НП «Гидроэнергетика России»

Проект ПРООН / ГЭФ / Минприроды России
«Задачи сохранения биоразнообразия
в политике и программах развития
энергетического сектора России»

ПЯТОЕ ВСЕРОССИЙСКОЕ СОВЕЩАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКОВ

**Сильной России –
мощную обновленную гидроэнергетику!**

ДОКЛАДЫ И ВЫСТУПЛЕНИЯ

**Санкт-Петербург
28–29 ноября 2013 г.**

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ЭНЕРГЕТИКА И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ

Вестник РусГидро

HydroVision RUSSIA

ЖУРНАЛ ГТ·21 ГИДРОТЕХНИКА.XXI ВЕК

Сибирский энергетик

НП «Гидроэнергетика России»

ПЯТОЕ ВСЕРОССИЙСКОЕ СОВЕЩАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКОВ

Сильной России — мощную обновленную гидроэнергетику!

РАСШИРЕННЫЕ ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

УДК 621.311.21.088.2(571.513)
ББК 31.57
С22

С22 **Пятое Всероссийское совещание гидроэнергетиков. Сильной России — мощную обновленную гидроэнергетику! М. 2013 г.** Расширенные тезисы докладов.
478 с., ил.

ISBN 978-5-9905148-1-2

В сборнике собраны доклады, поступившие на рассмотрение Программного комитета в рамках подготовки к проведению V Всероссийского совещания гидроэнергетиков. Доклады представлены в разрезе утвержденных для рассмотрения на V Всероссийском совещании гидроэнергетиков направлений. Не все доклады,представленные в сборнике, будут озвучены на V Всероссийском совещании гидроэнергетиков, но все они представляют определенный интерес для специалистов, работающих в сфере гидроэнергетики.

Редакционная коллегия:
Хазиахметов Р.М. (Председатель), Варнавский Б.П., Глаговский В.Б., Лапин Г.Г., Семенков В.М., Усталова Т.П., Рыбушкина А.В.

Программный комитет V Всероссийского совещания гидроэнергетиков и руководство НП «Гидроэнергетика России» выражает искреннюю благодарность за активное участие в организации V Всероссийского совещания гидроэнергетиков и подготовке материалов сборника: Байкову В.Н., Баранову А.Е., Беллендиру Е.Н., Бушуеву В.В., Лащенову С.Я., Молодкину К.А., Нечаеву В.В..

Редакционная группа: А.В. Рыбушкина, А.В. Лекарева, А.Б. Алибеков
Компьютерная верстка: ООО «РА Ильф»

Отпечатано в ООО «РА Ильф»

ISBN 978-5-9905148-1-2

© НП «Гидроэнергетика России», 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 12

Информация о результатах выполнения решений IV Всероссийского совещания гидроэнергетиков 14

Тема «СИСТЕМНЫЕ И ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Аполлонов Ю.Е.
Проблемы развития гидроэнергетики в паводкоопасных регионах России 47

Бушуев В.В.
Роль гидроэнергетики в формировании энергетической инфраструктуры Евразии 50

Менг Д.
Развитие гидроэнергетики и бассейновое управление 52

Соловьев Д.А.
Комплексная оценка эффективности использования гидроэнергетических ресурсов для производства сжиженного водорода на восточных и северных территориях Российской Федерации 57

Шайтанов В.Я.
Роль гидроэнергетического строительства в формировании территориально-промышленных комплексов и социально-бытовой инфраструктуры районов строительства 71

Тема «УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Алибеков А.Б.
Устойчивое развитие гидроэнергетики 77

Бизина Е.В.
Проблема сохранения биоразнообразия в гидроэнергетике 84

Никитина О.И.
Развитие гидроэнергетики в Амурском бассейне: возможные перспективы и аспекты воздействия на окружающую среду 88

Литературные источники.

1. Banyan, (2012, July 26). The Mekong River: Lies, dams, and statistics. Th Economist.Accessed at http://www.economist.com/blogs/banyan2012/07 mekong-river.
2. Ferries, D (2012, June 11). Hat Trick on the Penobscot River: Fewer Dam Same Energy, More Fish. Forbes. Accessed at http://www.forbes.com/site davidferries/2012/06/11/hat-trick-on-the-pentobscot.
3. Gomez-Baggethun, E. and R. de Groot (2010). Chapter 5: Natural Capital an Ecosystem Services: The Ecological Foundation of Human Society. Page 105-121 in R. M. Harrison and R.E. Hester, eds. Ecosystem Services. RS Publishing
4. IHA (2010). Hydropower Sustainability Assessment Protocol, November 201 Available online: www.hydrosustainability.org
5. Mekong River Commission (2010). Strategic environmental Assessment o Hydropower on the Mekong Mainstem.
6. Millennium Ecosystem Assessment (MEA) (2005). Ecosystems And Huma Well-Being: Wetlands And Water Synthesis. World Resources Institute Washington, DC. Available online: http://www.millenniumassessment.org/en Synthesis.html
7. WWF (2011) Rivers for life: The case for conservation priorities in the face o water infrastructure development.
8. WWF (2006). Free-flowing rivers: Economic luxury or ecological necessity World Wide Fund for Nature Global Freshwater Programme. Available at http://assets.panda.org/downloads/freeflowingriversreport.pdf

Комплексная оценка эффективности использования гидроэнергетических ресурсов для производства сжиженного водорода на восточных и северных территориях Российской Федерации

Соловьев Дмитрий Александрович

Старший научный сотрудниклаборатории системных исследований в энергетике ФГБУ ОИВТ РАН, к.т.н.

Введение.

Водород как альтернативный источник энергии в не столь далеком будущем способен внести положительный вклад в решение острых вопросов мирового энергетического рынка. Этот элемент обладает уникальным набором свойств, определяющих его широкое использование в различных областях промышленности, но, с другой стороны, порождающих ряд технических проблем при организации процессов с участием водорода.

Мировой спрос на водород постоянно растет. Так, по прогнозам экспертов [1] рынок водорода с 87,5 млрд. долл. в 2011 году возрастет до 118 млрд. долл. к 2016, а среднегодовой рост превысит 6,2%. Спрос на водород со стороны нефтеперерабатывающей промышленности и производства аммиака является существенным драйвером. (53 млн. тонн в 2010 г.). В среднесрочном периоде рост производства и потребления водорода будет обеспечиваться, в том числе, требованиями к низкому содержанию серы в нефтепереработке, снижением качества сырой нефти и поиском альтернативных более «чистых» видов топлива [2].

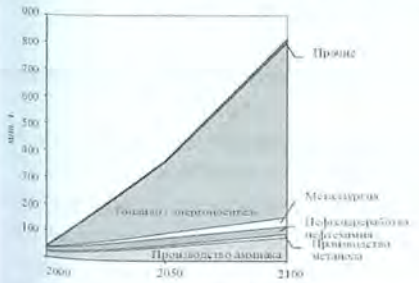

Рис.1. Прогноз потребления водорода в XXI веке [3].

Однако массовое внедрение водородной энергетики сдерживается технологическими факторами, связанными с производством водорода. Промышленное производство водорода в том, виде, в котором оно существует на данный момент времени, имеет ряд серьёзных недостатков, и первый из них — дороговизна получаемого продукта, его доставка к потребителю и хранение. Множество и применяемых и известных способов получения водорода либо дороги сами по себе, либо малопроизводительны, либо энергозатратны, в результате чего производимый продукт имеет высокую себестоимость. Стоимость произведенного водорода варьируется в зависимости от метода производства от 1,5 до 11 долларов США за кг с потенциалом снижения цен. Однако даже при относительно высокой

цене водород может оказаться экономически эффективным энергоресурсом пр учете дополнительных факторов, таких как уменьшение загрязнения окружающей среды и предотвращение глобального потепления.

Для оценки *потенциала водорода на российском рынке* требуется тщательный анализ как спроса на ресурс, так и технологий его производства и использования. Так, Япония выделила 4 млрд. долл. на исследования в области водородной энергетики до 2020 года, в Европе планируется потратить на научные исследования и разработки в области водородной энергетики 5 млрд. долл., в Канаде водородные программы признаны приоритетными, компания Shell инвестирует в развитие методов генерации и использования водорода [4], а эксперты Еврокомиссии представили водородный сценарий развития мировой экономики до 2050 г. Данный сценарий предполагает производство водорода как путем термохимической конверсии первичной энергии, так и путем электролиза воды, используя как традиционные источники энергии (уголь, нефть, газ), так и альтернативные, в том числе возобновляемых (включая большую и малую гидроэнергетику, геотермальные, ветровые и солнечные электростанции, а также электростанции на биомассе и отходах). В перспективе при росте цен на традиционные энергоресурсы и при дальнейшем развитии водородных технологий вполне вероятно ожидать рост эффективности использования водорода. Основными этапами развития водородной энергетики являются технологическое развитие, вывод водорода на рынок в качестве товарной продукции и развитие инфраструктуры в долгосрочном периоде.

На рис. 1 показан один из прогнозов изменения рынка водорода в XXI веке. Прогноз предусматривает увеличение потребления водорода по сравнению с уровнем 2000 г. в 16—20 раз, причем большая часть этого увеличения (до 80%) связана с использованием водорода как топлива и энергоносителя, две трети которого будет использоваться на нужды автотранспорта.

Технико-экономические показатели технологий производства и хранения водорода.

Удельный расход энергии на сжижение водорода находится в пределах 10-12,5 кВт*ч/ кг. В дальнейших расчетах примем *Вж = 11 кВт*ч/кг.*

Удельный расход электроэнергии на производство водорода по объему в зависимости от типа и производительности электролизёров принимается из следующих соображений:

Согласно данным Института Водородной Энергетики и Плазменных Технологий РНЦ «Курчатовский институт» разработаны и производятся электролизеры с давлением водорода 3,0 МПа и разрабатываются электролизеры с давлением 130 атм. (13 МПа). Удельный расход электроэнергии выпускаемых электролизеров составляет 4,0-4,2 кВт*ч/нм^3.

Учитывая вероятный прогресс, в дальнейших расчетах принимаем значение 4,0 кВт*ч/нм^3.

Принимая удельный вес водорода в стандартных условиях равным 0,083 кг/м^3, получаем значение удельного расхода электроэнергии на производство водорода по массе:

$$Вэ = 4,0/0,083 = 48,2\ кВт*ч/кг.$$

Суммарный удельный расход электроэнергии на производство и сжижение водорода составит:

$$Вс = Вж + Вэ, = 11+48,2 = 59,2\ кВт*ч/кг.$$

Если всю выработку условной электростанции направить на производство водорода, то возможный его объем будет равен:

$$Vв = Эгод/ Вс$$

В промышленных условиях удельные расходы при электролизе воды *на 1 кг водорода составляют: электроэнергии — 55-60 кВт*ч; воды — 9 кг; кислорода — 8 кг; выбросов CO_2 — 41 кг.*

Для производства 100 норм.м^3/час водорода методом электролиза необходимо чтобы мощность питания электроэнергией от электростанции составляла величину 400 кВт, при этом расход воды будет — 78 л/час.

В настоящее время для разложения воды и получения водорода в основном применяется водно-щелочной электролиз. Щелочные электролизёры производятся рядом компаний, в т.ч.:

- Norsk Hydro Electrolyser (Норвегия), например, биполярные электролизёры производительностью 100 и 400 норм.м^3/час, работающие при атмосферном давлении. Энергозатраты на 1 норм. м^3 водорода 4,1—4,3 кВт*ч при плотностях тока до 0,3 А/см^2. Чистота водорода — 99,9%, рабочая температура — 80°С. Цена электролизёров с производительностью 100 норм.м^3/час водорода составляет — 225000 $;
- «Уралхиммаш» (Россия), Марки производимых заводом электролизеров: СЭУ-8, — 10, — 20, — 40 (рабочее давление-до 6 атм.), БЭУ-250 (комбинация из шести СЭУ-40) и ФВ-500 (рабочее давление атмосферное). Электроды всех аппаратов изготовлены из стали и профилированной стали, покрытой слоем никеля; диафрагмы асбестовые. Цена установки СЭУ-40, примерно, 3 млн. рублей (1,2 млн. — электролизёр, 1,25 млн. — источник тока и КИП). Технические характеристики СЭУ — 40: производительность — 40 норм.м3/час, расход электроэнергии — 4,5 (реально — около 5,2 кВт*ч/ норм.м^3 водорода и более, после нескольких лет работы) при номинальной плотности тока 0,2 А/см^2, рабочее давление — 6 атм., чистота газов — по водороду >99,5%, рабочая температура — 80°С, масса 30 тонн.

Сравнение энергозатрат на производство газообразного и жидкого водорода показано в табл. 2., а также в табл. 1 приведены данные по стоимости исходного энергоносителя для производства водорода различными методами.

Таблица 1. Ориентировочные технико-экономические показатели водородных технологий (производство водорода H_2)

Метод получения	Стоимость исходного энергоносителя	Стоимость водорода, долл./кг
Конверсия природного газа	3÷4 долл./ГДж	1÷4
Газификация угля	~ 1,2 долл./ГДж	0,7÷1,2

Пиролиз или газификация биомассы		0,8÷1,5
Электролиз	4,5 цент/кВт·ч	4÷6

Стоимость методов производства водорода варьируется значительно, а основной ценовой составляющей являются затраты на электроэнергию.

Таблица 2. Ориентировочные технико-экономические показатели водородных технологий (хранение водорода H_2)

Способ хранения	Стоимость хранения в течение 1 суток, долл./кг	Стоимость хранения в течение 30 суток, долл./кг
Сжатый до 20 МПа	0,14÷0,36	0,4÷3
Жидкий	0,6÷1,7	0,6÷2,2
В твердофазном связанном состоянии	0,3÷0,4	4÷8

Затраты энергии на сжижение водорода и кислорода превышают затраты энергии на его производство приблизительно в 4,5-5 раз и могут составить величину до 25 % от количества энергии, содержащегося в самом сжиженном газе.

По оценке американской национальной технической академии (National Academy of Engineering) текущая оптовая цена сжатого водорода при крупномасштабном производстве и транспортировке по трубопроводам — $2/кг, перспективная — на 40 центов ниже. Энергетически один кг водорода эквивалентен галлону бензина, текущая средняя оптовая цена которого — $2,19/галл (по состоянию на 07.2013 г.).

Удельная теплота сгорания водорода — $120,9*10^6$ Дж/кг. На автозаправках США и Японии розничная стоимость водорода, полученного преобразованием природного газа, — $3,50/кг и $6,30/кг — для электролитического (себестоимость процесса $6-$7 за килограмм водорода при использовании электричества из промышленной сети; $7-$11 за килограмм водорода при использовании электричества, получаемого от ветрогенераторов; $10-$30 за килограмм водорода при использовании солнечной энергии). Перспективная розничная цена водорода — $2,3/кг и $3,9/кг соответственно. В настоящее время средняя оптовая стоимость водорода, произведенного методом конверсии природного газа, составляет около 1,5-2,0 $/кг.

Водородные технологии в России.

Развитие водородных технологий и топливных элементов определены Российским Правительством в качестве приоритетных для дальнейшего развития национальной экономики, что означает их развитие на приоритетной основе и финансирование проектов на государственном уровне и на уровне крупных коммерческих структур.

В начале 2000-х годов Министерство Науки Российской Федерации и Федеральное Агентство по Науке и Инновациям запустили программу по исследованиям и разработке в сфере водородных технологий и начали финансирование

проектов в транспортном секторе и электрогенерации (более 40 проектов было профинансировано за счет федеральных бюджетных средств). В 2007-2009 годах более 60 организаций были вовлечены в процесс разработки проектов по производству водорода в рамках специальной федеральной программы «Исследования и разработки в приоритетных областях науки и развития технологий 2007-2012», в том числе ИВТАН и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Был подготовлен существенный задел для дальнейшего развития этой области энергетики [5].

В соответствии с Энергетической Стратегией 2030 [6] Россия вступила в фазу инвестиций в инновации и постепенной замены устаревшего оборудования в производстве (2013-2020 гг.), за которой последует фаза инновационного роста, то есть развития, которое основано на новых технологиях в производстве, инновационном оборудовании и будет характеризоваться постепенным становлением новой низкоуглеродной энергетики.

В настоящее время в России водородная энергетика перешла на вторую стадию своего развития: с разработки компонентов установок и экспериментальных установок мощностью до 10 кВт к стадии демонстрационных установок большей мощности (до 100 кВт) и постепенной их коммерциализации.

Текущие направления развития водородной энергетики диктуются экономическими потребностями мирового рынка и требованиями повышения экологической ответственности энергетики, а также Энергетической Стратегией России 2030. Сейчас водород востребован во многих производствах: в углехимии, глубокой переработке нефти и т.д., что существенно повышает спрос на него (до 3-4 млн. тонн к 2030 году в нефтепереработке) [7].

Региональные изолированные энергосистемы РФ.

Рассмотрим наиболее репрезентативные региональные изолированные энергосистемы (ИЭС), поскольку в рамках подобных энергосистем возможно наладить производство экологически чистого топлива (водорода) за счет излишков производства электроэнергии, а также повысить энергобезопасность внутри каждого отдельного региона. Российская Федерация сможет экспортировать производимый водород в рамках проекта энергомоста «Хабаровский край — Сахалин — Япония». Проект связан с планами Японии к 2030 году отказаться от использования атомной энергетики, которая дает в сумме 40 ГВт энергии. К 2018 г. Россия будет готова экспортировать в Японию порядка 500-600 МВт избыточной электроэнергии, а к 2025 году сможет поставлять в Японию уже порядка 2-4 ГВт. Часть этой энергии можно было бы использовать для производства и экспорта сжиженного водорода, что представляется экономически более выгодным путем для России. Китай так же может выступить импортером производимого водорода.

Кроме того в самой в период 2015-2030 гг. существует возможность появления спроса на водород в качестве энергоносителя.

К технически изолированным региональным энергосистемам относятся энергосистемы Северного, Западного и Центрального районов Республики Саха (Якутия), Камчатского Края, Сахалинской области, Чукотского автономного округа, Магаданской области, полуострова Таймыр. При этом в качестве нижней границы установленной мощности ИЭС обычно принимают Руст = 2,0 МВт, полагая, что в любом посёлке (селе), имеющем автономное энергоснабжение, потреби-

телями электроэнергии будут население, предприятия инфраструктуры и бюд жетные организации. Отметим также, что в этих регионах наряду с крупным изолированными энергосистемами имеется большое количество автономны энергоузлов малой мощности, которые, в свою очередь, будем относить к ИЭС

Республика Саха (Якутия). В настоящее время ИЭС занимает первое мест в России по площади обслуживания (территория Республики составляет 1/5 част России), а также по количеству генерирующих источников и протяжённости ЛЭП всех классов напряжения (свыше 20 тыс. км). Республика условно разделена н четыре автономных энергорайона, не связанных между собой электрическим сетями: Центральный, Южный, Западный и Северный. На 1 января 2009 г. уста новленная электрическая мощность энергообъектов, входящих в энергосистему Республики Саха (Якутия), составляла 1513,6 МВт, тепловая — 1698,6 Гкал/ч Объекты расположены в сложнейших природно-климатических условиях: почт вся Республика лежит в зоне вечной мерзлоты, а амплитуда колебаний темпера туры наружного воздуха превышает 100 °С (зимой температура опускается до —60 °С, а летом повышается до +40 °С).

Энергетика Якутии представлена гидрогенерацией (Вилюйская ГЭС), па ротурбинной (Якутская ГРЭС, Якутская ТЭЦ и др.) и дизельной генерацией (около 170 локальных дизельных электростанций (ДЭС). Дизельная генерация используется, в основном, в северных районах на территории 2,2 млн. кв. км (2/3 территории Республики) с населением 150 тыс. человек. Такую территорию невозможно охватить линиями электропередачи, а отсутствие крупных населён ных пунктов и промышленных потребителей делает нецелесообразным строи тельство источников генерации большой установленной мощности, вследствие чего энергообеспечение этих районов, в основном, носит социальный характер Все ДЭС, как правило, изолированные и работают на свои распределительные электросети, охватывающие территорию отдельного посёлка или села.

Камчатский край. ИЭС охватывает полуостров Камчатка и Командорские острова с территорией 472,3 тыс. кв. км. На 01.01.2009 г. суммарная установ ленная электрическая мощность энергообъектов, входящих в энергосистему Камчатского края, составляла 561,0 МВт. К ним относятся объекты гидрогене рации (каскад Толмачёвских ГЭС), паротурбинной (Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ 2), геотермальной (Паужетская ГеоЭС, Верхне-Мутновская и Мутновская Гео ЭС) и дизельной генерацией (16 локальных дизельных электростанций).

Энергосистема Камчатского края состоит из Центрального изолированного энергоузла (образованного девятью энергообъектами), Озерновского изолирован ного энергоузла (два энергообъекта) и 11 автономных энергоузлов, охватываю щих, как правило, территорию отдельного посёлка или села (преимущественно на базе дизельных электростанций).

Сахалинская область занимает 87,1 тыс. кв. км (0,5 % территории Российской Федерации), численность населения — около 511 тыс. человек. На 01.01.2009 г суммарная установленная электрическая мощность энергообъектов, входящих в энергосистему области, составляла 859 МВт (без учёта мощностей, обеспечи вающих электроэнергией проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2»).

Сахалинская энергосистема состоит из трёх изолированных энергорайонов собственно острова Сахалин (Центральный, обеспечивающий электроснабже

ние южной и центральной частей острова, Охинский — север острова и Но виковский — юго-восточная часть острова), а также автономных энергоузлов Курильских островов.

Магаданская область. Магаданская энергосистема осуществляет свою деятельность на территории Магаданской области, Чукотского автономного округа, частично республики Саха (Якутия) и состоит из четырех раздельно работающих энергоузлов: Центрального, Чаун-Билибинского, Эгвекинотского, Анадырского. Особенностью «Магаданэнерго» является её изолированность и удалённость от электросетей РАО «ЕЭС России», а также то, что Магадан ская область не имеет железных дорог.ОАО «Магаданэнерго» и его дочерние ОАО изолированы и удалены от электросетей других энергокомпаний «РАО ЭС Востока».Из Магаданской области возможны небольшие перетоки энергии в самые северные районы Якутии и в Чукотский автономный округ. Энергосис темы южной зоны образуют единую энергосеть «Восток», которая позволяет регулировать энергетический баланс в регионах, но не имеет выхода на рос сийские магистральные линии электропередачи. Электрическая мощность всех электростанций «Магаданэнерго» составляет 438,5 Мвт, тепловая мощность — 749 Гкал. В состав энергосистемы «Магаданэнерго» входят: Анадырская ТЭЦ; Аркагалинская ГРЭС; Магаданская ТЭЦ; Чаунская ТЭЦ; Эгвекинотская ГРЭС; Усть-Среднеканская ГЭС.

Оценка возможности использованию изолированных мощностей для организации производства сжиженного водорода.

Республика Саха (Якутия). Вилюйский каскад ГЭС — комплекс гидравлических электростанций в России. Расположен на реке Вилюй в Якутии. Основная часть строительства осуществлена в советский период, возведение каскада связывалось с развитием промышленности и освоением значительного природного потенциала Якутии. Комплекс ГЭС на реке Вилюй, суммарной действующей мощностью 1008 МВт, среднегодовой выработкой 3,91 млрд. кВт•ч (0,391% от общего потребления в стране) и состоящий из двух ступеней: первая ступень — Вилюйская ГЭС, мощностью 648 МВт и выработкой 2,71 млрд. кВт•ч; вторая ступень — Вилюйская ГЭС-III, мощностью 360 МВт и выработкой 1,2 млрд. кВт•ч. Вилюйские ГЭС дали возможность начать широкомасштабную разработку алмазных месторождений Якутии. Основным потребителем электроэнергии является ЗАО «АЛРОСА». ГЭС играют важную роль в обеспечении устойчивости энергосистемы Якутии.

Камчатский край. 1 Толмачёвская ГЭС-1. Мощность ГЭС — 2 МВт, среднегодовая выработка — 8,1 млн. кВт•ч. Напорные сооружения ГЭС образуют Толмачёвское водохранилище многолетнего регулирования площадью 44,3 км² (включившее в себя озеро Толмачева площадью, по разным данным, 11 — 22 км²), полезным объёмом 160 млн. м³. Толмачёвская ГЭС-2. ГЭС пущена в 2010 году и построена по деривационной схеме. Планируемые мощность ГЭС — 24,8 МВт, среднегодовая выработка — 87,6 млн. кВт•ч. Толмачёвская ГЭС-3. Мощность ГЭС — 18,4 МВт, среднегодовая выработка — 65,4 млн. кВт•ч. В здании ГЭС установлено 2 радиально-осевых гидроагрегата мощностью по 9,2 МВт, работающих при расчётном напоре 122 м.

Толмачёвские ГЭС полностью обеспечивают энергоснабжение Усть-Большерецкого района, что позволило отказаться от эксплуатации дизельных электростанций, использующих дорогостоящий привозной мазут, и уменьшить загрязнение окружающей среды. После окончания строительства ГЭС-2 и ЛЭП до Центрального энергоузла Камчатской области, Толмачёвские ГЭС будут использоваться как пиковые для сглаживания суточных и недельных колебаний графика нагрузки. Толмачёвские ГЭС управляются ОАО «Камчатский газоэнергетический комплекс», более 90% акций которого находится в собственности ОАО «РусГидро».

Магаданская область. Колымская ГЭС является основным источником энергоснабжения Магаданской области, обеспечивая около 95% её энергопотребления. Ввод ГЭС в эксплуатацию позволил вывести в резерв Аркагалинскую ГРЭС и существенно сократить потребление угля на Магаданской ТЭЦ (с прекращением отопительного периода ТЭЦ останавливается и используется электрокотельная). На электроотопление также переведён ряд населённых пунктов Магаданской области. Сокращение потребления угля позволяет ежегодно предотвращать сжигание около 1 млн. тонн этого вида топлива. В ходе возведения Колымской ГЭС были также построены посёлки Синегорье и Уптар, линии электропередачи, реконструирована транспортная инфраструктура. Годовая выработка электроэнергии 3325 млн. кВт·ч, электрическая мощность -900 МВт. Усть-Среднеканская ГЭС строится на реке Колыма и является второй в каскаде Колымских ГЭС. Мощность станции составит 570 МВт (четыре гидроагрегата мощностью по 142,5 МВт каждый), среднегодовая выработка — 2,5 млрд. кВт/ч.

Для региона, энергосистема которого остается изолированной и на 95% обеспечивается одной электростанцией — Колымской ГЭС, запуск второй станции в каскаде чрезвычайно важен. Прежде всего, это повысит энергобезопасность региона; можно будет отказаться от строительства тепловых электростанций, что сократит потребление привозного топлива и позволит снизить рост тарифов на электроэнергию за счет снижения себестоимости ее производства. Развитие гидроэнергетики стимулирует создание новых производств. Одним из характерных примеров подобной энергосистемы является строительство инновационного промышленного комплекса по производству сжиженного водорода «РусГидро» и японской фирмой «Кавасаки» Производство это энергоемкое, поэтому дополнительные мощности окажутся востребованными. Строительство завода актуально в связи с изолированностью энергосистемы магаданской области и избытка мощностей ив свете строительства Усть-Среднеканской ГЭС. Усть-Среднеканская ГЭС строится на реке Колыма и является второй в каскаде Колымских ГЭС. Мощность станции составит 570 МВт (четыре гидроагрегата мощностью по 142,5 МВт каждый), среднегодовая выработка — 2,5 млрд. кВт/ч.

Амурская область. Бурейский каскад ГЭС — комплекс гидравлических электростанций в России расположен на реке Бурея в Амурской области. Комплекс ГЭС на реке Бурея, суммарной действующей мощностью 2010 МВт, среднегодовой выработкой 7,10 млрд. кВт•ч и состоящий из двух ступеней: первая ступень — Бурейская ГЭС, мощностью 2010 МВт и выработкой 7,10 млрд. кВт•ч; вторая ступень — строящаяся Нижне-Бурейская ГЭС, проектной мощностью 320 МВт и выработкой 1,6 млрд. кВт.

Оценка экономической эффективности производства сжиженного водорода на ГЭС изолированных энергосистем РФ.

По данным МЭА, удельные капитальные вложения в строительство ГЭС в 2011 г. составляют в среднем порядка 3000$/кВт и прогнозируется их снижение до 2000$/кВт в 2030 г. Для дальнейших расчетов принимаются удельные капитальные вложения, равные Суд=2500$/кВт. Общие капитальные вложения в сооружение ГЭС составят:

*Кпэс= N * Суд= N (кВт) x 2500$/кВт, где N — установленная мощность ГЭС.*

Данных по капвложениям в электролизёры и установок по сжижению пока не найдено.

В приходной части мы имеем товарный водород. Его теплотворная способность равна:

$m = 142$ кДж/гр $= 142$ [МДж/кг] $= 142\ 10^6\ 0{,}2388$ [кал/кг] $= 33{,}91*10^3$ ккал/кг

Коэффициент пересчета в условное топливо:

* в угольный эквивалент — 4,844.
* в нефтяной эквивалент — 3,391

Следовательно, произведенный объем водорода в нефтяном эквиваленте составит:

$$V_{эк} = V_B * k_y = Vв\ (тыс.т)\ x\ 3{,}391\ (тыс.\ т.н.э.)$$

Один баррель содержит 159 л. Принимая стоимость 1 бар. нефти равной 100 $, а удельный вес нефти порядка 0,8 кг/л, вес одного барреля нефти составит — 127 кг. Тогда стоимость одной тонны нефти составит:

$$C_т = C_б + (Мг/Мб) = 100*(1000/127) = 787\ \$/т\ н.э.$$

Продавая водород по условному топливу по цене нефти, объем продаж составит:

$$C_в = C_т * V_{эк}\ (млн.\ \$\ в\ год)$$

В табл. 3 представлена оценка возможного объема производства сжиженного водорода на ГЭС изолированных энергосистем РФ при условии направления на эти цели 20% годовой выработки ГЭС и выполнен расчет объема продаж сжиженного водорода при условной цене нефти равной 100 долл. за барр. (Рис. 1.).

Полученные значения объема продаж сжиженного водорода, получаемого за счет избыточной энергии ГЭС не включает в себя затраты на хранение и транспортировку, которые в случае экспорта на значительные расстояния могут составить до 50 — 70 % от этой суммы (см. табл.1).

Аналогичная методика расчетов может быть использована не только для ГЭС, но и для других типов электростанций (в т.ч. ПЭС), входящих в ИЭС России.

Рис.1. Возможный годовой объем продаж сжиженного водорода при условной цене нефти (100$/барр), млн. $ в год.

Таблица 3. Оценка экономической эффективности производства сжиженного водорода на ГЭС изолированных энергосистем РФ

Регион РФ / ГЭС	Мощность, МВт	Годовая выработка Э год, млн. кВт•ч	Возможный объем производства сжиженного водорода VB, тыс. т.	Возможный объем производства сжиженного водорода (при использовании 20% годовой выработки ГЭС) VB, тыс. т.	Произведенный объем сж. водорода в нефтяном эквиваленте Vж, тыс. т н.э.	Объем продаж сж. водорода по усл. цене нефти (100$/бар), млн. $ в год
Республика Саха (Якутия)						
Вилюйский каскад ГЭС	1008	3910	66,05	13,21	44,66	35,15
Камчатский край						
Толмачёвская ГЭС-1	2	8,1	0,14	0,03	0,09	0,07
Толмачёвская ГЭС-3.	18,4	65,4	1,10	0,22	0,75	0,59
Толмачёвская ГЭС-2.	24,8	87,6	1,48	0,30	1,00	0,79
Магаданская область						
Колымская ГЭС	900	3325	56,17	11,23	37,98	29,89
Усть-Среднеканская ГЭС	570	2500	42,23	8,45	28,56	22,47
Амурская область						
Бурейский каскад ГЭС	2010	7100	119,93	23,99	81,10	63,82

Оценка инвестиционного проекта сооружения комплекса «Тугурская ПЭС — производство сжиженного водорода»

Сооружение приливной электростанции (ПЭС) в Тугурском заливе Охотского моря, расположенной примерно в 500 км от г. Комсомольска — на Амуре и 25 км от г. Николаевска — на Амуре только с целью электроснабжения, явно экономически не выгодно из-за высокой удельной стоимости ПЭС, и, главным образом, отсутствия нагрузки соответствующей мощности, а также необходимости строительства линий электропередач.

Цели проекта:

- сокращение добычи, транспортировки и сжигания топлива для тепловых электростанций на 7 млн.т условного заменяемого топлива;
- уменьшение загрязнения атмосферы Дальнего Востока на 17 млн.т выбросов в год;
- обеспечение дешёвой и возобновляемой энергией морских приливов потребителей всего региона, в том числе Южной Кореи, Японии и Китая.

Технические показатели:

- Установленная мощность ПЭС — 7980 МВт, годовая выработка электроэнергии — 20 млрд. кВт.
- Планируемый срок строительства ПЭС — 11 лет, ввод первых агрегатов — на 7 году.

Строительство будет проводиться прогрессивным наплавным способом (без перемычек), что позволяет перенести в условия промышленного центра (доки г.Находка или Японии) более 82 % строительно-монтажных работ. Необходимый объём и эффективность инвестиций определяется при заключении контракта.

Удельные капитальные вложения на ПЭС (даже без учёта экологического эффекта) — 1055 долл. США на 1 кВт установленной мощности (в этом же районе для новой Средне-Угурской ГЭС этот показатель планируется на уровне 1185 долл. США).

Стоимость энергии на ПЭС — меньше, чем на ГЭС, ТЭС и АЭС (доказано за 30 лет эксплуатации первой промышленной ПЭС Ранс во Франции). Срок окупаемости капитальных вложений — 7,5 лет. Научное обоснование выполнено ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений».

Необходимо рассмотреть: возможно ли в техническом и экономическом плане строительство комплекса по производству сжиженного, или сжатого водорода на базе возобновляемого источника энергии — приливной электростанции.

В соответствии с техническими показателями установленная мощность Тугурской ПЭС составляет 7,98 ГВт, а годовая выработка — 20 ТВт-ч. Таким образом, число часов использования установленной мощности равняется 2506, что вполне соответствует показателям приливных станций.

В том случае, если всю выработку ПЭС направить на производство водорода, то возможный его объем будет равен:

$$Vв = Эгод/ Вс= 20*10^9 / 59,2= 0,337\ 10^9[кг] = 337\ тыс.т.$$

Для дальнейших расчетов принимаются удельные капитальные вложения, равные $Суд=1055\$/кВт$. Общие капитальные вложения в сооружение ПЭС составят:

$$Кпэс= N * Суд= 7,98\ 10^6\ кВт * 1055\$/кВт = 8,41\ 10^9\$ = 8,41\ млрд.\ \$$$

Следовательно произведенный объем водорода в нефтяном эквиваленте составит:

$$V_{ж} = V_{В} *k_{у} =337 * 3,381 = 1139\ тыс.\ т.н.э.$$

Продавая водород по условному топливу по цене нефти, объем продаж составит:

$$C_{в}=C_{т}*V_{эк} =787 * 1139*10^3 = 896,3*106\$ \sim 896\ млн.\ \$\ в\ год$$

Тогда простой срок окупаемости, без учета эксплуатационных издержек составит:

$$T =Кпэс/ C_{в}= 8,41*10^9 / 896*10^6 \sim 9,4\ года.$$

В том случае, если направить на производство водорода 20% от выработки ПЭ возможный его объем производства водорода будет равен 67,5 тыс. т (табл.4.)

Таблица 4. Оценка экономической эффективности производства сжижен ного водорода на Тугурской ПЭС

Регион РФ / ГЭС	Мощность, МВт	Годовая выработка Э год, млн. кВт•ч	Возможный объем производства сжиженного водорода VB, тыс. т.	Возможный объем производства сжиженного водорода (при использовании 20% годовой выработки ГЭС) VB, тыс. т.	Произведенный объем сж. водорода в нефтяном эквиваленте Vж, тыс. т н.э.	Объем продаж сж. водорода по усл. цене нефти (100$/бар), млн $ в год
Хабаровский край						
Тугурская ПЭС	7980	20000	337,84	67,57	228,45	179,79

Полученное значение объема продаж сжиженного водорода, получаемого з счет энергии ПЭС не включает в себя затраты на хранение и транспортировку которые в случае экспорта на значительные расстояния могут составить до 50 – 70 % от этой суммы.

Анализ перспектив и возможностей снижения сроков окупаемости.

1. Факторы, приводящие к увеличению срока окупаемости:
   - учет капвложений в электролизёры и установки по сжижению;
   - учет эксплуатационных издержек.
2. Факторы, приводящие к снижению срока окупаемости:
   - снижение удельного расхода электроэнергии при электролизе воды (главный фактор);
   - снижение удельного расхода электроэнергии при сжижении водорода (ил отказ от сжижения, с заменой его повышенным давлением);
   - повышение мировых цен на топливо;
   - снижение капитальных вложений в строительство ПЭС.

Заключение

Сегодня в мире производство и потребление водорода возрастает со средним темпами около 3,5% в год при общем объеме более 60 млн. т. Водород исполь зуется во многих сферах экономической деятельности, перечень которых посто янно расширяется. Цена особо чистого водорода на рынке в 2-3 раза превышае

таковую для технического водорода. Технико-экономические оценки возможности крупномасштабного производства электролизного водорода за счет «избыточной» электроэнергии (в т.ч. за счет выработки ГЭС и ПЭС изолированных энергосистем РФ) показывают, что производство и реализация водорода, в т.ч. жидкого, может оказаться полезным для повышения экономической эффективности целого ряда существующих электростанций. При этом ГЭС и ПЭС могут работать в базисном режиме и максимальным КИУМ, а покрытие неравномерностей графика нагрузки осуществляется с использованием водородо-кислородных парогенераторов и металлогидридных аккумуляторов водорода.

Перспективным представляется производство водорода в арктическом регионе на базе крупных централизованных энергетических комплексов. Доступность требуемых для организации производства ресурсов, возможность утилизации парниковых газов, экспорта готовой продукции и обеспечение северных территорий экологически чистым топливом открывают новые горизонты для производства водорода в Арктике.

Крупными потребителями водорода, производимого за счет электроэнергии, могут стать как отечественные НПЗ, при решении задач повышения глубины нефтепереработки, так и многие иностранные компании, заинтересованные в экспорте сжиженного водорода в страны восточной Азии (Япония, КНР). Чтобы обеспечить бурно растущий спрос на энергию в азиатско-тихоокеанском регионе, коммерчески доступная новая водородная энергетика потребуется уже через 1-3 года.

В основном большинство прогнозов по производству и потреблению водорода в качестве энергетического топлива учитывает потенциальные возможности усовершенствования технологий производства, сжижения, хранения и транспортировки водорода, а также направление развития мировой энергетики в сторону использования более чистых видов топлива.

Список литературы

1. Research report “Hydrogen Generation Market — by Merchant & Captive Type, Distributed & Centralized Generation, Application & Technology — Trends & Global Forecasts (2011 — 2016)
2. Global Hydrogen Generation Market worth $118 Billion by 2016, ASDReports, Monday 5 November 2012, Amsterdam. Source: https://www.asdreports.com/news.asp?pr_id=874
3. Ponomarev –Stepnoi, N.N., Stotyarevsky ,. Ya. Presentation at at the Int. Conference «Fifty-Years of Nuclear Power the Next Fifty Years, Obninsk, Russia. 02.07.2004
4. Shell Global, accessed 23 July 2013. Source: http://www.shell.com/global/environment-society/environment/climate-change/biofuels-alternative-energies-transport/hydrogen.html; Los Angeles Times, Shell offers free fill-ups for hydrogen fuel cell vehicles, August 01, 2012. Source: http://articles.latimes.com/2012/aug/01/business/la-fi-autos-hydrogen-20120802
5. Special Federal Program “R & D in the Priority Areas of the Russian Scientific and Technological Complex Development for 2007-2012”. Rep. on results. 2008. FASI 2008

6. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 200 г. №1715-р.
7. S.P. Malyshenko, A.V. Klimenko, B.F. Reutov, Russian R&D in Hydrogen an Fuel Cells, 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 — WHEC 201 Proceedings, p. 353-356

Роль гидроэнергетического строительства в формировании территориально-промышленных комплексов и социально-бытовой инфраструктуры районов строительства

Шайтанов Владимир Яковлевич

Президент Ассоциации «Гидропроект», профессор, д.т.н.

Строительство крупных гидроэнергетических объектов имеет существенное отличие от строительства обычных промышленных, даже самых крупных предприятий. Создание гидроузла вносит глубокие изменения в природные и хозяйственные условия района. В процессе строительства создаются новые транспортные связи, строятся поселки, создается мощная производственная база. Одновременно формируется большой коллектив строителей. Выносимые из зоны затопления сельскохозяйственные объекты и объекты жилищно-гражданского назначения переустраиваются на новом месте с учетом современных требований; создаются условия, способствующие развитию орошаемого земледелия, водного транспорта, рыбного хозяйства. Кроме того, на базе дешевой электрической энергии в районах сооружения ГЭС во многих случаях интенсивно развивается крупное промышленное строительство.

Практика показывает, что мощности и масштабы строительных организаций, возводящих гидроэнергетические объекты, в наибольшей степени соответствуют условиям создания территориальных промышленных комплексов, включающих целый ряд специализированных кластеров. Не случайно, что именно на базе строительства гидроэлектростанции возникли и развиваются крупные промышленные комплексы.

Наглядный пример представляет опыт строительства Братской ГЭС, на базе которой создан крупнейший энергопромышленный комплекс в Восточной Сибири. В его формировании ведущую роль сыграли дешевые гидроэнергетические ресурсы и созданная благодаря строительству ГЭС производственная и социально-бытовая инфраструктура. Братскгэсстрой, созданный как организация для строительства Братской ГЭС, превратился в территориальную строительную организацию крупного промышленного региона. Мощность ее, составлявшая на конец строительства гидроузла 140 млн. руб. в год, возросла до 400 млн. руб. строительно-монтажных работ (в ценах 1961 г.).

За 20 лет край с суровыми природно-климатическими условиями был превращен в важный экономический район страны с развитой горнодобывающей и перерабатывающей промышленностью, мощной энергетической базой и крупным промышленным и культурным центром Восточной Сибири — г. Братском с населением, превышающим 250 тыс. чел.

В настоящее время в состав Братско-Усть-Илимского территориально-производственного комплекса кроме Братской и Усть-Илимской ГЭС с суммарной мощностью 8,8 млн. кВт входят целый ряд специализированных кластеров: алюминиевый завод, горно-обогатительный комбинат, Братский лесопромыш-