

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Тематическое приложение
к ежедневной деловой газете РБК
Пятница, 9 октября 2015 | №185 (2202)

ТЯЖЕЛОЕ ЗОЛОТО: ОТ ПАДЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧУ СПАСУТ ВЫСОКОЗАТРАТНЫЕ ПРОЕКТЫ | **ЖИДКАЯ НАДЕЖДА:** НА РЫНКЕ СПГ РОССИЮ МАЛО КТО ЖДЕТ | **МЕСТНАЯ АЛЬТЕРНАТИВА:** ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ДЕЛАЕТ ПЕРВЫЕ ШАГИ | **СОЛНЦЕ, ВЕТЕР И ЛИСТВА:** БАРРЕЛЬ ПО \$50 ПРОТИВ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ



ФОТО: Reuters

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ РЕСУРС

НЕФТЯНИКИ ДЕЛАЮТ СТАВКУ НА ФИНАНСОВЫЙ РЕЗУЛЬТАТ. **ВЕРА ГОРДИНА**

Правительство приняло решение не повышать налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) за счет изменения формулы его расчета, согласившись с позицией нефтяников. Таким образом, отрасль избавилась от перспективы получить дополнительную фискальную нагрузку 600 млрд руб. в год, что привело бы к падению добычи. Между тем согласно проекту «Энергетической стратегии России на период до 2035 года» этот показатель должен держаться на уровне 2014 года — 525 млн т в год. Нефтяники делают ставку на новый налог: они хотят заменить НДПИ налогом на финансовый результат (НФР).

Опасные маневры

Накануне очередного заседания общественного совета Минэнерго по подготовке «Энергостратегии...» нефтяники получили неприятный сюрприз. Президент Владимир Путин попросил кабинет министров «проработать вопрос о направлении в бюджет дополнительных доходов, получаемых нашими экспортерами в результате девальвации рубля». Речь шла о предложении Минфина изменить формулу расчета НДПИ на нефть, несмотря на то что 1 января 2015 года в силу вступил налоговый маневр, предполагающий, с одной стороны, поэтапное снижение экспортной пошлины и акцизов, с другой — постепенное увеличе-

ние НДПИ. Для сбалансирования бюджета финансовое ведомство предложило либо повысить НДПИ, скорректировав формулу, либо не снижать пошлины в 2016 году.

В ответ нефтяники написали коллективное письмо президенту, в котором назвали такую меру недопустимой. Их обращение поддержали члены общественного совета Минэнерго во главе с Германом Грефом; поставил свою подпись и министр энергетики Александр Новак. Министр сослался на то, что проект «Энергостратегии...» не предусматривает повышения налоговой нагрузки в данный момент. «Когда принимался большой налоговый маневр в прошлом году, мы все с вами договаривались о том, что по

истечении налогового маневра в течение трех лет действующее налоговое законодательство не будет меняться в течение как минимум пяти лет», — сказал Новак в ходе заседания общественного совета министерства. Иными словами, требования налогового законодательства в отношении нефтяников должны были оставаться неизменными достаточно долгое время.

Александр Новак также дал понять, что повышение налоговой нагрузки на отрасль отрицательно скажется на всех субъектах хозяйственной деятельности. По его оценке, повышение НДПИ на 1 тыс. руб. может привести к росту цен на бензин примерно на 1 руб. за литр.

Генеральный директор «Газпром нефти» Александр Дюков, в свою очередь, привел расчеты, которые свидетельствуют, что в результате повышения НДПИ добыча нефти за три года снизится на 100 млн т



(по данным Центрального диспетчерского управления ТЭК, в 2014 году добыча нефти и газового конденсата в России составила 526,75 млн т). Дюков также отметил, что дополнительная фискальная нагрузка на нефтяников и сокращение инвестиций могут серьезно сказаться и на смежных отраслях, в частности на сервисных и IT-компаниях.

Нефтяники поддержали в Минэкономразвития, Минприроды, а также курирующий ТЭК вице-премьер Аркадий Дворкович. По его мнению, «предлагаемое Минфином увеличение НДС на нефть путем сокращения необлагаемого минимума разрушительно отразится на всей нефтяной ветви».

Аргументация представителей отрасли и тех, кто ее поддерживает, оказалась убедительной. 28 сентября стало известно, что премьер-министр Дмитрий Медведев принял решение не проводить корректировку налога на добычу полезных ископаемых. Тем не менее, по данным Московской биржи, за несколько дней совокупная рыночная капитализация нефтегазовых компаний («Роснефти», «Газпрома», «Газпром нефти», ЛУКОЙЛа, «Башнефти» и «Татнефти») снизилась на 593 млрд руб. И это падение российская нефтянка не отыграла.

Целевое назначение

Минэнерго в проекте «Энергостратегии...» делает ставку на НДФЛ — это налог на продажу нефти за вычетом расходов на ее добычу и доставку до покупателя. Предлагается установить его в размере 60%. По словам Александра Новака, преимущество НДФЛ в том, что он не затрагивает добычу нефти, которая в этом случае может быть рентабельной при любых ценах на ресурс. В настоящее время законопроект о введении НДФЛ проходит экспертизу в регионах, в конце октября документ вернется на рассмотрение в Госдуму. Его авторы предполагают, что НДФЛ в итоге заменит НДС, но предварительно изменение налогообложения должно быть протестировано на 16 пилотных проектах. Налоговая база НДС — это стоимость добытых ресурсов, в 2015 году с каждой добытой тонны взимается 530 руб. Замена НДС на НДФЛ учтена в одном из сценариев «Энергостратегии...».

При ее разработке учитывалось влияние санкций США и ЕС в отношении банковского и энергетического секторов России, а также снижение средних цен на нефть. Период ее реализации разделен на два этапа: первый этап — ориентировочно до 2020 года (с возможной пролонгацией до 2022 года), второй — с 2021 по 2035 год. Для

оценки предлагаемых мер и перспектив развития ТЭКа заготовлены два сценария прогноза: консервативный и целевой. В качестве базового года выбран 2014 год, прогнозные расчеты выполнялись на модельно-информационном комплексе SCANNER Института энергетических исследований РАН.

В консервативном сценарии приняты основные параметры базового варианта прогноза Минэкономразвития, на их основе определен спрос на основные виды топлива и энергии, учтены также прогнозы развития экономики федеральных округов по основным видам деятельности. Этот сценарий допускает снижение среднегодовых цен нефти Urals до \$55 за баррель в 2015 году и их возвращение в течение пяти лет к \$80 за баррель. В него заложен рост цен до \$95–105 за баррель к 2035 году. Рост российской экономики ожидается в умеренных темпах — в среднем на 1,9% ежегодно.

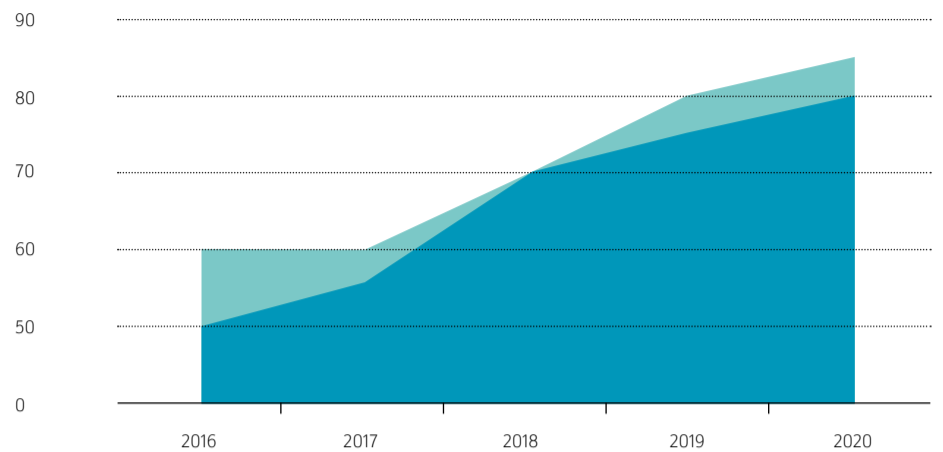
Целевой сценарий предполагает максимально полное использование потенциала энергетического сектора для ускорения роста экономики и повышения уровня жизни населения, что базируется на относительно оптимистичном прогнозе мирового спроса и мировых цен на энергоресурсы.

Хотя оба сценария рассчитаны исходя из прогноза цен на нефть с разницей всего в \$5, целевые показатели существенно разнятся. Так, при развитии целевого сценария планируется, что добыча нефти в России останется на текущем уровне — в объеме 525 млн т, при консервативном она снизится до 476 млн т в год. Экспорт нефти при целевом сценарии должен составить 276 млн т в год, при консервативном — 242 млн т.

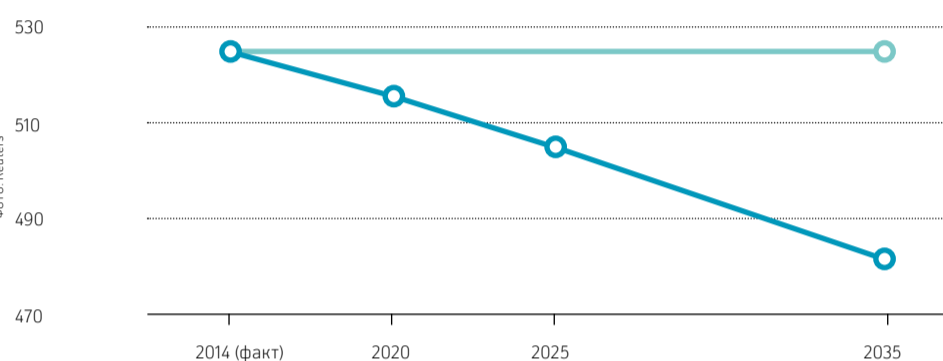
При этом Минэнерго делает ставку на увеличение экспорта российских углеводородов в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Так, экспорт нефти в АТР планируется увеличить вдвое, до 110 млн т, а ежегодные поставки газа — в 8–9 раз, с 14 млрд до 128 млрд куб. м.

В ходе обсуждения проекта «Энергостратегии...» некоторые члены общественного совета при Минэнерго сочли заложенные в него прогнозы относительно цен на нефть излишне оптимистичными. В частности, Андрей Абрамов, управляющий партнер фонда стратегического развития энергетики «Форсайт», предложил Минэнерго создать стресс-сценарий, подразумевающий более низкие цены на нефть в относительно близкой перспективе — порядка \$40 за баррель. Однако Александр Новак был против этого, отметив, что цены на нефть предугадать невозможно. «Мы в них никогда не попадем», — сказал министр.

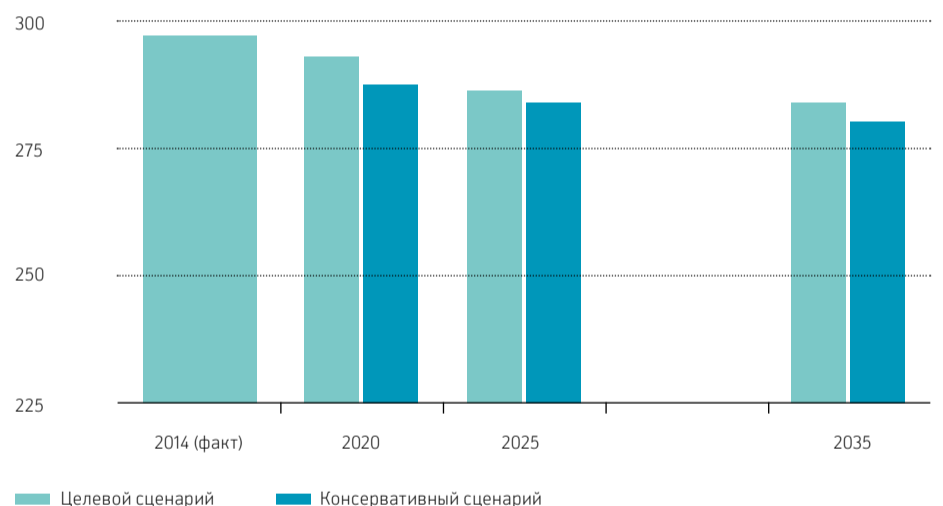
ПРОГНОЗ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ URALS, \$/БАРР.



ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ, МЛН Т В ГОД



ПРОГНОЗ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, МЛН Т В ГОД



* Источник: Министерство энергетики РФ («Энергетическая стратегия России на период до 2035 года»)

110 МЛН Т российской нефти должно идти на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона в 2035 году

«При любых ценах, какие бы ни были, нужно учитывать курс рубля. Если мы перейдем на налог на финансовый результат, у нас будет рентабельность при любой цене, если цена на нефть не будет ниже \$15–10 [за баррель]. Поэтому это не важно на сегодняшний день. Важны те вещи, которые заложены в целевом сценарии. Поэтому мы стремимся именно к нему [целевому сценарию], его предлагаем в качестве главного сценария стратегии», — отметил Новак на заседании общественного совета.

По словам министра, таким образом будут созданы стимулы для сохранения объемов инвестиций. А это, в свою очередь, позволит создавать кластеры по переработке российских углеводородов внутри страны и отправке их на экспорт.

Идею диверсификации экспорта поддерживает и председатель общественного

совета Минэнерго Герман Греф. По его мнению, диверсификация российской экономики должна проходить за счет развития экспортного потенциала страны и переработки энергоресурсов, другого пути искать не следует. «Как мы собираемся делать диверсификацию экономики — начнем производить бананы?» — такой вопрос задал Греф в ходе заседания общественного совета при Минэнерго. Россия многие годы лидирует в мире по производству энергоресурсов, обладает их большими запасами, поэтому «надо начинать перерабатывать дальше, развивать все сопутствующие с этим сервисы и на этом делать диверсификацию», считает глава совета.

2 октября стало известно, что проект обновленной «Энергетической стратегии России на период до 2035 года» внесен на рассмотрение правительства.

СТАВКА НА ТРУД

СНИЖЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРАВИТЕЛЬСТВО НАМЕРЕНО КОМПЕНСИРОВАТЬ ЗА СЧЕТ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ. **ЕЛЕНА ЗОТОВА**



ФОТО: Юрий Биликин/ТАСС

Добыча нефти в России на традиционных действующих месторождениях, согласно прогнозу Минэнерго, к 2035 году снизится на 23%, до 349 млн т (в 2014-м было добыто 453 млн т). Тем не менее общий уровень добычи нефти планируется сохранить в районе 525 млн т, как в 2014 году (с учетом доли добычи на шельфах и трудноизвлекаемых запасов). Падение производства планируется компенсировать за счет реализации новых проектов, в основном по добыче трудноизвлекаемых ресурсов.

Согласно целевому сценарию «Энергетической стратегии развития России до 2035 года», подготовленной Минэнерго, объем добычи трудноизвлекаемых ресурсов к 2035 году должен вырасти почти вдвое — до 89 млн с 45 млн т в 2014 году. При этом реализация шельфовых проектов, как ожидается, даст прирост на 86%, до 39 млн т (в 2014-м — 21 млн т). Производство нефти на новых месторождениях увеличится в семь раз, до 48 млн с нынешних 6 млн т.

Одновременно с целевым сценарием развития нефтяной промышленности энергостратегия также учитывает консервативный вариант, согласно которому общий уровень нефтедобычи снизится к 2035 году на 9%, до 476 млн т. Консервативный сценарий учитывает риски, связанные с разработкой трудноизвлекаемых ресурсов в текущих экономических условиях. Так, реализация проектов по добыче сверхвязкой, а также сланцевой нефти и начало производства на глубоководном шельфе требуют применения специальных технологий, доступа к которым российские компании лишены в результате введения экономических санкций США и странами Евросоюза. Кроме того, эти проекты существенно дороже, чем добыча традиционных видов нефти на суше, что в условиях низких цен на нефть и с учетом ограниченных санкциями возможностей привлечения финансирования делает их реализацию нерентабельной.

Шельф без иностранцев

Международные санкции в первую очередь препятствуют реализации проектов

по добычи нефти на арктическом шельфе. «Роснефть» начала бурение на одном из месторождений в Карском море в партнерстве с американской Exxon Mobil, но после выхода последней из проекта была вынуждена приостановить работы, поскольку не обладает соответствующими ресурсами для строительства специальных буровых платформ.

По мнению некоторых экспертов, проблема по разработке глубоководных шельфовых месторождений Арктики могла бы быть решена в случае допуска частных российских компаний к участию в этих проектах. Сейчас право работать на российском шельфе есть только у «Роснефти», которая имеет 51 лицензию, и «Газпрома», у которого 40 лицензий. При этом технологиями, необходимыми для бурения на шельфе, сегодня обладает ЛУКОЙЛ — компания успешно реализует проекты по добыче нефти во Вьетнаме и на шельфе Каспийского моря.

Пока вопрос о доступе частных компаний к шельфу Арктики не решен, «Роснефть» и «Газпром» ищут новых зарубежных партнеров. Норвежские и американские сервисные компании с российского рынка вытесняются китайскими, отмечает глава представительства норвежской сервисной компании PGS в России Юрий Ампилов. «Российские компании оказались в сложном положении — они лишены не только необходимых технологий, но и соответствующего оборудования. Те суда, которые были ими приобретены у европейских компаний, теперь лишены соответствующего технического обслуживания. Эту нишу постепенно занимают китайские сервисные компании, которые начали производить аналоговое оборудование для европейских судов», — поясняет Ампилов. По этой причине, а также с учетом неблагоприятной ценовой конъюнктуры на нефтяном рынке реализация крупных проектов на шельфе Арктики откладывается. Так, Минприроды в текущем году удовлетворило просьбы компаний о переносе сроков работ на шельфе по восьми лицензиям «Роснефти» и пяти — «Газпрома». Но те проекты, которые уже находятся в стадии

запуска, вряд ли будут заморожены даже при сохранении низких цен на нефть, уверяют эксперты. Например, ЛУКОЙЛ в этом году должен запустить одно из крупнейших месторождений нефти на шельфе Каспия — имени Филановского, «Газпром нефть» продолжает добычу нефти на Приразломном в Баренцевом море.

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ К 2035 ГОДУ ДОЛЖЕН ВЫРАСТИ ПОЧТИ ВДВОЕ — ДО 89 МЛН С 45 МЛН Т В 2014 ГОДУ

Планы на суше

Добычу трудноизвлекаемой нефти на суше уже не первый год успешно ведут «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз» и «Татнефть». Компании обладают необходимыми технологиями и оборудованием для реализации этих проектов; соответственно, они менее подвержены негативному влиянию от введения экономических санкций.

«Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» ведут разработку Баженовской свиты в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО). На сегодня в отложениях Баженовской свиты открыто 78 залежей нефти с суммарными извлекаемыми запасами 530 млн т. По данным Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ВНИГНИ), ресурсы этого участка составляют 9,7 млрд т нефти. Ранее партнером «Газпром нефти» в этом проекте была англо-голландская Shell; несмотря на выход иностранного партнера из проекта, «Газпром нефть» продолжает разработку этих участков.

«Татнефть» ведет добычу сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении

в Волго-Уральском регионе. Его геологические ресурсы, по различным оценкам, составляют от 1,4 млрд до 7,5 млрд т.

Одним из перспективных нефтеносных участков, разработку которого «Татнефть» планирует начать в ближайшее время, является Доманиковская свита в Тимано-Печорском регионе. Извлекаемые ресурсы доманика, по данным ВНИГНИ, составляют 898 млн т.

«Газпром» начал опытную добычу нетрадиционной нефти на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, запасы которого, по данным ВолгоУралНИПИгаза, составляют 2,68 млрд т нефти.

Российские компании могут реализовать эти проекты самостоятельно, уверяют эксперты. При участии иностранных партнеров разработка этих месторождений могла бы быть «быстрее и эффективнее», полагает Андрей Полищук из Райффайзенбанка. «Добыча ведется давно, тут вопрос скорости, качества, объемов и окупаемости», — поясняет он.

Налоговое бремя

По мнению отраслевых экспертов, удерживать в текущей ситуации добычу на уровне 2014 года, как планирует Минэнерго, нефтяным компаниям будет очень трудно без соответствующих налоговых преференций и доступа к финансированию. «Если ситуация не улучшится, то мы, скорее всего, столкнемся с падением добычи в долгосрочной перспективе. Компании разрабатывают в первую очередь традиционные месторождения. При низких ценах проекты по трудноизвлекаемой нефти, вероятнее всего, будут отложены», — отмечает Андрей Полищук.

Одним из ключевых в процессе стимулирования вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов является вопрос налогового стимулирования. Согласно оценке E&Y, предоставляемые в настоящее время в России льготы по целому ряду критериев (выработанность, физико-географическое положение, размер запасов, проницаемость и эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, льготы для определенных геологических формаций и др.) распространяются менее чем на половину проектов по добыче трудноизвлекаемых ресурсов. По мнению экспертов, проблема может быть решена при помощи дальнейшего расширения перечня льгот по тем или иным характеристикам либо включения издержек в расчет налогооблагаемой базы. Увеличение перечня льгот — это тупиковый путь, считает директор московского нефтегазового центра E&Y Денис Борисов. Он «порождает целый ряд коллизий, связанных как с объективностью подбора параметров, так и с возможностями по администрированию», считает эксперт. «Более того, тот широкий перечень льгот, который сформировался к сегодняшнему дню, лишь в очень ограниченных случаях стимулирует применение технологических новаций, отвечающих требованиям по рациональному недропользованию за счет повышения величины КИН [коэффициент извлечения нефти]», — полагает Денис Борисов.

Альтернативой расширения льготного списка является введение налога на финансовый результат (НФР) вместо налога на добычу полезных ископаемых. Такой подход был апробирован в других развитых нефтедобывающих странах и зарекомендовал себя с лучшей стороны, отмечает Денис Борисов. С ним согласен Андрей Полищук: «Для стимулирования реализации проектов по добыче трудноизвлекаемых ресурсов нужны дополнительные льготы либо изменение налоговой системы, которая будет учитывать объем инвестиций», — поясняет он.

ЖИДКАЯ ДОЛЯ

РОССИЯ НАМЕРЕНА ПОБОРОТЬСЯ ЗА МЕСТО НА РЫНКЕ СЖИЖЕННОГО ГАЗА. ЕЛЕНА ИГОШИНА



Минэнерго прогнозирует пятикратный рост производства сжиженного природного газа (СПГ) в России к 2035 году в объеме 74 млрд куб. м в год. Предполагается, что основными рынками сбыта станут страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Однако достижение таких показателей будет зависеть от мировой финансовой конъюнктуры, поскольку сегодня спрос на энергоносители падает, а перспективы строящихся проектов СПГ в России неясны.

Азиатский фактор

В прошлом году мировая энергоиндустрия отметила 50-летнюю годовщину запуска первого завода по производству сжиженного природного газа. Пионером в этой области стал Алжир. По данным аудиторской компании E&Y, к 2025 году существующие мощности СПГ (не менее 300 млн т в год) могут увеличиться вдвое. «Даже при относительно стабильном росте спроса такое положение дел означает ужесточение конкуренции поставщиков, рост затрат на развитие производства и снижение цен на природный газ», — считают эксперты E&Y.

По данным исследования GlobalLNG, проведенного Deutsche Bank Markets Research, еще пару лет назад суммарный мировой спрос на природный газ рос на 2,7% ежегодно. В то же время мировой спрос на СПГ увеличивался на 7,6% в год, то есть почти в три раза быстрее. Доля СПГ в структуре международной торговли природным газом будет расти, к 2040 году, по прогнозам экспертов, она достигнет 48%. Для сравнения: в 2012 году этот показатель составлял 43%. Мировые поставки СПГ к 2035 году возрастут на 1,4 млрд куб. м топлива в сутки.

В региональном разрезе устойчивый рост спроса на СПГ в основном поддерживает Азия, а в более широком смысле обеспечивается тем, что аналитики JP Morgan назвали «долговременными, перспективными с точки зрения инвестиций, политически мотивированными вопросами». В первую очередь речь идет о национальной энергетической безопасности — обеспечении диверсификации и гибкости предложения.

В это же время Европа неуклонно идет по пути снижения потребления углеводородов и обретения максимально возможной энергетической независимости за счет диверсификации источников поставок и развития возобновляемой энергетики.

На сегодняшний день Азия является основным направлением поставок сжиженного природного газа, ее доля в мировом спросе на это топливо превышает 70%. К 2035 году Китай станет вторым крупнейшим импортером СПГ (0,34 млрд куб. м в сутки), уступая лишь Японии (0,37 млрд куб. м в сутки). Доля Европы в глобальном импорте СПГ возрастет до 19% к 2035 году, обеспечив спрос на 0,28 млрд куб. м газа в сутки.

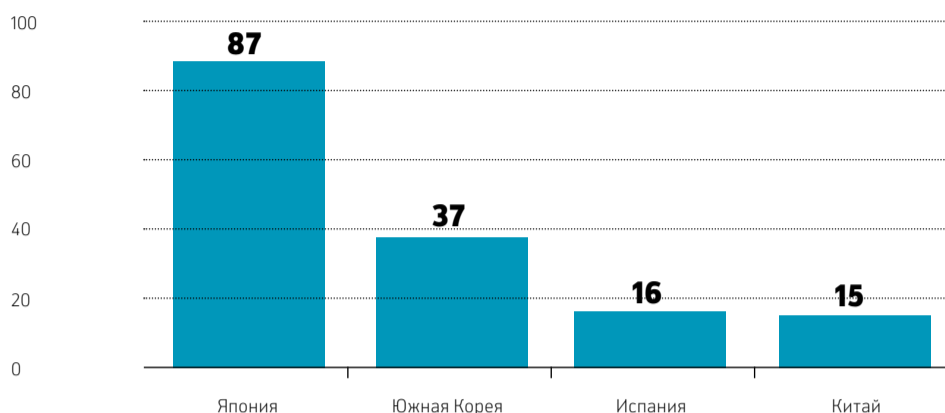
По данным E&Y, последний пятилетний план по газификации китайской экономики подразумевает рост доли газа в общем объеме производства энергии примерно с 4% в 2010 году до 8% в 2015-м с долгосрочной целью достичь 10-процентной доли к 2020 году. Аналитики JP Morgan отмечают, что и после 2020 года потенциальный спрос на газ в Китае останется значительным, с учетом того что угольный рынок страны в семь раз превышает размеры мирового рынка СПГ. Именно эти факторы стали основополагающими при разработке «Энергетической стратегии развития России до 2035 года» в части развития производства СПГ и его экспорта в страны АТР.

Дорогая логистика

На сегодняшний день доля России на мировом рынке сжиженного природного газа составляет менее 5%. «Энергостратегия...» предусматривает ее увеличение до 12% от общего объема мирового рынка. Чтобы достичь такого показателя, нужно увеличить производство СПГ по меньшей мере в пять раз, с 14 млрд до 74 млрд куб. м в год (примерно 53 млн т СПГ). Мировым лидером на рынке СПГ является Катар. По словам аналитика Райффайзенбанка Андрея Полищука, экспорт СПГ из Катара составляет около 106 млрд куб. м в год (76,6 млн т СПГ).

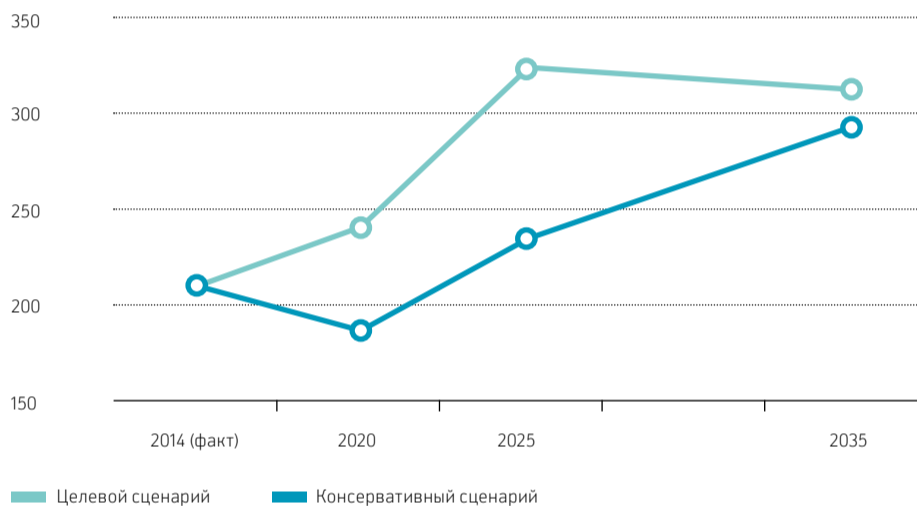
Сейчас в России заявлено несколько новых проектов по строительству мощностей СПГ: проект НОВАТЭКа с годовой мощностью 15 млн т на Ямале, газпромовский «Владивосток СПГ» на 10 млн т, «Штокман

ВЕДУЩИЕ МИРОВЫЕ ИМПОРТЕРЫ СПГ В 2014 ГОДУ, МЛН Т



* Источник: GIIGNL

ПРОГНОЗ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА, МЛРД КУБ. М В ГОД



* Источник: Министерство энергетики РФ («Энергетическая стратегия России на период до 2035 года»)

СПГ» на 7,5 млн т, «Дальневосточный СПГ» компании «Роснефть» мощностью до 10 млн т и «Печора СПГ» мощностью до 5,2 млн т. Кроме того, с 2009 года действует завод по сжижению газа в рамках проекта «Сахалин-2».

Несмотря на амбициозность российских планов, в настоящее время поставки СПГ на мировой рынок падают. По данным ЦДУ ТЭК, экспорт СПГ с завода «Сахалин-2» в 2014 году снизился на 1,1%, а за первое полугодие 2015-го — на 0,4%. Основное направление экспорта сжиженного газа «Сахалина-2» — страны АТР, прежде всего Япония, Корея и Тайвань. «Тенденция к снижению экспортных показателей по газу сохранится в среднесрочной и долгосрочной перспективе», — считает руководитель группы мониторинга газовой промышленности ЦДУ ТЭК Анастасия Артамонова.

Однако эксперты отмечают, что достижение показателей по экспорту СПГ, заявленных в «Энергостратегии...», будет зависеть от мировой финансовой конъюнктуры, поскольку, несмотря на перспективность этого бизнеса, будущее строящихся проектов СПГ в России пока нельзя назвать определенным.

Как отметил, выступая на конференции Среоп «СПГ 2015», генеральный директор ГК «Сервис ВМФ» Сергей Миславский, на сегодняшний день отложенные позиции имеют такие проекты, как «Штокман СПГ», «Владивосток СПГ», «Дальневосточный СПГ» и «Печора СПГ». Главное препятствие для их реализации — конкурентная борьба внутри страны за либерализацию экспорта не только СПГ, но и всего природного газа.

По словам Миславского, сроки начала поставок СПГ со Штокмана сдвинуты с 2014 на 2017 год, «Владивосток СПГ» летом 2015 года признан неприоритетным для реализации в ближайшее время.

При этом, как подчеркнул Сергей Миславский, хотя в рамках проекта «Ямал СПГ» уже начато строительство терминала на базе порта Сабетта и завода СПГ (на сегодняшний момент степень готовности завода составляет 45%), по-прежнему вызывает опасения его логистика. Даже при невысокой себестоимости СПГ она значительно увеличит стоимость для потребителей в связи с высоким уровнем цен на фрахт танкеров. Кроме того, подчеркнул эксперт, с 2009 года в России не реализуется программа по строительству танкеров СПГ: они по-прежнему под различными предлогами заказываются в основном в Южной Корею.

По словам Андрея Полищука из Райффайзенбанка, России с учетом мировой политической и экономической конъюнктуры необходимо занять долю рынка СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Это позволит хеджировать риски от снижения зависимости стран Европы от российских энергоресурсов, а также стать мобильнее в поставках российских углеводородов на международные рынки вне зависимости от трубопроводной инфраструктуры.

Рост производства СПГ в России и его экспорта, считает Андрей Полищук, будет возможен при особом внимании правительства к импортозамещению и локализации производства газозавозов. Однако о методах достижения заявленных целей станет известно после рассмотрения генеральной схемы развития газовой отрасли в рамках «Энергетической стратегии развития России до 2035 года». Пока Минэнерго планирует вынести генеральную схему развития газовой отрасли на президентскую комиссию по ТЭК, которая должна состояться до конца 2015 года. Об этом недавно заявил журналистам заместитель министра энергетики Кирилл Молодцов.

ЭНЕРГИЯ ДЛЯ БИЗНЕСА

ПОДКЛЮЧЕНИЕ БИЗНЕСА К ЭЛЕКТРОСЕТЯМ СТАЛО ПРОЩЕ. ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НУЖНА РЕФОРМА ОТРАСЛИ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ РЕГИОНАЛЬНЫХ ВЛАСТЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ. **ИГОРЬ МАРТЫНОВ**

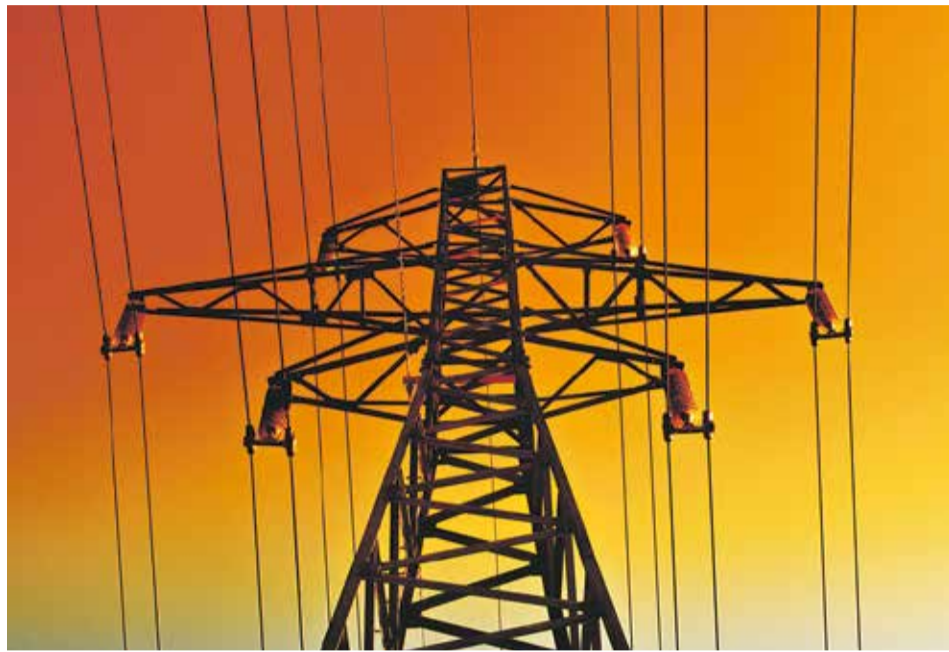


ФОТО: LORI

Одно из препятствий для развития бизнеса в России — сложная процедура подключения к электросетям. В последнее время ситуация улучшилась. Успех в этом направлении отмечают представители бизнеса в рамках Национальной предпринимательской инициативы, запущенной с подачи Дмитрия Медведева.

По данным «Россетей», обеспечивающих электроснабжение в 78 субъектах РФ, за последние несколько лет стоимость подключения к сетям снизилась более чем в четыре раза — с 9,5 тыс. до 2,1 тыс. руб. за 1 кВт. Более того, за последние три года было внесено около 20 поправок в федеральное законодательство, которые существенно упростили процедуру подключения. «Доступность энергетической инфраструктуры улучшилась за последние несколько лет в результате масштабных инвестиций в генерирующие и сетевые мощности со стороны генерирующих компаний и компаний группы «Россети», — считает аналитик компании «Атон» Илья Купреев. В Москве и Санкт-Петербурге уже можно получить договоры энергоснабжения одновременно с актом технического присоединения к сетям, что сокращает срок подключения к сетям в среднем на 30 дней. В итоге в обеих столицах можно подключиться за 90 дней.

Тем не менее, как выяснили участники III Всероссийского форума «Доступные сети: проекты, опыт, актуальные вопросы», который в конце сентября в Санкт-Петербурге провела компания «Россети», в отрасли остается множество проблем. По словам Ильи Купреева, подключение к энергосетям серьезно осложняется бюрократическими процедурами: оно может занимать более года, а также сопровождаться финансовыми затратами со стороны потребителей.

Истоки проблемы

По мнению экспертов, предприниматели зачастую заказывают для подключения объекта определенную мощность

электроэнергии, а потом не используют ее в полной мере. В то же время сетевая компания обязана резервировать заявленные объемы и не может передать их другим потребителям, расторгнув действующий договор. Как заявил на форуме в Санкт-Петербурге первый заместитель гендиректора «Россетей» по технической политике Роман Бердников, 37% заявок на техническое присоединение к сетям не исполняются в срок, из-за того что заявители не подтверждают выданные им технические условия. При этом, что ежегодный прирост заявок составляет 15%. На сегодня накопленный за предыдущие годы объем потребности на получение электроснабжения составляет 157 ГВт, то есть получается, что сетевые компании должны будут обеспечить покрытие двойного максимума нагрузок.

Одной из причин простоя заявленных мощностей эксперты считают недостаточную ответственность заявителей. «За нарушение договора технического присоединения сетевая компания платит штраф до 3% с оборота, а заявитель — всего 8 коп. за каждый день просрочки», — объясняет директор по развитию и технологическим присоединениям «Иркутскэнерго» Евгений Вечканов. В итоге для сетевых компаний простой оборудования оборачивается ежегодным выпадением доходов на миллиарды рублей. По словам аналитика Райффайзенбанка Федора Корначева, система оплаты фактической мощности и отсутствие платы за резерв действительно обладают рядом недостатков. «Повысить ответственность потребителей может плата за резерв и передача неоплаченного резерва другим потребителям», — говорит он.

Необходимость перемен

Как сообщил на форуме «Россетей» в Санкт-Петербурге член комитета по энергетике Госдумы Сергей Есяков, в нижнюю палату парламента давно внесен пакет законопроектов, ужесточающих ответ-

ственность потребителей за неиспользование заявленной мощности. В частности, Минэнерго предлагает ввести в законодательство механизм передачи другим потребителям мощностей, не используемых на протяжении более трех лет. Кроме того, в ведомстве настаивают на введении штрафов за срыв сроков исполнения договоров техприсоединения. Следующим этапом должно стать право сетевой компании разрывать договор техприсоединения, если заявитель не исполняет свои обязательства.

По словам Ильи Купреева, разрешенные энергокомпаниям перепродавать неиспользуемые мощности другим потребителям позволит оптимизировать использование существующей сетевой инфраструктуры. «Штрафы за простой могут быть увеличены, или же возможны механизмы предоплаты заявленного объема мощности, с тем чтобы у потребителей появлялись финансовые стимулы не завешивать заявки и эффективно планировать тот объем мощности, который они фактически будут потреблять», — добавляет Купреев.

Надежда на государство

Другой серьезной проблемой эксперты считают тарифную политику, которая недостаточно компенсирует сетевым компаниям подключение к электрическим сетям по льготным тарифам. По данным «Россетей», средние затраты на подключение в 109 раз превышают получаемую оплату, при этом государство компенсирует эти затраты сетевым компаниям не в полной мере, затраты на строительство, таким образом, не покрываются. При этом доля сетевой составляющей общего тарифа на электроэнергию стабильно снижается: с 37% в 2010-м до 28% в 2014 году. За счет сокращения сетевой доли в тарифе «Россети» за три последних года недополучили несколько сотен миллиардов рублей. Одновременно на сетевые компании наложили новое бремя: с 1 октября 2015 года при подключении потребителей до 150 кВт они должны оплачивать 50% затрат «последней мили», а с 2017 года эти затраты полностью лягут на сетевиков.

Помимо недостатка средств, как отмечают в «Россетях», сетевым компаниям не позволяет развиваться порядок выделения земельных участков под прокладку ЛЭП: переговоры с собственниками земли могут длиться по несколько месяцев.

«Давайте посмотрим на проблему глазами сетевой организации. Мы имеем сложный и длительный процесс получения исходно-разрешительной документации, который с учетом нормативных сроков строительства перекрывает все законодательно и регламентно установленные сроки технологического присоединения», — подчеркнул Роман Бердников.

Для примера были приведены сроки получения ордера на производство работ и согласования в Ростехнадзоре прокладки кабеля в Москве: заказ геоподосновы в ГУП «Мосгоргеотрест» — 30 дней, выполнение проектных работ — семь дней, согласование проекта в Москомархитекту-

ре — 14 дней, согласование проекта в ГУП «Мосгоргеотрест» — 14 дней, открытие ордера на производство земляных работ в ОАТИ Москвы — 14 дней, получение акта допуска Ростехнадзора — 14 дней. Итого только на выполнение проектно-изыскательских работ и согласование в Ростехнадзоре тратится 93 дня. Это уже превышает целевое значение 90 дней. А ведь еще нужно время на строительные работы. Где выход? Большинство экспертов высказали мнение, что большинство процедур при строительстве линейных объектов сетевыми компаниями необходимо упразднить.

Чтобы изменить ситуацию, по словам директора департамента развития электроэнергетики Минэнерго Павла Сниккарса, необходимо резервировать участки для размещения сетевой инфраструктуры еще на этапе согласования проектов планировки и межевания территорий. Согласно постановлению правительства от 3 декабря 2014 года регионы получили право размещать объекты инженерной инфраструктуры, включая ЛЭП и трансформаторные подстанции, на государственных или муниципальных землях. Так, в Ленинградской области вместо предоставления земельного участка под строительство инженерной инфраструктуры уже выдают разрешение на его использование. Место для размещения объектов инженерной инфраструктуры определяют специальные комиссии, сроки работ которых строго регламентированы: они должны вынести решение за 25 календарных дней.

Опыт Ленинградской области в «Россетях» надеются использовать в работе с другими регионами. «Мы подготовили типовое соглашение с регионами, предусматривающее упрощение процедуры получения разрешений, резервирование земельных участков под энергетическую инфраструктуру», — говорит Роман Бердников. По его словам, 10 регионов уже подписали подобные соглашения, что позволило значительно сократить сроки подключения. Более того, Госдума уже приняла в первом чтении законопроект, устанавливающий единые ставки платы за техприсоединение к сетям в пределах одного региона.

По словам экспертов, на федеральном уровне необходима масштабная реформа механизма присоединения к сетям. Российское правительство уже готовит целый пакет законопроектов — «дорожную карту», упорядочивающую государственное регулирование в области технологического присоединения потребителей к электросетям. «Вступило в силу постановление правительства об уведомительном порядке ввода в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства классом напряжения до 20 кВт», — говорит Павел Сниккарс. По его словам, на последней стадии согласования также находится распоряжение правительства о введении единого документа о техприсоединении. Наконец, на следующем этапе потребители смогут финансировать реконструкцию электросетевых объектов с возвратом им вложений в течение пяти лет.



НАЧНИ СВОЙ БИЗНЕС

Подключайся к электроснабжению
в кратчайшие сроки, без посредников

ОНЛАЙН-ЗАЯВКА — ПОРТАЛ-ТП.РФ

КУРС НА АЛЬТЕРНАТИВНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

ДВА ГОДА НАЗАД ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИИ ПРИНЯЛО РЯД МЕР, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОДДЕРЖКУ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ). ОДНАКО ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ, ДЕВАЛЬВАЦИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ ВАЛЮТЫ, А ТАКЖЕ ПОСЛЕДСТВИЯ АНТИРОССИЙСКИХ САНКЦИЙ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРЫХ ИНВЕСТОРЫ ЛИШИЛИСЬ ИСТОЧНИКОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРИОБРЕТАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИВЕЛИ К СВОРАЧИВАНИЮ ОСОБО ЗАТРАТНЫХ ИНВЕСТПРОЕКТОВ. К НИМ ОТНОСЯТСЯ И ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ ПРАВИТЕЛЬСТВО ОБЪЯВИЛО О ПОДДЕРЖКЕ РЕГИОНОВ, РАБОТАЮЩИХ НАД ПРОИЗВОДСТВОМ ВИЭ. **ЕЛЕНА ЗАБЕЛЛО**



МИРОВОЙ ОБЪЕМ ЭНЕРГИИ, ПРОИЗВОДИМЫЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ, В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ УЖЕ ПРЕВЫСИЛ 20% ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ, В РОССИИ — 1%

ся на уровне \$66 млрд, большие средства вкладываются в ВИЭ в США и Японии — \$51,8 млрд и \$41,3 млрд соответственно.

Официальных данных по инвестициям в России за 2014 год еще нет. Но известные планы вложить в развитие ВИЭ до 2024 года 110 млрд руб. В сентябре заместитель министра энергетики Алексей Текслер сообщил о них в интервью каналу «Россия 24»: «Планируется, что до 2024 года мы введем порядка 6 ГВт установленной мощности электростанций, из них где-то 3,5 ГВт — это ветровые станции, все остальное — это солнечная генерация порядка 1,6 ГВт, а также порядка 0,8 ГВт — малые гидроэлектростанции».

Годом ранее глава Минэнерго Александр Новак, выступая в Вашингтонском Институте имени Брукинга, говорил, что Россия для трехкратного — до 6 ГВт — увеличения мощности генерации на основе ВИЭ к 2020 году инвестирует в такие проекты 516 млрд руб. На начало 2014 года объем российского рынка возобновляемых ресурсов составляет, по разным оценкам, от \$11,2 млрд до \$13,5 млрд.

Привлечь средства в отрасль производства энергии на основе возобновляемых источников без государственной поддержки не получится. Правительство, в свою очередь, объявило о некоторых шагах в этом направлении. В частности, регионы, где кроме нефтегазовых ресурсов активно используются возобновляемые природные источники энергии, такую поддержку получают, сообщил в сентябре заместитель председателя правительства Аркадий Дворкович на международном форуме «БиоКиров-2015» в Кирове. Он напомнил, что очередной конкурс по возобновляемым источникам энергии пройдет в ноябре, и призвал активно подавать заявки.

Для России важно развивать отрасль ВИЭ, поскольку в стране есть отдаленные регионы, куда сети просто не дотянуть или они обойдутся крайне дорого. Перспективным для ветровой энергетики является Дальний Восток и Север, а для солнечной — Алтай и юг России.

Кроме того, Россия взяла на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов, что предполагает почти полный отказ от сжигания углеводородов, в том числе и за счет развития альтернативных видов энергетики. Однако в сложившихся экономических условиях вряд ли стоит ожидать «прорыва» в этом направлении.

О ветре — всерьез

В России пока не сформировалось серьезного отношения к возобновляемым источникам энергии, хотя развитые страны ведут интенсивный поиск возможностей замены органического топлива. Причина понятна: мы энергоресурсы продаем, многие развитые страны их покупают. Однако будущее за ВИЭ.

Мировой объем энергии, производимый с использованием ВИЭ, в настоящее время уже превысил 20% от общего объема энергопотребления. В России этот показатель, по данным Минэнерго, составляет примерно 1%. К 2020 году планируется увеличить долю возобновляемых источников в производстве электроэнергии до 4,5%.

Эти данные не учитывают крупных гидроэлектростанций (ГЭС), Россия является лидером в этом способе генерации благодаря богатым водным ресурсам. По данным ОАО «СО ЕЭС», системного оператора единой электроэнергетической системы России, суммарная установленная электрическая мощность российских ГЭС на 1 января 2015 года составляет 47 712,39 МВт, или 20,5% от всей мощности электростанций страны.

Программы по развитию ВИЭ приняты и действуют во многих развитых странах, которые ежегодно наращивают инвестиции в этот сектор. Это позволит, согласно прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), в 2015 году довести общие мощности электроэнергии, произведенной за счет ВИЭ, до 737 ГВт. Таким образом, доля возобновляемых источников в мировом энергодолансе выйдет на уровень 23–24%.

Конкурсная биомасса

Наша страна обладает обширными запасами возобновляемых топливных ресурсов и источников энергии — геотермальной, солнечной, ветровой, океанической, энергии биомассы и др. По данным Минэнерго РФ, объем технически доступных ресурсов ВИЭ в России составляет не менее 24 млрд т условного топлива. При этом надо учитывать, что экономический потенциал ВИЭ постоянно увеличивается в связи с непрерывным удорожанием традиционного органического топлива и сопутствующими его применению проблемами загрязнения окружающей среды.

В 2013 году правительство России запустило программу поддержки развития альтернативной энергетики. В соответствии с этой программой регулятор энергорынка НП «Совет рынка» будет ежегодно проводить конкурсный отбор проектов по строительству объектов генерации на основе ВИЭ. Победителями конкурса становятся компании, предложившие наименьшие капитальные затраты по проекту. С ними заключаются договоры, обеспечивающие инвесторам гарантированное возмещение затрат в течение 15 лет при базовой доходности проектов 14% годовых. Летом текущего года правительство внесло изменения в эту программу, сохранив общий объем ввода генерации. Однако сроки реализации проектов теперь продлены до 2024 года, объем ввода снижен с 1000 до 500 МВт в год.

Пока же отрасль ВИЭ по-прежнему развивается медленно, а инвесторы не слишком активно участвуют в новых проектах. В числе основных причин — снижение доходов нефтегазового сектора, который является основным источником инвестиций в ВИЭ, а также отсутствие льгот по кредитам и госсубсидий на такие проекты.

Тем временем страны, давно взявшие курс на развитие альтернативной энергетики, несмотря на мировой экономический кризис, не только не сокращают инвестиции, а, напротив, наращивают их.

Согласно отчету Bloomberg New Energy Finance, в 2014 году в мире было вложено в ВИЭ \$310 млрд, что на 16% больше, чем годом ранее. Крупнейшим инвестором остается Китай — \$89,5 млрд в 2014 году. Инвестиции в ВИЭ в Европе второй год подряд держат-

110 млрд руб.
вложит Россия в возобновляемые источники энергии, чтобы довести их суммарные мощности до 6 ГВт

СОЛНЕЧНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ОБГОНЯЕТ ВЕТЕР

НА БОЛЬШЕЙ ЧАСТИ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ЕДИНСТВЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ ВЫСТУПАЮТ ДИЗЕЛЬНЫЕ ИЛИ БЕНЗИНОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ДЛЯ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, ОТВЕЧАЮЩЕГО СОВРЕМЕННЫМ ПОДХОДАМ К ЭКОЛОГИИ, ГОСУДАРСТВУ НЕОБХОДИМО ЗАИНТЕРЕСОВАТЬ ИНВЕСТОРОВ. **ЕЛЕНА ЗАБЕЛЛО**

Чистый евроэксперимент

Страны Евросоюза стали внедрять использование солнечной энергии в рамках уменьшения зависимости от углеводородов и в целях снижения выбросов в атмосферу парниковых газов. Суммарная установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) в мире к 2019 году может достичь 500 ГВт, следует из аналитического отчета международной консалтинговой компании IHS. По итогам 2014 года объем солнечной генерации составил 180 ГВт. На сегодня в солнечную энергетику во всем мире инвестировано уже более \$150 млрд, ежегодно этот объем увеличивается на 15–20%.

Одним из мировых лидеров на рынке солнечной генерации является Германия, на долю которой приходится 31% совокупной мощности. Уникальная особенность производства солнечной энергии в этой стране состоит в том, что 90% всех панелей расположены на крышах домов. Причем половина солнечных электростанций принадлежит частным лицам, а не генерирующим компаниям.

Как следует из отчета международной Ассоциации производителей солнечной энергии (Solar Energy Industries Association, SEIA) и GTM Research, в Соединенных Штатах к концу этого года будет работать более миллиона солнечных установок — их количество увеличится на 36% по сравнению с 2014 годом. За последние два года в США было введено в действие больше солнечных станций, чем за предыдущие 38 лет.

Китай и Япония сейчас занимают в совокупности 50% мирового рынка солнечной энергетики. Индия в среднесрочной перспективе планирует увеличить мощность солнечных установок с 2 ГВт до 20 ГВт.

Российская альтернатива

В России доля солнечной генерации составляет лишь 0,5–0,8% от общего объема мощности электростанций. По данным заместителя министра энергетики Алексея Текслера, которые он привел в сентябре в интервью телеканалу «Россия 24», до 2024 года в России планируется ввести порядка 1,6 ГВт мощностей солнечной генерации. Первая солнечная электростанция запущена на Алтае, этой осенью ее мощность увеличена в два раза, до 10 МВт. В течение пяти ближайших лет в регионе планируется возвести еще четыре подобные электростанции. На данный момент массив солнечных батарей работает в Белгородской области. В Крыму до 20% энергии добывается за счет ВИЭ — в первую очередь солнечных батарей и ветряных электростанций.

Совокупная мощность проектов солнечных электростанций, ввод которых в эксплуатацию запланирован до конца 2015 года, составляет 175,2 МВт. В Астраханской области должны появиться солнечные электростанции совокупной установленной мощностью 90 МВт, в Оренбургской области — 30 МВт, в Белгородской области и Башкирии — по 15 МВт.

Возврат инвестиций в строительство солнечных электростанций осуществляется на основе договора о поставке мощности

(ДПМ) по аналогии с традиционной генерацией. В соответствии с этим документом генерирующая компания получает плату за мощность, которую она поставляет на оптовый рынок. Параметры тарифа для каждого объекта рассчитываются отдельно.

При господдержке строятся заводы по производству компонентов для солнечных электростанций. Это позволяет выполнить требования законодательства, в соответствии с которыми до 70% оборудования для СЭС должно производиться в России. Строительство таких заводов планируется в Подмосковье и Татарстане. На данный момент уже построен завод «Хевел» по производству тонкопленочных солнечных модулей в Чувашии.

По мнению экспертов, такое оборудование слишком дорого для использования в частном секторе экономики, срок его окупаемости составляет четыре–семь лет. Поэтому киловатт электроэнергии, получаемой с применением солнечных батарей, по-прежнему значительно дороже, чем электричество по государственному тарифу.

В таких условиях рынок может эффективно развиваться только при поддержке государства. Например, Великобритания в 2013 году провела эксперимент — солнечные батареи были запущены в продажу в торговой сети. Стоимость 18 панелей составляла £5,7 тыс. (\$9,2 тыс.), на их приобретение выдавались госсубсидии. В дальнейшем пользователи получили возможность продавать излишки электроэнергии государству.

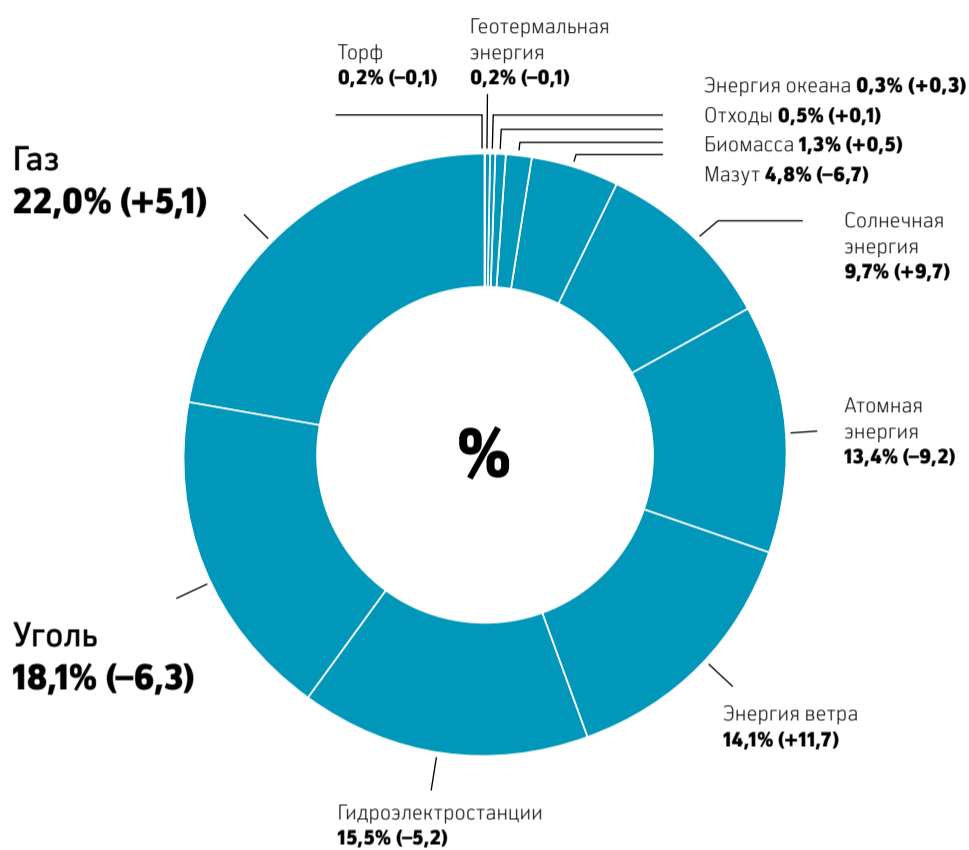
Несмотря на экономический кризис, аналитики высоко оценивают потенциал отрасли. Как отмечает президент Ассоциации солнечной энергетики России Антон Усачев, в последние пять лет технологии и оборудование для производства солнечной энергетики заметно подешевели, одновременно выросла эффективность солнечных модулей. Благодаря этому уже сегодня можно говорить о возможности полноценной конкуренции солнечной энергетики с традиционной генерацией.

Инвесторам неинтересно

Применение энергии ветра в России развивается еще медленнее, чем солнечная энергетика. Единственная промышленная ветроэлектростанция находится в Калининградской области, есть электростанции на Чукотке, в Башкирии, Калмыкии и Коми. В прошлом году Россия получила от ветропарков всего 16,8 МВт мощности. Схему их строительства на территории России в 2013 году утвердил премьер-министр Дмитрий Медведев. Согласно этим планам за 15 лет в стране должно быть построено 16 ветряных электростанций.

Однако инвесторов не устраивают условия, которые сложились на этом рынке. Здесь действуют те же правила, что и для солнечной генерации, предполагающие высокую квоту для отечественного оборудования. Но у нас в стране нет производства компонентов для ветроэлектростанций, их приходится закупать за рубежом. Поэтому желающим строить «ветряки» пока не нашлось.

ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ ЕВРОПЫ С 2004 ПО 2014 ГОД*, %



* Указаны доли в 2014 г.; в скобках — увеличение/снижение по сравнению с 2004 г. в процентных пунктах. Источник: аналитический центр компании «Газпром Энергохолдинг»

СУММАРНАЯ МОЩНОСТЬ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В МИРЕ К 2019 ГОДУ МОЖЕТ ДОСТИЧЬ 500 ГВТ

Российские власти давно пытались привлечь внимание инвесторов к созданию на севере Дальнего Востока крупного ветропарка суммарной мощностью 50–70 ГВт. О том, что этот вопрос прорабатывается с иностранными партнерами, говорил в феврале текущего года глава Минэнерго Александр Новак. 10 сентября РАО «ЭС Востока» сообщило об открытии в поселке Усть-Камчатск самого крупного на Дальнем Востоке ветропарка. Комплекс возводится при участии японской правительственной организации по разработке новых энергетических и промышленных технологий NEDO, которая безвозмездно предоставила оборудование для парка. Японцы в этом проекте преследуют научную цель — испытывают работоспособность установок в условиях холодного климата.

Усть-камчатский комплекс состоит из трех ветроэнергетических установок суммарной мощностью 900 кВт. Прогнозируется, что он, частично заместив выработку

энергии дизельной электростанцией поселка, позволит экономить более 550 т топлива в год. Его сдача в эксплуатацию планируется в конце 2015 года. Предусмотрена возможность строительства впоследствии еще семи ВЭУ, в результате чего мощность комплекса достигнет 3 МВт.

Кроме Дальнего Востока и Севера в густонаселенных районах европейской части России имеется довольно много мест, где использование ветроэлектростанций можно считать перспективным. Это северо-запад страны — Мурманская, Архангельская и Ленинградская области. А также южные регионы — Краснодарский край, Карачаево-Черкесия, Ростовская, Волгоградская, Астраханская области, Калмыкия, считает президент Российской ассоциации ветровой индустрии Игорь Брызгунов.

В конце июля текущего года глава правительства Дмитрий Медведев своим распоряжением продлил действие программы поддержки ветрогенерации на оптовом рынке электрической энергии и мощности. Поддержка продлена на четыре года — с 2020 по 2024 год. Всего до 2024 года планируется ввести объектов ветрогенерации на 3600 МВт мощности, в 2015–2016 годах — на 50 и 51 МВт соответственно. «Документ направлен на поддержание необходимого уровня конкуренции на рынке ветроэнергетики и инвестирование в развертывание нового производственного оборудования», — говорится в пояснительной записке.

РБК + «ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС» (16+)

Тематическое приложение к «Ежедневной деловой газете РБК» Является неотъемлемой частью «Ежедневной деловой газеты РБК» № 185 (2202) от 9 октября 2015 г. Распространяется в составе газеты. Материалы подготовлены редакцией партнерских проектов РБК+

Партнер выпуска: ОАО «Российские сети». Реклама Учредитель: ООО «РБК Медиа» Издатель: ООО «БизнесПресс» Генеральный директор: Екатерина Сон Главный редактор партнерских проектов РБК+: Наталья Кулакова

Редактор РБК+ «Топливо-энергетический комплекс»: Юлия Панфилова Выпускающий редактор: Андрей Уткин Дизайнер: Анна Сытина Фоторедактор: Алена Кондюрина Корректоры: Татьяна Поленова, Маргарита Тарасенко Главный редактор газеты РБК: Максим Павлович Солос

Арт-директор проектов РБК: Ирина Борисова Рекламная служба: (495) 363-11-11, доб. 1342 Коммерческий директор издательства РБК: Анна Батыгина Руководитель спецприложений: Екатерина Кондратьева Директор по производству: Надежда Фомина Адрес редакции: 117393, Москва, ул. Профсоюзная, 78, стр. 1



реклама +16

 **RUGRIDS-ELECTRO**
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

20-23 ОКТЯБРЯ 2015

ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР», ПАВИЛЬОН №2, №8
МОСКВА, КРАСНОПРЕСНЕНСКАЯ НАБ., 14