

Общероссийский математический портал

С. П. Малышенко, А. И. Счастливцев, Анализ системы водородного аккумулирования электроэнергии в сравнении с другими системами аккумулирования, *ТВТ*, 2015, том 53, выпуск 4, 538–543

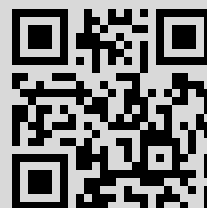
DOI: <https://doi.org/10.7868/S0040364415040183>

Использование Общероссийского математического портала Math-Net.Ru подразумевает, что вы прочитали и согласны с пользовательским соглашением
<http://www.mathnet.ru/rus/agreement>

Параметры загрузки:

IP: 46.150.97.94

15 ноября 2018 г., 18:44:10



УДК 620.97,620.92

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ВОДОРОДНОГО АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СРАВНЕНИИ С ДРУГИМИ СИСТЕМАМИ АККУМУЛИРОВАНИЯ

© 2015 г. **С. П. Малышенко**, А. И. Счастливец

Объединенный институт высоких температур РАН, Москва

E-mail: h2lab@mail.ru

Поступила в редакцию 08.10.2013 г.

Приведены результаты сравнительного анализа системы водородного аккумулирования электро-энергии и других систем аккумулирования.

DOI: 10.7868/S0040364415040183

ВВЕДЕНИЕ

Разработка энергоэффективных накопителей электроэнергии для нужд автономной энергетики на основе возобновляемых источников энергии — одно из наиболее актуальных направлений научно-исследовательских работ (НИР) в области перспективной энергетики за рубежом и в нашей стране.

Для уровня пиковых и маневренных мощностей в десятки и сотни киловатт в настоящее время разрабатывается широкий спектр перспективных электрохимических технологий (литий-ионные, натрий-серные, ванадий-редоксные и др. аккумулирующие системы). Электрохимические аккумуляторы обычно имеют невысокий ресурс (500–1500 циклов), ограниченную глубину разряда (до 30–50%) и высокую удельную стоимость. Основные направления НИР в этой области связаны с повышением указанных характеристик. Самая мощная электрохимическая аккумулирующая система создана в Канаде и рассчитана на 7 мин аварийного электропитания городской сети (12000 населения), при этом она содержит 13760 NiCad электрохимических элементов, весит 1300 т и занимает площадь около 2000 м² [1].

От ряда недостатков, присущих чисто электрохимическим системам аккумулирования электро-энергии, избавлены водородные системы аккумулирования. Принцип их работы состоит в использовании избытков электроэнергии для разложения воды на водород и кислород в электролизере, которые далее направляются в хранилища и могут храниться там практически без потерь. Наиболее дешевым способом обратного получения электроэнергии из водорода и кислорода при мощностях более 50 кВт является сжигание водорода в водородном парогенераторе с последующим использованием полученного пара в паровой турби-

не для производства электроэнергии. Следует отметить, что коэффициент рекуперации электроэнергии для водородных паротурбинных аккумулирующих систем относительно низкий (0.35–0.40), но может быть существенно повышен (до 0.5–0.65) при одновременном производстве электрической и тепловой энергии [2].

Результаты исследований, выполненных в России (ОИВТ РАН, ОАО КБХА) [3–6], Германии (DLR) [7, 8], США (NREL и др.) [9], Японии (NEDO) [100] и ряде других стран, указывают на перспективность создания водородных систем аккумулирования электроэнергии на основе водородной паротурбинной энергоустановки при уровне мощности системы от десятков киловатт до десятков мегаватт. Оценочная удельная мощность водородных паротурбинных энергоустановок составляет 800–1100 Вт/кг, и установка мощностью до 50 кВт может быть размещена в автомобиле грузоподъемностью менее 3.5 т [5].

В настоящее время Россия является мировым лидером в разработках водородных парогенерирующих устройств для водородных паротурбинных установок. Развитие этих исследований для нужд автономной энергетики позволит определить экономически наиболее эффективные ниши внедрения водородных технологий аккумулирования электроэнергии в условиях нашей страны и перейти к стадии ОКР по созданию соответствующего нового оборудования и систем.

ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА

Сравнение водородных систем аккумулирования с другими системами аккумулирования электроэнергии проведено для двух различных вариантов:

Таблица 1. Техничко-экономические характеристики систем аккумулирования электроэнергии

Параметр	ГАЭС	ВАЭС	ВРА	НКА	АВКУ	ПВКУ	АТЭ
Удельная стоимость установленной мощности СА, тыс. \$/кВт	2.5–4.0	0.8–2	0.4–2.2	0.125–0.25	2.0–3.0	1.4–2.0	3–5
Удельная стоимость системы хранения, \$/кВт ч	9–15	5–180	150–650	600–1100	0.1–15	0.1–15	0.1–15
Затраты на содержание системы, \$/кВт в год	3–5	5–27	20–55	5–25	5–15	4–12	50–120
Коэффициент рекуперации	0.67–0.72	0.3–0.4	0.8–0.9	0.65–0.8	0.35–0.54	0.3–0.4	0.4–0.5
Ресурс	30 лет	15–20 лет	2000–4000 циклов (≈5–10 лет)	3000–5000 циклов (≈8–14 лет)	20–25 лет	20–25 лет	10–15 лет

- аккумулирование электроэнергии на электростанциях с паровыми турбинами (объект централизованного энергоснабжения);

- аккумулирование электроэнергии на электростанциях, использующих возобновляемые источники энергии (объект автономного энергоснабжения).

Для сравнения использовались следующие системы аккумулирования: гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), воздушно-аккумулирующие электростанции (ВАЭС), ванадий-редоксные аккумуляторы (ВРА), никель-кадмиевые аккумуляторы (НКА), автономная водородно-кислородная установка (АВКУ), присоединенная водородно-кислородная установка (ПВКУ), аккумулятор на основе топливного элемента (АТЭ).

Исходные данные для проведения расчетов представлены в табл. 1 на основании отчетов [9, 11] и дополнены по [1, 4–6, 12, 13]. Для удобства сопоставления данных они приведены в долларах США (\$) 2010 г.

На рис. 1 представлена схема водородного аккумулирования электроэнергии на электростанциях с паровыми турбинами. В этом случае основная турбина используется для выработки дополнительного количества электроэнергии в часы пикового энергопотребления. Это снижает стоимость водородной аккумулирующей системы на 900–1200 \$/кВт по сравнению с системой, использующей автономную турбину, что позволяет ей быть конкурентоспособной при сравнении с другими системами аккумулирования, в том числе и с гидроаккумулирующими электростанциями.

Проведем расчет стоимости строительства различных аккумулирующих систем и стоимости аккумулирования для типового случая электростанции мощностью 1000 МВт, характерного для

крупных электростанций с паровыми турбинами. Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.

Оценка стоимости системы аккумулирования (СА) проводилась по следующей методике.

1. Определялась стоимость установленной мощности энергетического оборудования аккумулирующей системы:

$$S_{уст} = N_{акк} C_{уст}, \tag{1}$$

где $N_{акк}$ – установленная мощность аккумулирующей системы [кВт], $C_{уст}$ – удельная стоимость установленной мощности аккумулирующей системы [\$/кВт].

2. Определялась стоимость системы хранения:

$$S_{хр} = E_{хр} C_{хр}, \tag{2}$$

где $E_{хр}$ – емкость системы хранения [кВт ч], $C_{хр}$ – удельная стоимость системы хранения [\$/кВт ч].

3. Общая стоимость системы аккумулирования составляет

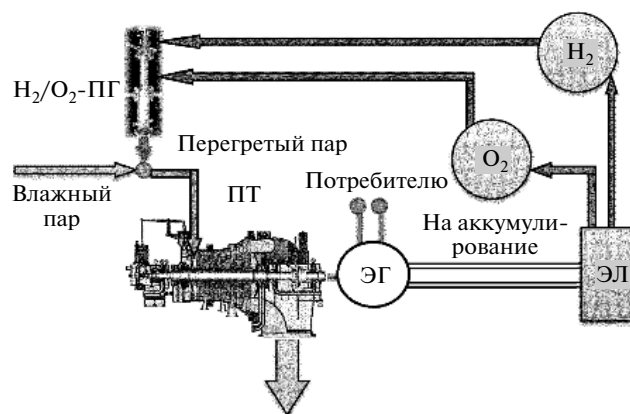


Рис. 1. Схема водородного аккумулирования электроэнергии на электростанциях с паровыми турбинами.

Таблица 2. Исходные данные для расчета энергоустановки мегаваттного уровня мощности

Параметры аккумулярования	
Номинальная мощность энергоустановки, МВт	1000
Емкость системы хранения, МВт ч	600
Мощность, вырабатываемая аккумулятором, МВт	100

Таблица 3. Сравнение систем аккумулярования для систем мегаваттного уровня мощности

Система хранения	$S_{уст}$, млн \$	$S_{хр}$, млн \$	S , млн \$	C , \$/кВт
ГАЭС	250–400	5.4–9.0	255–409	0.054–0.093
ВАЭС	80–200	3.0–100	83.0–308	0.047–0.415
ВРА	40–220	90–390	130–610	0.132–0.348
НКА	12.5–25	360–660	372–685	0.152–0.559
АВКУ	200–300	0.06–9.0	200–310	0.068*–0.202
ПВКУ	140–200	0.06–9.0	140–209	0.064–0.159
АТЭ	300–500	0.06–9.0	300–509	0.183–0.581

* Стоимость электроэнергии для автономных водородно-кислородных аккумулярующих систем с высокотемпературной паровой турбиной (температура пара на входе в турбину до 1700 К).

$$S = S_{уст} + S_{хр}. \quad (3)$$

4. Стоимость аккумулярования определялась следующим образом:

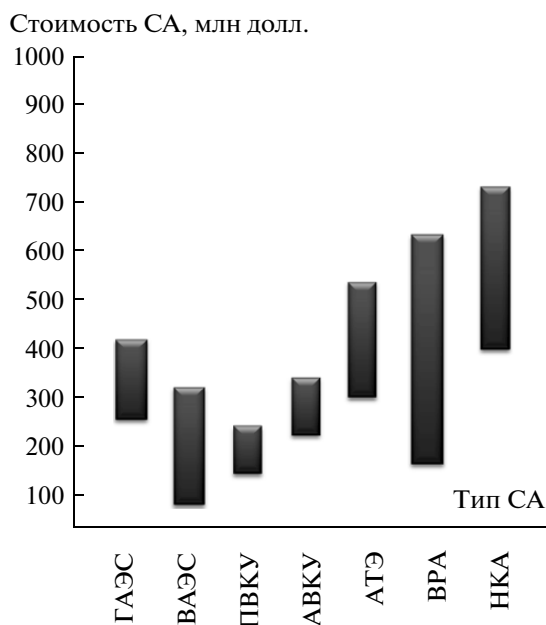
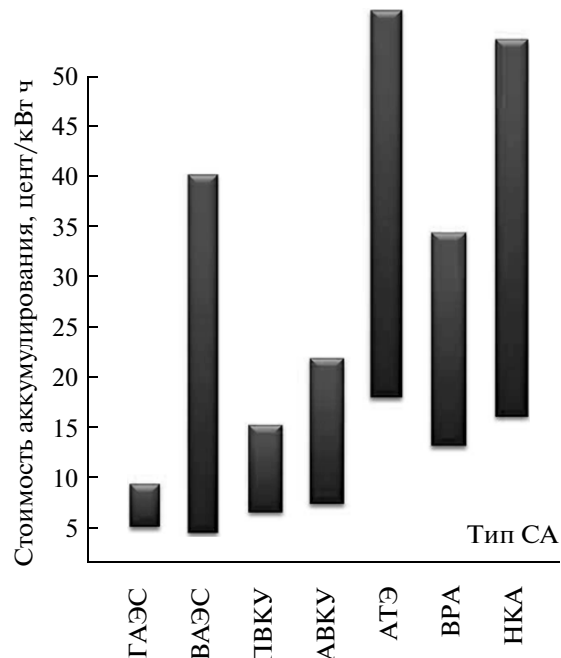
$$C = (S + S_{сод}T)/E_{хр}T \times 365K_p, \quad (4)$$

где $S_{сод}$ – затраты на содержание системы [\$/год], T – срок эксплуатации (ресурс), K_p – коэффициент рекуперации электроэнергии.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Проведя расчет с использованием данных табл. 1 и 2, получаем результаты, представленные в табл. 3 и на рис. 2, 3.

Объект централизованного энергоснабжения номинальной мощностью 1000 МВт, работающий с коэффициентом установленной мощности 0.8,

**Рис. 2.** Стоимость системы аккумулярования на электростанциях с паровыми турбинами.**Рис. 3.** Стоимость аккумулярования на электростанциях с паровыми турбинами.

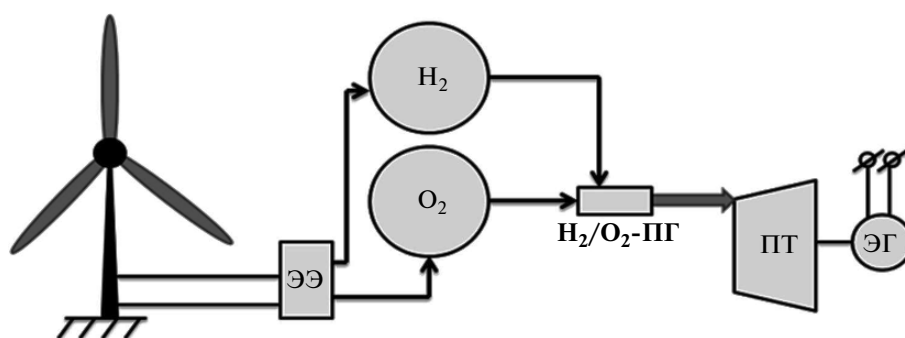


Рис. 4. Схема водородного аккумулятора энергии на возобновляемых источниках энергии для автономных потребителей.

вырабатывает за сутки $1000 \times 24 \times 0.8 = 19200$ МВт ч электроэнергии. Заданная в табл. 2 емкость системы аккумулирования, равная 600 МВт ч, обеспечивает возможность аккумулирования 3.12% всей произведенной электроэнергии. При этом стоимость аккумулирующих емкостей для водородных систем аккумулирования при хранении водорода и кислорода в металлических емкостях составит 8000–9000 тыс. \$, что в 20–60 раз ниже по сравнению с электрохимическими аккумуляторами.

Использование водородных систем аккумулирования с водородно-кислородным парогенератором позволяет повысить маневренность энергоблока. Под маневренностью энергоблока понимают комплекс свойств, определяющих его способность быстро откликаться на требование энергосистемы изменить свою мощность, быстро запускаться и останавливаться без снижения надежности оборудования в недопустимых пределах. К числу наиболее важных свойств, входящих в этот комплекс, относятся:

- регулировочный диапазон энергоблока, число допустимых изменений нагрузки в пределах регулировочного диапазона и скорость изменения нагрузки;
- длительности пуска энергоблока из различных тепловых состояний;
- возможность работы при аварийных режимах в энергосистеме.

Повышение маневренности объекта централизованного энергоснабжения, при использовании водородной аккумулирующей системы обеспечивается за счет следующих факторов.

- Скорость изменения мощности энергоустановки и длительность пуска из различных тепловых состояний в основном ограничена инерционностью стационарного парогенератора и составляет в среднем 1–1.5% от номинальной мощности в минуту. При использовании водородной системы аккумулирования, включающей в себя водородно-кислородный парогенератор, эти ограниче-

ния снимаются. При заданной в табл. 2 вырабатываемой аккумулятором мощности 100 МВт и полученном в работах [2–4] при испытаниях водородно-кислородных парогенераторов времени выхода на номинальный режим менее 10 с, изменение мощности энергоустановки может составить до 1% в секунду.

- При возникновении аварийной ситуации на объекте централизованного энергоснабжения из-за снижения мощности основного парогенератора, приводящей к снижению расхода генерируемого пара или снижению его температуры, включение водородно-кислородного парогенератора может обеспечить выработку дополнительной мощности в течение 2–3 часов, что позволит либо провести необходимые ремонтные работы, либо обеспечить плавный останов энергоблока, исключая его повреждение.

Расчет стоимости аккумулирования электроэнергии показал, что для водородных систем аккумулирования на основе паротурбинных технологий она на 15–20% выше, чем для ГАЭС, но в то же время значительно ниже (в 2–4 раза), чем у электрохимических аккумуляторов. Наиболее низкой является стоимость аккумулирования для ВАЭС (0.047 \$/кВт ч), но при условии наличия подходящего подземного хранилища, а при хранении в металлических емкостях ее стоимость повышается до 0.415 \$/кВт ч. Для водородной системы аккумулирования на основе топливного элемента стоимость аккумулирования сравнима с электрохимическими аккумуляторами. Результа-

Таблица 4. Исходные данные для расчета энергоустановки киловаттного уровня мощности

Параметры аккумулирования	
Номинальная мощность энергоустановки, кВт	100
Емкость аккумулирования, кВт ч	550
Мощность вырабатываемая аккумулятором, кВт	50

Таблица 5. Сравнение систем аккумулирования для систем киловаттного уровня мощности

Система хранения	$S_{уст}$, тыс. \$	$S_{хр}$, тыс. \$	S , тыс. \$	C , \$/кВт
ВАЭС	40–100	2.7–99	42–199	0.027–0.221
ВРА	20–110	82.5–357	102–467	0.114–0.291
НКА	6.2–12.5	330–605	336–617	0.150–0.549
АВКУ	100–150	0.05–8.25	100–158	0.037–0.113
АТЭ	150–250	0.05–8.25	150–258	0.10–0.323

ты расчетов позволяют говорить о том, что водородные аккумулирующие системы на основе паротурбинных технологий являются конкурентоспособными по сравнению с остальными системами аккумулирования для централизованных систем энергоснабжения.

Проведем аналогичное сравнение для объектов автономного энергоснабжения. Для примера используем схему, показанную на рис. 4. В этом случае из-за отсутствия стационарной паровой турбины необходимо использование автономной паровой турбины, что на 800–1000 \$/кВт увеличивает удельную стоимость системы аккумулирования.

Расчет стоимости строительства различных аккумулирующих систем и стоимости аккумулирования выполнен для типового случая, характерного для объектов автономного энергоснабжения. Исходные данные для расчета приведены в табл. 4.

Используя данные табл. 1 и 4 и проведя расчет по формулам (1)–(4), получаем результаты, представленные в табл. 5 и на рис. 5, 6.

Объект автономного энергоснабжения номинальной мощностью 100 кВт, работающий с коэффициентом установленной мощности 0.7, вырабатывает за сутки $100 \times 24 \times 0.7 = 1680$ кВт ч электроэнергии. Заданная в табл. 4 емкость аккумулирования 550 кВт ч обеспечивает возможность аккумулирования 32.7% всей произведенной электроэнергии. При этом стоимость аккумулирующих емкостей для водородных систем аккумулирования (АВКУ и АТЭ) при хранении водорода и кислорода в металлических емкостях составит 7000–8000 долларов.

С учетом заданной в табл. 4 вырабатываемой аккумулятором мощности 50 кВт и номинальной мощности объекта централизованного энергоснабжения 100 кВт АВКУ обеспечивается возможность увеличения выдаваемой потребителю

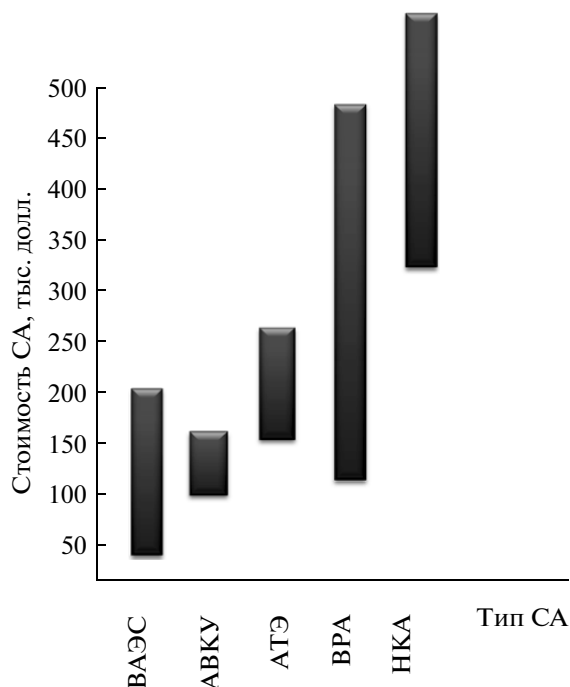


Рис. 5. Стоимость системы аккумулирования объектов автономного энергоснабжения.

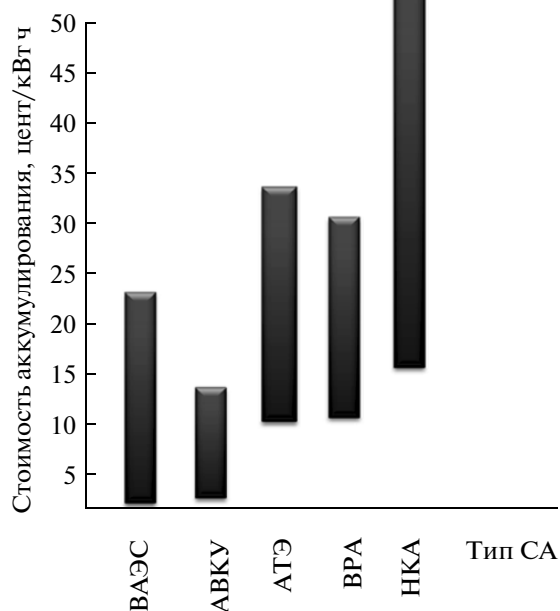


Рис. 6. Стоимость аккумулирования электроэнергии для объектов автономного энергоснабжения.

электрической мощности на 50% в течение 3–5 часов.

Результаты расчетов показывают, что наиболее эффективной системой в этом случае является ВАЭС при хранении в подземных хранилищах, а в случае хранения в металлических емкостях снижается коэффициент рекуперации электроэнергии и увеличивается стоимость системы хранения, что существенно повышает стоимость вырабатываемой электроэнергии (до 2.21 \$/кВт ч). Стоимость аккумулирования электроэнергии от АТЭ и электрохимических аккумуляторов в 2–3 раза выше стоимости от АВКУ, но следует отметить их широкую распространенность, безопасность в использовании, высокий коэффициент рекуперации. Однако при дальнейшем развитии водородных систем аккумулирования на основе паротурбинных технологий, повышении их надежности, эффективности и безопасности они могут стать одним из лучших способов аккумулирования энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Водородные аккумулирующие системы с водородно-кислородным парогенератором позволяют аккумулировать 3–4% электроэнергии, производимой объектом централизованного энергоснабжения, и до 35% для объекта автономного энергоснабжения, повышают маневренность объекта централизованного и автономного энергоснабжения на 10%, обеспечивают возможность кратковременного увеличения выдаваемой потребителю электрической мощности не менее чем на 10% от номинальной мощности для объекта централизованного энергоснабжения и на 50% для объекта автономного энергоснабжения, а также снижают характерное время выхода на режим максимальной мощности до 10 с. В целом расчеты показывают, что водородные аккумулирующие системы с водородно-кислородным парогенератором являются конкурентоспособными по сравнению с другими системами аккумулирования.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект номер 14-50-00124).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Фортв В.Е., Попель О.С.* Энергетика в современном мире. Долгопрудный: Интеллект, 2011. 168 с.
2. *Мальшенко С.П., Пригожин В.И., Рачук В.С.* Разработка и создание водородно-кислородных парогенераторов для энергетики // Инновационные технологии в энергетике. Кн. 2. Инновационные водородные и сверхпроводниковые технологии для энергетики. М.: Наука, 2012. 162 с.
3. *Malysenko S.P., Gryaznov A.N., Filatov N.I.* High-Pressure H₂/O₂ – Steam Generators and They Possible Applications // Int. J. Hydrogen Energy. 2004. № 29. P. 589.
4. *Мальшенко С.П., Пригожин В.И., Рачук В.С.* Водородно-кислородные парогенераторы // Современное машиностроение. 2009. № 2–3(8–9). С. 54.
5. *Бударгин О.М., Мальшенко С.П., Шишкин А.Н.* Инновационные водородные и сверхпроводниковые технологии для энергетики // Инновационные технологии в энергетике / Под ред. Бударгина О.М., Мальшенко С.П. М.: Наука, 2012. Т. 2. С. 5.
6. *Трухний А.Д., Изюмов М.А., Поваров О.А., Мальшенко С.П.* Основы современной энергетики // Современная теплоэнергетика / Под ред. Трухния А.Д. Т. 1. Гл. 20. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. С. 430.
7. *Sternfeld H.J., Heinrich P.* A Demonstration Plant for the Hydrogen/Oxygen Spinning Reserve // Int. J. Hydrogen Energy. 1989. V. 14. № 10. P. 703.
8. *Haidn O.J., Fröhlke K., Carl J., Weingartner S.* Improved Combustion Efficiency of a H₂/O₂ Steam Generator for Spinning Reserve Application // Int. J. Hydrogen Energy. 1998. V. 23. № 6. P. 491.
9. *Steward D., Saur G., Penev M., Ramsden T.* Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus other Technologies for Electrical Energy Storage. Tech. Rep. NREL/TP-560-46719. November 2009. U.S. Department of Energy. (<http://oe.energy.gov/eac.htm>).
10. *Hijikata T.* Research and Development of International Clean Energy Network Using Hydrogen Energy (WE-NET) // Int. J. Hydrogen Energy. 2002. V. 27. № 2. P. 115.
11. *Schoenung S.M.* Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage. A Study by the DOE Energy Storage Systems Program // SAND2001-0765. 2001. (<http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2001/010765.pdf>).
12. *Gorlov A.M.* Hydrogen as an Activating Fuel for a Tidal Power Plant // Int. J. Hydrogen Energy. 1981. V. 6. № 3. P. 243.
13. *Weinmann O.* Hydrogen – the Flexible Storage for Electrical Energy // Power Eng. J. 1999. № 3. P. 164.