



ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ТАТАРСТАНЕ

А.А. Филимонова, А.А. Чичиров, Н.Д. Чичирова, А.Г. Филимонов,
А.В. Печенкин

Казанский государственный энергетический университет
г. Казань, Россия
aachichirova@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотреть проблемы и пути развития водородной энергетики в России и в Республике Татарстан. Проанализировать основные возможности для производства, транспортировки, использования водорода на предприятиях Татарстана. Провести расчет экономической эффективности производства «зеленого» водорода электролизом на ТЭС с ПГУ в Татарстане. МЕТОДЫ. Основаны на анализе литературных данных и проведении математических расчетов. РЕЗУЛЬТАТЫ. «Зеленый» водород является многообещающим решением для декарбонизированной энергетической системы, и 2020 год ознаменовался «взрывным» вниманием к его использованию во всем мире. Татарстан, как один из ведущих экономически развитых регионов России мог бы принять участие в производстве «зеленого» водорода, конструировании электрохимического оборудования для его получения, разработке технологий использования топливных элементов, научных исследованиях и подготовке высококвалифицированных специалистов в области водородной энергетики. По проведенным расчетам производство наиболее экологически чистого водорода на ТЭС с ПГУ в Татарстане в настоящее время обойдется в среднем 2 евро за килограмм, что значительно ниже существующей рыночной стоимости. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Татарстан может стать конкурентоспособным регионом по производству и дистрибуции «зеленого» водорода. Основными направлениями деятельности должны быть получение чистого водорода, промышленное производство грузового транспорта на топливных элементах, производство электролизеров мегаваттного класса, утилизация водородсодержащих нефтяных газов на ТЭС в газовых турбинах или комбинированных циклах с топливными элементами.

Ключевые слова: водородная энергетика, «зеленый» водород, производство, очистка, хранение, транспортировка, использование водорода.

Для цитирования: Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., Филимонов А.Г., Печенкин А.В. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 6. С. 79-91. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-6-79-91.

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROGEN POWER ENGINEERING IN TATARSTAN

AA. Filimonova, AA. Chichirov, ND. Chichirova, AG. Filimonov, AV. Pechenkin

Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
aachichirova@mail.ru

Abstract: PURPOSE. Consider the problems and ways of developing hydrogen energy in Russia and in the Republic of Tatarstan. Analyze the main opportunities for the production, transportation, use of hydrogen at the enterprises of Tatarstan. Calculate the economic efficiency of the production of "green" hydrogen by electrolysis at TPP with CCGT in Tatarstan. METHODS. Based on the analysis of literature data and mathematical calculations. RESULTS. Green hydrogen is a promising solution for a decarbonized energy system, and 2020 saw an explosive focus on its use around the world. Tatarstan, as one of the leading economically developed regions of Russia, could take part in the production of "green" hydrogen, the design of

electrochemical equipment for its production, the development of technologies for the use of fuel cells, scientific research and training of highly qualified specialists in the field of hydrogen energy. According to the calculations, the production of the most environmentally friendly hydrogen at TPPs with CCGT in Tatarstan will currently cost an average of 2 euros per kilogram, which is significantly lower than the existing market value. CONCLUSION. Tatarstan can become a competitive region for the production and distribution of "green" hydrogen. The main areas of activity should be the production of pure hydrogen, the industrial production of freight transport on fuel cells, the production of megawatt-class electrolyzers, the utilization of hydrogen-containing petroleum gases at TPPs in gas turbines or combined cycles with fuel cells.

Key words: hydrogen energy, «green» hydrogen, production, purification, storage, transportation, use of hydrogen.

For citation: Filimonova AA, Chichirov AA, Chichirova ND, Filimonov AG, Pechenkin AV. Prospects for the development of hydrogen power engineering in Tatarstan. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(6):79-91. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-79-91.

Введение

В 2020 году в повестке международной энергетической стратегии развития появилась тема перехода на водородную энергетику с громкими дебатами во всех экономически развитых странах и разработкой программ планирования научных исследований и замены органического топлива на экологически чистый водород. Первичным импульсом к появлению такой идеи явилась концепция энергетической безопасности Европейского союза, стремящегося любыми средствами избавиться от углеродной зависимости. Это ведет к резкому ускорению водородных проектов, чаще всего пока экономически необоснованных. Интересно то, что еще в 2019 году водородная экономика являлась научным проектом. Несмотря на экономические последствия распространения *Covid-19*, когда многие правительства испытывают финансовые затруднения, реализация долгосрочных безуглеродных программ, обосновываемая целями устойчивого развития, продолжается и даже становится приоритетной. Это происходит как на национальном, так и на общемировом уровне. Часто пропагандируемое средство для выхода из рецессии – начать производство водорода. В современных условиях международного социально-экономического кризиса именно с водородной экономикой связывают устойчивое развитие энергетики и промышленности, подразумевая это топливо абсолютной реальностью, которая будет развернута в течение 5-10 лет [1, 2, 3].

Несмотря на то, что для России данное направление ведет к вполне понятным бюджетным рискам, связанным со снижением сырьевых доходов, игнорирование общемировых тенденций развития, может привести к разрушению устоявшихся структурных экономических ресурсных связей. Глобальная водородная заявка является вызовом для развития российской экономики, с которым предстоит выйти на новый уровень научных разработок и установить наиболее выигрышные для нашей страны с экономической и политической точки зрения условия использования водородного топлива. Если будущее человечества связано с эрой водорода, то неизбежно возникнет ситуация, в которой будут стороны, у которых есть ресурсы для создания «зеленого» водорода, и те, у кого их нет. Такое разделение может привести к геополитическому конфликту, похожему на настоящее деление регионов по владению запасами природного газа и нефти. И даже в пределах нашей страны может произойти разделение на богатые и бедные области, обладающие технологиями получения и использования водорода и не владеющие ими.

Водород считается основным строительным блоком в фундаменте экологически безопасного энергоснабжения будущего. Однако, для России, учитывая ее географические, геополитические, внутриэкономические и другие особенности, политика в области водорода будет отличаться от политики стран Европейского союза, США и других экономических держав. Эксперты полагают, что Германия и другие страны Европы будут полагаться на крупный импорт, поскольку у них недостаточно места для производства водорода с помощью возобновляемых источников энергии. Учитывая, что Россия на настоящий момент главный поставщик энергоресурсов в Европейский союз и обладает действующей инфраструктурой и исходной сырьевой базой, сохранение такого важнейшего экспортного рынка для России является первостепенной задачей. Учитывая текущую геополитическую ситуацию, обостренную зависимостью Евросоюза от российского газа, эти торговые связи одновременно являются и стабилизирующим фактором в

проблематичных отношениях западных государств с Россией. В этой связи крайне желательно нашей стране сохранить за собой эти позиции и в случае перехода на водородное топливо. Таким образом, первоочередным направлением в области водородной экономики (политики) для нашей страны и ее ведущих регионов, таких как Татарстан, является получение высокочистого водорода и транспортировка его в другие страны, а также освоение производств на его основе на территории нашей страны.

В ходе планируемой декарбонизации европейской энергетики сжигание природного газа в ближайшие десятилетия должно значительно сократиться. Согласно исследованию, проведенному Федеральным ведомством по охране окружающей среды Германии, при планируемом сокращении выбросов парниковых газов на 95 % спрос на природный газ к 2050 году сократится до 10 % от сегодняшних значений. А чтобы достичь цели ЕС по нейтрализации парниковых выбросов, сжигание природного газа до 2050 года должно быть полностью прекращено [2, 3]. Имея большой потенциал для производства энергии из возобновляемых источников, Россия могла бы стать одним из важных поставщиков так называемого «зеленого» водорода. Благодаря географической близости к Западной Европе и уже имеющимся газопроводам Россия обладает важным преимуществом по отношению к другим потенциальным странам-поставщикам в том, что касается стоимости поставок. На транспортировку водорода приходится значительная доля расходов при получении этого энергоносителя. Его поставка через систему трубопроводов намного дешевле, чем альтернативные варианты, такие как, например, перевозка по морю сжиженного водорода.

В России на сегодняшний день водород входит в тройку наиболее востребованных промышленностью газов, уступая лишь кислороду и азоту (рис. 1). По некоторым оценкам[4], к 2025 году рост производства будет более или менее постоянным при нынешних темпах и составит 3,5%.

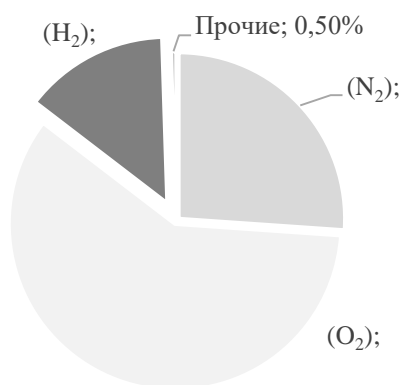


Рис. 1. Структура производства промышленных газов в России (2018 г.), %

Однако, в отличие от других промышленных газов водород в России практически не является товарным продуктом - чаще всего он вырабатывается и используется на одном и том же предприятии. Таким образом, нашей стране еще только предстоит переформатировать имеющееся производство на экспортный рынок и дополнить его технологиями получения и транспортировки «зеленого» водорода в масштабах.

Материалы и методы

Материалы и методы включают обзор литературных и имеющихся статистических данных с целью проведения анализа текущей ситуации и прогноза потенциальных возможностей для Татарстана по получению, хранению, использованию и дистрибуции водородного топлива.

С целью проведения экономической оценки инвестиционной привлекательности внедрения на ПГУ системы использования электроэнергии собственного производства для выработки «зеленого» водорода проведены математические расчеты экономической целесообразности производства «зеленого» водорода на ТЭС с ПГУ в Татарстане в текущих рыночных условиях.

Перспективные направления для Татарстана

Крупнейшие производители грузовых автомобилей в Евросоюзе 14 декабря 2020 года решили прекратить продажи большегрузных машин с бензиновыми и дизельными двигателями к 2040 году - на десятилетие раньше, чем первоначально планировалось. *CNH, Daimler, DAF, Ford, MAN, Scania* и *Volvo* подписали совместное заявление с Потсдамским институтом климатических исследований, согласно которому к 2040 году они взяли на себя обязательство отказаться от ископаемого топлива. Амбициозное заявление производителей

грузовиков соответствует тому, что Европейская комиссия изложила в своей новой стратегии устойчивой мобильности, которая направлена на то, чтобы к 2030 году использовать на дорогах 80 000 грузовиков с нулевым уровнем выбросов, а к 2050 году все новые продажи должны быть экологически чистыми. «Надежные и эффективные автомобили с нулевым уровнем выбросов уже начинают появляться на рынке, но нам нужно будет быстро увеличить их количество и диапазон в течение следующих нескольких лет», - говорится в заявлении. Новые правила ЕС, в том числе о дорожных сборах и предстоящий пересмотр законодательства блока о налогообложении энергии, вероятно, сместят иглу с ископаемого топлива в сторону электромобилей, водорода и низкоуглеродного топлива [3].

Тем временем крупнейший производитель тяжелых грузовых автомобилей, входящий в двадцатку ведущих мировых производителей, татарстанское предприятие ПАО «КАМАЗ» разрабатывает проект создания водородного автомобиля на 18 тонн и водородного автобуса на топливных элементах. Топливные элементы планируется устанавливать отечественного производства, разработанные компанией «ИнЭнерджи» совместно с Институтом проблем химической физики г. Черноголовка. В связи с таким проектом уже сейчас в Татарстане возник спрос на собственное производство водорода высокой степени чистоты для топливных элементов.

Татарстан является лидирующим экономически развитым регионом. Республика расположена в центре крупного индустриального района Российской Федерации, на пересечении важнейших магистралей, соединяющих восток и запад, север и юг страны. Республика Татарстан обладает значительным экономическим потенциалом и перспективным человеческим капиталом. Конкурентными преимуществами Татарстана являются выгодное географическое положение, богатые природные ресурсы, высококвалифицированные трудовые ресурсы, мощный промышленный и научный комплекс, развитая транспортная инфраструктура.

В структуре валового регионального продукта Татарстана доля промышленности составляет 48,1%, сельского хозяйства – 5,6%, строительства – 8,1%, транспортировки и хранения – 4,8%. Промышленный профиль Республики Татарстан определяют нефтегазохимический комплекс, крупные машиностроительные предприятия, производящие конкурентоспособную продукцию, а также развитое электро- и радиоприборостроение. Татарстан – это регион высокоинтенсивного сельскохозяйственного производства. Занимая 2,2% сельхозугодий России, республика производит 4,2% ее валовой сельхозпродукции.

В Республике Татарстан огромное внимание уделяется внедрению новых перспективных технологий. Эффективно функционируют площадки создания и развития инновационных проектов на базе технологических и ИТ парков, зон с льготным налогообложением, различных центров развития, в том числе повышения энергетической эффективности. Татарстан имеет не просто огромный научно-производственный потенциал по созданию технологий получения, использования и дистрибуции водородного топлива в другие регионы и страны, но и помимо научной базы - производственную структуру, готовую к внедрению новых технологий и выводу ее на качественно значимый уровень экономического функционирования.

В Татарстане имеются первичные возможности по производству «зеленого» водорода и любого другого цвета, кроме использования энергии атомных станций [5]. На всех традиционных электростанциях Татарстана производится электролиз воды с получением высокочистого экологичного водорода для систем охлаждения электротурбогенераторов. Эта технология отработана десятилетиями и понятна энергетикам. На нефтеперерабатывающих заводах предприятия ПАО «Нижнекамскнефтехим» на установках каталитического риформинга нефти (CNR) производится побочный водород, который затем используется при десульфуризации топлива. Этот водород может использоваться в высокотемпературных топливных элементах, а, также, для прямого сжигания в газовых турбинах. К 2024 году на Нижнекамской ТЭЦ-1 планируется строительство ГТУ, сжигающей в качестве топлива углеводородно-водородную смесь, являющуюся отходом нефтехимических производств. Понятно, что говорить о факте экономически значимого освоения водородных технологий в Татарстане пока рано, но видимый вектор развития означает верное направление принятого технологического рывка. Безусловно, требуется серьезная научная доработка технологий внедрения водорода в производственные циклы предприятий, тяжелая дорога по прототипированию новых промышленных установок и созданию первых предсерийных

образцов, но нашей стране, выигравшей в свое время общемировую космическую гонку, решение задач подобного уровня по силам.

«Зеленый» водород рассматривается как ключевой вектор декарбонизации широкого энергетического сектора, поскольку его можно использовать для транспорта с нулевым выбросом углерода, отопления, тяжелой промышленности, долгосрочного хранения энергии и в качестве основы углеродно-нейтрального синтетического топлива. Но «зеленый» H_2 на 50–300% дороже, чем «серый водород», получаемый из природного газа. Отчасти это связано с тем, что электролизеры еще не получили промышленного развития и по-прежнему производятся в основном вручную в относительно небольших количествах. Следовательно, этот сектор необходимо быстро наращивать, и ожидается, что эффект масштабирования приведет к снижению затрат на электролизеры и экологически чистый водород в этом десятилетии станет экономически доступнее, примерно, на 50%. Одним из направлений развития водородной экономики Татарстана могло бы стать промышленное производство электролизеров мегаваттного класса, тем более, что в Татарстане развито машиностроение, электро-приборостроение и имеется сильная научно-технологическая база.

Чтобы это сработало, необходимо сделать инвестиции в такие области, как процесс электролиза, с настоящего момента до 2030 года. По приблизительным расчетам для стран ЕС это может составить от 24 до 42 миллиардов евро. Другая область - транспортировка, распределение и хранение водорода, здесь потребуются инвестиции в размере 65 миллиардов евро [2, 3]. Для Татарстана такие расчеты не проводились, можно лишь предполагать, что финансовые вложения со стороны государства должны быть эквивалентные.

В новом отчете IRENA «Green hydrogen cost reduction» указывается, что снижение стоимости возобновляемой энергии и совершенствование технологий электролизеров могут сделать «зеленый» водород конкурентоспособным к 2030 году [6]. «Зеленый» водород в настоящее время стоит в два-три раза больше, чем «синий» водород, который производится с использованием ископаемого топлива в сочетании с улавливанием и хранением углерода. IRENA излагает стратегии снижения затрат на электролизеры за счет непрерывных инноваций, повышения производительности и масштабирования с МВт до гигаваттного (ГВт) уровней, которые в совокупности приводят к падению стоимости электролизеров на 40% в краткосрочной перспективе и до 80% в долгосрочной перспективе. Высокоэффективные электролизеры дороги и в их конструкции применяются редкоземельные материалы (платина и иридий), на эти материалы приходится почти 50% стоимости электролизеров, поэтому при увеличении производительности по выходу водорода, т.е. масштабировании, удельная стоимость аппаратов снижается.

Комбинированное снижение затрат на электроэнергию и электролизеры с повышенным КПД и сроком службы может обеспечить снижение стоимости H_2 на 80% (рис. 2).

Экономику работы *power-to-gas (P2G)*, основанной на производстве водорода электролизом, можно значительно улучшить, если включить ее в систему вспомогательных услуг электросети [8]. Вспомогательные услуги являются частью электроэнергетической системы и используются для уравнивания временных отклонений между производством и потреблением электроэнергии и, таким образом, обеспечивают безопасную и бесперебойную работу электроэнергетической системы [9]. Следует учитывать, что работа устойчивых источников энергии (гидро-, фотоэлектрических и ветровых) сильно зависит от погоды и, следовательно, не может соответствовать реальным потребностям в энергии. Эта проблема становится более серьезной с вводом многих новых устойчивых источников энергии. Подсчитано, что на каждые 100 МВт вновь установленных устойчивых источников энергии необходимо 4–10 МВт вспомогательных услуг для поддержания сбалансированности сети. Как правило, системы, включенные в вспомогательные услуги, обеспечивают дополнительную электроэнергию при ее недостатке и обеспечивают дополнительное потребление или накопление энергии, когда в системе имеется избыток электроэнергии.

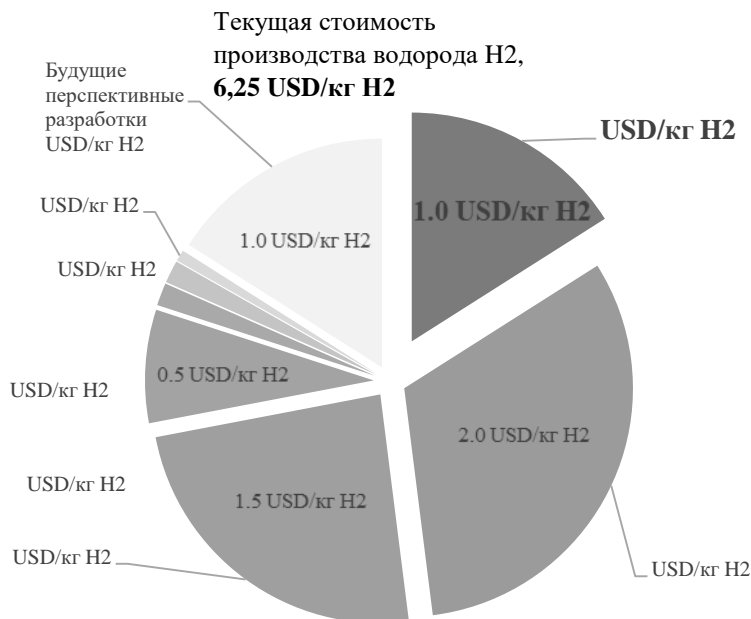


Рис. 2. Прогноз стоимости производства водорода с учетом развития технологий производства электролизеров, повышения их эффективности и срока службы

Основные направления снижения стоимости электролизеров следующие:

- Конструкция электролизера. Увеличенный размер модуля и инновации, связанные с увеличением производства стеков, существенно влияют на стоимость. Увеличение мощности электролизера с 1 МВт (типичная для 2020 г.) до 20 МВт может снизить затраты более чем на 30%. Оптимальная конструкция системы обеспечивает максимальную эффективность и гибкость.
- Экономия на масштабе. Увеличение объемов производства стеков с помощью автоматизированных процессов на производственных мощностях гигаваттного масштаба может привести к постепенному снижению затрат. Нехватка базовых материалов может препятствовать снижению стоимости электролизера и расширению масштабов производства.
- Эффективность и гибкость в работе. При использовании ВИЭ в качестве источника питания возможны большие потери эффективности при низкой нагрузке электролизера, что ограничивает гибкость системы с экономической точки зрения.
- Промышленное применение. Конструкция и работа систем электролиза могут быть оптимизированы для конкретных применений в различных отраслях промышленности.
- Темпы обучения. Исходя из исторического снижения стоимости солнечной фотоэлектрической энергии, темпы освоения производства для топливных элементов и электролизеров увеличиваются, в результате чего затраты снижаются и могут достичь значений от 16% до 21%.
- Амбициозное смягчение последствий изменения климата. Амбициозный энергетический переход, согласованный с ключевыми международными климатическими целями, приведет к быстрому снижению затрат на экологически чистый водород. Траектория, необходимая для ограничения глобального потепления на уровне 1,5° C, может сделать электролизеры примерно на 40% дешевле к 2030 году.

Несмотря на то, что человечество хочет иметь «зеленый» водород, для достижения этого этапа может потребоваться переходная фаза «голубого», «коричневого» и «серого» водорода в краткосрочной перспективе для ускорения спроса и предложения использования водорода. Тем более что нефте-газовые компании в этом крайне заинтересованы. Так как получение «зеленого» водорода исключает их из списка игроков, а получение «серого» и «голубого» делает основными игроками рынка [7]. Татарстан в этом плане имеет возможность предложить все виды водорода для осуществления плавного перехода от «серого» к «зеленому».

Поскольку мировая экономика стремится стать углеродно-нейтральной, конкурентоспособный водород, производимый с использованием ВИЭ, стал ключевым компонентом энергобаланса.

По данным Минэнерго России согласно государственной программе поддержки ВИЭ к 2024 году в эксплуатацию в России должно быть введено 3,4 ГВт ветроэлектростанций, 2,2 ГВт солнечных электростанций и 210 МВт мини-ГЭС. Татарстан мог бы работать в тандеме с объектами ВИЭ, активно развиваемыми в соседних регионах. Например, ВЭС в Ульяновской области компании *Fortum*, объектами СЭС в Башкортостане и другими.

Еще одним вектором развития водородной энергетики в Татарстане может стать распределенная энергетика. Это особенно важно, учитывая высокую территориальную распределенность потребителей нефтедобывающего комплекса республики, объектов сельскохозяйственного назначения. Идея состоит в создании небольших распределенных электростанций на твердооксидных топливных элементах, которые можно использовать в городах, в промышленности, в торговле и коммерции, центрах обработки данных и инфраструктуре зарядки электромобилей. С учетом способности высокотемпературных топливных элементов работать на «грязном» водороде, в этом случае можно использовать образующуюся при нефтепереработке водородсодержащую смесь газов.

Экономическая оценка инвестиционной привлекательности внедрения на ПГУ системы использования электроэнергии собственного производства для выработки «зеленого» водорода

Производство и потребление водорода в Татарстане в основном (более 90%) связано с промышленным использованием. Основными промышленными потребителями являются химическая промышленность (63%), нефтеперерабатывающие заводы (30%), металлообработка (6%) и энергетика (1%).

В мире, в настоящее время, производство водорода возглавляют некоторые крупные промышленные производители, которые играют ключевую роль в определении цен на внутреннем рынке. Рыночная цена обычно зависит от требуемых параметров (например, чистоты). Кроме того, цена на водород зависит от местонахождения покупателя, с этим связан способ доставки водорода (сжиженный или газообразный). Транспортировка, распределение и хранение водорода особенно важны, когда водород производится в больших масштабах на специализированных централизованных производственных предприятиях и доставляется удаленным пользователям. В настоящее время в промышленности наиболее широко используемым методом производства водорода является паровой риформинг метана на месте. Поскольку эта технология является зрелой и текущая цена на природный газ невысока и колеблется от 2 до 3 евро/кг [10], в зависимости от размера установки парового риформинга. Технология парового риформинга генерирует выбросы CO₂, поэтому производимый водород не является экологически чистым. С другой стороны, известно, что в настоящее время отпускные цены на водород могут варьироваться от 10 до 60 евро/кг [4], где 60 евро/кг - это цена водорода с особенно высокой степенью чистоты, используемого для полупроводников и специальных применений. Имея это в виду, более надежным подходом к прогнозированию цены на водород является анализ затрат на его производство.

Для транспортного сектора прогнозируемая рыночная стоимость водорода к 2025 гг. по оценкам *FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)* государственно-частного партнерства промышленности и Европейской комиссии по топливным элементам и водороду с учетом различных уровней проникновения на рынок технологий производства водорода снизится с 10-20 евро до 4,5-7 за килограмм [4].

Сейчас построение систем поддержки «зеленой» энергетики в мире и в странах Европейского союза во многом ограничено технологиями малой возобновляемой энергетики, такими как мини-ГЭС и солнечная энергетика. Вместе с тем, учитывая ступенчатость (этапность) технологического развития, достижения текущей научной парадигмы говорят о целесообразности сегментированного подхода к оценке возможных воздействий на производственные отношения для снижения негативного воздействия на окружающую среду и создания ритмичного комплексного общемирового технологически и экономически связанного саморегулируемого организма, обеспечивающего свое устойчивое развитие на всех этапах жизнедеятельности нашего общества. В качестве примера можно привести позицию некоторых экспертов о косвенном влиянии на экологию объектов ВИЭ, связанную с их производством и утилизацией, оказывающих еще большее негативное влияние на биосферу, нежели применение традиционной энергетики.

На наш взгляд, исходя из критерия оптимизационного поиска функции по наименьшему воздействию на окружающую среду, удовлетворяет применение комплекса технологий, которые помимо объектов ВИЭ, обоснованных с точки зрения технологий распределенной интеллектуально управляемой генерации, включают применения базовых узловых источников энергии, осуществляющих производство энергии на наилучших

доступных технологиях (в настоящее время это парогазовые технологии) с контролируемым в масштабах мирового сообщества воздействием на ноосферу через механизмы «зеленых» сертификатов, что в целом обеспечивает устойчивое самовосстанавливаемое равновесие углеродных жизнеобеспечивающих экосистем мирового масштаба.

На оптовом рынке России цены на электроэнергию в последнее десятилетие колеблются в среднем около 17-20 евро / МВт-ч, где цена производства примерно на 30% ниже. При этом стоимость производства электроэнергии на ТЭС с ПГУ примерно в 1,5 раза ниже чем на традиционных ТЭС. Применение новых парогазовых технологий при использовании природного газа в качестве исходного топлива является общепризнанной мировой технологий, не имеющей экономически обоснованной альтернативы. В Республике Татарстан представлен широкий спектр ПГУ с газотурбинными установками Е, F и H класса, т.е. фактически вся мировая линейка технологий вплоть до самого совершенного H класса с КПД до 65%. На Казанской ТЭЦ-1 и Казанской ТЭЦ-2 установлены (в 2018 и 2014 годах, соответственно) по 2 блока ПГУ с газовыми турбинами F-класса типа *GEPC6111FA* (MS6001F/FA) мощностью 77 МВт каждая. На Казанской ТЭЦ-3 с 2017 года эксплуатируется единственная в России ГТУН-класса *GE 9HA.01* мощностью 405,6 МВт [11,12].

ПАО «Нижнекамскнефтехим» запускает в эксплуатацию с 2021 года ПГУ-500 МВт для собственных нужд компании с газовыми турбинами *Siemens E*-класса с использованием в качестве топлива отдувок нефтехимических производств, включая продукты переработки нефтяного газа с действующего производства этилена. На Заинской ГРЭС в 2025 году запланирован ввод в эксплуатацию энергоблока ПГУ мощностью 858,3 МВт с газотурбинной установкой *GE 9HA.02*.

Для повышения операционной рентабельности проведена оценка возможности внедрения системы P2G на ТЭС с ПГУ для производства зеленого водорода с целью повышения эффективности работы и последующего достижения финансовых эффектов.

Первичным этапом преобразования электроэнергии в водород является строительство системы преобразования энергии в газ на ТЭС с ПГУ.

Технология P2G за последние годы значительно продвинулась вперед. Обзор последних статей в области разработки и использования систем P2G [13-16] показывает, что эта система обеспечивает возможность хранения возобновляемой энергии, поддерживает переход к устойчивым энергетическим системам, может быть важным источником возобновляемых газов (таких как водород, кислород, синтетический природный газ), а также может играть важную роль в рыночных ценах на электроэнергию. В ожидании появления на рынке электроэнергии высокой доли возобновляемых источников энергии технология P2G переходит от инноваций к коммерциализации [17], и уже существует ряд поставщиков систем P2G. Тремя основными блоками, составляющими установку P2G, являются: электролизер, система буферных резервуаров для водорода/кислорода вместе с компонентами отделения фракции воды и окончательное хранение перед распределением водорода конечным потребителям или дальнейшими процессами (рис. 3).

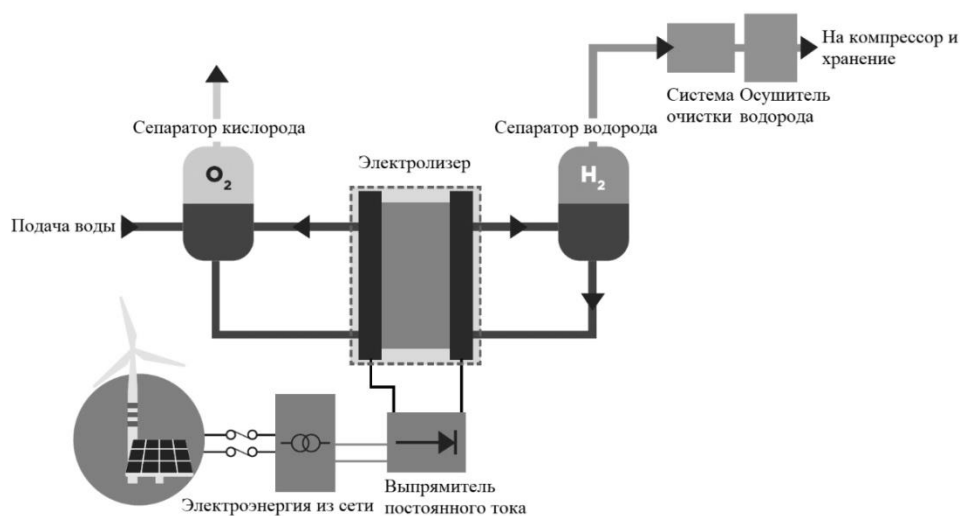


Рис. 3. Принципиальная схема получения водорода на технологии P2G

В России компании предлагают промышленные электролизеры с производительностью по водороду, достигающей 500 нм³/час при удельном расходе электроэнергии 5,2 кВт·ч/нм³ [18]. Крупнейшим в мире работающим электролизером будет установка мощностью 10 МВт в Японии. Следовательно, этот сектор необходимо быстро наращивать, и ожидается, что эффект масштабирования приведет к снижению затрат на электролизеры и экологически чистый водород в этом десятилетии примерно на 50%. В странах ЕС разрабатываются модели электролизеров с номинальной мощностью до 30 мВт. Компания *Hydro-Québec* в Канаде приступила к разработке электролизера мощностью 90 мВт [2, 3].

Расчет экономической целесообразности производства «зеленого» водорода на ТЭС с ПГУ в Татарстане в текущих рыночных условиях

Для расчета затрат на производство зеленого водорода для ТЭС с ПГУ используются технические характеристики одной из типовых коммерчески доступных систем P2G (табл. 1) [19].

Таблица 1

Техническая спецификация электролизной установки

| Технические параметры | Значение |
|--|----------------------------|
| Номинальная мощность | 1 МВт |
| Производительность по водороду | 300 нм ³ /час |
| Регулирование производительности по водороду | 15-100% |
| Удельный расход электроэнергии | 4,4 кВт·ч/нм ³ |
| Давление водорода на выходе | 30-200 кгс/см ² |

Для различных расчетов используются следующие данные о водороде:

- удельная плотность - 0,08988 кг/нм³;
- нижняя теплотворная способность (НТС) - 119,96 МДж/кг (т. е. 33,32 кВт·ч/кг или 3,00 кВт·ч/нм³).

Используя эти данные и технические характеристики системы P2G, можно рассчитать максимальное суточное производство водорода ($0,08988 \text{ кг/нм}^3 \cdot 300 \text{ нм}^3/\text{час} = 27 \text{ кг/ч}$ или 647 кг/сут) и определить потребление электроэнергии при максимальной производительности ($4,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч/нм}^3 \cdot 300 \text{ нм}^3/\text{час} / 27 \text{ кг/ч} = 48,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{кг}$).

Из данных (табл. 1) мы можем определить КПД системы P2G, то есть соотношение между внутренней энергией производимого водорода и энергией, вложенной в производство водорода:

$$\eta (\text{P2G}) = \text{энергия водорода (кВт} \cdot \text{ч/кг)} / \text{энергия производства водорода (кВт} \cdot \text{ч/кг)}.$$

С учетом НТС генерируемого водорода и максимального потребления электролизера (48,9 кВт·ч/кг) эффективность системы P2G составляет:

$$\eta (\text{P2G}) = 33,32 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{кг} / 48,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/кг} = 0,681 = 68,1\%.$$

Максимальное потребление электроэнергии системой P2G, необходимое для полной мощности производства водорода (300 нм³/ч), составляет:

$$P = 300 \text{ нм}^3/\text{ч} \times 4,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{нм}^3 = 1320 \text{ кВт} = 1,32 \text{ МВт}.$$

Стоимость настройки системы P2G сегодня все еще относительно высока. Основываясь на предложениях некоторых коммерческих поставщиков системы P2G и литературных данных, основные расчетные затраты на внедрение системы P2G мощностью около 1 МВт перечислены в табл. 2. Соотношение евро к рублю принято за 1/90.

Таблица 2

Расчет стоимости строительства генерирующей водород установки на ТЭС с ПГУ

| Стоимость строительства электролизной установки | Ориентировочная стоимость |
|---|---------------------------|
| Проектная документация | 100 000 € |
| Стоимость установки | 1 500 000 € |
| Монтажные работы | 600 000 € |
| Общая стоимость | 2200 000 € |

Таким образом можно оценить капитальные и эксплуатационные затраты на установку и эксплуатацию системы P2G (табл. 2). Их соответствующие значения - это капитальные затраты в размере 2 200 000 евро и операционные затраты 110 000 евро в год, где операционные затраты рассчитываются как 5% от капитальных затрат.

Экономическая целесообразность производства водорода на ТЭС с ПГУ.

Стоимость производства водорода состоит из двух частей:

PЗ - затраты, связанные с капитальными (К) и оперативными (О) затратами на оборудование и обслуживание системы P2G.

ЭЗ - стоимость электроэнергии для работы системы P2G и производства водорода.

С учетом технических характеристик системы P2G (табл. 1) PЗ рассчитывается как:

$$PЗ = (K + O) / \text{общее количество } H_2 = (2\,200\,000 \text{ евро} + 20 \text{ лет} \times 110\,000 \text{ евро}) / 3\,778\,480 \text{ кг} = 1,16 \text{ €/кг},$$

где общее производство водорода за 20 лет рассчитано в предположении, что система работает 80% времени, а общее количество произведенного H_2 :

$$647 \text{ кг/сут} \times 365 \text{ дней/год} \times 20 \text{ лет} \times 0,8 = 3\,778\,480 \text{ кг}.$$

ЭЗ рассчитывается как:

$$ЭЗ (\text{€/кг}) = \text{цена на электроэнергию} (\text{€/кВт}\cdot\text{ч}) \times \text{потребление энергии для производства водорода} (\text{кВт}\cdot\text{ч/кг}).$$

Результаты расчетов собраны в таблице 3, в которой показана структура цены на производство водорода при различных затратах на электроэнергию и предполагаемом потреблении электролизера (вместо заявленных 48,9 кВт·ч/кг мы использовали округленное значение 50 кВт·ч/кг).

Таблица 3

Стоимость производства водорода в зависимости от цены на электроэнергию. PC1 относится к системному оборудованию P2G и затратам на обслуживание, PC2 - к стоимости электроэнергии для работы системы P2G, а PC (итого) - к общей стоимости производства.

| Цена на электроэнергию | PЗ | ЭЗ | Общее |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|
| 17 €/МВт | 1,16 €/кг | 0,85 €/кг | 2 €/кг |
| 20 €/МВт | 1,16 €/кг | 1 €/кг | 2,16 €/кг |

Производственные затраты, описанные в табл. 3, не включают налог на добавленную стоимость (НДС) и другие сборы, взимаемые с транспортного топлива. Среднее энергопотребление системы P2G в приведенном выше случае составляет:

$$27 \text{ кг/ч} \times 0,8 \times 50 \text{ кВт}\cdot\text{ч/кг } H_2 = 1,08 \text{ МВт}.$$

Общее годовое потребление электроэнергии в системе P2G составляет 9460,8 МВт·ч.

Расчет затрат/прибыли для ТЭС при производстве водорода вместо электроэнергии

В этом подразделе анализируется, по какой цене производство и продажа водорода становится более выгодной, чем продажа электроэнергии. В случае, если отпускная цена водорода равна производственной цене (2,16 евро/кг), затраты на систему P2G (капитальные и операционные затраты) и затраты на электроэнергию покрываются, но дополнительной прибыли нет. Экономический эффект для ТЭС с ПГУ такой же, как если бы она продавала свою электроэнергию на коммерческом рынке по цене 20 евро/МВт·ч.

В случае достижения отпускной цены на водород выше 2,16 евро/кг производство и продажа водорода становится более выгодным, чем продажа электроэнергии. В табл. 4 показана прибыль от продажи водорода по разным отпускным ценам.

Таблица 4

Прибыль при разных отпускных ценах на водород

| Рыночная стоимость водорода (€/кг) | Цена в евро за 27 кг | PЗ€/МВт·ч | ЭЗ€/МВт·ч при цене на э/э 20 €/МВт | Прибыль €/МВт·ч |
|------------------------------------|----------------------|-----------|------------------------------------|-----------------|
| 2 | 54 | 31,32 | 27 | 0 |
| 3 | 81 | 31,32 | 27 | 22 |
| 4 | 108 | 31,32 | 27 | 76 |
| 5 | 135 | 31,32 | 27 | 103 |
| 6 | 162 | 31,32 | 27 | 130 |
| 7 | 189 | 31,32 | 27 | 157 |
| 8 | 216 | 31,32 | 27 | 184 |

В качестве примера можно предположить, что отпускная цена водорода составляет 6,00 евро/кг. ТЭС может продавать 1 МВт·ч электроэнергии за 20 евро. С другой стороны, из 1 МВт·ч электроэнергии ТЭС может производить 27 кг водорода, которые можно продать по 6 евро/кг и заработать 167 евро. Поскольку 31,32 евро покрывают расходы на оборудование (К) и (О), а 27 евро - это расходы на электроэнергию (это то, что могла бы заработать ТЭС при продаже 1 МВт·ч электроэнергии), оставшаяся прибыль составляет 130 евро.

Нужно иметь ввиду, что полученные затраты на электроэнергию, вырабатываемую ТЭС с ПГУ, будут примерно в 1,5 ниже, чем затраты на производство того же количества водорода, вырабатываемого на традиционных ТЭС.

Результаты

«Зеленый» водород является многообещающим решением для декарбонизированной энергетической системы, и 2020 год ознаменовался «взрывным» вниманием к его использованию во всем мире. Татарстан, как один из ведущих экономически развитых регионов России мог бы принять участие в производстве водорода самой высокой степени очистки на ТЭС с ПГУ за счет меньших затрат на электроэнергию по сравнению с паровыми турбинами, конструировании мощных электролизеров мегаваттного класса для получения водорода, разработке технологий использования топливных элементов, в том числе для грузового автотранспорта и твердотельных высокотемпературных для большой энергетики, внедрении технологий утилизации газообразных водородсодержащих отходов нефтехимических производств для выработки тепловой и электроэнергии на ТЭС, научных исследованиях и подготовке высококвалифицированных специалистов в области водородной энергетики. По проведенным расчетам производство наиболее экологически чистого водорода на ТЭС с ПГУ в Татарстане в настоящее время обойдется в среднем 2 евро за килограмм, что значительно ниже существующей рыночной стоимости.

Заключение

Ожидаемый рост выбросов парниковых газов и сильная зависимость от ископаемых источников энергии являются вескими причинами для перехода к новым альтернативам и стимулом для промышленных субъектов инвестировать в различные новые технологии «зеленой» энергии. Водород является многообещающим переносчиком энергии, но современные методы производства и эксплуатации не соответствуют долгосрочным экологическим и энергетическим целям. В Татарстане, как в одном из самых экономически развитых регионов Российской Федерации, уже сейчас проектируются грузовые автомобили и автобусы на топливных элементах и имеется промышленное производство водорода, как чистого, так и загрязненного побочными продуктами. Но производство требует значительного расширения, с акцентированием на «зеленом», как наиболее востребованном водороде. Кроме того, водород производится на местах использования, т.е. необходимо разрабатывать и внедрять системы доставки его в другие регионы и страны. Цена производства «зеленого» водорода на ТЭС с ПГУ в Татарстане с использованием системы электролиза ниже, чем рыночная цена на водород, прогнозируемая различными исследованиями на следующее десятилетие. Таким образом, Татарстан вполне может стать конкурентоспособным регионом по производству и дистрибуции «зеленого» водорода.

Литература

1. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д и др. Современные направления развития водородных энергетических технологий // Надежность и безопасность энергетики. 2019. Т.12. №2. С. 89-96.
2. Информационно-аналитическое издание Инфраструктурного центра EnergyNetНТИ / EnergyTransition (hydrogen) №39 декабрь 2020 г.
3. Информационно-аналитическое издание Инфраструктурного центра EnergyNetНТИ / EnergyTransition (hydrogen) №40 декабрь 2020 г.
4. Fraile D., Lanoix J.C., Maio P., et al. Overview of the Market Segmentation for Hydrogen Across Potential Customer Groups, Based on Key Application Areas. European Commission, 2015. Available online: http://www.certifhy.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf
5. Dincer I. Green methods for hydrogen production // Int. J. Hydrogen Energy. 2012. 37. P. 1954–1971.
6. IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal / International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020.
7. International Energy Agency. The Future of Hydrogen, Seizing Today's Opportunities/ International Energy Agency: Paris, France. 2019.
8. Mazza A., Bompard E., Chicco G. Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems // Renew. Sustain. Energy Rev. 2018. № 92. P. 794–806.
9. Kaushal A., Van Hertem D., Hertem D. An overview of ancillary services and HVDC systems in European context // Energies. 2019. №12. P. 3481.
10. Jovan D.J., Dolanc G. Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions // Energies. 2020. №13. P. 6599. <https://doi.org/10.3390/en13246599>

11. Филимонова А.А., Чичирова Н.Д., Чичиров А.А., и др. Современные возможности подготовки ультрачистой воды для питания высокопроизводительных котельных установок // Труды академэнерго.2020. № 3. С. 56-66.
12. Филимонов А.Г., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д., и др. Особенности перехода Казани на АИТП при реализации комплексной программы повышения эффективности системы теплоснабжения // Вестник КГЭУ. 2019. Т. 11. № 2 (42). С. 127-137.
13. Lewandowska-Bernat A., Desideri U. Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures // Appl. Energy. 2018. № 228. P. 57–67.
14. Schiebahn S., Grube T., Robinius M., et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany // Int. J. Hydrogen Energy. 2015. № 40. P. 4285–4294.
15. Van Leeuwen C., Mulder M. Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables // Appl. Energy. 2018. №232. P. 258–272.
16. Fischer D., Kaufmann F., Selinger-Lutz O., et al. Power-to-gas in a smart city context - Influence of network restrictions and possible solutions using on-site storage and model predictive controls // Int. J. Hydrogen Energy. 2018. №43. P. 9483–9494.
17. Chen Z., Zhang Y., Ji T., et al. Coordinated optimal dispatch and market equilibrium of integrated electric power and natural gas networks with P2G embedded // J. Mod. Power Syst. CleanEnergy. 2018. №6. P. 495–508.
18. INFOMINE Research Group. Обзор рынка водорода и оборудования для его производства в России, 3 издание Москва апрель, 2018 <http://www.infomine.ru/research/14/248>
19. NEL Hydrogen. Containerized Atmospheric Alkaline Electrolyser. Available online: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>

Авторы публикации

Филимонова Антонина Андреевна – канд. мед. наук, доцент кафедры «Химия и водородная энергетика» Казанского государственного энергетического университета.

Чичиров Андрей Александрович – д-р химич. наук, профессор, заведующий кафедрой «Химия и водородная энергетика» Казанского государственного энергетического университета.

Чичирова Наталия Дмитриевна - д-р химич. наук, профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Казанского государственного энергетического университета.

Печенкин Александр Вадимович – аспирант кафедры «Химия и водородная энергетика» Казанского государственного энергетического университета.

References

1. Filimonova AA, Chichirov AA, Chichirova ND, et al. Modern directions of development of hydrogen energy technologies. *Reliability and safety of energy*. 2019;12(2):89-96.
2. Information and analytical edition of the Infrastructure Center EnergyNet NTI. *Energy Transition* (hydrogen) №39 December 2020
3. Information and analytical edition of the Infrastructure Center EnergyNet NTI. *Energy Transition* (hydrogen) №40 December 2020
4. Fraile D, Lanoix JC, Maio P, et al. *Overview of the Market Segmentation for Hydrogen Across Potential Customer Groups, Based on Key Application Areas*. European Commission, 2015. Available online: http://www.certifhy.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf
5. Dincer I. Green methods for hydrogen production. *Int. J. Hydrogen Energy*. 2012;3:1954–1971.
6. IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi. 2020.
7. International Energy Agency. The Future of Hydrogen, Seizing Today's Opportunities *International Energy Agency*: Paris, France. 2019.
8. Mazza A, Bompard E, Chicco G. Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018;92:794–806.
9. Kaushal A, Van Hertem D, Hertem D. An overview of ancillary services and HVDC systems in European context. *Energies*. 2019;12:3481.
10. Jovan DJ, Dolanc G. Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions. *Energies*. 2020;13:6599. <https://doi.org/10.3390/en13246599>.

11. Filimonova AA, Chichirova ND, Chichirov A.A., et al. Modern possibilities for the preparation of ultrapure water for power supply of high-performance boiler plants. *Trudy Akadenergo*. 2020;3:56-66.
12. Filimonov AG, Filimonova AA, Chichirova ND, et al. Features of Kazan's transition to AITP in the implementation of a comprehensive program to improve the efficiency of the heat supply system. *Bulletin of KGEU*. 2019;11(2):(42):127-137.
13. Lewandowska-Bernat A, Desideri U. Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures. *Appl. Energy*. 2018;228:57-67.
14. Schiebahn S, Grube T, Robinius M, et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *Int. J. Hydrogen Energy*. 2015;40:4285-4294.
15. Van Leeuwen C, Mulder M. Power-to-gas in electricity markets dominated by renewable. *Appl. Energy*. 2018;232:258-272.
16. Fischer D, Kaufmann F, Selinger-Lutz O, et al. Power-to-gas in a smart city context - Influence of network restrictions and possible solutions using on-site storage and model predictive controls. *Int. J. Hydrogen Energy*. 2018;43:9483-9494.
17. Chen Z, Zhang Y, Ji T, et al. Coordinated optimal dispatch and market equilibrium of integrated electric power and natural gas networks with P2G embedded. *Mod. PowerSyst. Clean Energy*. 2018;6:495-508.
18. INFOMINE Research Group. 2018. Available at: <http://www.infomine.ru/research/14/248/>.
19. NELHydrogen. Containerized Atmospheric Alkaline Electrolyser. Available at: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>.

Authors of the publication

Antonina A. Filimonova – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

Andrey A. Chichirov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Natalya D. Chichirova – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Alexander V. Pechenkin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Получено

23 ноября 2020г.

Отредактировано

8 декабря 2020г.

Принято

8 декабря 2020г.