}, \quad (5)$$

Если обратимся к проекту АЭС-2006, то обнаружим, что самое крупное по своим размерам здание представляет собой здание машинного зала. Его габариты составляют порядка 127x45x33 м (длина-ширина-высота соответственно). Производить постройку здания больших габаритов для исследуемых объектов экономически нецелесообразно. Более того, сложно подобрать промплощадку энергоблока, которая смогла бы удовлетворить таким сооружениям.

Представим компоновку здания с габаритами, равными габаритам машинного зала с условием, что в этом здании будет располагаться только электролизное оборудование, и необходимо разместить максимальное количество установок. Очевидно, что установки в таком случае должны располагаться вплотную друг к другу, используя так называемое штабельное расположение. При длине здания 127 м и ширине электролизера 3,66 м получается, что вдоль длинной части здания возможно вместить максимально 34 шт. При ширине здания 45 м и длине электролизера 13,5 м вдоль меньшей части возможно разместить 3 ряда установок (рис. 1).

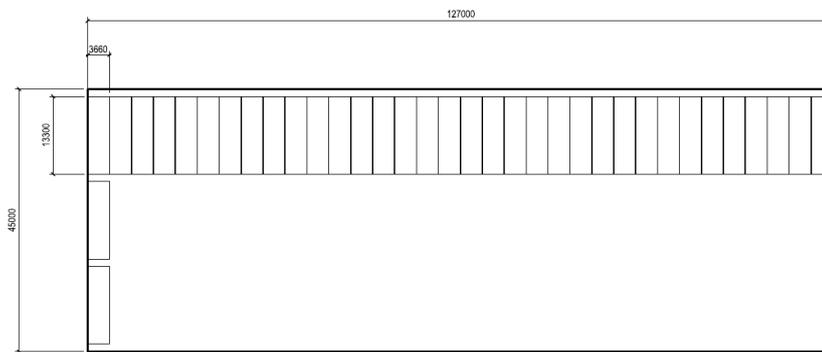


Рис. 1. Схема расположения установок в здании
Fig. 1. The layout of the installations in the building

В результате выходит, что в здание размером с машинный зал максимально возможно вместить 104 установки. Однако, помимо самих электролизеров в здании требуется расположить баки, в которые должен поступать образовавшийся продукт, коммуникации, технологические трубопроводы, шкафы управления и прочее вспомогательное оборудование. С учетом описанного выше прием максимально возможное количество установок N' равно 50 шт.

Тогда максимальный объем водорода, который теоретически можно выработать на одном энергоблоке равен:

$$V_{H_2 \max}^{\text{эл}} = \upsilon \cdot T \cdot N', \quad (6)$$

Необходимое количество мощности для выработки объема водорода $V_{H_2 \max}^{\text{эл}}$:

$$P = N' \cdot N_{\text{эл}}, \quad (7)$$

Отсюда можно определить необходимые затраты $Z_{\text{кап}}$ на выработку объема водорода $V_{H_2 \max}^{\text{эл}}$:

$$Z_{\text{кап}} = k \cdot N' \cdot N_{\text{эл}}, \quad (8)$$

где k удельные капиталовложения, тыс. руб/кВт.

Для расчета экономических показателей работы энергокомплекса используется методика, которую представили *K.C. Kavvadias* и *I. Khamis* в научной работе МАГАТЭ [17-19], посвященной сравнению стоимости опресненной воды, полученной с помощью традиционной тепловой энергии и атомной энергии, с использованием метода вероятностной оценки. Методика принята в силу схожести процесса выработки водорода и опресненной воды, например, оба процесса требуют подвода и отвода химически подготовленной воды и большого количества электроэнергии для поддержания процесса, за исключением необходимости в дополнительном источнике тепла для выработки водорода и многоступенчатого подъема морской воды; схожести требуемых исходных данных; схожести исследуемых экономических показателей.

Расчеты и последующее математическое моделирование проводятся в САПР *Mathcad Prime 5.0*.

Расчет экономических показателей работы одноцелевой атомной установки для производства электроэнергии.

В соответствии с методикой *K.C. Kavvadias* и *I. Khamis*, для начала необходимо выполнить расчет показателей одноцелевой установки для производства электроэнергии по формулам (9-23). В результате вычислений будет найдена удельная стоимость электроэнергии для одноцелевой установки, которая будет использована при нахождении удельной стоимости произведенного водорода.

Удельные единовременные капиталовложения на возведение энергоустановки:

$$Cets(Ce) = Ce \cdot (1 + DCr + kec), \quad (9)$$

где Ce - удельные капиталовложения на возведение энергоустановки, значение будет уточнено в дальнейших расчетах, \$/кВт;

DCr - коэффициент увеличения капитальных затрат в зависимости от расположения промплощадки строительства;

kec - коэффициент запаса непредвиденных расходов;

Электрическая мощность энергоблока брутто:

$$pen = Q_{tp} \cdot E_b, \quad (10)$$

где $Q_{tp} = 3212$ - тепловая мощность реакторной установки проекта АЭС-2006, МВт;

$E_b = 37$ - коэффициент полезного действия (КПД) энергоблока, %.

Единовременные капиталовложения:

$$Cecon(Ce) = Cets(Ce) \cdot pen^{cen}, \quad (11)$$

где $cen = 1,1$ - коэффициент масштабирования капиталозатрат на возведение, принимается в соответствии с [19].

Величина стоимости процентов в течение срока строительства:

$$Cecon(Ce) = Cecon(Ce) \cdot \left[(1 + ir)^{\frac{Le}{24}} - 1 \right], \quad (12)$$

где ir - ключевая процентная ставка;

Le - срок сооружения энергоблока;

Величина инвестиций:

$$Ceinv(Ce) = Cecon(Ce) + IDC(Ce), \quad (13)$$

Ежегодные капитальные затраты:

$$alcc(Ce) = Ceinv(Ce) \cdot lfc, \quad (14)$$

где lfc - фактор возврата капитала.

$$lfc = pmt(i, Lep, -1), \quad (15)$$

где pmt - финансовая функция, используется для вычисления размера периодического платежа по ссуде исходя из заданной процентной ставки и постоянной периодичности платежей;

i - норма дисконта;

Lep - срок эксплуатации энергоблока;

Затраты на вывод энергоблока из эксплуатации:

$$Cdec(Ce) = Ce \cdot kdcopp \cdot pen, \quad (16)$$

где $kdcopp$ - коэффициент учета затрат на вывод энергоблока из эксплуатации;

Ежегодные затраты на вывод энергоблока из эксплуатации:

$$adec(Ce) = Cdec(Ce) \cdot lff, \quad (17)$$

где lff - фактор усреднения затрат на топливо за срок эксплуатации, %;

$$lff = (1 + eff)^{Le} \cdot \frac{1}{i - eff} \cdot \left[1 - \left(\frac{1 + eff}{1 + i} \right)^{Le} \right] \cdot lfc, \quad (18)$$

где eff - ежегодное увеличение стоимости топлива;

Ежегодное производство электроэнергии:

$$adpr = pen \cdot App \cdot 8760, \quad (19)$$

где App - КИУМ, %;

Ежегодные затраты на топливо:

$$afc(Csf) = Csf \cdot adpr \cdot lff, \quad (20)$$

где Csf - удельные топливные затраты, \$/МВт·ч;

Ежегодные затраты на эксплуатацию:

$$aom = Ceom \cdot adpr, \quad (21)$$

где $Ceom = 19,7$ - удельные эксплуатационные затраты, \$/МВт·ч;

Суммарные ежегодные затраты на энергоблок:

$$arev(Ce, Csf) = alcc(Ce) + adec(Ce) + afc(Csf) + aom, \quad (22)$$

Удельная стоимость электроэнергии:

$$ipc(Ce, Csf) = \frac{arev(Ce, Csf)}{adpr}, \quad (23)$$

Расчет экономических показателей работы двухцелевой атомно-водородной установки для когенерации электроэнергии и водорода

В соответствии с методикой К.С. Kavvadias и I. Khamis, после расчета удельной стоимости производства электрической энергии для одноцелевой установки, необходимо

выполнить расчет показателей двухцелевой установки для производства электроэнергии и водорода. Искомым показателем является удельная стоимость производимого водорода. Вычисления проводятся по формулам (24-43).

Ниже приведены формулы, применяемые в используемой методике расчета в случае двухцелевой атомно-водородной установки для когенерации электроэнергии и водорода.

Суточная выработка водорода:

$$Wro = v \cdot N' \cdot 24, \quad (24)$$

Удельные затраты на электролизные установки:

$$Cmu = \frac{3_{\text{кап}}}{Wro}, \quad (25)$$

Удельные капиталовложения на подвод и отвод воды к электролизерам:

$$Cmio(Cmu) = Cmu \cdot Csmo, \quad (26)$$

где $Csmo$ - фактор капитальных затрат на подвод/отвод воды к электролизерам;

Общие капитальные затраты на подвод/отвод воды к электролизерам:

$$cms(Cmu) = Cmu \cdot kmsus + cmio(Cmu), \quad (27)$$

где $kmsus = 1,1$ - коэффициент учета размера установки;

Исходные затраты на подстанцию с водородными установками (ВУ):

$$cmsab(Cmu) = cms \cdot (Cmu) \cdot Wro, \quad (28)$$

Отчисления владельцам подстанции с ВУ:

$$DCcmso(Cmu) = cmsab(Cmu) \cdot kmo, \quad (29)$$

где kmo - уровень отчислений владельцам ВУ.

Отчисления на непредвиденные расходы ВУ:

$$DCcmssc(Cmu) = [cmsab(Cmu) + Dcmso(Cmu)] \cdot kmc, \quad (30)$$

где kmc - отчисления на непредвиденные расходы.

Затраты на подстанцию с ВУ:

$$Cmscon(Cmu) = cmsab(Cmu) + DCcmso(Cmu) + DCcmssc(Cmu) \quad (31)$$

Затраты на страховку:

$$Cins(Cmu) = Cmscon(Cmu) \cdot kmi, \quad (32)$$

где kmi - расходы на страховку подстанции с ВУ.

Годовая выработка водорода подстанции с ВУ:

$$Wpms = Wro \cdot Aepm \cdot 365, \quad (33)$$

где $Aepm$ - КИУМ подстанции с ВУ, %.

$$Aepm = Apm \cdot App, \quad (34)$$

где Apm - КИУМ ВУ.

Затраты на материалы для эксплуатации ВУ:

$$Cmst = Wpms \cdot (cmm \cdot Fma + cmsp \cdot Fpp + cmcpr + cmcpro), \quad (35)$$

где $cmm = 0,5$ - удельные капиталовложения на замену частей ВУ во время обслуживания, \$/м³;

$Fma = 0,3$ - коэффициент влияния габаритов установки;

$cmsp = 0,1$ - удельные капиталовложения на запасные части ВУ, $\frac{\$}{\text{м}^3}$;

$Fpp = 0,99$ - коэффициент влияния эксплуатационных затрат на вспомогательное оборудование;

$cmcpr = 0,7$ - удельные капиталовложения на химическую подготовку сырья ВУ, \$/м³;

$cmcpro = 0,2$ - удельные капиталовложения на содержание продуктов ВУ, прошедших химическую подготовку, \$/м³.

Стоимость процентов в течение срока строительства подстанции с ВУ:

$$IDCs(Cmu) = Cmscon(Cmu) \cdot \left[\frac{Lm}{(1+ir)^{24}} - 1 \right], \quad (36)$$

где $Lm = 1$ - срок поставки оборудования подстанции с ВУ, лет.

Ежегодные затраты на эксплуатацию подстанции с ВУ:

$$Cmsom(Cmu) = Cmst + Cins(Cmu). \quad (37)$$

Полные требуемые инвестиции в подстанцию:

$$Cmsinv(Cmu) = Cmscon(Cmu) + IDCs(Cmu), \quad (38)$$

Ежегодные инвестиции в подстанцию с ВУ:

$$Cmsinv(Cmu) = Cmscon(Cmu) \cdot lfcw, \quad (39)$$

где $lfcw$ - фактор возврата капитала, вложенного в подстанцию с ВУ.

$$lfcw = pmt(i, Lhp, -1), \quad (40)$$

где Lhp - срок эксплуатации подстанции с ВУ, лет.

Ежегодные затраты на электроэнергию на привод ВУ:

$$amsrev(Ce, Csf) = P \cdot Aepm \cdot 8760 \cdot lpc \cdot khp, \quad (41)$$

где P - мощность, потребляемая электролизными установками, МВт;

$khp = 1.3$ - фактор, учитывающий потребление мощности вспомогательным оборудованием подстанции с ВУ.

Полные ежегодные эксплуатационные затраты подстанции:

$$amsrev(Ce, Csf, Cmu) = amsf(Cmu) + amsepc(Ce, Csf) + Cmsom(Cmu) \quad (42)$$

Стоимость производства водорода:

$$Wmst(Ce, Csf, Cmu) = \frac{amsrev(Ce, Csf, Cmu)}{Wpms}. \quad (43)$$

Анализ влияния установленной мощности водородной установки на удельную стоимость производимого водорода

Для проведения анализа влияния мощности ВУ на удельную стоимость вырабатываемого водорода были проведены расчеты при постепенно снижающейся мощности комплекса при 150 МВт (исходный вариант), 120 МВт, 90 МВт и 60 МВт соответственно.

В рассматриваемых вариантах проводится пересчет значений функции $Wmst$, в конце которого строится график кумулятивного распределения. По изменению графика можно эффективно пронаблюдать изменения значений удельной себестоимости. Исходные данные для пересчета – параметры Wro и P , остальные же параметры находятся в зависимости от них в расчете двухцелевой установки.

Результаты и обсуждения

Результаты расчета максимально возможной выработки водорода приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Результаты расчета максимально возможной выработки водорода

Параметр	Значение
$V_{H_2}^{эл} \max, \text{ м}^3/\text{год}$	$1,927 \cdot 10^8$
Покрытие выработанного водорода от годового потребления в РФ, %	18,53
$P, \text{ кВт}$	$1,5 \cdot 10^5$
$Z_{\text{кап}}, \text{ млн. руб.}$	$2,055 \cdot 10^3$

Ключевым показателем расчета одноцелевой атомной установки является удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии. Для проверки достоверности результатов проведенных расчетов производится построение гистограммы распределения значений удельной стоимости электроэнергии функции lpc вида (рис. 2).

Значение по оси ординат соответствует значению функции lpc , а значение по оси абсцисс соответствует количеству выборок, при которых функция lpc принимает то или иное значение.

На основании гистограммы можно сделать вывод о корректности проведенных расчетов, так как вид гистограммы соответствует виду нормального распределения вероятности, которое изначально задавалось при моделировании.

Искомым значением функции является значение медианы графика кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости электроэнергии (рис. 3).

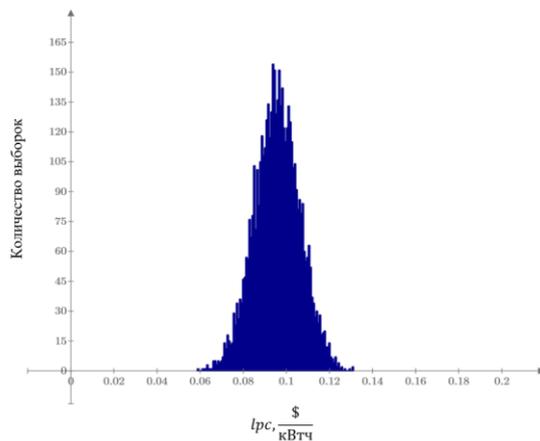


Рис. 2. Гистограмма распределения значений удельной стоимости электроэнергии
 Fig. 2. Histogram of the distribution of the values of the specific cost of electricity

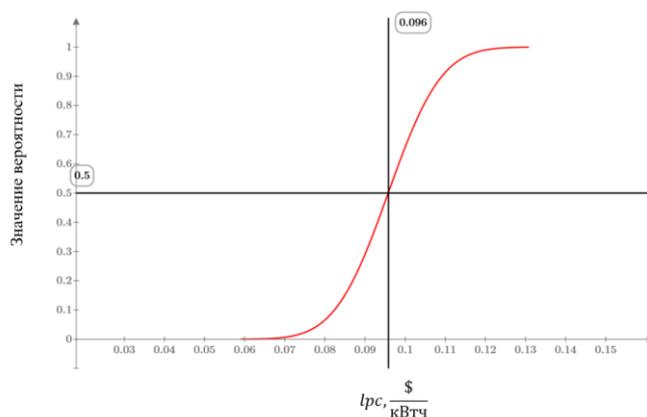


Рис. 3. График кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости электроэнергии
 Fig. 3. Plot of the cumulative probability distribution of the value of the unit cost of electricity.

Значение по оси ординат соответствует распределению вероятности значения случайной величины в пределах $[0;1]$, а абсцисс по оси ординат соответствует значению функции lpc . Медиана кумулятивного распределения принимает значение $lpc(0,5) = 0,096$ \$/кВтч.

Ключевым показателем расчета двухцелевого атомно-водородного комплекса, в свою очередь, является удельная стоимость вырабатываемого водорода (рис. 4).

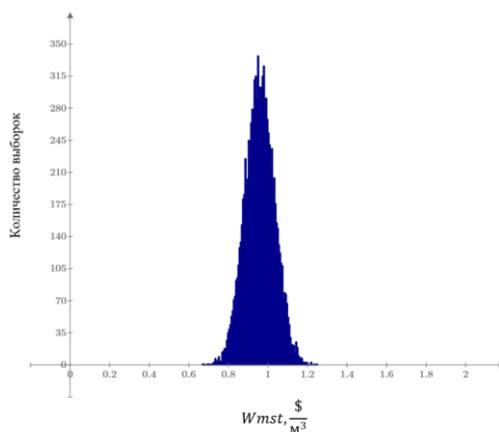


Рис. 4. Гистограмма распределения значений удельной стоимости водорода
 Fig. 4. Histogram of the distribution of the values of the specific cost of hydrogen

Аналогично, значение по оси ординат соответствует значению функции $Wmst$, а значение по оси абсцисс соответствует количеству выборок, при которых функция $Wmst$ принимает то или иное значение.

Искомым значением функции является значение медианы кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости водорода (рис. 5).

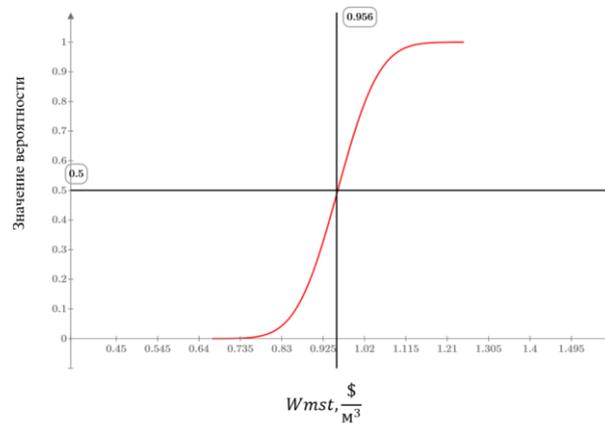


Рис. 5. График кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости водорода

Fig. 5. Plot of the cumulative probability distribution of the value of the specific cost of hydrogen

Значение по оси ординат соответствует распределению вероятности значения случайной величины в пределах $[0;1]$, а значение по оси абсцисс соответствует значению функции $Wmst$. Медиана кумулятивного распределения принимает значение $Wmst(0,5) = 0,956 \text{ \$}/\text{м}^3$.

При анализе влияния установленной мощности комплекса на удельную стоимость вырабатываемого водорода было обнаружено, вопреки ожидаемому результату, что установленная мощность водородного комплекса не влияет на конечную стоимость производимого продукта (рис. 6).

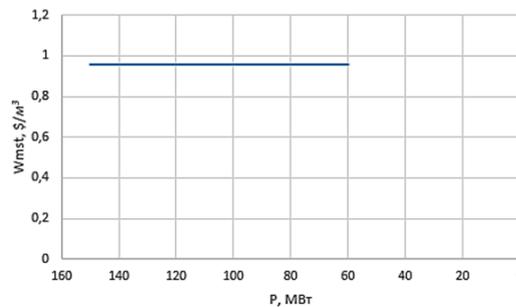


Рис. 6. График зависимости удельной стоимости водорода от установленной мощности водородного комплекса

Fig. 6. Graph of the dependence of the specific cost of hydrogen on the installed capacity of the hydrogen complex

Также было обнаружено, что основное влияние на конечный результат оказывает параметр Stu - удельные затраты на электролизные установки. Соответственно, при применении одной и той же типовой электролизной установки этот параметр остается неизменным. Следовательно, эта методика расчета будет более эффективна при сравнении электролизных установок различной единичной мощности. Также данный метод вероятностной оценки может использоваться при сравнении себестоимости получаемого продукта от различных источников энергии с различными капиталозатратами на возведение и эксплуатацию.

Выводы

1. Произведена оценка затрат ресурсов АЭС на производство водорода методом электролиза воды, которые составили $Z_{\text{кап}} = 2,055 \cdot 10^3$ млн. руб. капиталовложений и $P = 150$ МВт потребляемой мощности при теоретически возможной выработке водорода

$$V_{\text{H}_2}^{\text{эл}}_{\text{max}} = 1,927 \cdot 10^8 \text{ м}^3/\text{год};$$

2. Произведен расчет показателей работы одноцелевой атомной установки и двухцелевого атомно-водородного комплекса для совместного производства электроэнергии и водорода с использованием методов вероятностной оценки. Расчет был произведен в САПР *Mathcad Prime*. В результате расчета получены графики кумулятивного распределения вероятностей значений исследуемых функций $Ipc(Ce, Csf)$ и $Wmst(Ce, Csf, Cmu)$. Ключевые показатели составили $Ipc(0,5) = 0,096$ \$/кВт·ч – удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии и $Wmst(0,5) = 0,956$ \$/м³ – удельная стоимость вырабатываемого водорода (значительно ниже среднерыночных значений порядка 10-12 \$/м³ в ценах в г. Москве на момент 06.2020);

3. Произведен анализ влияния суммарной установленной мощности водородного комплекса на конечную себестоимость вырабатываемого продукта, который показал, что суммарная мощность всего водородного комплекса не оказывает влияния на себестоимость, что говорит об ограниченности применения данной методики расчета, но в то же время открывается возможность для перспективных исследований данного вопроса.

Литература

1. Водородные энергетические технологии: Материалы семинара лаборатории ВЭТ ОИВТ РАН: сб. науч. тр. // редкол.: Дуников Д.О. М.: ОИВТ РАН, 2017. № 1.190 с.
2. The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. IEA Report for the G20, Japan. 2019. 203 с;
3. Opportunities for Australia from Hydrogen Exports // ACIL Allen Consulting for ARENA. 2018. 114 с.
4. Н.Л. Солодова, Р.Р. Минугулов, Е.А. Емельянычева. Водород как перспективный энергоноситель. Современные методы получения водорода // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т.18. №3.
5. Н.Л. Солодова, Е.И. Черкасова, И.И. Салахов, и др. Водород – энергоноситель и реагент. Технологии его получения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19, №11-12.
6. Астановский Д.Л., Астановский Л.З., Кустов П.В. Энергосберегающее, экологически чистое получение водорода из углеводородного сырья // Химические технологии и продукты. 2016. №3. С. 10-16.
7. Марченко О.В., Соломин С.В.. Анализ эффективности аккумулирования электрической энергии и водорода в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии // Вестник ИрГТУ 2018. Т. 22. № 3. С.183-193.
8. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка эффективности получения водорода на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2016. №05-06. С.193-194.
9. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В. Оценка системной эффективности атомно-водородного энергетического комплекса // Теплоэнергетика. 2019. №3. С. 57-71.
10. Аминов Р.З., Портянкин А.В. Анализ компоновочных решений электролизного цеха водородной надстройки с учетом надежности и взрывопожароопасности // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 5-6. С. 29-36.
11. Куликов С. Первый хочет стать главным // Эксперт. 2019. №48. С. 46-52.
12. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному будущему // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. 2019. 63 с.
13. Гриб Н. Водородная энергетика: мифы и реальность. Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль». 2019. №19. С. 61-69.
14. Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В. Перспективы использования атомной энергии для промышленного производства водорода // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЭЕ-2020). Материалы международной научно-практической конференции. 2020. С. 76-78.
15. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., и др. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 6. С. 79-91.
16. Петрушенко Ю.Я., Брусов В.А., Агафонов Ю.М., и др. К вопросу получения атомарного водорода и возможности его применения в энергетике // Известия высших

учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. № 11-12. С. 170-177.

17. Kavvadias K.C., Khamis I. Sensitivity analysis and probabilistic assessment of seawater desalination costs fueled by nuclear and fossil fuel // Energy Policy. 2014. V.74. pp.24-30;

18. Kavvadias K., Khamis I. 2010. The IAEA DEEP desalination economic model: a critical review. Desalination 257(1-3). pp.150–157.

19. Du Y., Parsons J.E. Update on the Cost of Nuclear Power. Center for Energy and Environmental Policy Research. MIT. 2009.

Авторы публикации

Колбанцев Юрий Андреевич – аспирант, Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого»; инженер-проектировщик АО «АТОМПРОЕКТ».

Конюшин Максим Валерьевич – старший преподаватель, Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого.

Калютник Александр Антонович – канд. техн. наук, директор Высшей школы атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого.

References

1. *Vodorodnye energeticheskie tekhnologii: Materialy seminarov laboratorii VET OIVT RAN: sb. nauch. tr. redkol.: D.O. Dunikov otv. red. M.: OIVT RAN. 2017;1:190.*

2. *The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities.* IEA Report for the G20, Japan. 2019. 203 p.

3. *Opportunities for Australia from Hydrogen Exports.* ACIL Allen Consulting for ARENA. 2018. 114 p.

4. Solodova NL, Minugulov RR, Emel'yanycheva EA. Vodorod kak perspektivnyi energonositel'. *Sovremennye metody polucheniya vodoroda. Vestnik KSPEU.* 2015;18(3).

5. Solodova NL, Cherkasova EI, Salakhov II, VP. Tutubalina. Vodorod – energonositel' i reagent. *Tekhnologii ego polucheniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki.* 2017;19(11-12).

6. Astanovskii DL, Astanovskii LZ, Kustov PV. Energoberegayushchee, ekologicheskoe chistoe poluchenie vodoroda iz uglevodorodnogo syr'ya. *Khimicheskie tekhnologii i produkty.* 2016;3(10-16).

7. Marchenko OV, Solomin SV. Analiz effektivnosti akumulirovaniya elektricheskoi energii i vodoroda v energosistemakh s vozobnovlyaemyimi istochnikami energii. *Vestnik IrGTU.* 2018;22:183-193.

8. Aminov RZ, Bairamov AN. Otsenka effektivnosti polucheniya vodoroda na baze vnepikovoii elektroenergii AES. *Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal Al'ternativnaya energetika i ekologiya.* 2016; 05-06:(193-194).

9. Aminov RZ, Bairamov AN, Garievskii M.V. Otsenka sistemnoi effektivnosti atomno-vodorodnogo energeticheskogo kompleksa. *Teploenergetika.* 2019;3:57-71;

10. Aminov R.Z., Portyankin A.V. Analiz komponovochnykh reshenii elektroliznogo tsekha vodorodnoi nadstroiki s uchetom nadezhnosti i vzryvopozharoopasnosti. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki.* 2018;20(5-6):29-36.

11. Kulikov S. Pervyi khochet stat' glavnym. *Ekspert.* 2019;48:46-52.

12. Mitrova T, Mel'nikov Yu, Chugunov D. Vodorodnaya ekonomika – put' k nizkouglerodnomu budushchemu. *Tsentr energetiki Moskovskoi shkoly upravleniya SKOLKOVO.* 2019. 63p.

13. Grib N. Vodorodnaya energetika: mify i real'nost'. *Analiticheskii zhurnal Neftegazovaya vertikal'.* 2019;19:61-69.

14. Kolbantsev YuA., Konyushin MV. *Perspektivy ispol'zovaniya atomnoi energii dlya promyshlennogo proizvodstva vodoroda. Sovremennye tekhnologii i ekonomika v energetike (MTEE-2020). Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii.* 2020. pp. 76-78.

15. Filimonova A.A., Chichirov A.A., Chichirova N.D., et al. Perspektivy razvitiya vodorodnoy energetiki v Tatarstane. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki.* 2020;22(6):79-91.

16. Petrushenko YuYa., Brusov VA, Agafonov YuM., et al. K voprosy polycheniya atomnogo vodoroda i vozmozhnosti ego primeneniya v energetike. *Izvestiya vysshikh*

uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki. 2011;11-12:170-177.

17. Kavvadias KC, Khamis I. Sensitivity analysis and probabilistic assessment of seawater desalination costs fueled by nuclear and fossil fuel. *Energy Policy.* 2014;74:24-30.

18. Kavvadias K, Khamis I. 2010. The IAEA DEEP desalination economic model: a critical review. *Desalination.* 257(1-3):150–157.

19. YDu, Parsons J.E. *Update on the Cost of Nuclear Power. Center for Energy and Environmental Policy Research.* MIT. 2009.

Authors of the publication

Yury A. Kolbantsev – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia; JSC «ATOMPROEKT».

Maxim V. Konyushin – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia.

Alexandr A. Kalyutik – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia.

Получено

10 марта 2021г.

Отредактировано

24 марта 2021г.

Принято

05 апреля 2021г.