

**КРУПНЕЙШИЙ ИНВЕТОР > с. 21**

**СТАТЬ ПСТАВЩИКОМ ПРОСТО**

Поможет Электронная торговая площадка  
Автор: Александр Мазуров, заместитель начальника  
Департамента 121 ПАО «Газпром»

**ГЛОБАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ > с. 36**

**ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОВЗАИМОДЕЙСТВИЯ**

«Газпром» изучает перспективы сотрудничества  
с Бразилией

# ГАЗПРОМ

| КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ПАО «ГАЗПРОМ» | WWW.GAZPROM.RU | №5 2018 |

**ТЕМА НОМЕРА**

## УГОЛЬ – СУПЕРЗВЕЗДА

Газ и возобновляемые источники  
вытесняют уголь  
из электрогенерации > с. 6





# Скоро в отпуск?

Полис для путешествий по отличной цене  
оформи онлайн [www.sogaz.ru](http://www.sogaz.ru)



Подходит для визы



3 минуты на оформление



Готовый полис на e-mail



8 800 333 0 888

С подробными условиями страхования (включая правила страхования) Вы можете ознакомиться на сайте [www.sogaz.ru](http://www.sogaz.ru) и у представителя СОГАЗа. Лицензии Банка России СИ № 1208, СЛ № 1208. АО «СОГАЗ». Реклама.

# ГАЗПРОМ

КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ПАО «ГАЗПРОМ»  
№ 5 2018

Главный редактор  
Сергей Правосудов  
Редактор  
Денис Кириллов  
Ответственный секретарь  
Нина Осиповская  
Фоторедактор  
Татьяна Ануфриева  
Обозреватели  
Владислав Корнейчук  
Александр Фролов

Фото на обложке: Фотобанк 123RF

Перечечка материалов допускается только по согласованию с редакцией

Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовой информации. Свидетельство о регистрации ПИ N77-17235 от 14 января 2004 г.

Отпечатано ООО «Типография Сити Принт»

Учредитель ПАО «Газпром»

Адрес редакции:  
117997, г. Москва, ул. Наметкина,  
д. 16, корп. 6, комн. 216  
Телефоны: +7 (495) 719 1081, 719 1040  
Факс: +7 (495) 719 1081  
E-mail: [gazprom-magazine@mail.ru](mailto:gazprom-magazine@mail.ru)

Тираж 10 150 экз.  
Распространяется бесплатно

# С ДНЕМ ПОБЕДЫ!



**Дорогие ветераны! Уважаемые коллеги!  
Сердечно поздравляю вас с великим  
праздником – Днем Победы!**

Для нашего народа этот день – больше, чем годовщина окончания самой жестокой и кровопролитной войны в истории человечества. Это символ единения и беспримерного героизма миллионов людей, спасших мир от ужаса фашизма. Пример беззаветного служения Родине, готовности ценой собственной жизни защищать ее свободу и независимость.

Мы свято чтим память о подвигах всех, кто доблестно сражался на полях Великой Отечественной войны, самоотверженно трудился в тылу, боролся за жизнь в фашистских концлагерях. И всех, кто в послевоенные годы возродил страну. Величие духа и негибаемое мужество навсегда останутся образцом для нынешних и будущих поколений россиян.

Дорогие ветераны! Низкий поклон всем вам! Крепкого здоровья, счастья и долгих лет жизни!

С праздником! С Днем Победы!



Алексей Миллер, Председатель  
Правления ПАО «Газпром»

ФОТО - ПАО «Газпром», Петр Ковалев/ТАСС

# СОДЕРЖАНИЕ



6

## ТЕМА НОМЕРА

### Уголь – суперзвезда

Газ и возобновляемые источники вытесняют уголь из электрогенерации

1

## ОТ РЕДАКЦИИ

С Днем Победы!

4

## КОРОТКО

Выручка – 6,55 трлн рублей

Первая нитка «Турецкого потока»

Северный Кавказ

Ожидаемый эффект – свыше 310 млрд рублей

Газовые заправки для чемпионата мира

Словения: новый контракт

13

## ТЕМА НОМЕРА

Эффект – 1 млрд рублей

21

## КРУПНЕЙШИЙ ИНВЕСТОР

Стать поставщиком просто

36

## ГЛОБАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

Потенциал энергосотрудничества

54

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Групповой успех

24

## ЮБИЛЕЙ

### Традиции достижений

На вопросы журнала отвечает генеральный директор ООО «Газпром нефтехим Салават» Айрат Каримов



28

## СТРАТЕГИЯ

### Азиатско-Тихоокеанский СПГ

Производство сжиженного газа выросло на 28 млн т, но рынок АТР легко переварил дополнительные объемы



31

## СЛОВО СПЕЦИАЛИСТУ

### Второй год экспорта американского СПГ

Эффективность остается под вопросом

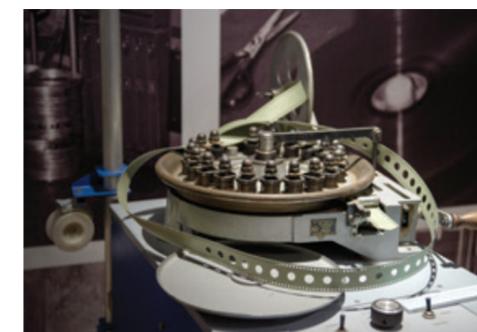


46

## СПОРТ

### Движение вверх

На вопросы журнала отвечает генеральный директор БК «Зенит» Игорь Оноков



50

## КУЛЬТУРА

### Подмосковная синематека

На вопросы журнала отвечает генеральный директор Госфильмофонда России Вячеслав Тельнов

# ВЫРУЧКА – 6,55 ТРЛН РУБЛЕЙ

«Газпром» представил отчетность за 2017 год по МСФО. Выручка от продаж (за вычетом акциза, НДС и таможенных пошлин) увеличилась на 435 млрд рублей (на 7%) и составила 6,55 трлн рублей. Увеличение выручки от продаж в основном вызвано ростом продаж продуктов нефтегазопереработки и сырой нефти.

Чистая выручка от продажи газа увеличилась на 37,8 млрд рублей (на 1%) – до 3,34 трлн рублей. При этом чистая выручка от продажи газа в Европу и другие страны увеличилась на 81,19 млрд рублей (на 4%) – до 2,22 трлн рублей. Это объясняется главным образом увеличением реализованных объемов газа в натуральном выражении на 13,7 млрд куб. м (на 6%). На внутреннем рынке чистая выручка от продажи газа увеличилась на 55,76 млрд рублей (на 7%) – до 875,6 млрд рублей, продажи выросли на 15 млрд куб. м.

Операционные расходы увеличились на 469,1 млрд рублей (на 9%) – до 5,7 трлн рублей. В основном это связано с ростом налогов (особенно налога на добычу полезных ископаемых) на 345,7 млрд рублей (на 38%).

Величина прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром», составила 714,3 млрд рублей. Это на 237,3 млрд рублей (на 25%) меньше, чем годом ранее.

## СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ



В Москве состоялась рабочая встреча Председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера и министра Российской Федерации по делам Северного Кавказа Льва Кузнецова. Стороны обсудили основные направления деятельности «Газпрома» на территории Северо-Кавказского федерального округа (СКФО).

В 2013–2017 годах инвестиции «Газпрома» и его дочерних обществ на территории СКФО составили 58,4 млрд рублей. Планируется, что в 2018 году объем инвестиций составит 2 млрд рублей.

Важным элементом системной работы компании в СКФО является развитие газификации. В 2003–2017 годах «Газпром» направил на эти цели

## ПЕРВАЯ НИТКА «ТУРЕЦКОГО ПОТОКА»



У черноморского побережья Турции завершилась глубоководная укладка морского участка первой нитки газопровода «Турецкий поток». Средняя скорость строительства на глубоководье, которое ведет судно Pioneering Spirit, составила 4,3 км в день. Максимальная производительность (5,6 км в сутки) была достигнута дважды в феврале этого года.

Проект «Турецкий поток» реализуется в соответствии с графиком одновременно на побережьях России и Турции и в Черном море. В Турции в районе поселка Кыйыкёй ведется сооружение приемного терминала. С окончанием строительства участков береговых примыканий работы по первой нитке будут полностью завершены. Судно Pioneering Spirit, согласно плану работ, продолжит глубоководную укладку второй нитки газопровода в третьем квартале 2018 года.

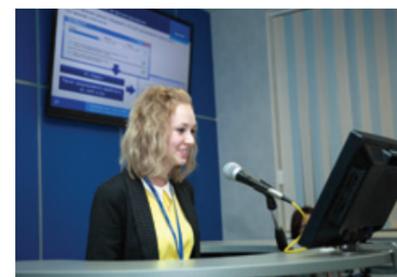
«Реализация проекта «Турецкий поток» успешно продолжается. Пройден важный этап – построена первая нитка газопровода. Темп строительства высокий. С 7 мая 2017 года, когда началась трубоукладочная кампания, суммарно по двум ниткам построен уже 1161 км морского газопровода, что составляет 62% от его общей протяженности. «Турецкий поток», без сомнения, сыграет большую роль в укреплении энергетической безопасности Турции и Европы», – сказал Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер.

19,9 млрд рублей. Уровень газификации округа на 1 января 2018 года составил 95,4% (в среднем по России – 68,1%).

Продолжается расширение газомоторной инфраструктуры в СКФО. В настоящее время здесь действуют 20 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций «Газпрома». Объем реализации топлива на этих станциях в 2017 году увеличился на 4,8% и превысил 62 млн куб. м.

Отдельное внимание на встрече было уделено продолжающемуся росту просроченной задолженности потребителей округа за поставленный газ. На 1 апреля 2018 года она достигла 36,9 млрд рублей.

## ОЖИДАЕМЫЙ ЭФФЕКТ – СВЫШЕ 310 МЛРД РУБЛЕЙ



Совет директоров ПАО «Газпром» рассмотрел и принял к сведению информацию о ходе реализации Программы инновационного развития компании до 2025 года.

Только в 2017 году на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) было направлено 8,2 млрд рублей. В прошлом году на объектах Группы «Газпром» внедрено более 325 результатов НИОКР, ожидаемый экономический эффект – свыше 310 млрд рублей.

Ведется активная патентная работа. Например, в 2017 году компания получила более 200 патентов и подала свыше 250 новых заявок.

Сформирована и с 2017 года реализуется Программа научных исследований и разработок, выполняемых институтами Российской академии наук в интересах ПАО «Газпром». В 2017 году утверждены четыре новые программы научных исследований и разработок, которые для компании выполняют вузы. «Газпром» активно участвует в разработке новых и улучшении существующих образовательных программ. В 2017 году такая работа проведена по 72 программам.

«Газпром» тесно сотрудничает в научно-технической сфере с компаниями смежных отраслей промышленности и зарубежными партнерами.



ФОТО - ПАО «Газпром»

## ГАЗОВЫЕ ЗАПРАВКИ ДЛЯ ЧЕМПИОНАТА МИРА

Совет директоров ПАО «Газпром» рассмотрел информацию о проводимой компанией работе по развитию отечественного рынка газомоторного топлива. Компания строит новые автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС), площадки для передвижных автогазозаправщиков, устанавливает модули по заправке автомобилей сжатым природным газом на АЗС. Также проводится реконструкция действующих объектов газомоторной инфраструктуры.

В 2017 году «Газпром» построил и реконструировал 23 газозаправочных объекта. Объем реализации топлива по сравнению с 2016 годом вырос на 9,5% – с 480 млн куб. м до 526 млн куб. м.

В 2018 году компания продолжает работу по строительству новых АГНКС, в том числе для заправки автотранспорта, который будет обслуживать чемпионат мира по футболу FIFA 2018 в России. В городах – организаторах чемпионата будет задействовано 47 станций. В 2017 году к 36 действующим АГНКС добавились четыре новые станции. Еще семь будут введены в эксплуатацию к началу чемпионата.



## СЛОВЕНИЯ: НОВЫЙ КОНТРАКТ



В Любляне заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» Александр Медведев, генеральный директор ООО «Газпром экспорт» Елена Бурмистрова и Председатель Правления компании «Геоплин д.о.о. Любляна» Боштьян Напаст приняли участие в торжественных мероприятиях, посвященных заключению среднесрочного контракта на поставку природного газа в Словению.

Контракт предусматривает поставки в объеме 600 млн куб. м газа в год. Срок действия контракта – с 1 января 2018 года по 1 января 2023 года.

«В этом году исполняется 40 лет с даты начала поставок российского газа в Словению в 1978 году. Компания «Геоплин д.о.о. Любляна» является нашим давним партнером. Уверен, что новый контракт на поставки природного газа укрепит отношения между нашими компаниями и откроет новую страницу в истории энергетического сотрудничества двух стран», – сказал Александр Медведев.

«Состоявшееся мероприятие – это еще одно доказательство нашего плодотворного и долгого сотрудничества с «Газпромом». Этот контракт символизирует важный стратегический альянс. Наше надежное партнерство с «Газпромом» гарантирует нашей компании и Словении стабильные поставки природного газа в будущем», – отметил Боштьян Напаст.

# УГОЛЬ – СУПЕРЗВЕЗДА

Газ и возобновляемые источники вытесняют уголь из электрогенерации

Германия в лице своего политического руководства обязалась стремиться к 2030 году довести долю возобновляемой энергетики в энергобалансе страны примерно до 65%. Ряд СМИ уже предложил «Газпрому» готовиться в связи с этим к падению потребления газа. Но пока лишь угольная генерация несет потери. Закрываются угольные электростанции в Китае и Канаде, Австралии и США. Евросоюз также в очередной раз обозначил свое желание избавиться от угля в электрогенерации. А в России прошлый год принес очередной рекорд потребления электрической энергии.

**ТЕКСТ** > Александр Фролов

**ФОТО** > Фотобанк 123RF, greencarreports.com, Business Wire, poprizszfo.ru

## Осанна

В феврале 2018 года произошло весьма символическое событие. В Онтарио, самой населенной из канадских провинций, была снесена Нантикокская теплоэлектростанция. Она была примечательна тем, что являлась крупнейшей угольной ТЭС в Северной Америке (установленная мощность 4 ГВт). И вот 28 февраля после четырех лет простоя две 200-метровые трубы

закрывают последнюю угольную электростанцию. Вместе с тем КНР вводит всё более жесткие требования к выбросам функционирующих угольных ТЭС. Порядка 20% из них уже сейчас относятся к сверхэффективным.

В ряде районов Китая с прошлого года начали вводиться крайне требовательные нормы по выбросам угольных электростанций. По сути, предполагается, что их выбросы будут приведены к уровню самых экологичных на сегодняшний день электростанций из невозобновляемых – газовым. В текущем году эти нормы распространятся на Центральный Китай, а с 2020 года станут обязательными для всей страны.

Фактически китайский «уголь» становится чище и эффективнее европейского и американского. Станции, которые не смогут достичь столь высоких показателей, будут закрыты. Примечательно, что если судить по снижению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) угольных электростанций, отмечаемому рядом исследователей, то принимаемые в 2020 году нормы позволят не только улучшить экологическую ситуацию, но и срезать нарост избыточных, неэффективных мощностей.

Кроме этого, КНР проводит последовательную политику замены угля газом, атомом и возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) в электрогенерации.

КНР проводит последовательную политику замены угля газом, атомом и возобновляемыми источниками энергии

порядка  
**20%**

угольных ТЭС Китая уже сейчас относятся к сверхэффективным

станции схлопнулись в результате контролируемого взрыва. И как жирное недвусмысленное многоточие – на ее месте планируется построить солнечную электростанцию на 44 МВт. Здесь можно было бы поиронизировать над несоразмерностью замены. Но не будем тратить на это время. Перейдем к сути.

Замена угля в электрогенерации менее вредными для окружающей среды видами топлив – это общемировой тренд. Отличаются лишь подходы. Самым, пожалуй, разумным может похвастаться Китай. Так, в марте прошлого года в Пекине была



То есть КНР исповедует комплексный, взвешенный подход. Это весьма характерно для Китая и нетипично для многих других стран. Китай старается выжать максимум из доступных технологий, он не просто огульно закрывает угольные электростанции, а стремится сделать их максимально эффективными. В этом отличие подхода КНР от подхода многих других государств.

В изменяющейся энергосистеме КНР найдется рынок сбыта и для местных производителей оборудования для ВИЭ, и для местного угля, и для десятков миллиардов кубических метров российского газа.

### Живущие лишь небесным

В 2016 году впечатляющий и бескомпромиссный рывок от угля к возобновляемой энергетике совершил штат Южная Австралия. По странному стечению обстоятельств сразу после этого начались регулярные блэкауты, а оптовые цены на электроэнергию в штатах Виктория и Южная Австралия, по данным Sky News, удвоились – до 139 долларов и 168,9 доллара за 1 МВт·ч соответственно. Притом что в соседних регионах цена за то же время, наоборот, снизилась. Например, не в столь прогрессивном Квинсленде – до 75,65 доллара за 1 МВт·ч.

В неблагоприятном положении потребителей Южной Австралии и штата Виктория напрямую обвиняют закрытие угольных электростанций. А Australian Energy Market Operator (АЕМО) отмечает, что только в декабре 2017 года и только в штате Виктория остались без света около 100 тыс. потребителей.

И это был далеко не первый подобный случай со второй половины 2016 года. Во время самого выдающегося блэкаута без электричества осталось более 1,5 млн человек. На ту беду в начале 2017 года явился вездесущий «гений, плейбой, миллиардер и филантроп» Илон Маск. В свойственной ему манере он пообещал решить проблему внезапных отключений за 100 дней с помощью своих накопительных батарей. В не менее свойственной ему манере в срок не уложился и проблему, судя по продолжающимся отключениям (например, в ноябре 2017 года), не решил. Впрочем, продолжающиеся отключения никого, похоже, не интересуют, так как в мировых СМИ австралийская кампания Маска уже признана очередной грандиозной победой, лишь немного уступающей запуску старого электромобиля куда-то мимо Марса.

Доля возобновляемой энергетики в Австралии, по данным Fortune, составляет 7%. Доля угля в электрогенерации за 15 лет снизилась с 80% до 63%. При этом объем производства электроэнергии в целом по стране вырос – до 257 млрд кВт·ч в 2016 году (рост – около 13 млрд кВт·ч за 10 лет). Для сравнения, по данным АЕМО, к середине 2017 года доля возобновляемой энергетики в безугольном штате Южная Австралия достигла 45,6% (31,2% – ветер, 14,4% – солнце). Она уступает пока только газу – 49,1%.

Такая чрезмерная доля возобновляемой энергетики и сделала этот штат уязвимым с точки зрения энергообеспечения. Стоит ветру внезапно перестать дуть или облакам закрыть солнце, как десяткам и сотням тысяч людей приходится переходить на голодный энергопакет. И ведь не только Австралия столкнулась с такой проблемой. Год назад мы уже описывали подобную неприятную

ситуацию в Германии. Но Германия обладает значительным запасом генерирующих мощностей, работающих на газе, и пока не закрыла угольные электростанции, поэтому для нее зависимость от сил природы не приобрела столь угрожающего размаха, как для Южной Австралии. Пока.

### Что стряслось?

Глядя на этот яркий пример, искренне надеемся, что власти Канады хорошо продумали ход с закрытием угольных электростанций. Надо заметить, что власти этой страны постановили закрыть их уже к 2030 году. Это правило касается ТЭС, которые не оснащены устройствами улавливания углерода. Во всяком случае, надеемся, что уголь будет заменен чем-то равноценным, а не ветром и солнцем.

Примечательно, что и без того отключения электроэнергии носят в Канаде хронический характер. В декабре прошлого года без света осталось 75 тыс. потребителей, в марте 2018-го – 35 тыс. домохозяйств, а в апреле – сразу 100 тыс. Сейчас в этом виновата непогода, коварно обрывающая линии электропередач. Возможно, если отключения будут происходить из-за перекаса электробаланса в пользу ВИЭ, простые канадцы не заметят разницы.

К 2030 году Канада намеревается 90% электроэнергии производить на основе источников с нулевыми выбросами парниковых газов. Пока же потребление угля в этой стране с 2007 года снизилось с чуть более 30 млн т в нефтяном эквиваленте до 18,7 млн т н.э. При этом потребление газа неизменно колеблется в пределах 100 млрд куб. м. А производство электроэнергии за тот же период, по данным ВР, даже выросло – с 625,6 ТВт·ч до 663 ТВт·ч. Значительная ее доля производится на гидроэлектростанциях.

Впрочем, если что-то пойдет не так, у Канады всегда есть шанс опереться на руку помощи США.

### Будет ли всё вновь так?

Хотя Штаты официально и не участвуют в общемировом антиугольном процессе, но долю угля в электрогенерации снижают. Происходит это по естественным причинам: газ стал более выгодным топливом. И кризис на рынке углеводородов внес свою лепту.

По данным Energy Information Administration (EIA), со второй половины 2015 года газ стал опережать уголь по объему произведенной электроэнергии. Хотя по итогам 2015 года уголь все-таки немного обогнал газ (1352 млрд кВт·ч против 1333 млрд кВт·ч), но уже в 2016 году газ вырвался вперед (1378 млрд кВт·ч против 1239 млрд кВт·ч).

При всем при этом суммарный объем производства электроэнергии в США снижался начиная с 2014 года (около 4094 млрд кВт·ч). Особенно резкое падение произошло в 2017 году – на 62 млрд кВт·ч (до 4015 млрд кВт·ч). Это происходило на фоне снижения добычи газа, о котором мы ранее уже сообщали нашим уважаемым читателям.

По итогам 2017 года объем голубого топлива в электрогенерации просел до 1273 млрд кВт·ч. Объем угля также сократился (до 1208 млрд кВт·ч). В начале 2018-го газ вновь начал отвоевывать свои позиции –

потребление голубого топлива электростанциями в январе почти достигло показателей аналогичного периода 2016 года. Но и уголь не стоит на месте – его потребление в январе превысило показатели аналогичного периода 2016-го.

Стоит, кстати, заметить, что в весьма теплых Соединенных Штатах куда более значительный пик потребления электроэнергии приходится не на зиму, а на лето. В особенности потребление электроэнергии увеличивается в июле и августе. Поэтому данные за лето будут более показательными в плане противостояния угля и газа. Но мы рискуем предположить, что голубое топливо благополучно отвоюет потерянное, а если обойдется без разрушительных ураганов, как в прошлом году, то вполне возможно, что нас ждет новый газовый рекорд в электроэнергетике. Уверенности нам добавляют растущие показатели добычи сланцевой нефти в Соединенных Штатах.

Происходящие изменения в энергобалансе США явно связаны с восстановлением на рынке углеводородов. Цены на нефть со второго полугодия 2017-го резко выросли (примерно на 25 долларов за баррель). Это сделало вновь рентабельными значительную долю сланцевых нефтяных месторождений. Напомним, что на фоне снижения цен на черное золото «сланцевая» добыча просела на феноменальные 25%. К настоящему моменту все потери были отыграны и США устанавливают новые рекорды добычи сланцевой нефти. Предыдущий рекорд (2015 года) составлял 9,61 млн баррелей в сутки, теперь этот показатель достиг 10,7 млн.

Наши читатели хорошо знают, что примерно с 2012–2013 годов сланцевый газ является исключительно побочным продуктом при добыче сланцевой нефти, так как в отрыве от нее его извлечение нерентабельно. Пока в Штатах будет расти нефть, будет расти и газ.

Помимо прочего, ожидается, что количество новых газовых электростанций в 2018 году составит 20 ГВт – крупнейший прирост с 2004 года. Почти 6 ГВт новых мощностей будут построены в Пенсильвании и 2 ГВт – в Техасе. И напротив, примерно 13 ГВт угольных мощностей будут выведены из эксплуатации.

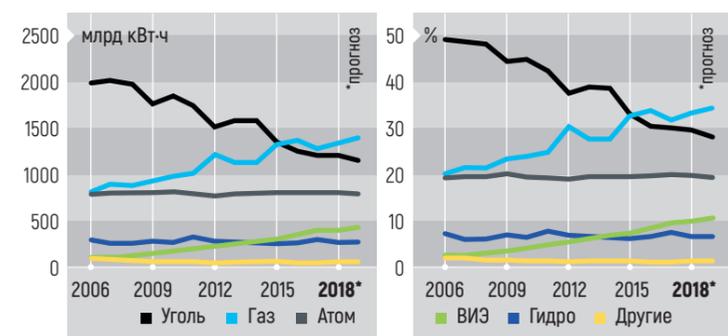
Не будем также упускать из виду, что в 2018 году в США ожидается небольшая революция среди возобновляемых. По прогнозам EIA, объем производства электроэнергии из ветра должен опередить таковой показатель гидрогенерации.

### Суперзвезда

Теперь из земель далеких перенесемся в Европу. Здесь на протяжении долгого времени практически не росло потребление электроэнергии. Поэтому увеличение этого показателя, по дан-



Генерация в США по видам топлива



Источники: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook

## 20

ГВт составит количество новых газовых электростанций США в 2018 году

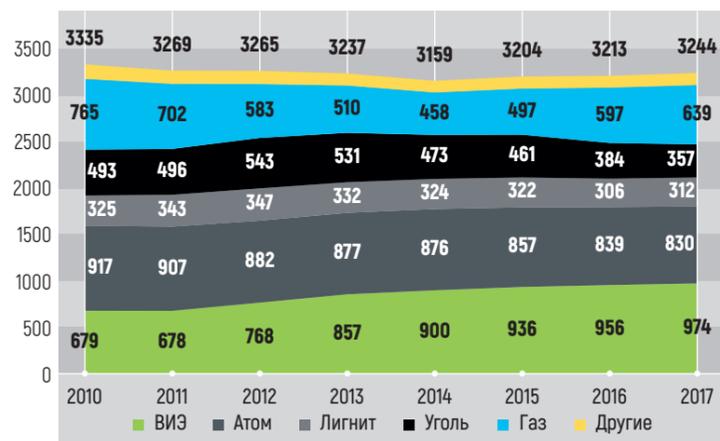
ним Agora Energiewende, на 0,7% (на 23 млрд кВт·ч) в 2017 году выглядит довольно оптимистично. При этом уголь потерял 7% – 27 млрд кВт·ч. Особенно пострадали его позиции в Германии и Великобритании. На эти две страны пришлось две трети роста выработки ветроэлектростанций, составившей по ЕС 58 млрд кВт·ч.

Суммарно из возобновляемых источников (ветер, солнце, биомасса) было произведено 679 млрд кВт·ч электроэнергии. Так, толпой возобновляемые смогли опередить угольные электростанции. Кстати, рост возобновляемых в основном пришелся также на Германию и Великобританию. Они обеспечили 56% всех новых ВИЭ-мощностей за три последних года. Это в очередной раз доказывает, что в тяжелых экономических условиях возобновляемые становятся делом исключительно состоятельных стран.

На втором месте по приросту произведенного электричества в Евросоюзе в прошлом году оказался газ. На его долю пришлось дополнительные 42 млрд кВт·ч. Да, голубое топливо пока не достигло показателей



Европейская генерация по видам топлива, ГВт·ч



Источники: Eurostat, Agora Energiewende

2011 года (702 млрд кВт·ч), когда ВИЭ непреднамеренно начали вытеснять его из европейского энергобаланса. Зато газ продемонстрировал лучший результат за последние пять лет – около 639 млрд кВт·ч. Не в последнюю очередь рост происходит за счет сокращения доли угля.

В одной только Германии производство электроэнергии из угля сократилось с 234,7 млрд кВт·ч в 2016 году до 215,7 млрд кВт·ч в 2017-м. Газ за этот же период вырос с 46,5 млрд кВт·ч до 49 млрд кВт·ч. А с 30,1 млрд кВт·ч в 2015-м эти показатели и сравнивать не стоит.

Надо заметить, что Германия – исключительно угольная страна, что хорошо заметно по объемам производства электроэнергии из этого вида топлива. Если и правда будут воплощены в жизнь планы по отказу от угля, у газа на немецком рынке откроется доселе невиданная ниша. Однако и здесь нашелся

повод доброжелателям усмотреть грядущий отказ Германии от газа и, значит, бессмысленность совместных газотранспортных проектов «Газпрома» с этой страной.

На этот раз повод дали немецкие политики, которым удалось выйти из недавнего политического кризиса. Была создана коалиция и одобрен коалиционный договор. Экономический раздел этого договора предусматривает стремление к 2030 году довести долю ВИЭ примерно до 65%. Речь идет не об энергостратегии, не об обязывающем документе, на который будут ориентироваться все и вся. Это лишь декларация и путеводный маячок для политиков.

Заметим, кстати, что всего в Германии на конец 2017 года было 203,2 ГВт установленной мощности. Из них солнечных электростанций – 43 ГВт, ветровых – 50,9 ГВт (суша) и 5,26 ГВт (море). Еще было 5,6 ГВт гидроэлектростанций и 7,4 ГВт электростанций, использующих в качестве топлива биомассу. Итого, на долю возобновляемой генерации приходится 112,2 ГВт. Это более 55% всей установленной мощности! До 65% рукой подать.

Но, скорее всего, немецкое руководство желает увеличить долю ВИЭ не в установленной мощности, а в выработке. Здесь задача совсем иная, так как по итогам 2017 года доля всех возобновляемых в производстве составила 38,2%. При этом 43 ГВт солнечных электростанций произвели в 2017 году всего 38,39 млрд кВт·ч электроэнергии. Таким образом, коэффициент использования установленной мощности составил всего 10,2%. По ветру ситуация более утешительная: 103 млрд кВт·ч. КИУМ – 21%. Для сравнения, КИУМ немецких гидроэлектростанций – 42,5%, атомных – 76,3%.

Темпы прироста возобновляемого сектора явно недостаточны для достижения поставленных целей. Установленная мощность ветроэлектростанций при благоприятном сценарии может достичь к 2030 году порядка 135 ГВт, а солнечных – 70 ГВт. С одной стороны, это удвоение «возобновляемой» установленной мощности. С другой, это объем производства порядка 290 млрд кВт·ч. Совместных усилий ветра и солнца едва хватит, чтобы заместить каменный уголь, но их явно недостаточно для замещения бурого угля и атома.

Разумеется, немцы будут стараться сохранить бурый уголь в энергобалансе до последнего. Ведь он добывается в самой Германии, поэтому это не просто энергоресурс, а еще рабочие места и налоги. Но в конце концов отказаться придется и от него. Если забота об экологии – это не просто удобные в данный момент лозунги, а четкая государственная позиция.

Мы не возьмемся сейчас оценивать, насколько устойчивой для Германии будет

энергосистема с доминирующей долей возобновляемых. Но обязательно коснемся этой темы в следующий раз. Сейчас лишь отметим, что наши прогнозы по росту ВИЭ-генерации как раз и дают примерно 60–65% от производства. Если его объем не будет значительно изменяться к 2030 году. И очевидно, что для газа здесь тоже есть крупная ниша, которую сейчас занимает каменный уголь.

### Всё превосходно

В России прошлый год оказался весьма успешным для электроэнергетики. Если в 2016 году отрасль неожиданно начала восстанавливаться, то 2017-й показал, что это не случайное временное явление, а устойчивый тренд. Потребление электроэнергии оказалось выше рекордного показателя 2016-го (даже без учета включения в единую систему полуострова Крым).

По данным Системного оператора Единой энергосистемы России, потребление электроэнергии в рамках ЕЭС в 2017 году составило 1039,9 млрд кВт·ч, а в целом по России этот показатель достиг 1059,5 млрд кВт·ч (рост на 0,5%). Выработка электроэнергии в России в 2017 году составила 1073,6 млрд кВт·ч (на 0,2% больше, чем в 2016-м).

Установленная мощность электростанций ЕЭС России, по данным Системного оператора, к началу текущего года практически достигла 240 ГВт. Всего в прошлом году было введено в эксплуатацию 3,6 ГВт новых станций и увеличена установленная мощность действующего генерирующего оборудования на 292,1 МВт. В то же время выведено из эксплуатации более 1,4 ГВт.

Что касается начала текущего года, то потребление в январе соответствовало уровню января 2017 года, а затем начался рост. В феврале он составил 1,7% (потребление достигло 92 млрд кВт·ч), а в марте – 5,8% (потребление подскочило до 97,7 млрд кВт·ч). И это лишь в рамках ЕЭС. В целом по России март показал рост на 5,9% – до 99,7 млрд кВт·ч. Отрасли помогло неожиданно холодное начало весны. По данным Системного оператора, в марте температура воздуха в рамках Единой энергосистемы России составила –6,9 °С. Это на 6 °С ниже температуры марта 2017 года.

Для Группы «Газпром», обеспечивающей выработку 16% всей электроэнергии ЕЭС России, 2017-й и начало 2018 года также были весьма успешными. Летом 2017-го «Газпром» переключил энергоснабжение объектов исторического центра Санкт-Петербурга с устаревшего на новое оборудование Электростанции №1 Центральной ТЭЦ. Теперь электричество поступает от высокоэффективной газотурбинной теплоэлектроцентрали мощностью 100 МВт через современное комплектное распределительное устройство. Среди потребителей такие объекты культурного наследия, как Государственный Эрмитаж, Русский музей, Александринский и Михайловский театры. Новое оборудование позволяет не только увеличить надежность энергоснабжения центра Санкт-Петербурга, но и расширяет возможности по подключению новых потребителей.

Только в Санкт-Петербурге и Ленинградской области в дочерней компании «Газпром энергохолдинга» – ПАО «ТЭК-1» – была реализована программа строительства и модернизации установок суммарной электрической

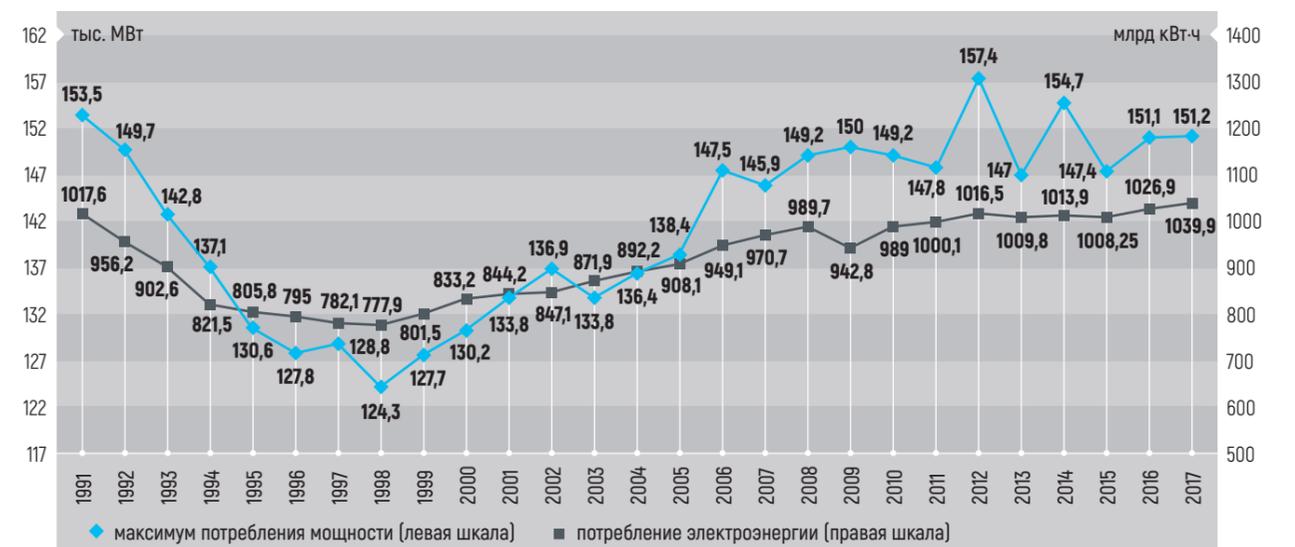
240

ГВт практически достигла установленная мощность электростанций ЕЭС России, по данным Системного оператора, к началу текущего года

3,6

ГВт составила общая мощность новых станций, введенных в эксплуатацию в прошлом году

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России



Источник: СО ЕЭС

# порядка 9 ГВт

составил объем обязательств по ДПМ, которые «Газпром» принял на себя на момент вхождения в энергобизнес. В данный момент идет строительство последнего предусмотренного взятыми обязательствами генерирующего объекта – Грозненской ТЭС



мощностью порядка 1,7 ГВт. К примеру, комплексной реконструкции подверглась Первомайская ТЭЦ. По сути, это было не просто обновление, а строительство новой теплоэлектроцентрали. В 2017 году здесь заработал объединенный вспомогательный корпус. Теперь станция может отпущать тепло для нужд горячего водоснабжения непрерывно в течение года.

Всего по стране «Газпром» было введено в эксплуатацию более 8,5 ГВт новых высокоэффективных энергоблоков. В их числе Адлерская ТЭС (3604 МВт) – важный олимпийский объект, улучшивший энергоснабжение Сочи. Совокупные инвестиции Группы «Газпром» в проекты по договорам предоставления мощности (ДПМ) превысили 450 млрд рублей.

На момент вхождения в энергобизнес «Газпром» принял на себя обязательства по ДПМ объемом порядка 9 ГВт. В данный момент идет строительство последнего предусмотренного взятыми обязательствами генерирующего объекта – Грозненской ТЭС (мощность до 360 МВт). Ввод в эксплуатацию запланирован на 2019 год. Тогда «Газпром» выполнит реализуемый с 2007 года план по ДПМ на 100%.

В ноябре 2013 года к «Газпром энергохолдингу» присоединилась компания МОЭК. После этого началась реорганизация теплоснабжения Москвы. Происходила передача источников тепловой энергии от МОЭК в «Мосэнерго», также принадлежащее «Газпрому». Функциональное разделение бизнеса: объекты генерации – «Мосэнерго», тепловые сети и сбытовые функции – МОЭК. Сегодня Москва является крупнейшим в мире городом с централизованной системой теплоснабжения. Около 90% тепловой энергии производится на генерирующих объектах «Мосэнерго» (без учета Новой Москвы).

МОЭК долгое время была глубоко убыточной компанией (чистый убыток в 2013 году – 8 млрд рублей). Но благодаря реорганизации и комплексу дополнительных мер предприятие вышло на безубыточность.

В 2017 году прибыль МОЭК выросла на 35,8% и достигла 6,76 млрд рублей.

В целом улучшение финансовых показателей характерно для всех компаний «Газпром энергохолдинга». Так, прибыль «Мосэнерго» по МСФО в 2017 году выросла на 84,6% (до 24,8 млрд рублей), ТГК-1 – на 49% (до 7,9 млрд рублей), ОГК-2 – в 2,4 раза (до 7,2 млрд рублей). В начале 2018 года предприятия также демонстрируют значительный рост прибыли.

Что касается «Газпром энергохолдинга» в целом, то он ожидает рост суммарной чистой прибыли (по РСБУ) по итогам 2017 года в 2,4 раза – до 45,5 млрд рублей. Улучшение финансовых показателей сопровождалось небольшим снижением суммарного объема производства электрической энергии на 1,9% (до 150,8 млрд кВт·ч) и отпуска тепла на 2,2% (до 116,7 млн Гкал). Причины кроются в оптимизации работы старых мощностей, крайне эффективном функционировании новых установок и совершенствовании системы теплоснабжения Москвы. То есть это тот случай, когда больше не значит лучше.

«Газпром» владеет не только электрогенерирующими предприятиями и сбытом тепла, но и энергосбытовым бизнесом. В 2018 году профильная компания «Межрегионэнерго» заняла первое место в рейтинге независимых энергосбытовых компаний Ассоциации «НП Совет рынка».

В целом показатели первого квартала текущего года заставляют строить оптимистичные прогнозы на 2018-й. Конечно, на результатах сказались задержавшаяся на наших просторах зима. Однако куда более важную роль для электроэнергетического рынка играют восстановление экономики России и рост промышленного производства. Если темпы роста в текущем году хотя бы сохранятся на прежнем, относительно невысоком, уровне, то нашу страну в текущем году ждет новый рекорд потребления электроэнергии, а генерирующие предприятия «Газпрома» – дальнейшее улучшение финансовых показателей. ■

**ИНТЕРВЬЮ** > На вопросы журнала отвечает генеральный директор АО «Межрегионэнерго-сбыт» Станислав Аширов

## ЭФФЕКТ – 1 МЛРД РУБЛЕЙ

**БЕСЕДУЕТ** > Александр Фролов

**ФОТО** > ПАО «Газпром», de.freeimages.com



**– Станислав Олегович, если верить статистике, то картина прошлого года радует глаз – растут и производство электроэнергии, и ее потребление внутри страны. Притом потребление достигло рекордных показателей, как минимум за последние 27 лет. Каким с точки зрения отрасли был прошлый год?**

– Если охарактеризовать год одним словом, то 2017-й был для отрасли стабильным. И конечно же, был лучше 2016-го. Прохождение осенне-зимних периодов 2017–2018 годов можно оценить положительно. Не было допущено крупных нарушений. Оперативность устранения локальных нарушений выросла – в лучшую сторону изменилась логистика дежурных бригад, повысилась дисциплина сетевых компаний. По данным Министерства энергетики, за последние три года длительность отключений снизилась на 40% – до 1 часа.

Среди главных событий года в регулируемом секторе электроэнергетики можно отметить переход к методу эталонных затрат для определения сбытовых надбавок энергосбытовых компаний. Федеральная антимонопольная служба, которая и является основным разработчиком данного документа, считает, что эта мера приведет к некоторому снижению цен. По ее данным, сальдированный эффект от нового метода тарифообразования в сбытовом сегменте составит минус 12,65 млрд рублей для потребителей за три года.

В прошлом году правительство утвердило льготный энерготариф для Дальнего Востока на уровне 4,3 рубля за 1 кВт·ч. Это потребует увеличения размера субсидий для потребителей электроэнергии в регионе до 35 млрд

Массовое несоблюдение энергокомпаниями сроков начала поставки мощности на оптовый рынок повлекло за собой предъявление штрафных санкций на сумму более 1,5 млрд рублей! Для ВИЭ это очень много, особенно учитывая заявленные объемы

рублей. Проблема в том, что средства будут взяты за счет общих сборов с потребителей оптового рынка электроэнергии в России.

**– Насколько велико будет удорожание?**

– По имеющимся прогнозам, эта мера добавит к цене по всему российскому энергорынку примерно 0,5%.

**Некомпетентность и ВИЭ**

Далее, если говорить об итогах отрасли в 2017 году, хотел бы остановиться на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). Проведен очередной конкурс отбор проектов ВИЭ, которые должны быть введены в период до 2022 года включительно. Результаты оказались рекордными: всего отобрано около 2,3 ГВт (1,7 ГВт ветряных электростанций, 0,5 ГВт – солнечных и 0,05 ГВт малых гидроэлектростанций). Это очень много для нашей страны. Но если посмотреть на динамику ввода мощностей, то можно констатировать, что этот сегмент

По данным Министерства энергетики, за последние три года длительность отключений снизилась на

40%

По оценке  
Международного  
энергетического  
агентства, распре-  
деленная энерге-  
тика обеспечит

**до 75%**  
новых подключений  
в ходе глобальной  
электрификации  
до 2030 года

В 2021 году новый отбор пока-  
зал, что избыток существенно  
снизился – с прогнозируемых  
на 2020 год 18,7 ГВт до

**11,5 ГВт**

преследует хроническое невыполнение плановых обязательств в рамках договоров предоставления мощности (ДПМ). Посудите сами, в 2017 году введено 59,1% от планируемой установленной мощности объектов генерации, а в целом за период 2014–2017 годов – только 41,5%.

– **Это от заявленных ранее мощностей?**

– Да. Я напомним, что в рамках ДПМ прописываются четкие сроки ввода объектов и штрафные санкции на случай их несоблюдения. Массовое несоблюдение энергокомпаниями сроков начала поставки мощности на оптовый рынок повлекло за собой предъявление штрафных санкций на сумму более 1,5 млрд рублей! Для ВИЭ это очень много, особенно учитывая заявленные объемы.

– **А в чем причина?**

– Переоценка своих возможностей. Некомпетентность.

– **По моим представлениям, возобновляемая энергетика требует меньше вложений на начальном этапе. Не надо рыть котлованы под фундаменты и соблюдать столь же строгие экологические требования, как при возведении угольной или атомной ТЭС. Соответственно, сроки ввода таких мощностей должны быть короче. А здесь мы видим настолько чудовищный выход за все разумные временные рамки. Что с этим делать – понятно: штрафовать. Но кто виноват?**

– Я затрудняюсь однозначно ответить, чья здесь вина. Очевидна переоценка своих возможностей со стороны участвующих компаний. У них отсутствует опыт, отсюда и недооценка требуемых усилий. Главное, что проблема развития ВИЭ – это не результат нормативных сложностей, а результат непрофессионализма.

– **А ведь на эти мощности рассчитывали потребители.**

– Безусловно. К счастью, ВИЭ пока мало, поэтому недостачу легко компенсировали теплоэлектростанции. В целом потребители не увидели проблем.

Кстати, масштабная программа строительства новых тепловых электростанций в России в рамках ДПМ стартовала 10 лет назад. В целом она подошла к финалу. Вследствие этого в ближайшие 10–12 лет в рос-

сийской энергетике высвобождается около 1,5 трлн рублей средств потребителей, что порождает дискуссии об их правильном использовании.

**Распределенная энергетика**

– **А что в российской электроэнергетике происходит в этом году?**

– Сейчас ведутся активные дискуссии, споры и обсуждения двух ключевых вопросов. Первый – активное развитие в мире распределенной энергетике. Ее рассматривают в качестве катализатора трансформации традиционной организации энергосистем к новым технологиям и практикам ближайшего будущего на базе децентрализации, с учетом цифровизации, интеллектуализации систем энергоснабжения, с активным вовлечением самих потребителей и всех видов энергетических ресурсов.

Второе – тотальный переход на цифровой режим работы всех системы электроэнергетики. Прежде всего электросетевого комплекса, что, на мой взгляд, самое важное. Это рассматривается не просто как дань моде – все в мире решили об этом говорить, значит, и нам надо. Нет. На этот процесс смотрят как на необходимость адекватного ответа на внешние технологические вызовы и будущие структурные изменения в энергосистеме.

– **Евросоюз давно начал прорабатывать эту тему. Местами даже внедряются соответствующие решения. Но что мы видим? Ряд сопутствующих процессов, как мне кажется, говорят о недостаточном внимании к фундаменту – к самой электрогенерации. В электрогенерации происходят перекосы, из-за которых страдают потребители. Не случатся ли и у нас перекосы при проектировании «умных сетей»?**

– Вы правы. Глобальный тренд технологий распределенных энергоресурсов, который фрагментирует систему, а вместе с тем и уменьшает зону ответственности до нескольких домохозяйств или определенного объекта, не учитывает соседних возмущений. У нового подхода к архитектуре энергосистемы, к которой стремятся многие страны мира, и мы в их числе, есть критики, которые отмечают, что у системы нет правильного целеполагания и меха-

низмов дополнительной оптимизации. Но считается, что рыночные механизмы и «умные сети» после некоторых перекосов позволят привести энергосистемы стран к балансу и более высокой эффективности.

Глобальный рынок технологий распределенных энергоресурсов (малой распределенной генерации, управления спросом, накопителей, энергоэффективности и др.) растет огромными темпами. К 2025 году объем ввода мощностей распределенной генерации превысит объемы ввода централизованной генерации в три раза. По оценке Международного энергетического агентства, распределенная энергетика обеспечит до 75% новых подключений в ходе глобальной электрификации до 2030 года.

Российская энергосистема пока остается в стороне как от «энергетического перехода», так и от широкомасштабного развития распределенной энергетике. В официальных документах отсутствует соответствующее целеполагание, приоритеты и механизмы достижения целей, связанных с распределительной энергетикой и т.д. Среди регуляторов и основных игроков отрасли доминирует представление о том, что России на ближайшие 15–20 лет необходима только реконструкция существующих крупных электростанций. Распределенная энергетика фактически игнорируется в существующей практике перспективного планирования развития российской энергосистемы, за исключением удаленных и изолированных территорий.

Максимальный потенциал распределенной энергетике может быть раскрыт только при системных и масштабных изменениях в архитектуре российской электроэнергетики и ее нормативно-правовом регулировании. Новая архитектура должна строиться на принципах децентрализации управления и обеспечения свободного обмена энергией между всеми субъектами рынка на основе технологий «Интернета энергии».

В целом для нас пока более характерен классический подход к развитию энергосистемы с некоторыми элементами распределенной энергетике.

– **А если зайти с другого конца – какие существующие у нас проблемы позволит решить распределенная энергетика?**

– Наша энергетика построена по индустриальному принципу. Считается, что она недостаточно эффективна и в силу ряда причин недостаточно способствует повышению уровня защиты окружающей среды. Кроме того, этот принцип не очень эффективен при увеличении плотности населения, при снижении количества объектов, потребляющих много электроэнергии. В нашей стране всего 3 тыс. объектов на сегодняшний день потребляют мощность свыше 3 МВт.

Также реформа в сфере электроэнергетики необходима из-за огромных расстояний, на которые зачастую нужно передавать электроэнергию. Суть реформы – в короткой фразе: более рациональное использование ресурсов. Так это видится сейчас.

**Избыток и дефицит**

– **В 2017 году энергосистема России увеличилась еще на 4 ГВт (примерно до 240 ГВт). Не растет ли вместе с этим количество неотобранных (по КОМ) мощностей? Поскольку это связанные темы, произошли ли изме-**

**нения в области вывода устаревших генерирующих мощностей из эксплуатации?**

– Действующая модель конкурентного отбора мощности, на мой взгляд, обеспечила действенные стимулы к выводу из эксплуатации устаревшего, неэффективного оборудования – оценочно около 16 ГВт в период с 2015 по 2021 год. За счет планируемых вводов новых генерирующих мощностей к 2021 году в целом по ЕЭС ожидается сохранение избытков мощности относительно минимального необходимого уровня. Новый отбор показал, что избыток существенно снизился – с прогнозируемых на 2020 год 18,7 ГВт до 11,5 ГВт в 2021 году.

Если посмотреть на ценовые сигналы по результатам проводимых отборов, то рост цены на мощность в 2021 году в первой ценовой зоне определится прежде всего снижением объемов предложения (–3,6 ГВт к 2020 году). Во второй ценовой зоне – увеличением спроса на 6,8% из-за роста заявленных объемов потребления в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Хакасия (на 11,56%, 10,85% и 31,10% соответственно).

– **Почему произошло снижение в первой ценовой зоне? – За счет вывода мощностей.**

– **Но ведь Краснодарский край, входящий в первую ценовую зону, относится к одному из трех энергодефицитных регионов. И тут – снижение предложения за счет вывода мощностей.**

– Пояятие «энергодефицитный регион» довольно условно. Оно не всегда характеризует необходимость создавать дополнительные мощности в самом регионе и не всегда влияет на цены. Но если говорить о Краснодарском крае, то там к моменту вывода старых электростанций планируется ввести новую генерацию. Например, Таманскую ТЭС. В крае растет население, но нет новых крупных промышленных объектов.

Главная проблема в доставке электроэнергии потребителю не в электростанциях, а в сетевых мощностях. Точнее, в их распределении.

– **У нас ведь избыток сетевой мощности около 100 ГВт.**

– Да. В среднем по больнице ситуация выглядит очень хорошо: у нас огромные резервы. Но стоит разложить на реального потребителя, как обнаруживается, что значительная часть мощности заперта, а часть – это узкие места, которые необходимо расширять. Где-то избыток, а где-то потребители ощущают дефицит.

– **Как решается проблема избытка сетевых мощностей?**

– К сожалению, никак, за исключением того, что Россети периодически вновь поднимают вопрос о введении на законодательном уровне оплаты резерва электросетевой мощности за счет промышленных потребителей.

**Симптом выздоровления**

– **Объем производства электроэнергии в прошлом году был выше, чем в 2016-м и 2015-м. При этом потребление также оказалось выше прошлогоднего показателя (даже без учета включения в единую систему полуострова Крым). А прошлогодний показатель побил рекорд 1991 года (1017,6 ТВт·ч). Можно ли считать рост потребления признаком оздоровления экономики?**

– Действительно, по данным Системного оператора, без учета влияния 29 февраля 2016 года электропотребление

В целом по всем группам потребителей рост конечной цены на электроэнергию в среднем составил

**+ 8,8%**



по ЕЭС и России в целом увеличилось на 1,6% и 0,8% соответственно.

**– Это происходит из-за роста промышленного производства, которое приближается к показателям 1991 года, или же рост происходит за счет населения?**

– Во-первых, сыграл температурный фактор. В феврале 2017 года в энергосистеме наблюдалось значительное снижение температуры наружного воздуха относительно аналогичного показателя 2016 года – на 4,6 градуса. Более низкая среднемесячная температура также была в апреле-августе 2017 года. Во-вторых, действительно, прирост промышленного производства в 2017 году по сравнению с 2016 годом составил 1%. Это привело к увеличению энергопотребления в ЕЭС оценочно на 0,2–0,3%.

Есть и другие факторы, но они влияют менее существенно. И разнонаправлено. Растет электропотребление в жилой сфере, снижаются потери в электрических сетях, внедряются программы энергосбережения и энергоэффективности (энергосберегающие лампы, которые освещают наши дороги, уже не редкость, а норма) и т.д.

#### Эталонные затраты

**– Какие произошли подвижки в области диспаритета в цепочке распределения стоимости между потребителем и генерацией, сетями, сбытом?**

– Вначале остановимся на нормативных нововведениях. Я уже говорил, что в 2017 году вышло постановление правительства РФ, определяющее порядок установления сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электроэнергии с использованием метода «эталонных затрат». Он начнет применяться с июля 2018 года. Федеральная антимонопольная служба считает, что переход к этой модели позволит успешно перенести опыт «опрозрачивания» тарифов на электросетевые компании.

Эталонная сбытовая надбавка предполагает отказ от расчета тарифов для энергосбытовых компаний по методу «затраты плюс» и установление регулируемой маржи на 1 кВт·ч реализуемой энергии. Если данный подход будет сочтен удачным, то следующие в очереди на «опрозрачивание» тарифов будут электросетевые компании. А с 2021 года правительство планирует применить эталонный принцип и для производителей электроэнергии.

Я не разделяю оптимизма по поводу этого подхода. Только региональные особенности нашей огромной страны формируют в энергосбытовом секторе разброс величин сбытовой надбавки в 5–7 раз. В электросетевом комплексе разница в затратах на 1 условную единицу отличается в 12–14 раз! А у производителей электроэнергии, работающих преимущественно в конкурентных секторах рынка, необходимость введения такого регулирования абсолютно неочевидна.

**– За счет чего формируется такая существенная разница?**

– Во-первых, так сложилось исторически. Это не перекосы последних двух-трех лет. Разная структура и техническое состояние сетей, разные климатические условия и т.д. То есть разница имеет объективный характер. Она и мешает вводить универсальные подходы для всех регионов.

Теперь о цифрах: динамика изменения конечной цены января 2018 к январю 2017 года у промышленных потребителей составила +10,6%, до уровня 3,65 рубля за 1 кВт·ч с НДС, у населения +3,8%, до 2,97 рубля за 1 кВт·ч с НДС, у сельскохозяйственных производителей +8,4%, до 5,28 рубля за 1 кВт·ч с НДС. В целом по всем группам потребителей рост конечной цены на электроэнергию в среднем составил +8,8%, до уровня 3,95 рубля за 1 кВт·ч с НДС.

**– За счет чего возникает этот рост?**

– По моему мнению, прежде всего из-за активного роста стоимости генерирующей мощности. Она и формирует большое давление на конечную цену электроэнергии.

**– Нет ли здесь следствий искусственного занижения тарифов в прошлые годы?**

– Попытки регуляторов удерживать электросетевой комплекс в границах «инфляция-минус» безусловно есть. Но если смотреть в целом, то этот фактор почти не оказывает воздействия. Куда важнее, что у нас последнее время гигантскими темпами вводятся новые мощности, в том числе атомная генерация. А я напоминая, что потребители платят за это существенную цену. Учтем, что коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) у новых блоков обычно невысокий.

**– Обычно у атомных электростанций очень высокий КИУМ.**

Только региональные особенности нашей огромной страны формируют в энергосбытовом секторе разброс величин сбытовой надбавки в 5–7 раз. В электросетевом комплексе разница в затратах на 1 условную единицу отличается в 12–14 раз!

**37%**

составляет доля услуг по передаче в конечной цене розничных потребителей в Уральском Федеральном округе

– Для новых блоков это нехарактерно, они вырабатывают очень мало электроэнергии. Складывается ситуация, при которой стоимость электроэнергии очень низкая, а стоимость мощности – безумно высокая. К сожалению, это оплачивается всеми российскими потребителями.

Как бы мы ни крутили, но на сегодняшний день для потребителя самой дешевой является тепловая генерация. И чем она старше, тем выгоднее.

**– Если не строить электростанции, то у потребителя появится повод для радости в виде сниженных тарифов? Пока старые не развалятся.**

– Это издержки принципа договоров предоставления мощности. Новые электростанции гораздо лучше старых по всем параметрам, но необходимо компенсировать затраты на их строительство.

**– То есть мы говорим о том, что лет через десять ценовая нагрузка с этих мощностей для потребителя спадет.**

– Когда пройдет ДПМ и эти электростанции выйдут на конкурентный отбор мощности – безусловно. Пока же всё это вылилось в сильно превышающие инфляцию темпы роста оптовой и розничной цены на электроэнергию за 2017 год, в +12% и +8,8% соответственно.

Самые высокие конечные цены на электроэнергию у потребителей Южного Федерального округа (4,66 рубля за 1 кВт·ч с НДС, +9,9%), самые низкие – в Сибирском Федеральном округе (2,99 рубля за 1 кВт·ч с НДС, +1,7%). Снижение цен (в рамках ранее принятых Правительством РФ решений о льготном тарифе) зафиксировано в Дальневосточном Федеральном округе (–5,5%, до уровня 3,81 рубля за 1 кВт·ч с НДС).

Доля услуг по передаче в конечной цене розничных потребителей существенно варьируется в регионах и составляет от 37% в Уральском Федеральном округе до 55% в Южном Федеральном округе.

**55%**

составляет доля услуг по передаче в конечной цене розничных потребителей в Южном Федеральном округе

**51%**

долга приходится на долю непромышленных потребителей

Если анализировать среднюю по РФ долю услуг по передаче в конечной цене розничных потребителей, то можно констатировать ее поэтапное снижение за последние три года: с 49% до 44% в 2018 году. Причина в увеличении стоимости (значит, и доли) электрогенерации в конечной цене. Прежде всего за счет всё того же ускоренного роста стоимости электрической мощности.

**– Можем ли мы сказать, что в перспективе десяти лет эта доля будет снижаться?**

– Безусловно. Сейчас и генерирующие, и сетевые компании недовольны складывающейся ситуацией.

#### 226,5 млрд рублей

**– Одной из главных проблем у нас являются неплатежи. Произошли какие-то подвижки в этой области? Возможно, за прошедший год улучшилась платежная дисциплина?**

– Неплатежи всё еще остаются основной проблемой нашей отрасли. Но учитывая, что 2017 год был неплохим с точки зрения производственных показателей, платежную ситуацию можно охарактеризовать как прогнозируемую и стабильную. Уровни оплаты за электрическую энергию сопоставимы с 2016 годом или чуть выше.

**– То есть мы уже не говорим, что динамика роста неплатежей снижается, теперь неплатежи зафиксировались на уровне 2016-го?**

– Практически. Но необходимо заметить, что за 2017 год задолженность потребителей на розничных рынках электроэнергии перед гарантирующими поставщиками и энергобытовыми компаниями всё-таки выросла, хоть и совершенно незначительно – с 224,3 млрд до 226,5 млрд рублей.

**– Чудовищные суммы.**

– Безусловно чудовищные. Но важно, что рост задолженности на розничном рынке был фактически остановлен.

**– Но ведь эту сумму вернуть невозможно.**

– Полагаю, что примерно половина долгов будет поэтапно списана. В итоге, к сожалению, долг неминуемо ляжет в тариф. За всё платит потребитель.

**– Притом тот, который платит аккуратно.**

– К сожалению, да.

**– А кто формирует долг?**

– На долю непромышленных потребителей приходится 51%, населения – 19,3%, бюджетных потребителей – 8,9%. Собираемость денежных средств гарантирующими поставщиками изменяется незначительно и составляет примерно 98,5% (в 2015–2016 годах примерно 98,4%). Уровень оплаты электросетевых услуг составил около 99,4%.

**– Как на этом фоне выглядят ваши показатели?**

– Собираемость Тюменской сбытовой компании, входящей в Группу компаний «Меж-

регионэнергосбыт», превышает 99,6%. А «Брянскэнергосбыт», который вынужден работать в довольно неблагоприятном с точки зрения собираемости регионе, обеспечивает ее на уровне 98,5%. Если убрать двух основных неплательщиков (Водоканал и Теплоком-мунэнерго), то собираемость 99,5%.

– Этих неплательщиков, как я понимаю, отключать за долги нельзя.

– Совершенно верно.

– А если посмотреть на отрасль в целом, то за счет чего формируется задолженность?

– Причины формирования задолженности остаются прежними. Неэффективная организация сбора денежных средств в энерго-сбытовых компаниях, низкий уровень расчетов в Северо-Кавказском федеральном округе, сложное финансовое положение некоторых крупных промышленных предприятий, длительное согласование объемов поступающих денежных средств потребителям из бюджетов различных уровней, нецелевое расходование собранных с населения средств предприятиями ЖКХ и их постоянное банкротство, наличие организаций-должников из числа подведомственных Минобороны, ФСИН и т.д.

На оптовом рынке электроэнергии ситуация менее оптимистичная. Задолженность покупателей перед электрогенерирующими компаниями выросла более чем на 10% (с 60,4 млрд рублей до 66,6 млрд рублей). Это неожиданно, так как уровень расчетов в последние годы был очень высок (99,6% и более). Помимо этого, на оптовом рынке действует система финансовых гарантий. Механизм гарантий таков: если потребитель не погашает задолженность в полном объеме в три контрольные даты (4, 21 и 28 числа каждого месяца), то на следующий месяц он обязан предоставить банковскую гарантию, покрывающую его месячный объем потребления. Иначе доступ к оптовому рынку электроэнергии будет закрыт.

– А в чем тогда причина роста задолженности?

– Причина кроется в том, что в 2017 году были лишены статуса гарантирующего поставщика несколько крупных компаний («Оборонэнергосбыт», «Владимирэнергосбыт», «Архэнергосбыт»), которые сформировали большой объем задолженности и фактически прекратили исполнять обязательства, став неплатежеспособными.

Что касается наших действий. В сложившихся на рынках электроэнергии условиях «Межрегионэнергосбыт» (совместно с подконтрольными гарантирующими поставщиками) заключил в 2017 году прямые договоры покупки мощности на оптовом рынке электроэнергии с генерирующими компаниями Группы «Газпром» на сумму более 4 млрд рублей. Это обеспечивает снижение непла-

тежей для генерирующих компаний более чем на 100 млн рублей в год.

### Управление расходами

– А такая работа с генерирующими компаниями с вашей стороны не приводит к финансовым потерям?

– Мы неплохо управляем денежным потоком. От 300 млн до 350 млн рублей в нашей прибыли формируется за счет процентов от размещенных денежных средств. Есть еще два центра прибыли – трейдинг и дивиденды дочерних компаний. За последние семь-восемь лет наша компания достигла такой сбалансированной деятельности, что объем полученных дивидендов и проценты от размещаемых средств всегда превышает все административно-хозяйственные расходы. Это означает, что при необходимости мы можем ничего не зарабатывать на потребителях, а иногда даже уходить в области трейдинга в небольшой минус. Это никак не сказывается на наших результатах. Зато такой подход обеспечивает эффективную работу наших основных потребителей – предприятий Группы «Газпром».

Мы недавно проанализировали расходы на транспорт газа у наших крупнейших потребителей. Хорошо заметно, что смещение центров газодобычи на север, изменение маршрутов поставки газа внутри страны, переориентация экспортных маршрутов, которая сопровождается увеличением доли агрегатов, использующих газ, а не электропривод,

В 2017 году задолженность покупателей перед электрогенерирующими компаниями выросла более чем на

10%

В 2017 году объем поставки электроэнергии предприятиям Группы «Газпром» (с учетом «Газпром нефти») вырос на

4,9%



«Межрегионэнергосбыт» – один из крупнейших энерготрейдеров с уставным капиталом 4,3 млрд рублей и консолидированным оборотом более

90 млрд рублей

За 2017 год нетто-выручка «Межрегионэнергосбыта» выросла более чем на

16%

приводит к снижению электропотребления по «Газпрому» в целом. Если не брать предприятия «Газпром нефти», то потребление по Группе не превышает 15 млрд кВт·ч в год. Раньше – 17–18 млрд кВт·ч в год.

– Несмотря на рост экспортных объемов?

– Да. Учтем, что в прошлом году по украинскому коридору было прокачено 93 млрд куб. м российского газа (примерно на 30 млрд куб. м больше, чем тремя годами ранее).

А на этом маршруте стоят устаревшие, крайне неэффективные по современным меркам газоперекачивающие агрегаты.

– А каковы в целом производственные и финансовые итоги деятельности «Межрегионэнергосбыта» в 2017 году?

– Объем поставки электроэнергии предприятиям Группы «Газпром» (с учетом «Газпром нефти») вырос на 4,9% и составил 19,4 млрд кВт·ч. Совокупный объем поставки электроэнергии всем потребителям розничного рынка превысил 20 млрд кВт·ч при общем объеме энерготрейдинговых операций примерно в 24 млрд кВт·ч.

Финансовые показатели нашей деятельности за 2017 год также хорошие. Нетто-выручка выросла более чем на 16%, до 57,95 млрд рублей, при чистой прибыли 2,3 млрд рублей. Выручка нашей Тюменской сбытовой компании выросла на 4%, до 40,28 млрд рублей, чистая прибыль составила 1,1 млрд рублей. А «ТЭК-Энерго» увеличило выручку на 8,8%, до 14,35 млрд рублей.

На сегодняшний день «Межрегионэнергосбыт» – один из крупнейших энерготрейдеров с уставным капиталом 4,3 млрд рублей и консолидированным оборотом более 90 млрд рублей.

### На 25 копеек дешевле

– Мы уже затронули эту тему, но каковы успехи в области оптимизации затрат на электроэнергию предприятий Группы «Газпром»?

– Прямой экономический эффект для наших потребителей от снижения стоимости покупки электроэнергии превысил 1 млрд рублей

в год. Включая судебную защиту по тарифным спорам.

В интересах «Газпром нефти» и совместно с профильным Департаментом энергетики мы начали поэтапную работу по организации поставок электрической энергии на автозаправочные комплексы Ленинградской области и Санкт-Петербурга. Снижение конечной цены – на 25 копеек за 1 кВт·ч. Пока работой охвачено 43 АЗС, но в ближайшее время планируем увеличить число объектов еще на 370 за счет охвата территории Москвы и Московской области.

– Наверное, непростая задача, учитывая относительно малый размер объектов.

– Работа кропотливая, небystрая. Она связана с переходом на почасовые расчеты, почасовое планирование. Профильные подразделения «Газпром нефти» оказывают нам полное содействие.

Кроме того, идет поэтапная работа по организации поставок электроэнергии на топливозаправочные комплексы аэропортов. Этот процесс начался еще в 2016 году. В первую очередь речь об аэропортах, в которых работает «Газпромнефть-Аэро». Уверены, что сможем и здесь обеспечить потребителю прозрачность расчетов, оптимизацию тарифов и повышение точности планирования объемов электропотребления.

– Как на вашей деятельности сказались мероприятия по повышению энергоэффективности, которые проводит «Газпром»?

– Они, безусловно, приводят к некоторому снижению объемов электропотребления дочерними обществами в сопоставимых производственных условиях. Кроме того, в связи с очень растянутыми сроками и неоправданно высокой стоимостью строительства электросетевой инфраструктуры для новых газотранспортных мощностей основная нагрузка на новых трубопроводных маршрутах возложена на современные газоперекачивающие агрегаты с большим КПД без использования электропривода.

– Плюс снимается часть объектов, которые обеспечивают транспорт газа в сторону Украины, так как вскоре нагрузки на этом направлении будут сведены к минимуму.

– Действительно. Какие-то объекты уже прекратили работу, часть объектов была переведена с оптового рынка на розничный – в условиях снижения энергопотребления так проще и выгоднее.

Что касается восточного направления, то здесь стоит сказать о строительстве Амурского ГПЗ. Мы уже согласовали рабочий план совместно с коллегами из «Газпром энергохолдинга» и ОГК-2 по организации поставок электроэнергии для производственных нужд и продаже электроэнергии со строящейся Амурской ТЭС.

Мы планируем обеспечить рост выручки не менее чем

**на 7%.**

Снизим административно-хозяйственные расходы и фонд оплаты труда не менее чем на 4%, расширим географию поставок к концу 2018 года до 63 субъектов РФ

### Расширение бизнеса

#### – Куплены ли новые гарантирующие поставщики?

– Мы внимательно анализируем все предложения о продаже энергосбытовых компаний и гарантирующих поставщиков, которые есть на рынке. К сожалению, следует констатировать, что либо их реальное финансовое состояние неудовлетворительное и это максимально камуфлируется, либо цена объекта существенно завышена и его приобретение не увеличивает итоговую стоимость нашего бизнеса, либо масштабы деятельности и регион не соответствуют нашим стратегическим интересам.

Вместе с тем был один случай. В 2017 году на открытые торги правительством ХМАО-Югры дважды был выставлен пакет в 100% акций АО «Югорская территориальная энергетическая компания». Это гарантирующий поставщик с годовой выручкой 1,35 млрд рублей, работающий в границах зоны деятельности наших дочерних обществ «Тюменская энергосбытовая компания» и «ТЭК-Энерго». Прибыль небольшая, но зато компания удобно встраивается в наш бизнес.

К сожалению, Федеральная антимонопольная служба дважды отказала нам в праве покупки данного объекта, ссылаясь на нарушение положений статьи 6 Федерального закона №36-ФЗ. То есть они мотивируют отказ тем, что в структуре Группы «Газпром» есть электросетевая деятельность («Газпром энерго») и генерирующая компания («Газпром энергохолдинг»). Тем не менее мы смогли привлечь партнеров и переструктурировать сделку. Приобрели 50% в данном гарантирующем поставщике.

Что касается географии поставок, то она расширилась к началу 2018 года с 55 до 60 субъектов РФ.

#### – Какие энергоемкие объекты были выведены на оптовый рынок?

– В 2017 году завершена работа по организации закупок электроэнергии на ОРЭМ для объектов ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» в Ленинградской области, энергоемких подразделений ООО «Газпром добыча Уренгой», КС «Арская» ООО «Газпром трансгаз Казань»

и ООО «Газпромнефть-Хантос» (ХМАО). Также поставки с оптового рынка начаты для производственных нужд Южно-Приобского ГПЗ.

Но есть и обратные тенденции, когда приходится отказываться от части своих многолетних функций. Так, в 2017 году введено требование о продаже электроэнергии и мощности производителями оптового рынка электроэнергии только от своего имени. Это потребовало принятия от нас экстренных мер и вынудило в кратчайшие сроки осуществить совместный перевод всей трейдерской деятельности в отношении объектов электрогенерации непосредственно на профильные подразделения ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» и ООО «Ново-Салаватская ПГУ».

В целом на начало 2018 года на оптовый рынок выведено 42 производственных объекта, при этом автоматизация процессов сбора и обработки информации об электропотреблении осуществляется в отношении 97 систем коммерческого учета электроэнергии потребителей. По состоянию на конец 2017 года в соответствии с техническими требованиями оптового рынка аттестованы 59 автоматизированных информационно-измерительных систем, то есть это те объекты, которые действительно могут работать на оптовом рынке. Также в 2017 году мы запустили в работу Личный кабинет потребителя.

#### – Каковы производственные планы на 2018 год?

– Планы достаточно амбициозные. Мы планируем обеспечить рост выручки не менее чем на 7% (в том числе благодаря холодному февралю-марту и дальнейшему росту промышленного производства). Снизим административно-хозяйственные расходы и фонд оплаты труда не менее чем на 4%, расширим географию поставок к концу 2018 года до 63 субъектов РФ. Кроме того, мы продолжаем подготовку к выводу на оптовый рынок новых энергообъектов предприятий Группы «Газпром», проводим совместную плановую переаттестацию систем коммерческого учета электроэнергии. В общем, выполняем необходимую повседневную работу. ■

## СТАТЬ ПОСТАВЩИКОМ ПРОСТО

Поможет Электронная торговая площадка

**В** начале кратко охарактеризую существующие тренды в проведении закупок нашей корпорацией. Первый. Целенаправленное проведение закупок непосредственно у производителей, преимущественно у российских. Это важная составляющая общей политики импортозамещения. Сегодня можно говорить об успехах при проведении в Группе «Газпром» закупок материально-технических ресурсов.

Второй. Одним из направлений контрактной стратегии «Газпрома» является проведение совместных закупок. Совместная – это закупка по одному виду – предмету договора, которая проводится одновременно для нескольких заказчиков. Сокращения затрат мы достигаем за счет получения максимальных скидок благодаря объему закупок.

И третий тренд. Проведение среднесрочных (от двух до пяти лет) закупок позволяет и нам, и поставщикам спланировать свою деятельность на перспек-

тиву. Это также позволяет нам экономить.

Одно из направлений социально-экономического развития нашей страны – подъем малого бизнеса. Очевидно, что для этого необходимо упростить взаимодействие крупных заказчиков и небольших компаний-поставщиков. Современные технологии, в частности Торговый портал Электронной торговой площадки Газпромбанка (ЭТП-ГПБ), позволяют различным компаниям, включая представителей малого и среднего бизнеса, становиться партнерами Группы «Газпром».

#### Торговый портал

В XXI веке большинство компаний уже ушли от излишней бумажной волокиты при проведении закупок. В их числе и Группа «Газпром». Так, в 2012 году «Газпром» начал проводить закупки на Электронной торговой площадке Газпромбанка. Более 95% от общего объема конкурентных закупок стало



ТЕКСТ › Александр Мазуров, заместитель начальника Департамента 121 ПАО «Газпром»

ФОТО › VectorStock



В XXI веке большинство компаний уже ушли от излишней бумажной волокиты при проведении закупок. В их числе и Группа «Газпром»



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬ ОЛЕГ ЯГЕЛЛО (Г. МОСКВА) – поставщик учебно-методических материалов для филиала «Корпоративный институт» ООО «Газпром трансгаз Томск»:**

Пользователи Торгового портала (интернет-магазина) могут работать, используя и электронную подпись (ЭП), что я и рекомендую. Это упрощает работу в системе. Кроме того, необязательно получать ЭП специально под торговую площадку. Например, если вы уже используете ЭП для входа в личный кабинет налогоплательщика на сайте ФНС, то эта же ЭП подходит и для торговой площадки. После входа пользователю открывается окно входящих уведомлений, где поставщик видит все уведомления: «входящие» заказы (если он поставщик), а также ответы на направленные им запросы ценовой информации (если он заказчик). В базе поставщики могут выступать и в роли заказчиков. Также информация о потенциально интересных для вас закупках приходит на ваш e-mail в виде извещений. Так что вы не пропустите ничего важного. Жизнь показала: регистрируешься, оставляешь данные о своих товарах, работах, услугах – и можешь получить заказ на них!

**ВАЛЕНТИНА ОЗЕРКОВА – инженер снабжения ООО «Газпром добыча Астрахань»:** Сегодня Торговый портал стал для нас привычным инструментом, значительно упростившим работу. Раньше нужно было через интернет искать информацию о поставщиках и предлагаемых ими товарах и ценах, проводить маркетинговые исследования рынка, чтобы найти максимально выгодные предложения.



**В НОЯБРЕ 2014 ГОДА БЫЛ ЗАПУЩЕН ТОРГОВЫЙ ПОРТАЛ ЭЛЕКТРОННОЙ ТОРГОВОЙ ПЛОЩАДКИ ГАЗПРОМБАНКА, ИЛИ КОРПОРАТИВНЫЙ ИНТЕРНЕТ-МАГАЗИН, С ПОМОЩЬЮ КОТОРОГО СПЕЦИАЛИСТЫ «ГАЗПРОМА» ПРОВОДЯТ ПОИСК И ВЫБОР ЦЕНОВЫХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПОСТАВЩИКОВ ДЛЯ ЗАКУПОК МАЛОГО ОБЪЕМА**

проходить в электронном виде. В январе 2015 года началась эксплуатация Автоматизированной системы электронных закупок (АСЭЗ) ПАО «Газпром».

В начале 2014 года наш Департамент, реализующий единую политику в области закупочной деятельности Группы «Газпром», а также в области управления корпоративными затратами, инициировал создание на ЭТП-ГПБ Торгового портала с применением международных стандартов и методик.

В ноябре 2014 года был запущен Торговый портал Электронной торговой площадки Газпромбанка, или корпоративный интернет-магазин, с помощью которого специалисты «Газпрома» проводят поиск и выбор ценовых предложений поставщиков для закупок малого объема. Малые закупки (когда цена договора не превышает предельной суммы, установленной приказом ПАО «Газпром», – 500 тыс. рублей без НДС для компаний Группы «Газпром») могут осуществляться без проведения конкурентных процедур (у единственного поставщика). В целях определения цены такого договора используются функциональные возможности Торгового портала, где размещается запрос на предоставление ценовой информации о предмете закупки.

Торговый портал позволяет сотрудникам компаний Группы «Газпром» найти необходимые товары, работы и услуги, разместить запросы на предоставление ценовой информации о них для последующего приобретения в небольших объемах. Для поставщиков это площадка, на которой они могут не только разместить сведения о своих товарах, работах или услугах, но и получить заказ на них. Причем добавить позиции из общего справочника в личный прайс-лист поставщик может бесплатно, а новые позиции – по рас-

ценкам, которые не менялись с 2014 года.

Качество услуг и экспертиза Торгового портала ЭТП ГПБ подтверждаются российскими и международными сертификатами. Систему разработали и обслуживают высококлассные специалисты, которых привлекли к созданию и усовершенствованию Государственной информационной системы промышленности Министерства промышленности и торговли РФ.

**Оптимальный результат**

До создания электронного сервиса для закупок малого объема дочерние общества осуществляли малые закупки у единственного поставщика по прямым договорам. Сегодня Торговый портал стал для сотрудников отделов закупок дочерних обществ привычным инструментом, значительно упростившим их работу. Раньше им нужно было через интернет искать информацию о поставщиках и предлагаемых ими товарах и ценах, проводить маркетинговые исследования рынка, чтобы найти максимально выгодные предложения. На это уходило много времени и денег. Если требовались уточнения, опять нужно было ждать, теряя время.

Дочерним обществам работа с единым справочником позволяет унифицировать закупки и, в случае потребности в одном предмете, закупать его одновременно для нескольких заказчиков не по розничной, а по мелкооптовой цене. Имеющийся в системе массив маркетинговых данных также позволяет сотрудникам корпорации оперативно находить лучшие ценовые решения и формировать минимальные начальные цены при подготовке конкурентных закупок.

Система позволяет контролировать все прошедшие через нее заказы дочерних организаций

и филиалов с возможностью ограничивать денежный лимит объема как одной конкретной закупки, так и годового объема малых закупок в разрезе «месяц», «квартал» и «год».

Кроме того, после запуска Торгового портала повысилась скорость и прозрачность обработки данных ценовых предложений при закупках малого объема. Из бизнес-процесса исчез лишний этап взаимодействия с поставщиками и функциональными заказчиками, так как необходимость в постоянном обмене с ними письмами отпала.

Отмечу плюсы работы в Торговом портале для заказчиков: возможность оперативного получения ценовой информации у широкого круга поставщиков (маркетинговое исследование); поиск товаров по атрибутам; отчеты по запросам и заказам; анализ ценовых предложений поставщиков; ведение единой базы товаров, работ, услуг; хранение истории малых закупок; оптимизация затрат. Система позволяет максимально эффективно расходовать денежные средства на приобретение товаров и услуг, предоставляет возможность работы без электронной подписи (ЭП).

Максимально упростился доступ к закупкам Группы «Газпром», что позволяет привлекать много новых поставщиков, в том числе небольшие компании. Важно, что в 2017 году 90% от общего объема заказов на Торговом портале – это заказы у субъектов малого и среднего предпринимательства. Самые популярные в рамках Торгового портала в 2017 году заказы – вычислительная техника, компьютерная периферия и оргтехника, продукция химического и нефтяного машиностроения и электротехнические материалы и оборудование.

**Автоматизация**

Рассмотрим интересный пример. При проведении трехлетних закупок на техническое обслуживание и ремонт автотранспортных средств и дорожно-строительной техники крайне важно, чтобы выбранная ремонтная мастерская в будущем использовала автозапчасти и материалы преимущественно от производителей и только хорошего качества. К сожалению, раньше заказчикам – предприятиям Группы

«Газпром» было сложно это контролировать. Мы решили автоматизировать эту функцию в системе Торгового портала.

С начала 2018 года в Группе «Газпром» заработала автоматизированная система поиска и отбора поставщиков запасных частей и расходных материалов для технического обслуживания и ремонта автотранспортных средств и дорожно-строительной техники. По условиям договоров трехлетних закупок подрядчики (исполнители) обязаны искать ценовые предложения и приобретать комплектующие через Торговый портал у поставщиков, успешно прошедших процедуру предквалификации в ПАО «Газпром». Ремонтные станции также имеют возможность предлагать и имеющиеся у них запчасти. В результате подрядчики закупают запасные части по лучшим ценам, а заказчики могут это проконтролировать.

В начале февраля 2018 года наш Департамент провел обучающий семинар, куда были приглашены заказчики, победители трехлетних закупок и поставщики, прошедшие предквалификацию.

Система позволяет контролировать и затраты, и временные параметры закупки. Каким образом? Механизм очень прост. В среднем 40% от общей стоимости договора приходится непосредственно на сами услуги и 60% – на запчасти и расходные материалы. С помощью системы можно отследить, не выходит ли ремонтная мастерская за рамки лимита при приобретении материалов. Анализ динамики позволит учесть этот фактор при заключении договоров в будущем – при необходимости изменить период закупки. Эта возможность важна как для заказчика, так и для поставщика.

**Развитие**

Торговый портал – живая система, функционал которой постоянно совершенствуется согласно изменениям в законодательстве РФ и которая постоянно дорабатывается, когда в ходе работы в бизнес-процессах выявляются узкие места. Так в 2017 году появилась возможность оперативного проведения маркетинговых исследований в целях

формирования обоснованной цены договора и автоматизированного определения наиболее выгодных цен. Система позволяет получить буквально тремя кликами предложения от 10 поставщиков и цветом выделяет лучшие (с точки зрения цены) предложения.

На площадку приходят производители, поставщики, заказчики, и каждый – со своей номенклатурой (прайс-листами), которые в системе объединяются в единый «облачный» справочник. Например, под предметом закупки «шариковые ручки» заказчики и поставщики могут понимать сотни видов различных ручек. По этой причине могут возникнуть разночтения в названиях товаров, работ и услуг. Служба нормализации каталогизации производит чистку, унификацию описания всех товарных позиций – создается единый классификатор товаров, работ и услуг.

Функционал системы постоянно наращивается. Так, уже в этом году планируется внедрить электронный документооборот, с возможностью интеграции с системой 1С и внешним сервисом электронного документооборота; создать реестр производителей товаров, работ и услуг с возможностью прикрепления документов, подтверждающих качество и факт производства товаров тем или иным производителем (с опцией подтверждения данных документов сотрудниками структур Министерства промышленности и торговли РФ прямо в системе); создать систему рейтингов поставщиков и заказчиков, в которой бизнес-партнеры будут иметь возможность оценивать друг друга.

Таким образом, предприятия Группы «Газпром» активно и успешно используют Торговый портал в своей работе. Что касается поставщиков, оказывается, что стать бизнес-партнером «Газпрома» не так уж и сложно. Нужно просто воспользоваться постоянно расширяющимися возможностями, которые предлагает корпорация своим потенциальным поставщикам.

В завершение отмечу, что, помимо основного функционального назначения, запуск портала – это одна из составляющих работы по сокращению затрат, которая постоянно ведется в Группе «Газпром». ■

**ИНТЕРВЬЮ** > На вопросы журнала отвечает генеральный директор ООО «Газпром нефтехим Салават» Айрат Каримов

**БЕСЕДУЕТ** > Денис Кириллов

**ФОТО** > ООО «Газпром нефтехим Салават»/Толкачев



По итогам 2017 мы подняли глубину переработки до

90%

Выход светлых нефтепродуктов превысил

73%

## ТРАДИЦИИ ДОСТИЖЕНИЙ

— Айрат Азатович, «Газпром нефтехим Салават», пожалуй, одно из наиболее сложных в технологическом плане предприятий Группы «Газпром». В нынешнем году ему исполняется 70 лет. Как складывался путь его развития с учетом смены эпох, поколений, политического строя страны? — Если вы имеете в виду, насколько влияла обстановка в стране на Комбинат — так по старинке в Салавате продолжают называть наше предприятие, — могу сказать, что периодов застоя у нас не было. Комбинат №18, затем «Салаватнефтеоргсинтез», а сейчас «Газпром нефтехим Салават» развивался всегда и поступательно двигался вперед. Наш девиз — «Традиции достижений», заложенных первостроителями. Потому что «Газпром нефтехим Салават» — это не просто три технологических завода, но прежде всего люди — большой сплоченный коллектив.

### Сырьевая гибкость

— Исторически так сложилось, что на Комбинате часто менялось сырье. Сначала на нашей площадке планировалось получать искусственное жидкое топливо за счет переработки угля. Однако вскоре в сырьевую и технологическую схемы внесли серьезные изменения. Уголь заменили на мазут, а затем, с открытием в Башкирии нефтяных месторождений, на нефть. Именно арланскую нефть начали перерабатывать на нашем нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ), как только

его построили. Затем и ее заменили, уже на западно-сибирскую нефть. А с интеграцией в систему ПАО «Газпром» мы постепенно перешли на царичанскую нефть и газовый конденсат. Это стало новым вызовом для предприятия — потребовалось перепрофилирование наших мощностей для приема другого вида сырья.

Сегодня «Газпром нефтехим Салават» перерабатывает половину газового конденсата, производимого предприятиями «Газпрома», и четверть, добываемого в стране. При этом мы полностью перерабатываем те тяжелые остатки, которые другие предприятия «Газпрома» не могут переработать на 100%. И, соответственно, производим широкую линейку продукции.

### Синергический эффект

— В этом значительную роль играет синергический эффект от взаимодействия различных производств в рамках одного вашего предприятия?

— Безусловно. На нашей производственной площадке одновременно проходят первичные процессы разделения и переработки углеводородного сырья, нефтехимии и газового синтеза. В этом и состоит уникальность нашего предприятия. Ведь благодаря этому мы выпускаем более 100 наименований продукции, которая востребована сегодня не только на российском, но и на экспортных рынках.

Например, по итогам 2017 года мы добились хороших результатов

в нефтепереработке. Подняли глубину переработки до 90%, выход светлых нефтепродуктов превысил 73%. У нас очень гибкие технологические процессы, что позволяет перерабатывать различные потоки сырья, выбирать режимы работы установок. Таким образом, предприятие может делать акцент на производстве наиболее дорогостоящих видов продукции, получая при этом максимальную прибыль.

Безусловно, основную роль в этом играет грамотное оптимизационное планирование. С переходом на сырье «Газпрома» налажена совместная работа с такими поставщиками углеводородов, как Оренбургский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), Сургутский завод стабилизации конденсата (ЗСК), Астраханский ГПЗ, «Газпром нефть». В 2017-м мы переработали более 6 млн т углеводородного сырья. Конечно, можем и больше. Но пока

мы полностью справляемся с поставленными «Газпромом» задачами и перерабатываем все сырье, которое к нам приходит.

### Глубокая переработка

— «Газпром нефтехим Салават» называют центром переработки тяжелых остатков. В 2017-м вам начали поставлять астраханский мазут, который ранее продавали сторонним покупателям. Расскажите об этом подробнее.

— Астраханский ГПЗ не предназначен для переработки тяжелых остатков. Там нет мощностей, которые можно было бы перепрофилировать, чтобы начать перерабатывать мазут. Совершенно логично, что раньше его просто продавали как отдельный продукт. Между тем астраханский мазут отличается высоким содержанием светлых нефтепродуктов. В свою очередь, у нас есть установка

Мы увеличили пул бензинов высокого экологического класса Евро-5. Это заметно уже по итогам 2017 года — их выработка выросла на 53,7%, до 916 тыс. т



висбрекинга и установка для производства битумов, которые позволяют перерабатывать тяжелые нефтяные остатки. Поэтому совместно с руководством «Газпрома» мы пришли к решению, что нужно попробовать перерабатывать астраханский мазут у нас, чтобы оценить наши возможности по его полной утилизации. Тем более что у нас уже был положительный опыт переработки аналогичного остатка в виде фракции 340-КК Сургутского ЗСК, который поступает на наше предприятие в смеси с газовым конденсатом.

В итоге мы провели организационно-технические мероприятия, и сейчас весь мазут Астраханского ГПЗ перерабатывается на нашем НПЗ (извлекается дизельная фракция). В то же время в Астрахани отпала необходимость строительства установки по переработке тяжелых остатков. Более низкая стоимость

мазута по отношению к нефти, а также высокое потенциальное содержание газойлевых фракций позволяют нам достигать желаемых результатов по выработке целевых продуктов, сокращать затраты на сырье и увеличивать прибыль.

### Новые объекты

— В прошлом году на вашем НПЗ были введены в строй несколько объектов капитального строительства. Какой эффект это принесло?

— Речь идет об установке изомеризации пентан-гексановой фракции и блоке короткоциклового адсорбции. Благодаря им мы смогли максимально реализовать потенциал вовлечения в переработку газового конденсата и увеличили пул бензинов высокого экологического класса Евро-5. Это заметно уже по итогам 2017 года — их выработка выросла на 53,7%, до 916 тыс. т.

Если говорить о других строящихся объектах, здесь можно выделить комплекс каталитического крекинга по базовому проекту компании Shell мощностью 1,095 млн т в год. В связи с выходом технического регламента по автомобильному топливу в первоначальный базовый проект были внесены изменения для организации работы на гидроочищенном сырье. Чтобы на 100% обеспечить будущий каткрекинг, мы приступили к модернизации установки Л-16-1. Кроме целевой продукции, на комплексе каталитического крекинга будет дополнительно вырабатываться ценное сырье для нефтехимии – пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции с высоким содержанием олефинов. В данное время мы рассматриваем варианты их дальнейшей переработки.

#### Акриловая кислота

– Говоря о недавних событиях, которые всколыхнули нефтехимическую отрасль, нельзя не отметить открытие в Салавате завода по производству акриловой кислоты. Чем стал для компании этот проект?

– Это принципиально новое для нас производство и вместе с тем абсолютно логичный вектор развития нефтехимического направления, если учитывать тот пул сырья и набор процессов, которыми мы располагаем. Для производства акриловой кислоты используется собственный пропилен с установки ЭП-340, для бутилакрилата – бутанол цеха №52 нашего завода «Мономер». Риски минимальны – выбранная технология компании MCC (Mitsubishi Chemical Corporation) технологична и экологична. В нашей линейке появились новые высоколиквидные продукты – акриловая кислота, бутилакрилат и ледяная акриловая кислота. Это еще один плюс к конкурентоспособности. Во-первых, в России потребности в них удовлетворены лишь частично за счет импорта, и, значит, мы можем занять эту свободную нишу. Во-вторых, нас инте-



По итогам первого квартала 2018-го выработка этилена по отношению к аналогичному периоду прошлого года выросла до 94,5 тыс. т, на

5,2%

Нам удалось улучшить показатели 2017 года и по выработке стирола до 51,8 тыс. т – на

4%

Нас интересуют перспективы и возможность продолжить цепочку передела акрилатов в суперабсорбенты. В России их нигде не производят, импорт – 100%



ресуют перспективы и возможность продолжить цепочку передела акрилатов в суперабсорбенты. В России их нигде не производят, импорт – 100%. Пока конкурентов в области производства суперабсорбентов нет даже во всей Восточной Европе. Спрос на его использование в России растет, и это дает нам все шансы уже очень скоро заместить большую часть импорта.

#### Процесс пиролиза

– Как развивается традиционное для «Газпром нефтехим Салавата» направление – процесс пиролиза? – Я бы называл его не традиционным, а логичным, поскольку он взаимосвязан с нефтепереработкой и ведется на одной промышленной площадке. На заводе «Мономер» в результате пиролиза мы получаем первичные мономеры – этилен, пропилен, которые в ходе дальнейших переделов преобразуются в нефтехимическую продукцию – полимеры, спирты, пластификаторы. После модернизации мы увеличили мощность этилен-пропиленового произ-

водства до 340 тыс. т в год. Это дает стимул к развитию производства полимеров на площадке «Газпром нефтехим Салавата». Например, производства полиэтилена высокой плотности. Его мощность 120 тыс. т в год, ассортимент включает и востребованные трубные марки. Также и сам пиролиз становится эффективнее за счет стабильной работы оборудования и изменения состава сырья. Так, с конца 2017 года мы взяли на переработку пропан-бутановую и бутановую фракции с предприятий «Газпром переработки», что сразу же сказалось на выходах продукции. Уже по итогам первого квартала 2018-го выросла выработка этилена до 94,5 тыс. т, на 5,2% по отношению к аналогичному периоду прошлого года. Одновременно нам удалось улучшить показатели 2017 года и по выработке стирола до 51,8 тыс. т – на 4%.

#### Ценный актив

– Как обеспечивается качество вашей продукции?

– Высокое качество продуктов нефтепереработки, нефтехимии, минеральных удобрений подтверждено сертификатами соответствия международным стандартам в области качества и экологической безопасности ИСО 9001 и 14001. Причем мы гарантируем качество продукта с небольшим запасом, это своеобразный бонус для покупателя. Стремимся быть лучше, поэтому подобная оценка «пять с плюсом» – это наша культура производства, это традиция, которую заложили первые поколения салаватских нефтехимиков и поддерживают нынешние сотрудники компании.

Немаловажный компонент достижения качества – квалификация сотрудников. Для их обучения работает модель «школа – вуз – предприятие», ведется внутрикорпоративное обучение сотрудников рабочих специальностей в рамках программы «Учебный полигон», реализуется проект «Академия управления», где учат

правильно руководить. В сентябре 2018 года планируем открытие специализированного «Газпром-класса» в Первом лицее города Салавата. Мы понимаем, что грамотный персонал – это ценный актив компании, который позволяет ей не только сохранять текущие позиции в производстве, но и повышать эффективность работы, развивать новые мощности и направления.

#### Комфортная среда

– В Год экологии в числе немногих предприятий «Газпром нефтехим Салават» был отмечен на федеральном уровне за работу в области экологии. С чем связан такой успех?

– Здесь в первую очередь надо сказать о системной работе для решения экологических задач. Можно выделить мероприятия по снижению, предупреждению воздействия на окружающую среду, по выполнению законодательных требований. Мы разработали проекты пусть даже высокочувствительные, но реализация которых поможет снизить негативное воздействие на главную водную артерию Республики Башкортостан – реку Белая. Это реконструкция очистных сооружений и строительство установки сульфидно-щелочных стоков. Не менее важны и рекультивация нарушенных территорий, которая позволит вернуть в хозяйственный оборот свыше 55 га земель.

В целом экологическая программа компании насчитывает несколько десятков природоохранных мероприятий. Причем эти проекты для нас так же приоритетны, как и развитие производств. Исторически так сложилось, что Комбинат – градообразующее предприятие, с заводами связали свою жизнь тысячи салаватцев, у нас много трудовых династий. Это накладывает на нас обязательства создавать для людей комфортную среду для работы и жизни: организовывать безопасные рабочие места, заботиться о природе, развивать городскую инфраструктуру. ■

# АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКИЙ СПГ

Производство сжиженного газа выросло на 28 млн т, но рынок АТР легко переварил дополнительные объемы



ТЕКСТ > Андрей Егоров

ФОТО > Ole Gunnar/iStock

В 2017 году на волне ввода новых линий по производству сжиженного природного газа в Австралии и США предложение СПГ выросло сразу на 28 млн т и составило рекордные 293 млн т. Такого единовременного впрыска сжиженного газа на рынок не было шесть лет, с тех пор как в 2010-м одновременно заработали мощности в Катаре, Йемене и на Сахалине. Тем не менее рынок довольно легко справился с этим вызовом. Потребители в Азии увеличили спрос на 20 млн т, «съев» свыше 70% нового предложения. АТР остается ключевым регионом, маркетмейкером для рынка СПГ – 72% спроса и 45% мощностей по сжижению сосредоточено здесь. Оставшийся объем дополнительного СПГ пришвартовался на рынки стран ЕС и Турции, где также имело место повышенное потребление природного газа в целом.

## От Квинсленда до Ямала

Рост производства сжиженного газа по итогам прошлого года практически в равных долях пришелся на Атлантический бассейн и Азиатско-Тихоокеанский регион. В Атлантике основные мощности были введены в Мексиканском заливе (еще две линии в рамках проекта Sabine Pass). Это позволило американцам увеличить экспорт сжиженного газа в 3,6 раза, до 14,5 млн т, и занять шестое место среди крупнейших экспортеров СПГ в мире. Другие атлантические производители СПГ,

в основном африканские страны, чувствовали себя по-разному. Крупнейший в регионе экспортер сжиженного газа – Нигерия – нарастил поставки на 8%.

Самый проблемный из относительно недавно запущенных – проект Angola LNG (под управлением американской Chevron), похоже, выбрался из череды технических проблем, которые не позволяли ему работать с момента запуска в 2011 году даже на 20%. В прошлом году из Анголы было поставлено 3,5 млн т СПГ (67% от проектной

Производство СПГ по регионам мира, млн т



мощности). Кроме того, в конце года была запущена первая линия самого северного, единственного арктического проекта – «Ямал СПГ» в России.

Завод в Норвегии, который был до этого самым северным СПГ-проектом, стал единственным в Атлантическом бассейне, сократившим производство к уровню 2016 года.

На Ближнем Востоке, где квартирует крупнейший производитель и экспортер сжиженного газа – Катар, прошлый год прошел без крупных потрясений. Даже скандальный разрыв дипломатических отношений арабских государств с Дохой не отразился негативно на экспорте катарского СПГ. Сокращение поставок из Катара на 2,5 млн т (3%) было вызвано техническими причинами.

Зато в Азии продолжается бум сжиженного газа, драйвером которого выступает Австралия. За последние десять лет объемы производства в АТР удвоились (с 66 млн до 133 млн т), а за три последние года прибавили 50% (на 43 млн т), что позволило по этому показателю обойти Ближний Восток. Без малого половина мирового сжижения находится в Азии.

Австралия в прошлом году увеличила экспорт СПГ на 12 млн т, поставив на рынок 56 млн т. На проектную мощность вышли некоторые проекты, работающие в штате Квинсленд на востоке страны, были

**56** МЛН Т СПГ поставила на рынок Австралия в прошлом году, увеличив экспорт на 12 млн т

**72%** составляет доля Азии на мировом рынке сжиженного газа

запущены новые очереди в рамках проектов Gorgon LNG и Wheatstone LNG на северо-западе Австралии. Планируется, что в текущем году австралийская волна СПГ закончится, когда будут завершены три проекта: Wheatstone, Ichtyс и Prelude общей мощностью около 17 млн т. Тогда Австралия сравняется с Катаром по СПГ-мощностям.

Кроме того, в прошлом году в АТР нарастили производство и экспорт сжиженного газа старые «тигры» – Малайзия и Индонезия, которые прибавили примерно по 2 млн т на брата. Малайзийцы добились этого за счет запуска первого в мире плавучего завода по производству СПГ, опередив компанию Shell с ее проектом Prelude в Австралии. А Индонезии, где добыча газа сократилась, экспорт удалось увеличить путем снижения поставок на внутренний рынок для нужд промышленности.

Всего за последние три года в мире было введено 75 млн т мощностей по производству СПГ, что сопоставимо с возможностями крупнейшего игрока на рынке – Катара. Правда, физическое производство выросло всего на 56 млн т. И это тоже специфика индустрии в силу сложности и многофакторности, в среднем 20% мощностей не работают из-за политической нестабильности, технологических трудностей или проблем с ресурсной базой. Тем не менее это большой объем,

который, в отличие от катарской волны в 2010–2011 годах, не привел даже к временному коллапсу на рынке. Включился спрос на СПГ на Ближнем Востоке и особенно в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

## Азиатский газовый «пылесос»

АТР традиционно является главным рынком СПГ. Но после небольшого спада потребления в 2015 году здесь вновь наблюдается бум спроса на газ. А так как большинство стран лишено возможности получать более дешевый трубопроводный газ, СПГ становится единственным источником покрытия растущих нужд.

В целом азиатские страны в 2017 году закупили почти 212 млн т СПГ, что на 21 млн т (11%) больше, чем годом ранее. А доля Азии на мировом рынке сжиженного газа составляет феноменальные 72%.

По итогам прошлого года произошло знаменательное событие. Китай (38 млн т) обогнал Южную Корею (37,3 млн т) и стал вторым в мире импортером СПГ, хотя всё еще далеко позади от мирового лидера – Японии (83,9 млн т). При этом закупки в Корею резко (на 12%) выросли, но в Китае превзошли все мыслимые ожидания – плюс 46%, или 12 млн т. Китай, как мы писали в прошлом номере (см. журнал «Газпром» №4, 2018 – Андрей Егоров «Дефицитный товар»), испытывал колоссальные проблемы с удовлетворением внутреннего спроса на газ и был вынужден «пылесосить» рынок СПГ.

Европа и Турция импортировали 48 млн т сжиженного газа, увеличив потребление этого вида топлива примерно на 17% (7 млн т). При этом страны Евросоюза выросли достаточно скромно – на 12% (4,6 млн т), и только на юге. Пиренеи прибавили на 2,8 млн т, по 1,5 млн т – Франция и Италия. А вот Великобритания сократила использование СПГ на 2,4 млн т из-за снижения потребления и роста импорта трубопроводного газа из Норвегии.

Структура производства СПГ по бассейнам, %



Источники: EIA, NEB, PEMEX, ENTSOG, METI, Korea customs, GIIGNL, SSB, Reuters



Импорт СПГ по регионам мира, млн т



Источники: EIA, NEB, PEMEX, ENTSOG, METI, Korea customs, GIGNL, SSB, Reuters

Самый мощный скачок в регионе сделала Турция, которая импортировала 7,8 млн т, что на 42% больше, чем в 2016 году.

Остальные регионы – Северная Америка, Латинская Америка и Ближний Восток – остались при своих. США и Канада практически не нуждаются в импорте сжиженного газа, хотя в период пиковых холодов этой зимой на северо-востоке Соединенных Штатов был такой острый дефицит газа и такой резкий скачок цен, что СПГ импортировался даже с российского проекта на Ямале, вызвав острую дискуссию в Вашингтоне относительно реального состояния энергетической безопасности страны.

На Ближнем Востоке после нескольких лет роста наметился небольшой спад из-за снижения

закупок СПГ Египтом, где после череды открытий и инвестиционных решений вновь растет внутренняя добыча. Уже в следующем году Каир рассчитывает отказаться от импорта сжиженного газа вовсе. В то же время возврат страны в клуб экспортеров СПГ зависит от поставок газа со средиземноморских проектов соседних стран – Израиля и Кипра, которые еще не совсем определились с планами реализации своего газа.

#### Новые инвестиции под вопросом

Волна новых проектов не иссякла. В 2018–2020 годах запланирован ввод еще около 89 млн т мощностей (примерно 50 млн т в США, 17 млн т в Австралии, 12 млн т в России и еще около 10 млн т в других странах мира). Несмотря на то что пред-

сказываемого многими перепроизводства СПГ пока не случилось, эти ожидания влияют на рынок с точки зрения принятия новых инвестиционных решений. За последние два года инвесторы дали старт считанному числу заводов общей мощностью менее 10 млн т в год. Это значит, что в начале 2020-х годов рост рынка СПГ по крайней мере существенно замедлится, а скорее всего, прекратится.

Означает ли это, что сейчас самое время принимать новые инвестиционные решения, чтобы нивелировать вероятную стагнацию рынка сжиженного газа? Ответ может быть и да, и нет. Структура рынка сейчас сильно изменилась. На смену долгосрочным (10–20 лет) контрактам между производителями и потребителями, которые первым гарантировали возврат больших инвестиций, а вторым – надежное снабжение, идут более короткие сделки между трейдерами, очень часто без привязки к конкретному СПГ-заводу и пункту назначения. С одной стороны, это делает рынок сжиженного газа более гибким, а с другой –кратно повышает риск для дорогостоящих вложений. Тем более что у всех перед глазами истории австралийских заводов, по которым инвестиционные решения принимались на пике ценовой конъюнктуры, когда газ в Азии продавался по 18–20 долларов за 1 млн БТЕ. Между тем в прошлом году средняя цена спотового СПГ в Японии была на уровне 6,5 доллара, падая в отдельные месяцы до 5,5 доллара. При таких ценах не покрываются даже операционные издержки, не говоря уже о капитальных вложениях на 200 млрд долларов.

Еще один сдерживающий фактор – американские СПГ-заводы, которые, как известно, строятся на толлинговой схеме. Все риски рыночной конъюнктуры лежат на покупателях мощностей по сжижению, в основном всё тех же СПГ-трейдерах, которые формируют глобальные портфели поставок. Инвесторы вполне обоснованно опасаются, что эти законтрактованные на условиях «сжижай или плати» мощности будут сдерживать цены на СПГ, особенно в периоды экономической стагнации и прекращения роста спроса. ■



## ВТОРОЙ ГОД ЭКСПОРТА АМЕРИКАНСКОГО СПГ

### Эффективность остается под вопросом

Ровно год назад мы писали об итогах первого года работы СПГ-индустрии США\*. Нашим основным выводом было то, что американский СПГ неконкурентоспособен в Европе и АТР, однако в силу ряда особенностей реализованной в США бизнес-модели убытки несут не продавцы газа в США или владельцы заводов по производству СПГ, а его покупатели. Прошел еще один год, «Газпром» обновил рекорд по объемам поставок своего газа в Европу, выросли цены на нефть. Что же за это время произошло с американским СПГ?

**ТЕКСТ** > Мария Белова, Екатерина Колбикова, Иван Тимонин, VYGON Consulting

**ФОТО** > Фотобанк 123RF; Per Martin Oterholt, Image Courtesy:Wärtsilä; worldmaritimeneews.com

#### Рост количественных показателей

В прошлом году глобальное предложение СПГ возросло на 38 млрд куб. м, на США и Австралию пришлось по 40% прироста. Поставки американского газа в 2017 году (по дате прибытия) составили 13,3 млн т, увеличившись почти в 4,5 раза с 2016 года и обеспечив полную загрузку трех существующих технологических линий завода Sabine Pass. Такой высокий показатель утилизации (при среднем мировом 79%) отчасти объясняется прописанным во многих контрактах на покупку американского СПГ условием «сжижай или плати», предполагающим взимание фиксированной платы за аренду мощностей по сжижению в коридоре 2,25–3 долл./МБТЕ на заводе Sabine Pass и 3,5 долл./МБТЕ для завода Corpus Christi

вне зависимости от их фактического использования.

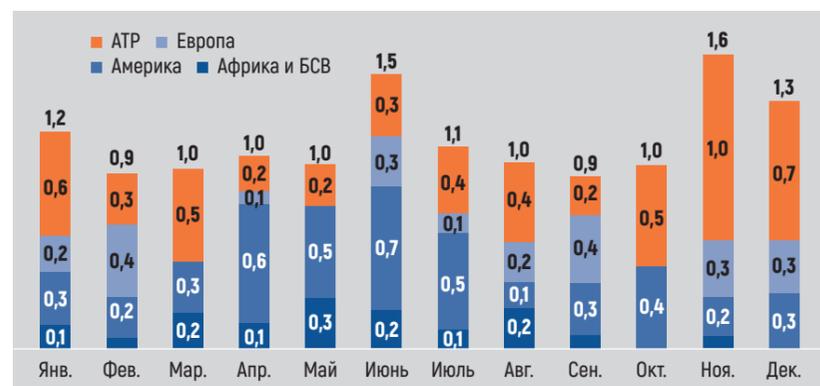
Помимо объемов производства американского СПГ, почти в два раза увеличилось и число импортирующих его стран, по итогам прошлого года составившее 26 шт. (14 шт. – в 2016 году). Новички наполовину представлены европейскими государствами: Францией, Литвой, Нидерландами, Великобританией, Мальтой и Польшей. При этом поставки в эти страны были преимущественно единичными (без долгосрочных контрактов) и осуществлялись в зимний сезон, когда на пике спроса за 1 МБТЕ сжиженного газа можно было получить до 8,5–10 долларов.

В середине года фокус поставщиков американского газа сместился в сторону Латинской Америки

\* «Итоги первого года. Текущая и будущая конкурентоспособность американского СПГ», журнал «Газпром» №5, 2017.

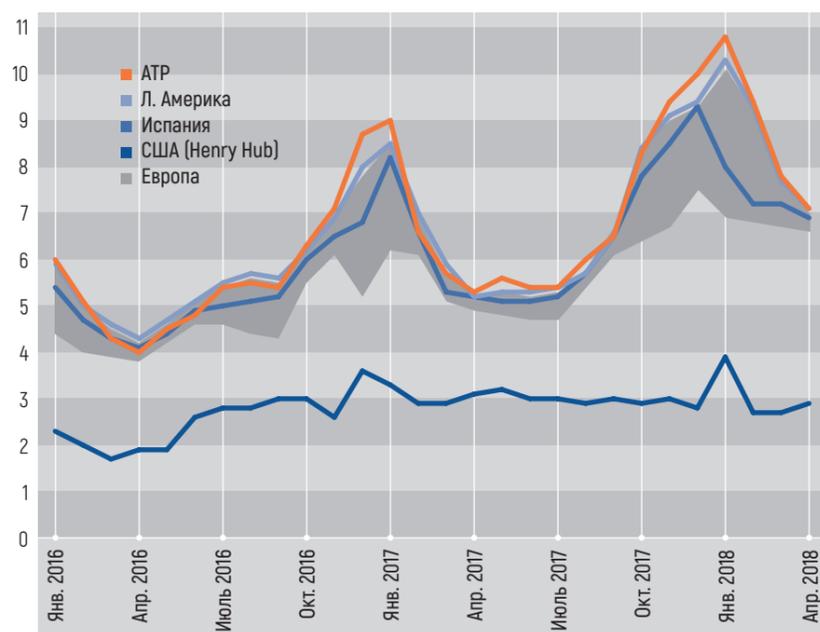


Рис. 1. Экспорт СПГ из США с разбивкой по регионам\* в 2017 году, млн т



\* По дате прибытия танкера.

Рис. 2. Динамика цен на СПГ в ключевых регионах и странах-потребителях и газа в США, долл./МБТЕ



Источники: Thomson Reuters, VYGON Consulting

(рис. 1), почти 70% экспорта пришлось на Мексику, самую удобную с точки зрения логистики страну. Так, например, время в пути до самого близкого к США мексиканского порта Altamira составляет пять дней, что сопоставимо со средним временем в пути газозавоза с «Сахалина-2» до Японии. При этом цены на СПГ в Мексике близки к котировкам на сжиженный газ в АТР, а дорога до Азии в среднем в шесть раз длиннее.

В целом по прошлому году наибольшие объемы (40%) американского СПГ были направлены в АТР – регион, который не только имеет максимальный ценовой дифференциал к Henry Hub (рис. 2), но и является основным центром роста импорта сжиженного газа. В 2017 году Китай продемонстрировал рекордное увеличение закупок СПГ (16 млрд куб. м), тем самым обеспечив дополнительный рынок сбыта для американского газа.

В прошлом году на фоне роста цен на нефть, а также реализации программ переключения с угля на газ в загрязненных и густонаселенных городах вдоль восточного побережья Китая был зафиксирован колоссальный рост как спотовых СПГ-котировок, так и цен по долгосрочным контрактам, привязанным к «японскому нефтяному коктейлю» (JCC). Так, первые в 2016–2017 годах увеличились с 5,7 до 7,1 долл./МБТЕ, вторые – с 6,8 до 8,2 долл./МБТЕ.

Однако абсолютный рост объемов экспорта американского СПГ в 2017 году не сопровождался улучшением экономики поставок. Опять же на примере Китая, положительных показателей продавцам газа из США удалось достичь только дважды. Первый раз – с середины декабря 2016-го до середины января 2017 года, когда на австралийском заводе Gorgon произошел сбой, приведший к остановке отгрузки СПГ. Второй – с середины октября 2017-го до февраля 2018 года на фоне аномально низких температур в регионе. В среднем по году поставки американского СПГ в Китай принесли убыток. Поэтому в этом году основная надежда экспортеров СПГ из США связана с продолжением активного прироста спроса на газ в Китае и возникновением ценовых всплесков.

### Ухудшение всех показателей

Американский СПГ еще по итогам 2016 года имел не самое привлекательное положение по сравнению с другими экспортерами сжиженного природного газа по показателю стоимости его поставки на потребительские рынки. В 2017 году практически все формирующие эту стоимость составляющие только ухудшились, кроме того, возрос риск образования «узкого горлышка».

Активное увеличение объемов и изменение торговых потоков американского СПГ в сторону АТР спровоцировало растущий спрос на Панамский канал. Так, если в 2016 году через канал прошло 20 газозавозов, то в 2017-м их число увеличилось до 110. Несмотря на недавнее расширение данной водной артерии, квота на транзит СПГ-танкеров сегодня составляет всего семь газозавозов в неделю, что значительно ниже наблюдаемой в пиковый сезон потребности в канале.

При удвоении мощностей по сжижению газа в США к концу текущего года и продолжении роста импорта СПГ азиатскими странами ситуация может заметно ухудшиться. Так, по оценкам Oxford Institute for Energy Studies\*, уже к началу 2020-х годов будет достигнута предельная загрузка Панамского канала для СПГ-танкеров. Иными словами, может потребоваться дальнейшее расширение мощности этого маршрута, в чем не в последнюю очередь будет заинтересован Китай.

Следствием наблюдаемого по всему миру роста вводов СПГ-заводов стало увеличение спроса на газозавозы, что в свою очередь привело к повышению фрахтовых ставок. Так, к концу 2017 года суточная плата за аренду танкера составляла порядка 70 тыс. долларов по сравнению с минимальными значениями ниже 20 тыс. долларов в первой половине 2016 года.

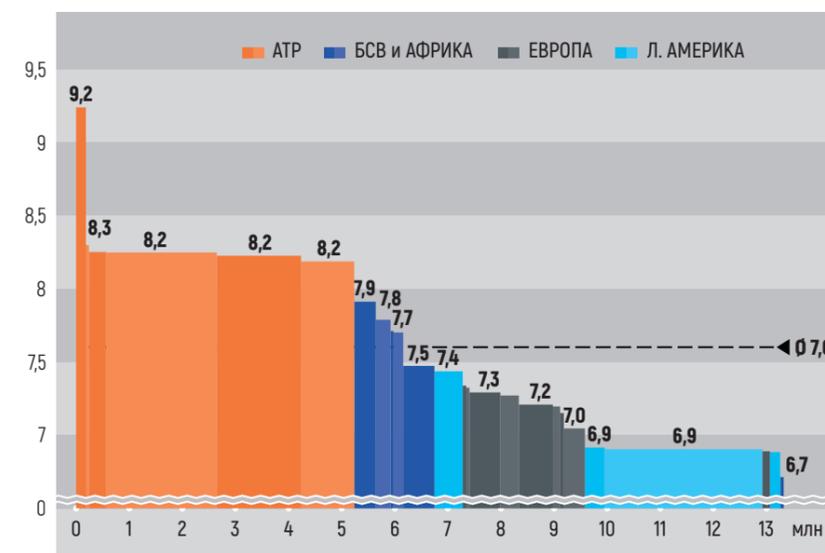
С ростом фрахтовых ставок соответствующие затраты для всего танкерного флота, перевозящего в 2016–2017 годах американский СПГ, в среднем выросли

\* Panama Canal and LNG: Congestion Ahead? Howard Rogers the Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

Рис. 3. Факторный анализ изменения cost of supply СПГ США в 2016–2017 годах, долл./МБТЕ

Cost of supply 2016	6,46
Рост HH+15%	0,56
Рост затрат на сжижение	0,28
Рост фрахтовых ставок	0,18
Рост цен на мазут	0,09
Рост boil-off	0,04
Рост проходки через Панаму	0,02
Cost of supply 2017	7,63

Рис. 4. Кривая предложения американского СПГ по регионам в 2017 году, долл./МБТЕ



Источник: VYGON Consulting

на 45%, или на 0,18 долл./МБТЕ (рис. 3).

Вслед за ценами на нефть увеличилась и стоимость мазута, используемого газозавозами в качестве бункерного топлива, что, по нашим оценкам, дало 0,09 долл./МБТЕ увеличения стоимости американского СПГ на внешних рынках в 2017 году.

Основной вклад в увеличение стоимости СПГ из США у потребителей обеспечил рост спотовых цен на газ Henry Hub, к которым привязаны цены экспортных контрактов, а также вступление в силу новых соглашений, в которых была зафиксирована более высокая плата за сжижение газа.

Тем не менее увеличение средней стоимости поставки американского СПГ соответствовало среднему росту цен на СПГ в ключевых

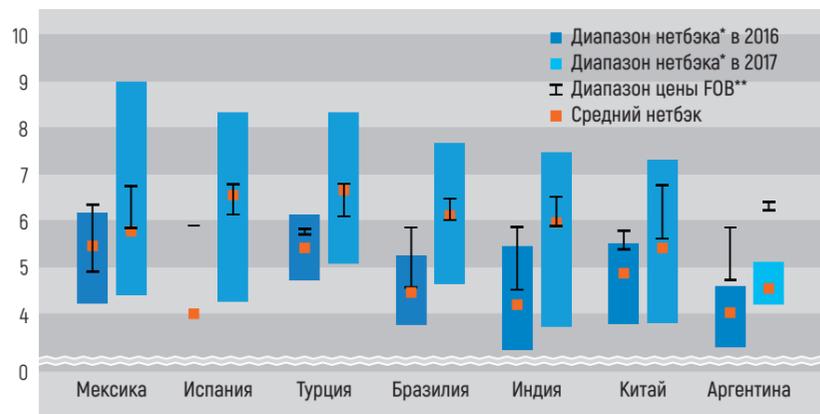
странах-импортерах (1,1–1,4 долл./МБТЕ), что в целом по году нивелировало потенциальные экономические потери для экспортеров, а в некоторые периоды позволило даже получить прибыль.

### Лови момент!

На рис. 4 показано распределение поставленных на внешние рынки в 2017 году объемов американского СПГ, ранжированных по их стоимости у потребителя (так называемая кривая предложения).

За счет большого транспортного плеча (в среднем за 2017 год путешествие в обе стороны занимало 60 дней) самая высокая стоимость газа из США в прошлом году фиксировалась в АТР. Поэтому поставки в этот регион по итогам года принесли средний убыток экспортерам

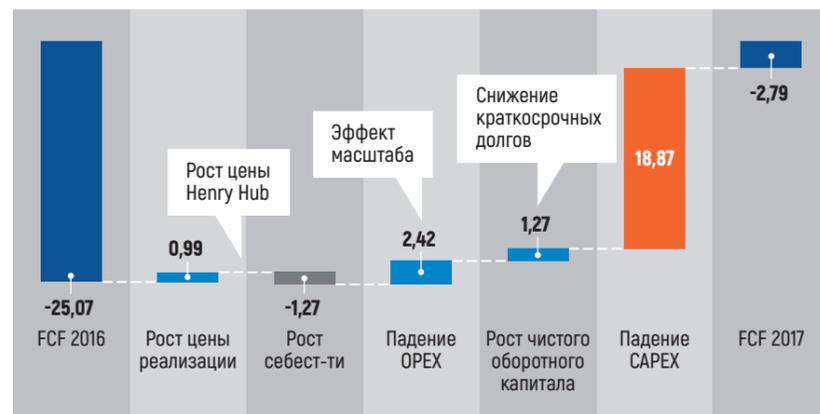
Рис. 5. Сравнение цен FOB и нетбэков от ключевых стран – импортеров СПГ США по итогам 2017 года, долл./МБТЕ



\* Нетбэк – цена реализации СПГ на конечном рынке минус транспортные расходы до порта отправления.  
\*\* Цена FOB – цена на газ Henry Hub × 1,15 плюс затраты завода СПГ на сжижение.

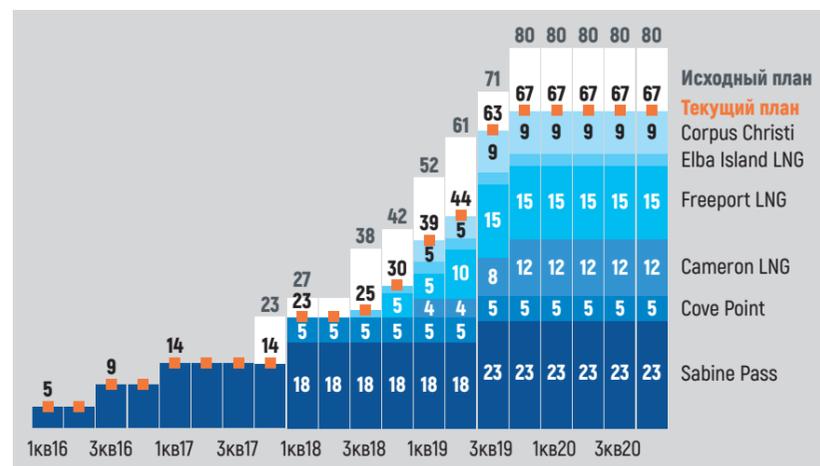
Источник: VYGON Consulting

Рис. 6. Факторы изменения удельного свободного денежного потока компании Cheniere Energy в 2016–2017 годах, долл./МБТЕ



Источники: Cheniere Energy, VYGON Consulting

Рис. 7. Исходный и текущий планы ввода мощностей СПГ в США, млн т



Источник: VYGON Consulting

газа из США порядка 1,1 долл./МБТЕ, что, как было отмечено выше, не помешало Азии стать самым крупным покупателем американского СПГ. Дело в том, что при отсутствии дополнительной ниши в других регионах поставщики сжиженного газа из США вынуждены нести большие убытки.

Что касается европейского рынка, то американский газ не может претендовать на то, чтобы занять здесь заметную долю, так как на кривой предложения в данный регион он является одним из самых неконкурентоспособных.

Как уже упоминалось выше, диапазон цен на СПГ в 2017 году был значительно шире, чем годом ранее, что в некоторые моменты позволяло экспортерам американского газа получать до 2,5 долл./МБТЕ премии. В случае когда размер нетбэка ниже цены в порту отправления, при поставке генерируется убыток. Если в 2016 году средний нетбэк во всех странах, кроме Мексики, оказывался ниже стоимости газа на FOB, то в 2017 году ситуация несколько улучшилась и этот показатель периодически попадал в диапазон произведенных затрат, но не превышал его (рис. 5).

### Когда у экспортеров пусто, у владельца СПГ-завода густо

Говоря о финансовых результатах американского владельца СПГ-заводов Cheniere Energy, по итогам 2017 года компании удалось добиться их значительного улучшения. Запуск третьей технологической линии Sabine Pass в первом квартале минувшего года и полная загрузка первых двух линий в течение всего года позволили многократно нарастить объемы реализации. Наряду с ростом цен на СПГ это обеспечило увеличение выручки компании с 1,28 млрд долларов в 2016 году до 5,6 млрд долларов в 2017 году, или 6,96 и 7,96 долл./МБТЕ реализованного СПГ соответственно.

Фактор повышения цены Henry Hub отразился в росте себестоимости. Этот минус относится к модели СПГ-бизнеса в США, где, в отличие от большинства производителей газа, завод не находится в структуре ВИНК, а является независимой организацией. Таким образом, риски возникновения всплесков

внутренних цен на газ берет на себя производитель.

Рост себестоимости реализации на 1,27 долл./МБТЕ был компенсирован снижением операционных издержек на 2,42 долл./МБТЕ за счет эффекта масштаба производства. В результате удельная операционная прибыль выросла в 2017 году, составив 1,97 долл./МБТЕ по сравнению с убытком в 0,16 долл./МБТЕ в 2016 году.

Свободный денежный поток Cheniere остался отрицательным, однако наметилась динамика к росту: если в 2016 году на каждый МБТЕ реализованного СПГ компания теряла более 25 долларов свободных денежных средств, то в 2017 году – уже 2,8 доллара.

При этом операционная эффективность Cheniere (рис. 6) на 1 МБТЕ второй год подряд остается близкой к нулю, хотя в абсолютном выражении EBITDA компании выросла с 0,1 млн до 1,7 млрд долларов. Помимо роста прибыли, ключевым фактором стало сокращение капитальных затрат практически на 1 млрд долларов – с 4,36 млрд до 3,36 млрд долларов при одновременном росте изменения чистого оборотного капитала. Снижение CAPEX также обусловлено завершением строительства третьей и четвертой технологических линий Sabine Pass. Однако показатель по-прежнему остается высоким в связи с тем, что в настоящее время продолжается строительство пятой технологической линии Sabine Pass, а также первых двух техлиний нового завода СПГ Corpus Christi.

### Планов громадье

Амбициозные намерения по вводу новых СПГ-заводов в США имеет не только Cheniere. При исполнении исходных планов компаний к 2020 году американские мощности по сжижению газа должны были составить 80 млн т. Эти ожидания усугубляли прогнозы о возникновении избытка предложения на глобальном рынке СПГ наряду с появлением новых мощностей в Австралии, России и прочих странах.

Однако уже в первом квартале 2018 года компании скорректировали свои планы, в связи с чем прогноз мощностей СПГ Соединенных Штатов был пересмотрен



в сторону снижения и на 2020 год составил 67 млн т.

В марте 2018 года сольную череду вводов техлиний Cheniere прервал завод Cove Point компании Dominion Energy (рис. 7). Запуск первой очереди произошел на бывшем приемном терминале в Мэриленде и состоялся с опозданием в один квартал от заявленного плана. Корректировки коснулись и четвертой очереди завода Sabine Pass, к запуску которой компания Cheniere изначально готовилась в августе 2017 года. Еще одну задержку объявила компания Sempra Energy, которая распространилась на первые три технологические линии завода Cameron LNG. Предполагается, что их ввод произойдет с отставанием от графика ровно в год, что официально объясняется неблагоприятными погодными условиями, в частности, случившимися в 2017 году наводнениями на заводе подрядчика по проекту.

### Амбициозный строительный план и осторожный контрактный факт

При этом покрытие планируемых мощностей заключенными долгосрочными контрактами до сих пор остается практически неизменным: из 67 млн т обязательства на поставку имеются на 40 млн т. Под риском находятся заводы Freeport и Cameron LNG, у которых законтрактована только первая техлиния, а запуск последующих должен произойти уже во второй половине 2019 года.

Мотивацией для некоторого расширения контрактной базы в 2017 году послужил как коммерческий, так и политический подтекст. Среди покупателей, заключивших долго-

срочные контракты в 2017 году, преобладают азиатские компании – к примеру, индийские VGS Group и Krishna Godavari. Спустя несколько месяцев после визита Дональда Трампа в Польшу в ноябре прошлого года компания PGNiG подписала пятилетний контракт с Cheniere, подразумевающий поставку девяти партий СПГ в течение этого периода. Данный объем эквивалентен примерно 0,6 млн т сжиженного газа, а за пять лет поставки из США не превысят 3% от соответствующей мощности польского терминала по приему СПГ Свиноустье при их равномерном распределении.

Еще одной скорее политически мотивированной к сотрудничеству с американскими поставщиками СПГ страной является Литва. В портфеле литовских компаний появляются небольшие контракты с трейдерами, перепродающими СПГ из США. Так, в рамках сделки с Natural Gas Fenosa СПГ-танкер из США прибыл в Литву в конце сентября 2017 года. Месяцем ранее литовский газовый трейдер Lietuvos Duju Tiekimas принял первую партию СПГ. Хотя контракт на эту поставку был заключен еще в начале 2015 года, из-за высокой жирности американского газа, не отвечающей стандартам газовой системы Литвы, поставки не осуществлялись. О способах решения технической проблемы не сообщается.

Таким образом, в неблагоприятной для американского СПГ ситуации при слабом росте цен на газ в 2018 году экспортеры сжиженного газа из США будут вынуждены и далее терпеть убытки, а проекты заводов могут не реализоваться в полной мере. ■

# ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОВЗАИМОДЕЙСТВИЯ

«Газпром» изучает перспективы сотрудничества с Бразилией

В условиях слома однополярной и начала формирования многополярной системы мироустройства наша страна сталкивается со сложнейшими вызовами. Одной из первоочередных задач для новых международных «центров силы», включая Россию, является консолидация экономического потенциала – как собственного, так и своих партнеров – с достижением синергического эффекта от этого взаимодействия. Например, для нашей страны крайне актуально экономическое сближение с государствами БРИКС, и в частности с Бразилией. Поэтому Группа «Газпром» внимательно изучает потенциал взаимодействия с этим государством в сфере энергетики.

ТЕКСТ > Денис Кириллов

ФОТО > Агентство Petrobras, Shutterstock, TNEI Services Ltd 2017, brasil.gov.br, windies-online.com

## Энергобаланс

Энергетический баланс Бразилии достаточно сильно диверсифицирован: в общем объеме энергопотребления на долю невозобновляемых источников энергии (НИЭ) приходится порядка 57,5%, возобновляемых (ВИЭ) – около 42,5%. Основными энергоресурсами Бразилии являются нефть и продукты ее переработки – 38,2%, биотопливо – 16,8%, энергия водного потока (гидроэлектроэнергетика) – 13,5% и природный газ – 11,3%.

Несмотря на столь высокую диверсификацию энергобаланса, использование энергетических ресурсов в Бразилии всё же недостаточно сбалансировано: заметное ограничение потребления голубого топлива связано с отсутствием необходимой инфраструктуры и особенностями регулирования рынка газа. В частности, основные запасы газа в Бразилии – попутный нефтяной газ глубоководных офшорных месторождений. При этом офшорные газопроводы для доставки газа на рынок имеют ограниченную пропускную способность (около 44 млн куб. м в сутки). Кроме того, основные добычные проекты в Бразилии являются нефтяными, а значительная часть попутного газа закачивается обратно в пласт для повышения нефтеотдачи.

По бразильскому законодательству добыча и транспортировка относятся к компетенции федерального правительства, а газораспределение – к компетенции правительств штатов. Это препят-

ствует формированию единого рынка газа страны и газификации внутренних регионов, поскольку каждый штат имеет свою газораспределительную компанию и налоговый режим. Серьезным ограничительным фактором развития газовой отрасли, в том числе в области газодобычи, является сохраняющаяся монополия на газовом рынке национальной нефтегазовой компании Petrobras (в ближайшие годы ситуация может измениться в связи с планами правительства по проведению реформы газовой отрасли).

В результате Бразилия, являясь одним из видных производителей голубого топлива в Южной Америке, не может удовлетворять имеющийся спрос за счет собственной добычи газа и вынуждена импортировать свыше 35% потребляемого природного газа. Главным образом – по газопроводной системе из Боливии, а также через регазификационные терминалы на бразильском морском побережье в виде сжиженного природного газа (СПГ) из США, Тринидада и Тобаго, стран Европы и Африки, Ближнего Востока.

Согласно Плану энергетического развития до 2024 года (PDE 2024), утвержденному Институтом энергетических исследований при Министерстве горного дела и энергетики Бразилии, потребление энергии в стране в течение ближайшей пятилетки вырастет как минимум на треть. При этом использование НИЭ увеличится примерно на 27%, ВИЭ – более чем на 41%. Их доли в энергобалансе Бразилии не претерпят

свыше  
35%

потребляемого природного газа Бразилия вынуждена импортировать, являясь одним из ведущих производителей голубого топлива в Южной Америке

## ГТС БРАЗИЛИИ

Протяженность основной части бразильской газотранспортной системы (ГТС) – 9,244 тыс. км. Протяженность магистрального газопровода Боливия – Бразилия (GasBol) – более 2,5 тыс. км



## Энергетический баланс Бразилии

	тыс. т н.э.*
НИЭ	172,074
Нефть и нефтепродукты	114,319
Природный газ	33,949
Каменный уголь и производные	17,941
Уран (U308) и производные	4,038
Прочие НИЭ	1,827
ВИЭ	127,768
Гидроэлектроэнергетика	40,417
Дрова и древесный уголь	22,403
Биотопливо	50,212
Прочие ВИЭ	14,256
Итого	299,362

\* Нефтяной эквивалент

## Прогноз энергетического баланса Бразилии в 2024 году

	тыс. т н.э.*
НИЭ	218,793
Нефть и нефтепродукты	139,250
Природный газ	46,956
Каменный уголь и производные	22,991
Уран (U308) и производные	6,986
Прочие НИЭ	2,609
ВИЭ	180,659
Гидроэлектроэнергетика	53,270
Дрова и древесный уголь	27,444
Биотопливо	67,586
Прочие ВИЭ	32,358
Итого	399,452

\* Нефтяной эквивалент

Источник: Институт энергетических исследований при Министерстве горного дела и энергетики Бразилии



кардинальных изменений и составят 54,8% и 45,2% соответственно.

Вместе с тем рост потребления нефти и нефтепродуктов запланирован на уровне около 22%, что приведет к снижению доли черного золота в энергобалансе страны до 34,9%. Увеличение использования природного газа превысит 38%, соответственно, доля голубого топлива в энергобалансе страны достигнет 12%.

### Электроэнергетика

Основным производителем энергии и одновременно потребителем энергоресурсов в Бразилии выступает электроэнергетическая отрасль. Совокупный объем установленных электрогенерирующих мощностей на начало 2017 года составил 150,41 ГВт. Генерация представлена гидро- (ГЭС – 64,4%), тепло- (ТЭС – 27,5%) и атомной (АЭС – 1,3%) энергетикой, а также ветряными (ВЭС) и солнечными (СЭС) электростанциями (6,8%).

В соответствии с PDE 2024 суммарная производительность электрогенерации в Бразилии вырастет к середине 2020-х до 206 ГВт. К этому времени предложение электроэнергии должно достичь 940,8 ТВт·ч, при этом ее потребление будет возрастать ежегодно в среднем на 4,7% и к концу 2024-го составит порядка 790,9 ТВт·ч. Вклад ВИЭ в общий объем электроэнергетических мощностей увеличится до 84%. В том числе производительность ГЭС вырастет до 110 ГВт, а общая мощность электростанций, работающих на биотопливе, солнечной и ветряной энергии, а также малых ГЭС увеличится более чем вдвое. В то же время доля НИЭ в общем объеме генерации незначительно снизится. Хотя суммарная производительность бразильских ТЭС, работающих на НИЭ, увеличится как минимум до 30 ГВт, а мощность газовых ТЭС вырастет более чем в 1,5 раза.

Ветряная энергетика широко применяется на северо-востоке страны, используется

Согласно Плану энергетического развития до 2024 года (PDE 2024) увеличение использования природного газа в Бразилии превысит 38%, соответственно, доля голубого топлива в энергобалансе страны достигнет на

12%

Вклад ВИЭ в общий объем электроэнергетических мощностей увеличится до

84%

в некоторых труднодоступных районах Бразилии, не подключенных к Единой энергетической системе. В настоящее время стоимость электроэнергии, произведенной ВЭС, делает ее вполне конкурентоспособной на бразильском рынке. Однако из-за жесткой зависимости ВЭС от климатических условий, объективных сложностей с созданием необходимой для них инфраструктуры энергия ветра является не более чем вспомогательным энергоресурсом.

Солнечная энергетика находится в Бразилии в зачаточном состоянии, оставаясь пока неконкурентоспособной из-за высокой ее стоимости. Впрочем, бразильское правительство планирует принять меры по стимулированию более широкого использования энергии солнца, благодаря чему общий объем генерирующих мощностей СЭС должен достичь 7 ГВт.

На начало 2017 года суммарная производительность ВЭС и СЭС составила около 10,204 ГВт, причем на долю ВЭС пришлось более 99,2% этой мощности. Несмотря на крайне незначительную роль ВЭС и СЭС в общем объеме производства электроэнергии в Бразилии, именно солнечная и ветряная генерация показывают в последние годы самые высокие темпы роста.

Что касается атомной энергетике, то сегодня у Бразилии лишь одна АЭС с двумя действующими реакторами суммарной мощностью 2 ГВт. Введение в строй третьего энергоблока мощностью 1 ГВт постоянно откладывается. Планы строительства 7–9 новых АЭС рассматриваются, но решение пока не принято. Ввод в строй других АЭС в обозримой перспективе не предвидится.

Ключевую роль в обеспечении Бразилии электроэнергией играет и будет играть гидроэнергетика. В ближайшем будущем запланировано строительство 38 ГЭС. Однако только четыре из них предусматривают создание

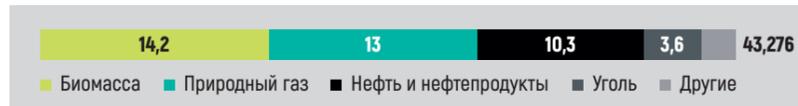
водохранилищ с высотными плотинами. Остальные ГЭС (так называемые русловые) для производства электроэнергии будут использовать естественное течение воды. Это вызвано необходимостью соблюдения экологического законодательства, не допускающего затопления больших земельных площадей. Поэтому в засушливые сезоны бразильская гидроэнергетика вынуждена опираться главным образом на существующие ГЭС с резервуарами, что ведет к уменьшению уровня воды в них и неустойчивости всей энергосистемы. Для предотвращения этого правительство вынуждено всё чаще задействовать ТЭС.

### Теплоэнергетика

Тепловую электроэнергетику в Бразилии стали активно развивать лишь в конце 1990-х, когда из-за засухи, усугубленной резким ростом потребления электричества, энергосистема страны, опиравшаяся в еще большей степени, чем сейчас, на гидроэнергетику, не справилась с нагрузкой. Тогда правительство было вынуждено прибегнуть к веерному отключению электричества. Чтобы предотвратить повторения такой ситуации, в Бразилии была разработана и реализована программа строительства целого ряда ТЭС с их интеграцией в Единую энергетическую систему страны.

В качестве топлива для ТЭС, суммарная производительность которых составляла в начале 2017-го порядка 43,276 ГВт, преимущественно используются биомасса (14,2 ГВт), природный газ (13 ГВт), нефть и нефте-

Распределение производительности ТЭС Бразилии по видам топлива на начало 2017, ГВт



продукты (10,3 ГВт), а также уголь (3,6 ГВт).

Мощности ТЭС и сегодня рассматриваются в основном в качестве резервных – для удовлетворения резкого возрастающего спроса на электроэнергию в периоды пикового потребления. С учетом этого контракты на поставку электроэнергии, которые каждая ТЭС подписывает с Национальным оператором энергосистем Бразилии – ONS, предусматривают оплату стоимости определенного объема электричества, даже если ТЭС его фактически не вырабатывала. Таким образом гарантируется наличие свободных мощностей в энергосистеме, которые могут быть запущены в любой момент по мере возникновения необходимости. В соответствии с PDE 2024 мощности ТЭС на НИЭ планируется увеличить более чем на 10 ГВт (порядка 4 ГВт должны быть введены в строй до 2019 года, остальные 6 ГВт – до 2024-го).

При этом следует иметь в виду, что в Бразилии не применяются директивные методы строительства и ввода новых энергетических мощностей и плановые показатели до 2024 года являются приблизительными. Правительство «заказывает» новые мощности электростанций на соответствующих тендерах, устанавливая потолок цен на «новую электроэнергию» в зависимости от вида топлива. Тендеры проводятся два-три раза в год, там выставляются мощности, которые должны быть введены через три года («тендер А-3») или пять лет («тендер А-5»). В случае если цена оказывается невыгодной для энергогенерирующих компаний, они имеют право отказаться от участия в тендере. Тогда «заказ» переносится на следующий год.

Кроме того, заложенные в PDE 2024 данные по новым мощностям ТЭС базируются на предположении, что основные потребности страны в электроэнергии будут обеспечены гидроэлектростанциями, а ТЭС

будут задействованы в минимально допустимых объемах своих мощностей. Эти минимальные объемы предусмотрены для ТЭС на мазуте и дизеле (эти виды топлива являются самыми дорогостоящими) в размере 1–2% мощности, на газе – 30%, на угле – 40%. Остальная часть их мощностей при планировании во внимание просто не принимается.

Для выработки электроэнергии из-за высокой стоимости и экологических параметров останется ограниченным использование нефтепродуктов, главным образом мазута и дизеля. ТЭС на этих видах топлива работают в основном в отдаленных районах страны, не подключенных к Единой энергетической системе. В ближайшей перспективе мощности ТЭС на мазуте останутся практически неизменными. При этом ТЭС на газе рассматриваются как наиболее оперативный и надежный резерв мощности энергогенерации.

На практике это означает, что при сохранении тенденции последних лет, когда ГЭС не могут быть использованы на полную мощность из-за низкого уровня воды в резервуарах, теплоэлектростанции на газе будут играть все более важную роль в обеспечении устойчивой работы всей энергосистемы страны. Соответственно, потребуются подключение газовых ТЭС к энергогенерации большую часть года или даже круглогодично, а также ввод в строй новых мощностей ТЭС на газе, что вызовет дальнейшее повышение спроса на природный газ.

Например, по итогам 2013 года потребление газа теплоэлектростанциями уже почти достигло уровня, на который по плану PDE 2024 предполагалось выйти лишь к 2024 году. В Министерстве горного дела и энергетике Бразилии считают, что при сохранении таких тенденций доля газа в электрогенерации страны может вырасти к середине 2020-х с нынешних 8,6% до более чем 15–20%. В связи с этим перед Бразилией стоит задача создания



необходимых экономических условий для строительства новых газовых ТЭС с обеспечением поставок необходимого для них объема сырья. Существующие ТЭС на газе, учитывая неразвитость газодобычи внутри страны, снабжаются главным образом за счет импорта СПГ. Сегодня в Бразилии реализуется два проекта, предусматривающие сооружение газовых ТЭС мощностью 1,5 ГВт и 1,28 ГВт с одновременным строительством двух новых терминалов для приема, хранения и регазификации СПГ. Таким образом, растущий спрос электроэнергии на газ пока может быть удовлетворен в первую очередь за счет увеличения импорта СПГ.

С учетом этого правительство Бразилии предпринимает шаги для повышения конкурентоспособности ТЭС, планирующих использовать импортный СПГ для выработки электричества. Однако нужно понимать, что пока значимость газовой генерации кардинально возрастает главным образом в засушливые периоды, а в дождливые – напротив, сводится практически к нулю. Впрочем, никакой реальной альтернативы развитию газовых ТЭС для создания сбалансированной системы энергообеспечения и повышения энергетической безопасности Бразилии не существует.

Сейчас больше всего электричества в бразильской теплоэнергетике вырабатывают ТЭС на биомассе, но они не в состоянии решить насущных проблем энергетической отрасли Бразилии ни в ближайшей, ни в более отдаленной перспективе. Бразилия является одним из крупнейших производителей биотоплива, прежде всего с использованием сахарного тростника. Этанол, основной продукт его переработки, применяется в качестве топлива для автомобильного транспорта, а отходы от переработки сахарного тростника (наряду с другими отходами сельхозпроизводства), биомасса, – в качестве топлива на ТЭС. В общем энергобалансе страны на долю биомассы приходится свыше 16% потребляемой энергии (с учетом использования этанола транспортом). В соответствии с PDE 2024 установленная мощность ТЭС на биомассе вырастет к середине 2020-х как минимум до 18 ГВт. Вместе с тем использование биотоплива в электрогенерации зависит от множества факторов, в том числе климатических, сезонных и экономических условий. В связи с этим ТЭС на биомассе, в отличие от газовых электростанций, не могут гарантировать устой-

1,8

**МЛРД т, что обеспечило Бразилии второе место по этому показателю в Латинской Америке после Венесуэлы**

136,7

**МЛН т черного золота добыла Бразилия в 2016 году, став крупнейшим производителем сырой нефти в Латинской Америке**

чивости энергосистемы Бразилии в случае возникновения проблем в гидроэнергетике.

Перспективы наращивания потребления угля в бразильской электроэнергетике даже не рассматриваются, так как его использование (как отечественного, так и импортного) для электрогенерации остается на грани рентабельности.

Соответственно, сегодня самым перспективным энергоресурсом для бразильской электроэнергетики является природный газ. Если говорить в целом о топливно-энергетическом секторе Бразилии, то большие ожидания здесь связаны не только с газом, но и с нефтью. Прежде всего потому, что страна обладает значительным незадействованным нефтегазовым потенциалом, которым она намерена воспользоваться.

### Ресурсы углеводородов

Бразилия располагает достаточно крупными доказанными запасами нефти и существенными, по меркам Латинской Америки, природного газа, а также значительным потенциалом для их наращивания. Так, на начало 2017 года доказанные запасы нефти страны составили 1,8 млрд т, что обеспечило Бразилии второе место по этому показателю в Латинской Америке после Венесуэлы. А доказанные запасы природного газа – порядка 400 млрд куб. м, что соответствует аналогичному

## Растущий спрос электроэнергетики на газ может быть удовлетворен в первую очередь за счет увеличения импорта СПГ

показателю Аргентины и Перу, которые в итоге делят с Бразилией второе место по уровню доказанных запасов голубого топлива в Латинской Америке. Опять же после Венесуэлы. В геологическом плане Бразилия остается крайне малоизученной страной. Площадь бразильских нефтегазоносных бассейнов составляет около 2,8 млн кв. км, из них более или менее изучены лишь 336,7 тыс. кв. км, или всего 12%.

Как ни странно, пока это лишь создает определенные трудности для правительства Бразилии в реализации планов по стимулированию разведки и добычи углеводородов. Особенно на суше. Крупные национальные и международные нефтегазовые компании не проявляют особого интереса к тендерам на получение прав на разведку и разработку малоизученных участков недр из-за повышенных рисков инвестирования в подобные проекты.

В соответствии с PDE 2024 доказанные запасы нефти к середине 2020-х должны вырасти как минимум втрое и составить не менее 5 млрд т. Причем коэффициент воспроизводства запасов черного золота, согласно намеченным планам, будет ежегодно превышать единицу. Доказанные запасы природного газа планируется нарастить как минимум до 1,72 трлн куб. м.

Общая сумма инвестиций на разведку и добычу нефти и газа до середины 2020-х определена в пределах 350–375 млрд долларов. Однако с учетом изменения цен на углеводороды эти планы, скорее всего, будут серьезно корректироваться. По крайней мере, в своем бизнес-плане на 2017–2021 годы подконтрольная государству Petrobras приоритетной задачей выбрала геологоразведку и добычу углеводородов на территории Бразилии преимущественно на шельфовых, наиболее хорошо изученных месторождениях. В течение ближайших лет Petrobras намерена инвестировать в свои проекты порядка 74,4 млрд долларов, из кото-

рых 82% будет направлено на разведку и разработку уже открытых запасов.

Вместе с тем Бразилия располагает существенными запасами нетрадиционного газа (преимущественно tight gas). Они сосредоточены в основном в бассейне реки Сан-Франциско, штат Минас-Жерайс, и в бассейне Парнаиба на северо-востоке страны. По оценкам Wood Mackenzie, его резервы могут составить около 17 трлн куб. м, из которых к категории извлекаемых относятся около 10,5 трлн. Также перспективы открытия запасов сланцевого газа связаны с бассейном Парана, включающем большую часть Парагвая, часть территории Бразилии, Уругвая, Аргентины и Боливии.

Впрочем, широких поисково-разведочных работ на нетрадиционные ресурсы углеводородов в Бразилии не проводилось, а имеющиеся данные по этим регионам весьма приблизительны и носят не более чем прогнозный характер.

### Черное золото

В 2016 году Бразилия стала крупнейшим производителем сырой нефти в Латинской Америке, добыв 136,7 млн т черного золота. Это стало возможным благодаря не только наращиванию объемов производства сырья, но и поступательному падению нефтедобычи в Мексике и Венесуэле. Почти вся бразильская нефть (более 90%) добывается на континентальном шельфе.

До недавнего времени в Бразилии действовало законодательство, при котором освоение нефтяных ресурсов подшельфовых месторождений на континентальном шельфе предусматривало обязательное участие национальной компании Petrobras. При этом она должна была быть оператором проектов с долей участия в них не менее 30%. В силу таких требований в условиях истощения месторождений на суше и на мелководье Petrobras вынуждена была



порядка  
100

**МЛН т сырой нефти в год Бразилия рассчитывает отправлять на экспорт и полностью обеспечить свои потребности в черном золоте. Пока страна потребляет нефти больше, чем производит**

сосредотачивать основные усилия и ресурсы на реализации чрезвычайно капиталоемких, трудоемких и сложных проектов в подшельфовом кластере континентального шельфа. Это стало одной из основных причин ухудшения финансового положения компании и роста ее задолженности. В то же время Petrobras вынуждена инвестировать огромные средства для выполнения всего комплекса стоящих перед ней задач, прежде всего в области разведки и добычи углеводородов. В частности, пятилетний план компании на 2014–2018 годы предусматривал инвестиции в размере 220,6 млрд долларов. Однако в 2014-м на фоне глобального экономического кризиса в Бразилии разразился громкий коррупционный скандал, в который было вовлечено и руководство Petrobras. Это погрузило страну в глубокий политический и – как результат – экономический кризис.

Поэтому в 2015 году пятилетний план Petrobras был серьезно скорректирован в сторону резкого сокращения инвестпрограммы и продажи как непрофильных, так и профильных активов. В феврале 2016-го

Основные потребители природного газа в Бразилии в н. в., %



Национальный конгресс Бразилии изменил законодательство, освободив Petrobras от обязанности быть оператором по разработке проектов подсолоевого кластера, что также должно способствовать улучшению финансового положения компании в долгосрочной перспективе.

Между тем даже в этой ситуации Petrobras удалось нарастить объемы добычи углеводородов и сохранить планы по росту производства. Так, к 2021-му компания предполагает увеличить добычу нефти в Бразилии с нынешних 109 млн т в год более чем на 25%, то есть почти до 170 млн т в год. А суммарное производство углеводородов в рамках бразильских и зарубежных проектов Petrobras планирует нарастить как минимум на 20%.

В целом в соответствии с PDE 2024 объемы добычи нефти в Бразилии должны увеличиться к середине 2020-х почти до 200 млн т в год. Благодаря этому страна рассчитывает превратиться в крупного экспортера сырой нефти на мировой рынок. Пока же Бразилия потребляет нефти больше, чем производит, но рассчитывает полностью обеспечить свои потребности в черном золоте и отправлять на экспорт порядка 100 млн т сырой нефти в год.

Важно понимать: бразильские власти ожидают, что существенный вклад в реализацию перечисленных планов внесут иностранные инвесторы. Ведь рост добычи нефти должен происходить главным образом за счет глубоководных и сверхглубоководных подсолоевых месторождений на континентальном шельфе Бразилии. А их освоение потребует огромных финансовых вложений. В частности, для реализации бразильских шельфовых проектов необходимы плавучие установки для добычи, хранения и перевалки нефти (FPSO). Таких морских платформ потребуется к середине 2020-х годов как минимум 44.

Впрочем, можно предположить, что проблем с иностранными инве-

стициями в нефтяном секторе не будет. Уже сегодня в Бразилии работают практически все крупнейшие мировые нефтегазовые и энергетические компании. Ключевые позиции занимают англо-голландская Shell, британская BP, норвежская Statoil, французская Total, испанская Repsol, а также американские Chevron и ExxonMobil. Стремительно растет активность китайских CNPC, CNOOC и Sinopec. Нельзя исключать, что в перспективе к ним присоединятся и российские компании.

Однако развитие сектора нефтедобычи невозможно без учета транспортировки и переработки черного золота. Подавляющая часть нефти в Бразилии добывается на континентальном шельфе, поэтому магистральных нефтепроводов в стране нет, и в обозримом будущем их строительство не планируется. Имеющаяся нефтегазотранспортная система – 454 нефтепровода протяженностью 7,936 тыс. км. Основная их функция – поставка сырья с шельфовых месторождений или портовых терминалов на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). Транспортировка сырья с добычных платформ осуществляется с помощью 53 специализированных судов общим тоннажем более 4,153 млн т.

Что касается переработки черного золота, в Бразилии действуют 17 НПЗ, 13 из которых контролируются Petrobras, четыре – частными инвесторами. Их суммарная мощность по переработке нефти порядка 115 млн т в год. Для удовлетворения потребности страны в нефтепродуктах приходится импортировать нефть, дизель и бензин. По существующим прогнозам, рост спроса на нефтепродукты в Бразилии к середине 2020-х увеличится более чем на 25%.

Вместе с тем от строительства новых НПЗ Petrobras отказалась. Потребности рынка в дизеле и бензине компания планирует компенсировать за счет реконструкции

существующих линий переработки. Благодаря этому PDE 2024 предусматривает увеличение нефтеперерабатывающих мощностей в стране примерно до 135 млн т в год, на что потребуется около 75,5 млрд долларов. Однако эксперты полагают, что отказ от строительства в Бразилии новых НПЗ не только не решит проблему нефтепродуктового суверенитета страны, но и значительно укрепит ее зависимость от импорта нефти, дизеля и бензина.

### Сектор газа

По данным Института энергетических исследований при Министерстве горного дела и энергетики Бразилии, в 2016 году в стране было добыто свыше 39 млрд куб. м газа (около 80% этого объема – попутный нефтяной газ, полученный при разработке нефтяных месторождений на шельфе, остальные 20% – голубое топливо, добываемое на суше и из чисто газовых морских месторождений). При этом на рынки потребления было поставлено лишь около 60% всего извлеченного газа, остальной газ был использован для собственных нужд нефтяных компаний.

В Бразилии к середине 2020-х объем извлечения газа из недр планируется нарастить примерно до 63 млрд куб. м (более 52 млрд будет реализовываться потребителям, остальное – использоваться на собственные нужды добычными компаниями). До 86% газа будет извлечено попутно при разработке нефтяных месторождений и лишь около 14% – на собственно газовых промыслах.

В настоящее время основными потребителями природного газа в Бразилии являются промышленность, включая нефтеперерабатывающую и нефтехимическую отрасли (52% от общего объема использования), электроэнергетика (39,3%), автотранспорт (6%), а также жилой и коммерческий сектора (2,7%).

По оценке специалистов консалтинговой компании IHS Markit,



спрос на газ к середине 2020-х в Бразилии увеличится почти на 18%, а к концу следующего десятилетия – на 35%. Наибольший рост его использования ожидается в промышленности и электроэнергетике.

По прогнозам PDE 2024, к середине 2020-х спрос на природный газ может достичь 62 млрд куб. м в год. При этом гарантированный спрос, рассчитанный с учетом запросов различных потребителей голубого топлива, составит порядка 38 млрд куб. м. Таким образом, разница между прогнозным и гарантированным спросом составляет около 24 млрд куб. м в год. Именно такой объем газа может потребоваться Бразилии ежегодно в случае появления необходимости использования газовых ТЭС более чем на 30% их установленной мощности.

Такой сценарий развития спроса на газ весьма вероятен при частом повторении в стране засушливых циклов, когда ГЭС не справляются с обеспечением электричеством. При этом замещение значительных объемов электрогенерации ГЭС путем активного наращивания производства электричества на ТЭС приведет к резкому росту потребления природного газа. Нужно отметить, что в дождливые годы ситуация ровно обратная и спрос электроэнергетики на природный газ фактически падает до нуля.

Если рассматривать усредненный спрос на газ, не связанный с производством электроэнергии, то в 2024-м он должен составить как минимум 29,2 млрд куб. м в год. Это обусловлено не только ростом сектора бразильской промышленности, но и, например, газификацией транспорта. Сейчас в Бразилии около

1,8 млн единиц работающего на газомоторном топливе (ГМТ) автотранспорта, который потребляет около 2 млрд куб. м газа в год. Причем показатель этот поступательно растет, что связано прежде всего с увеличением стоимости бензина и дизеля.

По мнению аналитиков IHS Markit, доля импортных закупок страной трубопроводного газа будет постепенно сокращаться, а СПГ – расти, и уже с 2022 года объем импорта СПГ превысит закупки боливийского газа. В то же время в правительстве Бразилии считают, что не всё так однозначно и Боливия в обозримой перспективе останется крупнейшим газовым партнером Бразилии.

Основная часть бразильской газотранспортной системы (ГТС) протяженностью 9,244 тыс. км представляет собой единую сеть, состоящую из множества газопроводов, которая расположена вдоль всего океанского побережья страны. Помимо этого, здесь функционирует магистральный газопровод Боливия – Бразилия (GasBol) протяженностью более 2,5 тыс. км и пропускной способностью около 11 млрд куб. м в год.

В первом в истории Бразилии Плане расширения трубопроводной сети на 2013–2022 годы (PEMAT), утвержденном Министерством горного дела и энергетики страны, прогноз Petrobras по поставкам газа на рынок учитывает мощности лишь трех новых газопроводов. Они предназначены для транспортировки на сушу газа, добытого на континентальном шельфе. Общая пропускная способность этих газопроводов составляет порядка 16 млрд куб. м в год. Других проектов транспортировки газа с шельфа на побережье в настоящее время не существует.

Имевшиеся ранее у Petrobras планы по строительству плавучего завода по сжижению газа (FLNG) заморожены из-за высокой стоимости проекта, а также сохраняющейся неопределенности относительно объемов газа, который окажется в распоряжении компании после его закачки в скважины для повышения притока нефти. Следовательно, возможность дополнительных поставок собственного газа с континентального шельфа на внутренний рынок в ближайшие 10 лет ограничена физической пропускной способностью трех офшорных газопроводов.

Кроме того, PDE 2024 и PEMAT учитывают в своих прогнозных оценках предложения газа объемы добычи на изолированных от транспортной инфраструктуры месторождениях, расположенных в Амазонке, а также в бассейнах Парнаиба и Паресиз. По данным PEMAT, добыча на этих месторождениях может достигнуть в 2022 году свыше 11 млрд куб. м в год. Однако планов строительства транспортной инфраструктуры для соединения этих изолированных месторождений с ГТС страны нет.

20%

газа добытого в Бразилии в 2016 году получено на суше и из чисто газовых морских месторождений

По существующим прогнозам, рост спроса на нефтепродукты в Бразилии к середине 2020-х увеличится более чем на

25%

Что же касается GasBol, то расширение пропускной способности этого газопровода также не предусматривается. Вместе с тем и слухи о скором прекращении закупок Бразилией боливийского газа сильно преувеличены. Конечно, бразильские потребители и газораспределительные компании выражают некоторые сомнения в способности Боливии и далее добывать природный газ в достаточном объеме для сохранения объема поставок после 2019 года, когда заканчивается действующий боливийско-бразильский контракт. Однако эти опасения не получили отражения в PDE 2024,

3,6

**МЛН Т в год составляет мощность плавающего регазификационного терминала, который вступит в строй в порту Сержипе в конце 2020 года**



**Группа «Газпром» может предложить разработку Генеральной схемы развития газовой отрасли Бразилии на долгосрочную перспективу, что для этой страны сегодня крайне актуально**

который исходит из продолжения поставок боливийского газа как минимум в прежнем объеме. А вот импорт Бразилией СПГ очевидно будет расти.

**СПГ**

В Бразилии в 2009–2013 годах создана инфраструктура для приема и регазификации импортного СПГ (главным образом для целей электрогенерации), которая состоит из трех терминалов типа FSRU (Pescém, Bahia/TRBA(OS) и Guanabara LNG/Rio de Janeiro) общей мощностью 11,7 млн т в год. Все они до последнего времени на 100% принадлежали Petrobras. Однако Petrobras в ходе реформирования, последовавшего за громким коррупционным скандалом 2014 года, заявила о возможном

11,7

**МЛН Т в год составляет общая мощность трех терминалов типа FSRU (Pescém, Bahia/TRBA(OS) и Guanabara LNG/Rio de Janeiro) для приема и регазификации импортного СПГ**

выходе из сектора электрогенерации, начав переговоры о продаже принадлежащих ей ТЭС и связанных с ними двух регазификационных терминалов – Pescém и Guanabara LNG. А также реализовала 50-процентную долю в терминале Bahia французской Total.

Несмотря на это, Бразилия предполагает реализовать достаточно масштабные проекты по строительству новых регазификационных мощностей, что связано, в первую очередь, с планами введения в эксплуатацию новых электростанций на природном газе. До конца 2020-х годов правительство считает необходимым довести число регазификационных терминалов до семи. Но теперь заниматься этим будет уже не Petrobras, а частные бразильские компании и зарубежные инвесторы.

В порту Сержипе на северо-востоке Бразилии ведется строительство плавающего регазификационного терминала мощностью 3,6 млн т в год, который вступит в строй в конце 2020 года. Он предназначен для снабжения газом электростанции мощностью 1,5 ГВт, проект которой осуществляется совместным предприятием (СП) Golar Power (штаб-квартира на Бермудах) и бразильской EBrasil. Долгосрочный контракт на поставку СПГ заключен с компанией Ocean LNG – СП с участием Qatar Petroleum (70%) и ExxonMobil (30%). Предполагается, что мощности терминала позволят планировать в районе его расположения строительство дополнительных мощностей для газовой генерации.

Также обсуждается строительство двух наземных регазификационных терминалов – в окрестностях порта Песем, штат Сеарá на северо-востоке Бразилии, и в порту Асú на севере штата Рио-де-Жанейро. Регазификационные мощности каждого из них составят 10 млн куб. м газа в сутки. Первый из них предназначен для снабжения газом металлургических и других промышленных предприятий в регионе, второй – для обеспечения строящейся на территории порта электростанции мощностью 1,238 ГВт, которая должна быть запущена в эксплуатацию в начале 2021 года. СПГ на эти терминалы, возможно, будет поставлять британская BP.

Помимо этого, рассматривается несколько проектов строительства плавающих регазификационных терминалов на севере Бразилии. Они будут предназначены для снабжения газом местных промышленных предприятий, участвующих в программе перевода своих электростанций с мазута или дизеля на природный газ, а также запланированных к строительству новых газовых электростанций.

**Инвестиционный климат**

Регулирование деятельности в топливно-энергетической отрасли Бразилии осуществляет Министерство горного дела и энергетики

и Национальное агентство по нефти, газу и биоэнергии (ANP). Согласно законодательству, недра страны являются собственностью государства, добыча нефти и газа может осуществляться на условиях концессии или раздела продукции, если, в последнем случае, ресурсы расположены в подсолевом кластере континентального шельфа. В соглашениях о разделе продукции (СРП) в подсолевом кластере оператором проектов должна была выступать Petrobras с долей участия не менее 30%. Кроме того, в операционном комитете по управлению такими проектами должна в обязательном порядке участвовать новая государственная нефтяная компания Pre-Sal Petróleo SA (PPSA) с правом решающего голоса при принятии решений по принципиальным вопросам. Она является своего рода «оком» правительства во всех проектах в подсолевом кластере континентального шельфа, отнесенного Бразилией к категории стратегических резервов страны.

Однако в феврале 2016 года это положение было пересмотрено в бразильском Сенате. В новой редакции закона компания Petrobras имеет приоритетное право быть оператором, но может и отказаться от этого. При отказе перспективные на нефть и газ геологические блоки могут быть выставлены на торги. Эти изменения вступили в силу в 2017 году после подписания закона Президентом Бразилии.

Работа по изучению седиментарных бассейнов Бразилии, выделению и определению границ на них лицензионных блоков, которые по мере готовности выставляются на публичные торги (тендеры), является ответственностью ANP. До настоящего времени в стране проведено 14 раундов тендера на нефтегазоносных бассейнах, расположенных за пределами границ подсолевого кластера, и три тендера в самом подсолевом кластере.

И концессионные соглашения, и СРП предусматривают два этапа разработки лицензионных блоков и месторождений: геологоразведка и добыча. На первый этап отводится от трех до пяти лет с возможностью продления еще на три года, на второй – до 35 лет. По результатам ГРП компании должны принять решение

о продолжении работ или о возврате лицензии ANP.

Ценообразование на нефть и импортный газ в Бразилии является свободным, определяется котировками на соответствующих мировых торговых площадках. Однако цены на ряд нефтепродуктов, прежде всего бензин и дизельное топливо, регулируются правительством. Вместе с тем Petrobras, являвшаяся до последнего времени фактическим монополистом в газовой сфере, оказывала определяющее влияние на формирование цены на газ в бразильском внутреннем рынке. Впрочем, в ходе реформирования компания объявила о принципиальном решении ограничить свое участие в газовом бизнесе и выразила намерение активно включиться в инициированный правительством Бразилии процесс либерализации газового рынка.

Иностранные компании имеют право на равных с бразильскими участвовать в тендерах и разработке нефтегазовых месторождений и быть операторами соответствующих проектов. При этом основным условием их деятельности в стране является создание бразильского юридического лица и назначение его руководителя, наделенного необходимыми полномочиями, чтобы нести полную ответственность за деятельность этого юридического лица перед всеми бразильскими органами власти. Кроме того, как иностранные, так и бразильские компании должны пройти предквалификацию в ANP и получить соответствующую категорию, позволяющую работать на тех или иных месторождениях в зависимости от их сложности.

Законодательное требование о локализации оборудования, услуг и технологий, а также высокая налоговая нагрузка осложняли инвестиционный климат в бразильской нефтегазовой отрасли. Однако в последнее время для повышения интереса иностранных компаний к реализации нефтегазовых проектов в Бразилии правительство страны старается значительно либерализовать условия участия в них.

**Интерес Группы «Газпром»**

«Газпром» рассматривает активизацию своей деятельности в Бразилии как весьма перспективное направление, если, конечно, для этого

будут созданы благоприятные условия. В частности, сотрудничество с бразильскими партнерами может идти в рамках технологического взаимодействия. Например, Группа «Газпром» может предложить разработку Генеральной схемы развития газовой отрасли Бразилии на долгосрочную перспективу, что для этой страны сегодня крайне актуально. Помимо этого, российская корпорация готова предоставить партнерам технологии и ноу-хау, касающиеся повышения газо- и нефтеотдачи, производства малотоннажного СПГ на стыке газопроводов высокого и низкого давления, проектирования, строительства и обслуживания подземных хранилищ газа (ПХГ), что для Бразилии может быть очень интересно, так как в стране планируется создание первого в ее истории ПХГ. Поставки на бразильский рынок СПГ из портфеля Группы «Газпром» могли бы стать новым направлением сотрудничества, учитывая, что Petrobras намерена уйти с этого интенсивно развивающегося рынка, передав свою газовую генерацию в руки частных и иностранных компаний.

В свою очередь, Petrobras объективно заинтересована в сотрудничестве с крупными иностранными партнерами при освоении нефтегазовых ресурсов на континентальном шельфе Бразилии. Кроме того, бразильская госкомпания обладает передовыми технологиями и опытом освоения морских месторождений углеводородов. В стране созданы предприятия, производящие на собственной технологической базе (независимо от известных американских и западноевропейских компаний) практически полный комплект оборудования систем подводной добычи. Они выражают готовность к локализации производства этого оборудования в России с передачей соответствующих технологий российским партнерам.

Что касается возможного участия Группы «Газпром» в тендерных торгах на получение поисково-разведочных нефтегазовых лицензионных блоков в Бразилии, то в перспективе это может стать целесообразным в случае получения положительных результатов ГРП на участках, реализованных инвесторам в ходе уже проведенных конкурсов. ■

**ИНТЕРВЬЮ** » На вопросы журнала отвечает генеральный директор БК «Зенит» Игорь Оноков



# ДВИЖЕНИЕ ВВЕРХ



**БЕСЕДУЕТ** » Владислав Корнейчук

**ФОТО** » БК «Зенит»

**—** Игорь Викторович, недавно с большим успехом прошел фильм «Движение вверх», снятый на основе истории триумфа нашей сборной на Олимпиаде-72 в Мюнхене. Поскольку вы – двоюродный брат того самого Александра Белова, хочу спросить: вам картина понравилась?

– Если коротко, да, картина понравилась. Если разбирать какие-то нюансы, говорить об исторической правде или еще о чем, то, конечно, как и в любом художественном фильме, есть обобщения, вольное

обращение с последовательностью событий... Поработали над тем, чтобы усилить воздействие на зрителя. Например, Александр Белов в тот период не болел, проблемы с сердцем у него проявились гораздо позже, в 1978 году. Но создатели картины, на мой взгляд, удачно скомпоновали события, такая трактовка сильнее воздействует на аудиторию, более мощно воспринимается весь фильм в целом.

**Баскетбольный блокбастер**

– Вполне традиционный блокбастер о самоотверженных спортсменах, в котором использованы отработанные в Голливуде приемы гипноза посетителей мультиплексов. Насколько фильм, вообще говоря, отражает если не реалии, то хотя бы дух того времени?

– Я бы сказал, что больше отражает, чем нет, потому что, конечно, те, кто в том времени жил, я например, какие-то моменты воспринимают, как что-то искусственное. Но в целом дух того времени картина отражает. Скажем, игроки постоянно привозили какие-то вещи из загранпоездки. Так оно и было. Люди находились в таких условиях. Если говорить о чисто баскетбольной, тренировочной части, всё очень хорошо показано. Например, характер главного тренера сборной Кондрашина. Петрович был вот такой, что называется, с характером. Другое дело, что многих эпизодов в реальности просто не было. Скажем, того, как они перед Олимпиадой уехали на свадьбу в Грузию, куда-то в горы, такого не могло быть в принципе. Но учитывая то, что далеко не все зрители имеют отношение к профессиональному спорту, мне кажется, интересное решение.

**Резерв и селекция**

– Что вы думаете о российской баскетбольной лиге?

– Что касается Единой лиги ВТБ, было бы хорошо уравнивать клубы



**КАК И В ЛЮБОМ ХУДОЖЕСТВЕННОМ ФИЛЬМЕ, ЕСТЬ ОБОБЩЕНИЯ, ВОЛЬНОЕ ОБРАЩЕНИЕ С ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬЮ СОБЫТИЙ. ПОРАБОТАЛИ НАД ТЕМ, ЧТОБЫ УСИЛИТЬ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ЗРИТЕЛЯ. ЕСЛИ ГОВОРИТЬ О ЧИСТО БАСКЕТБОЛЬНОЙ, ТРЕНИРОВОЧНОЙ ЧАСТИ, ВСЁ ОЧЕНЬ ХОРОШО ПОКАЗАНО**

(в частности, используя драфт), чтобы болельщики не знали, кто будет лидером, кто с большой долей вероятности выиграет чемпионат. В принципе договариваться между собой в лиге должны не только менеджеры клубов, потому что у них задача одна: их клуб в сезоне должен выступить максимально успешно (но это может идти в разрез с интересами всей лиги – коммерческая она или нет). Должны договариваться и представители собственников, рассуждая так: если мы все будем примерно равны, выиграет сама лига (проиграют отдельные клубы), а это большая аудитория, рекламный ресурс...

– Сегодня команда БК «Зенит» наполовину состоит из легионеров. Собираетесь увеличивать долю игроков с российским гражданством?

– Мы приняли соответствующую программу развития и растим свой резерв. Стремимся возродить питерскую баскетбольную школу. И этот процесс не даст результата завтра. Мы должны стать кузницей кадров



**ДРАФТ** – это процедура выбора клубами игроков. Часто прибегают к так называемому драфту допуска, когда ни у одной из команд нет возможности заключить контракты со всеми лучшими игроками.

По информации пресс-службы Единой лиги ВТБ, первый в истории турнира драфт состоится 25 июня 2018 года.



для сборной и для клуба. Тогда легионеров будут брать в тех случаях, когда есть какой-то провал в позициях. А сейчас процесс обратный. Мы формируем состав из иностранцев, а имеющиеся дыры латаем своими.

– Вы в одном интервью сказали: «В Петербурге была отличная школа, петербургский баскетбол обладал колоссальной силой. Были годы, когда из 12 человек в сборной порядка 10 проходили школу петербургского баскетбола». На такую «мощность» через сколько лет реально выйти?

– Такого уже не будет. Сегодня в России несколько точек роста. Но стать основными поставщиками – возможно. Применимо такое сравнение. Есть красивое место. Подумали, построим гостиницу. Построили, а народ не едет. Потому что все-таки трудно заранее знать: поедет ли? И другой вариант. Красивое и очень популярное когда-то место, в котором стоит обветшавшая, не очень соответствующая запросам современного туриста гостиница. Если ее реконструировать, народ обязательно поедет. Так и с питерской баскетбольной школой. В Санкт-Петербурге баскетбол знают, ценят. И специалисты здесь остались. И, конечно, у нас «окно в Европу», через которое Европе до нас проще всего добраться. Здесь удобно отрабатывать новые баскетбольные технологии.

#### Национальная команда

– Что нужно, три пункта, чтобы российская сборная по баскетболу снова обыграла тех же американцев



**ДОГОВАРИВАТЬСЯ МЕЖДУ СОБОЙ В ЛИГЕ ДОЛЖНЫ НЕ ТОЛЬКО МЕНЕДЖЕРЫ КЛУБОВ, НО И ПРЕДСТАВИТЕЛИ СОБСТВЕННИКОВ, РАССУЖДАЯ ТАК: ЕСЛИ МЫ ВСЕ БУДЕМ ПРИМЕРНО РАВНЫ, ВЫИГРАЕТ САМА ЛИГА (ПРОИГРАЮТ ОТДЕЛЬНЫЕ КЛУБЫ), А ЭТО БОЛЬШАЯ АУДИТОРИЯ, РЕКЛАМНЫЙ РЕСУРС...**



#### на крупном международном турнире?

– Во-первых, как раз то, о чем я только что говорил: нужно развивать детские баскетбольные школы и наладить селекционную работу. Могу добавить, что это должна быть система, созданная Российской федерацией баскетбола. Необходимо работать со своим резервом. Продвигать таланты, помогать молодым спортсменам. Один какой-то клуб не может всё это на себя взять. И, кстати, у него должен быть стимул этим заниматься, потому что иначе будет такая картина. Собственник спрашивает менеджера: зачем на это тратишь деньги? Надо так: вырастил игрока – почет тебе и уважение! Не обязательно только в чистых прибылях должно всё выражаться.

Во-вторых, недостаточно создать систему, надо, чтобы она правильно функционировала. Игроки сборной должны быть под четким контролем. Не редкость, когда проявивших себя 14–16-летних баскетболистов постоянно заставляют выступать на разных турнирах – то за школу сыграть, то за район – и они больше играют, чем тренируются. Тренеры говорят талантливому спортсмену: будешь бегать-забивать. А то, что парню нужно отработать пас, что-то, что ему понадобится для сборной, забывается. У тренеров цель – выиграть здесь и сейчас, а не вырастить игрока национальной команды.

В-третьих, нужно сделать так, чтобы сами матчи больше привлекали аудиторию. Сегодня баскетбол проигрывает некоторым видам спорта, которые раньше не счита-



лись зрелищными. Нужно шоу, надо обставлять матч так, чтобы его посещение было интересно не только тем, кто увлечен баскетболом. Пример. Парень играет в баскетбол, пришел с девушкой посмотреть игру. Если там будет только сам матч, она потом с ним уже туда второй раз не пойдет, скорее всего. А ведь если будут ходить разные люди, баскетбольные турниры станут интересны коммерческим компаниям. В мире это один из самых популярных видов спорта, это хороший рекламный продукт во многих странах.

Вообще говоря, в игровых видах ценность медали совсем другая. Нашу баскетбольную сборную и ее золото на ОИ-72 до сих пор помнят. А ведь наши спортсмены, если все виды спорта рассматривать, немало золотых медалей в разные годы на тех же олимпиадах получили.

– Говоря о шоу, вы имеете в виду, что нужен чирлидинг, розыгрыши призов?

– Конечно. Мы в «Зените» стремимся развиваться в этом направлении. И на это нужно выделять бюджет. Клуб должен выращивать не только спортсменов, но и болельщиков. Раньше было как? Отец всех и всё знает, рассказывает сыну. Сегодня приходят они на баскетбол. Сын спрашивает: «Это кто?» Папа: «Не знаю». «А это?» – «Не знаю». Нужно пропагандировать баскетбол в школах, вузах, поддерживать фан-клубы.

– Есть сейчас фан-движение у БК «Зенит»?

– Да, но оно все-таки еще только зарождается. Это пока начало пути.

У нас есть хорошие примеры – фанатское движение ФК «Зенит», ХК СКА (Санкт-Петербург).

#### Интеллектуальная игра

– Вы крупный бизнесмен, известный в Санкт-Петербурге девелопер. Почему решили занять пост гендиректора БК «Зенит»?

– Меня пригласили. Мы поговорили о концепции, в частности о том, что надо развивать резерв. Увидев понимание, я принял решение. Управлять командой, состоящей из иностранных игроков, неинтересно, а построить систему, сделать так, чтобы мы через какое-то время увидели плоды, это то, к чему хочется стремиться. И это, к слову, соответствует цели нашего главного спонсора – сделать жизнь в России лучше. Чем больше в стране здоровых детей, у которых сформирована привычка заниматься спортом, тем ближе мы к этой цели. – Решение, насколько понимаю, было принято вами не с позиции заработка, а скорее, наоборот: вы на этом посту, что называется, за идею.

– Да. У нас баскетбольная семья. Дети любят баскетбол, супруга в свое время играла в высшей лиге.

– Тренер советской сборной в фильме говорит: «Мы же сумасшедшие: мяч вместо головы». Насколько сильно, по вашему мнению, герой Машкова преувеличивает?

– Это, конечно, преувеличение. Владимир Петрович жил, как... Менделеев проснулся – и вот она, таблица химических элементов! У него тоже каждый раз был свой такой пазл, который он складывал. Он мог каж-

дого игрока использовать так, что его недостатки не были видны, а достоинства выпячивались. Вот, скажем, в тот момент про Зураба Саканделидзе (один из самых высокоскоростных игроков в мировом баскетболе. – Ред.) и подумать не могли, что он на ОИ-72 выйдет в стартовом составе, а Кондрашин его поставил. И ведь благодаря именно ему во многом наша команда взяла очень быстрый, ошарашивший американцев темп и держала его всю встречу. Петрович великолепно знал правила, регламент, умел пользоваться этими знаниями, и это огромная помощь команде. Это тоже – командная борьба! В этом смысле Олимпиада в Мюнхене – колоссальный пример того, что значит профессиональный подход к своему делу всей команды. – Другими словами, баскетбол на высшем уровне – не сумасшествие, а тонкая интеллектуальная работа.

– Да, это очень интеллектуальная игра. Среди крупных руководителей немало тех, кто в свое время прошел какую-то школу баскетбола (Игорь Оноков играл за сборную Ленинграда. – Ред.). Это очень быстрый контактный вид спорта, вырабатываемые баскетболом качества не только в игре нужны. Если ты какие-то принципы на баскетбольной площадке осознал, они позволят тебе и в жизни правильно развиваться. Кстати, в будущем сезоне мы хотим приглашать на матчи, вручая премиальные билеты, тех, кто занимается баскетболом и учится только на четверки и пятёрки.

– Сейчас у клуба идет четвертый сезон. В двух предыдущих «Зенит» завоевал бронзу. Ваш прогноз на текущий сезон?

– Хотелось бы вновь быть с медалями. У нас есть все шансы.

– На чемпионство не рассчитываете?

– Не говорю, что не верю в нашу команду, верю. Скажу так: буду рад, если «Зенит» попадет в финал. ■

**ИНТЕРВЬЮ** > На вопросы журнала отвечает генеральный директор Госфильмофонда России Вячеслав Тельнов

# ПОДМОСКОВНАЯ СИНЕМАТЕКА



**БЕСЕДУЕТ** > Владислав Корнейчук

**ФОТО** > Госфильмофонд



## Белые Столбы

– Вячеслав Николаевич, Госфильмофонд СССР (теперь – России) – знаковое место для советской эпохи. Что-то ленинско-сталинское в Белых Столбах осталось?  
– Эпоха не может уйти бесследно в частности потому, что существует целый пласт кинопроизведений, посвященных тому времени. Что касается духа тех лет, то сейчас, конечно, уже совсем другие времена. Призраки советского периода по коридорам Госфильмофонда не бродят. Но у нас хранится богатейшая коллекция кинолентки,

запечатлевшей события той эпохи. Хотя Госфильмофонд располагает не только довоенными и послевоенными картинами. У нас хранятся материалы, отснятые еще в конце XIX века, в 1895 году.  
– Это год, который считается годом рождения кинематографа.  
– Да. Например, у нас собраны копии лент братьев Люмьер. Здесь же и первый художественный фильм из русского фонда – «Стенька Разин» 1908 года.  
– Еще остались специалисты, которые начали работать в Госфильмофонде в 1950-х годах?

**ГЛАВНЫЙ КИНОАРХИВ В НАШЕЙ СТРАНЕ** – Всесоюзный государственный фонд кинофильмов (Госфильмофонд СССР) – стал возводиться под Москвой по приказу советского правительства и был построен еще в 1936–1937 годах. Ввиду начавшейся вскоре войны переданные

на хранение советские фильмы и их негативы были эвакуированы, а затем реэвакуированы в Белые Столбы на вечное хранение. В 1957 году Госфильмофонд СССР стал членом Международной федерации киноархивов (ФИАФ).



– Да, здесь есть такие технические работники. К сожалению, не так давно скончался великий специалист в области всего архивного кино Владимир Юрьевич Дмитриев. Это человек-легенда, который проверил в архиве каждую коробочку с пленкой. Имел огромный авторитет и у нас, и за рубежом. Людей такой формации, таких знаний сегодня просто нет. Их надо воспитывать. И это одна из тех задач, которая перед Госфильмофондом стоит.  
– Кадры для Госфильмофонда куются в основном в Институте кинематографии?  
– Киноведы – да. Там существует целое киноведческое отделение. Что касается технических специалистов, то они поступают к нам из разных вузов. В частности, из Санкт-Петербургского государственного института кино и телевидения.  
– В Москве существует Государственный центральный музей кино. Будут совместные проекты?  
– Собираемся подписать рамочное соглашение. Будем предоставлять фильмы из нашей коллекции.

У Музея кино немного другая задача – выставки, экспозиции. Там тематически меняется выставочное пространство. И у них на одном из первых мест коммерческая составляющая.  
– Знаменитая Французская синематека – это скорее Музей кино или Госфильмофонд?  
– Первым делом Госфильмофонд. Как и у нас, их главная задача – хранение. Вообще «синематека» – очень хорошее название. Подразумевает собрание фильмов, предназначенных для показа. Это то, к чему мы стремимся. В нашей коллекции более 70 тыс. наименований кинолент: в 1998 году Госфильмофонд занесен в Книгу рекордов Гиннесса по количеству хранимых материалов. Помимо этого, здесь находятся афиши, фотографии, сценарии – всего 450 тыс. единиц хранения.

## Горячая кинолентка

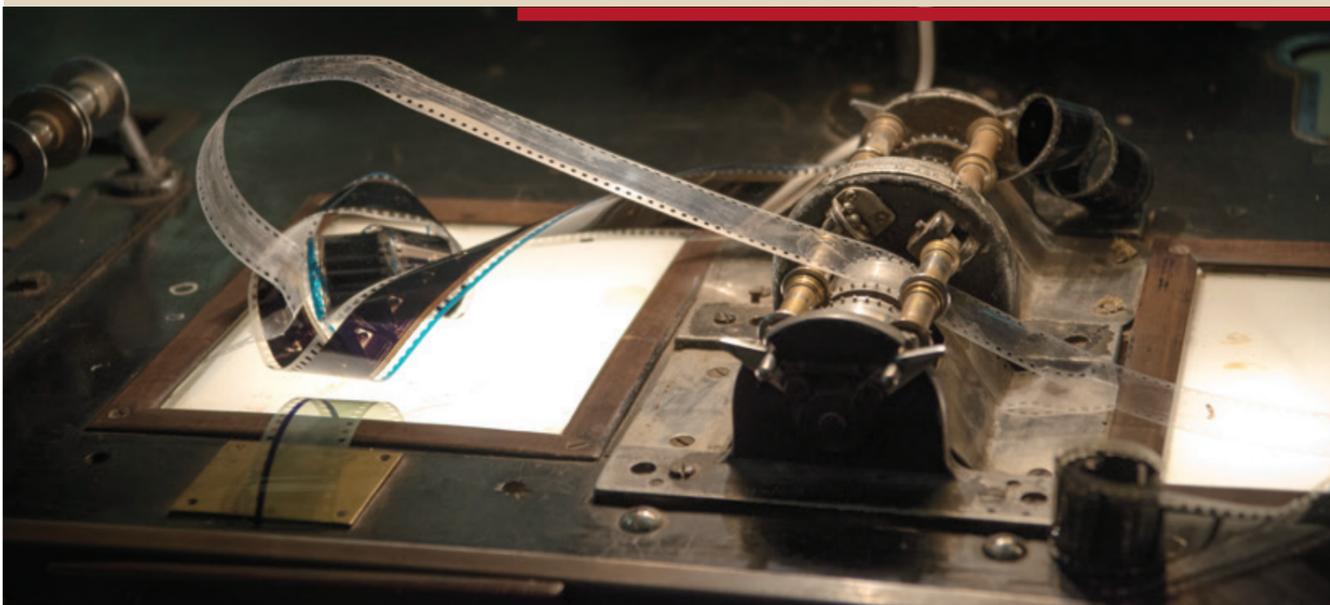
– Известно, почему в свое время Госфильмофонд разместили в подмосковном городе Домодедово? Это даже не окраина Москвы...  
– Прежде всего это склад со всеми вытекающими. Включая, скажем так, особенности и способы хранения фильмов на таком носителе, как кинолентка. Это стратегический объект. И здесь расположены склады, где хранится горячая пленка. Почему киноархив нельзя размещать в городе: кинолентка может, не дай бог, воспламениться. Случаев таких не было, но у нас, в штате Госфильмофонда, даже есть пожарная часть с двумя машинами.  
– Копии на «горючке», если фильм скопирован на безопасную пленку, до сих пор уничтожаются? Читал, что начиная с 1970-х во многих киноархивах из-за потери качества раскраски при копировании (немые фильмы часто были окрашены, не были чисто черно-белыми) перестали уничтожать горячие пленки, а в Госфильмо-

фонде до недавнего времени сжигали.  
– Правило уничтожать «горючку» отменено. Сейчас мы всё храним.  
– Как много сегодня пленок, авторство которых не установлено? Имею в виду сценаристов и режиссеров.  
– Много. Это фильмы, которые к нам попали с расформированных студий. Со Свердловской киностудии, например. Еще очень много работы в области зарубежной послевоенной хроники.  
– Доводилось слышать мнение, что пленка в плане хранения гораздо надежнее цифрового формата.  
– Безусловно, это так. Известно, что у этого носителя – при соблюдении должных условий – возможность хранения до 2 тыс. лет. Фильмы конца XIX века до сих пор находятся в надлежащем состоянии. А цифровой носитель не вечен. Записи надо регулярно переписывать. В Америке вроде был случай. Там цифровали хранилище, пролетел самолет – и всё размагнитилось. Если научно будет доказано, что в цифровом формате фильм хранится до 200 лет, то картины можно будет оставлять без дубликата на пленке. Пока такой информации нет.  
– При падении коробки с киноленткой целлолозе ничего не будет, а записанное на жестком диске в таком случае может и улетучиться. Бывает так, что кино выходит в прокат, а копию на кинолентке в Госфильмофонд не присылают?  
– Для снятого при государственной поддержке фильма, а это процентов девяносто всего нашего современного кино, обязательное условие – сдача его копии на кинолентке. Если картина снималась без господдержки или это иностранная картина, выходящая в наш прокат, то она сдается в цифровом формате. Например, совсем недавно, чтобы получить для фильма «Мстители»



✓ Машина для изготовления экспозиционных паспортов ТИП ПМД-3. Производитель: СССР, Московский опытный завод КИНАП, 1962 г.

Цифровой носитель не вечен. Записи надо регулярно переписывать. Если научно будет доказано, что в цифровом формате фильм хранится до 200 лет, то картины можно будет оставлять без дубликата на пленке



✓ Четырехплочный проверочно-монтажный стол. Производитель: STE CINEMA TIRAGE L. MAURICE GOLD-LEBEY LEVALLOIS Париж, Франция, 1940-е гг.

Назначение: совмещенное звука при визуальном осмотре магнитной пленки, позитивной и негативной звуковой пленки

прокатное удостоверение, к нам в архив прислали эту американскую картину.

#### Правообладатели

– Сегодня, как известно, масса вопросов в плане того, кто имеет право те или иные фильмы демонстрировать в кинотеатрах, в интернете, на ТВ, тиражировать на цифровых носителях, получать прибыль.  
– У нас хранятся пленки. Для публичного их показа мы должны обращаться к авторам за разрешением (одно дело хранение, другое – демонстрация), за исключением тех, что уже перешли в народное достояние. А это картины, снятые до 1948 года. Также есть ленты, права на которые принадлежат Госфильмофонду. Это ленфильмовские картины, фильмы Киностудии им. М. Горького

**ИЗНАЧАЛЬНО КИНОПЛЕНКА ШИРИНОЙ 35 ММ** выпускалась на прочной, но горючей основе из нитроцеллюлозы. Это был износостойчивый, но очень пожароопасный, и даже взрывоопасный материал, воспламенявшийся и горевший без доступа кислорода, с выделением токсичных газов. Несмотря на все меры

предосторожности, довольно часто случались крупные пожары, виновником которых была кинопленка из нитроцеллюлозы. В начале 50-х годов фирма Kodak (а за ней и все остальные производители) полностью прекратила выпуск горючей кинопленки, заменив материал подложки на триацетат целлюлозы.

и Свердловской киностудии. Если же кто-то запрашивает для показа картину, к примеру, зарубежного производства, идентифицируем, у кого права. Большое подспорье – сайт Министерства культуры, на котором вывешен список прокатных удостоверений и правообладателей. Тот,

**шедевры хранятся в Белых Столбах? Что-то вроде рейтинга топ-10 можете назвать?**

– У нас, кстати, есть выставочный зал, который мы собираемся расширять и развивать. Бывают экскурсии. Тут разве что топ-10000 получится составить. Иначе обидятся

Традиционно здесь довольно закрытая территория со своими особенностями, я хочу сделать это место более доступным для людей. Кроме



того, есть кинотеатр «Иллюзион», который является нашей флагманской площадкой. В наших планах ее активное развитие, наполнение уникальным контентом

кто хочет картину показать, должен получить разрешение собственника.

– Если кто-то хочет показать снятую на «Мосфильме» «Войну и мир» Сергея Бондарчука, то...

– Всё снятое на «Мосфильме» принадлежит «Мосфильму». «Ленфильм» и Киностудия им. М. Горького не являются правообладателями, их коллекции находятся у нас в Госфильмофонде. «Мосфильм» пошел другой дорогой, он до сих пор государственное унитарное предприятие.

– При демонстрации на телевидении какой-то картины, скажем, снятой на «Мосфильме», отчисления поступают только киностудии?

– Также получают авторы – сценарист, режиссер, композитор. Они по закону считаются правообладателями. Актеры, к примеру, ими уже не являются.

#### Популяризация нашего кино

– Говорят, Госфильмофонд – это что-то вроде кинематографического Эрмитажа. Какие главные

мастера и их почитатели. Ведь у нас не только братья Люмьер, тут и Герман, и Кончаловский, и Михалков... Очень много поистине шедевров!

– В Белых Столбах наверняка перебивало немало интересного народу. Что касается наших кинематографистов – все или почти все бывали...

– У них тут вся молодость прошла. По рассказам Никиты Сергеевича, садились на электричку, приезжали – и не вылезая часами смотрели здесь архивное кино. Для этого достаточно было быть студентом ВГИКа. И сейчас такая же система. А еще для сотрудников мы по пятницам показываем, например, «трофейное» кино. Постоянно бывают, работают режиссеры. Александр Сокуров недавно завершил отбор материала для своей новой работы.

Регулярно получаю письма с просьбой отсмотреть, оцифровать, предоставить какие-то фрагменты. Какие-то картины у нас заказывают заранее для показа на фести-

валях. Сейчас вот готовится большая программа – в октябре в рамках 70-летия Госфильмофонда – турне по Китаю. Запрашивают, в частности, картины Михалкова, Кончаловского. И мы с удовольствием предоставим их. И обязательно будем в таких мероприятиях участвовать, потому что мы не только храним, но и занимаемся популяризацией нашего кино.

Мы собираемся шире распахнуть ворота Госфильмофонда. Традиционно здесь довольно закрытая территория с какими-то своими особенностями, я хочу сделать это место более доступным для людей. Кроме того, есть кинотеатр «Иллюзион», который является нашей флагманской площадкой. В наших планах ее активное развитие, наполнение уникальным контентом. Надеюсь, в скором времени «Иллюзион» станет одним из главных культурных мест в Москве с программами как архивного кино, так и показами лент современных авторов.

– Показ старых кинолент коммерчески целей не подразумевает?

– Нет. Скорее здесь у нас цель – показать людям то, что они еще не видели. Например, мы сейчас с киноархивом Нидерландов оцифровываем пленку – найденный в архивах немой фильм «Обломок империи» 1929 года. Его практически никто не видел.

– На сайте Госфильмофонда сегодня не так много всего есть к услугам посетителей. Онлайн-кинотеатр не собираетесь открывать?

– Этот вопрос обсуждается. И, возможно, мы пойдем по тому же пути, что и киноконцерн «Мосфильм». Фильмы на их сайте можно посмотреть бесплатно, скачать – за плату.

– Кроме телеканала «Культура» мало где покажут картины Протаза нова или Эйзенштейна. Нет ли у вас в планах чего-то вроде телевизионной экспансии?

– Коллекции Киностудии им. М. Горького или «Ленфильма» 1950–1970-х годов на телевидении востребованы. Что касается старого немого кино, то тут у телеканалов интереса куда меньше. Сложно навязать им какие-то вещи. Хотя мы будем делать передачи, связанные с архивным кино. Например, уже есть договоренность с телеканалом «Звезда». ■



**ТЕКСТ** > Леонид Хомерики, управляющий партнер коммуникационного агентства PR Company

**ФОТО** > ПАО «Газпром», Евгения Иванова

# ГРУППОВОЙ УСПЕХ

Эффективность «Газпрома» в соцсетях – результат системной работы

Наше коммуникационное агентство PR Company при поддержке Российской ассоциации по связям с общественностью и Центра развития коммуникаций ТЭК подготовило второй рейтинг эффективности работы компаний топливно-энергетического комплекса России в соцсетях. Он был представлен в рамках коммуникационного форума «КонТЭКст» 18 апреля 2018 года. «Газпром» в рамках исследования был признан самой активной компанией ТЭК по работе в соцсетях.

При подготовке рейтинга по итогам 2017 года была рассмотрена 941 организация (на 35 больше, чем в прошлом году), в финальную выборку попали 134. Из них 13 (то есть почти 10%) входят в структуру «Газпрома» (на четыре организации больше, чем по итогам 2016 года). Таким образом, количество учтенных в рейтинге структур «Газпрома» возросло как в абсолютном, так и в относительном выражении. При этом количество каналов в соцсетях (в рейтинге учитывались такие каналы, как Facebook, «ВКонтакте», Twitter, Instagram, «Одноклассники» и в мессенджере Telegram) возросло на 19 единиц – до 47. Для сравнения: у ближайшего

преследователя «Газпрома» в подрейтинге холдинговых структур – ГК «Росатом» – 25 каналов при 9 учтенных в рейтинге дочерних структурах (см. табл. 1). В чем секрет высоких показателей «Газпрома»? Головная компания не входит в число лидеров рейтинга с показателем эффективности работы на уровне 1,49 (для сравнения: у победителя – ПАО «РусГидро» – показатель равен 15,97). При этом его показатель эффективности снизился (1,8 по итогам 2016 года). Секрет гораздо лучшего результата «Газпрома» – его дочерних структур – в систематичности действий, которую нетрудно отследить. Для этого необходимо обратить внимание как на общее коли-

чество дочерних обществ и страничек, учтенных в рейтинге, так и на число предприятий «Газпрома», занявших призовые места в категории «Нефть и газ» – 4 из 5 первых позиций (см. табл. 2). Показатель эффективности лидирующей структуры «Газпрома» – ООО «Газпром межрегионгаз Север» – составил 12,32 пункта, что позволило этой компании занять четвертое место в общем зачете. Одной из возможных причин такого высокого результата могла стать унификация структуры сайтов предприятий «Газпрома», приуроченная к внедрению нового дизайна. В результате на сайтах ряда дочерних структур появились ссылки на соцсети, что, наравне с количеством

**Количество каналов в соцсетях (таких как Facebook, «ВКонтакте», Twitter, Instagram, «Одноклассники» и в мессенджере Telegram) возросло на 19 единиц – до**

**47**  
**12,32**

**ПУНКТА составил показатель эффективности лидирующей структуры «Газпрома» – ООО «Газпром межрегионгаз Север»**

**ВИТАЛИЙ КОСКОВЕЦКИЙ, начальник отдела внешних коммуникаций ООО «Газпром газомоторное топливо»:**  
Основная задача присутствия компании в социальных сетях – популяризация природного газа в качестве моторного топлива. Социальные сети используются для взаимодействия с потребителями и профессиональными аудиториями – журналистами, инвесторами и представителями топливного и автомобильного рынков.  
Для работы с потребителями выбрана площадка социальной сети «ВКонтакте». Создание группы «Автомобильное топливо EcoGas» позволило наладить канал коммуникации с автомобильным сообществом, информировать о преимуществах современно и перспективного топлива EcoGas. Группа стала источником знаний, дала возможность распространять новостную информацию по новым коммуникационным каналам, реагировать на обращения потребителей и рынка в целом.  
Для позиционирования компании и распространения информации о развитии рынка созданы страницы в социальных сетях Facebook и Twitter. Через эти каналы мы взаимодействуем с нашими партнерами, в том числе со СМИ, потребителями и другими участниками газомоторного рынка.  
Планируется расширение аудитории групп, привлечение новых подписчиков за счет повышения качества информации и актуальности контента.

Таблица 1. Рейтинг холдинговых структур с учетом Д30 по количеству страниц, включенных в основной рейтинг эффективности работы организаций ТЭК в социальных сетях в 2017 году

2017	2016	Организации	Кол-во структур в рейтинге	Кол-во учтенных страниц в рейтинге
1	1	ПАО «Газпром»	13 (+4)	47 (+19)
2-4	3	ГК «Росатом»	9 (+2)	25 (+11)
2-4	4	ПАО «Россети»	9 (+1)	25 (+12)
2-4	2	ПАО «Интер РАО»	10 (-2)	25 (-1)
5-6	6-7	ПАО «РусГидро»	2	7 (+1)
5-6	5	ПАО «НК «Роснефть»	3	7 (+2)
7	6-7	ГК «Ренова»	6	6
8-9	9-11	En+ Group	2	3 (+1)
8-9	9-11	ЗАО «Межрегион-союзэнерго»	2	3 (+1)

Таблица 2. Лидеры рейтинга эффективности работы организаций ТЭК в социальных сетях в 2017 году в категории «Нефть и газ»

2017	2016	Организация	Эффективность
1	-	ООО «Газпром межрегионгаз Север»	12,32
2	-	ООО «Газпром добыча Краснодар»	8,45
3	2	ООО «Газпром газомоторное топливо»	6,33
4	14	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	4,19
5	6	ПАО «Татнефть»	1,86

подписчиков (не менее 200 в пересчете на одну страницу), является базовым критерием для попадания в наш рейтинг. Наблюдается устойчивый рост активности крупнейших компаний ТЭК в направлении увеличения количества подписчиков и уровня вовлеченности. Так, по итогам 2016 года медиана количества подписчиков по всем страницам составила 975 против 544. При этом в среднем на каждую публикацию в 2017 году приходилось 35 реакций по сравнению с 28, зафиксированными в прошлом рейтинге. Отметим, что именно уровень вовлеченности,

или, говоря проще, количество реакций (лайков, комментариев, репостов), в сочетании с регулярностью публикаций стали залогом победы лидеров нашего рейтинга. В качестве подтверждения данного тезиса обратим внимание на показатель вовлеченности абсолютного лидера – ПАО «РусГидро», рассчитанный в соответствии с нашей формулой (см. рис. 1). Он составляет 9,7 пункта. Для сравнения, у ООО «Газпром межрегионгаз Север» вовлеченность составляет 16,9 пункта, и по этому показателю компания находится на первом месте в рейтинге (на втором

Рис. 1. Формулы для расчета показателей вовлеченности, активности и эффективности

$$\text{ВОВЛЕЧЕННОСТЬ} = \frac{\text{лайки} + \text{комментарии} + \text{репосты}}{\text{кол-во стр.} - \text{стр. Telegram}} \cdot \frac{\text{кол-во подписчиков}}{\text{кол-во стр.}}$$

$$\text{АКТИВНОСТЬ} = \frac{\text{кол-во публикаций на всех стр.}}{\text{кол-во каналов} \times 366 \text{ дней}}$$

$$\text{ЭФФЕКТИВНОСТЬ} = \text{АКТИВНОСТЬ} \times \text{ВОВЛЕЧЕННОСТЬ}$$

# 432 335

реакций на страничках в соцсети Facebook компаний ТЭК, учтенных в нашем рейтинге, получила страничка «Кубаньжелдормаш» по итогам минувшего года



**ЕЛЕНА СМИРНОВА, заместитель начальника службы по связям с общественностью и средствами массовой информации ООО «Газпром трансгаз Сургут»:**  
Аккаунты в социальных сетях были созданы в начале 2017 года. Площадкой для коммуникации выбраны Instagram, «ВКонтакте», Facebook и YouTube. Первые два мессенджера за год собрали почти трехтысячную аудиторию. Аккаунты ориентированы на работников предприятия, партнеров, подрядчиков, студентов и жителей городов присутствия компании.

В социальных сетях рассказывается о жизни компании, интересных фактах. Публикуются анонсы корпоративной газеты, инфографика и информация для потребителей (объявления о реализации активов, предоставление услуг, проведение мероприятий). Проводятся акции и мероприятия для подписчиков, присутствуют тематические хэштеги.

В частности, в будущем планируется проведение прямых эфиров (видео и текстовых) с экспертами на различные темы.

**ЛАРИСА МЯКИНKOVA, начальник службы по связям с общественностью и средствами массовой информации ООО «Газпром добыча Краснодар»:**  
«Газпром добыча Краснодар» использует свой аккаунт в Instagram для публикации минирепортажей с мест событий, анонсов корпоративных мероприятий и интересных событий, поздравления с профессиональными праздниками, а также информирования о выходе свежего номера корпоративного издания. В планах компании – расширение числа подписчиков, вовлечение журналистского сообщества.

**ЛЮДМИЛА КОНСТАНТИНОВА, советник генерального директора по связям с общественностью ООО «Газпром межрегионгаз Север»:**

Аккаунты «Газпром межрегионгаз Север» в соцсетях Instagram, «ВКонтакте» и Facebook созданы в мае 2017 года с целью освещения деятельности группы компаний ООО «Газпром межрегионгаз Север» и улучшения их имиджа.

В публикациях отражаются все сферы деятельности предприятия: реализация и транспортировка газа, строительство газопроводов, эксплуатация газовых сетей. Также аккаунты используются для напоминания абонентам о необходимости своевременной оплаты за потребленный газ, рекламы газового оборудования, реализуемого в «Торгово-сервисном центре Север», принадлежащем компании. Проводятся конкурсы и акции для подписчиков и сотрудников.

В планах компании – расширение списка социальных сетей и повышение количества подписчиков.

месте – ООО «Газпром добыча Краснодар» – с показателем вовлеченности 15,9). В то же время активность ООО «Газпром межрегионгаз Север» составила по итогам 2017 года 0,73, что более чем в два раза ниже соответствующего показателя ПАО «РусГидро» (1,65). При этом показатель активности ООО «Газпром добыча Краснодар» составляет 0,53. Таким образом, находит подтверждение тезис о том, что залогом успешной работы в соцсетях является именно сбалансированное соотношение активной работы с точки зрения публикации постов и вовлечения аудитории.

Несмотря на то что по результатам нашего исследования складывается в целом позитивная картина, демонстрирующая повышение активности компаний ТЭК в соцсетях, отметим, что потенциал для развертывания более систематической и эффективной работы все еще достаточно высок. В качестве своеобразного бечмарка мы используем результаты работы небольшого

машиностроительного предприятия «Кубаньжелдормаш» (г. Армавир, Краснодарский край) в соцсети Facebook. По итогам минувшего года данная страничка получила 432335 реакций, что составляет 21% от общего количества реакций на страничках компаний ТЭК, учтенных в нашем рейтинге. Правда, тут нами был зафиксирован обнадеживающий прогресс, ведь по итогам 2016 года «Кубаньжелдормаш» собрал целых 43,3% от общего количества реакций в социальных аккаунтах организаций топливно-энергетического комплекса. Несмотря на то что данная динамика является неорганической по причине снижения активности (а также рекламного бюджета) самого «Кубаньжелдормаша», соотнесение эффективности работы в соцсетях одного машиностроительного предприятия из Армавира со всем отечественным ТЭК свидетельствует, по нашему мнению, о колоссальном потенциале в этой сфере, который еще только предстоит реализовать. ■

КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ» ВЫХОДИТ С ЯНВАРЯ 2004 ГОДА ТИРАЖОМ 10 150 ЭКЗ. В ЖУРНАЛЕ ПУБЛИКУЮТСЯ УНИКАЛЬНЫЕ АНАЛИТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СТРАТЕГИИ И ПЛАНАХ КРУПНЕЙШЕЙ РОССИЙСКОЙ КОМПАНИИ, ИНТЕРВЬЮ ЕЕ ТОП-МЕНЕДЖЕРОВ, РУКОВОДИТЕЛЕЙ ДОЧЕРНИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, А ТАКЖЕ ЗАМЕТКИ О БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ И СПОНСОРСКИХ ПРОЕКТАХ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» В СФЕРЕ КУЛЬТУРЫ, СПОРТА И СОЦИАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ.



ИЗДАНИЕ НЕОДНОКРАТНО УДОСТАИВАЛОСЬ ВЫСШИХ НАГРАД В КОНКУРСАХ, ПРОВОДИВШИХСЯ СРЕДИ РОССИЙСКИХ КОРПОРАТИВНЫХ СМИ. ФЕВРАЛЬ 2005 ГОДА – ГРАН-ПРИ КОНКУРСА «ЛУЧШЕЕ КОРПОРАТИВНОЕ ИЗДАНИЕ РОССИИ»; НОЯБРЬ ТОГО ЖЕ ГОДА – ЗА ВЫПУСК КОРПОРАТИВНОГО ЖУРНАЛА «ГАЗПРОМ» ДЕПАРТАМЕНТ ПО ИНФОРМАЦИОННОЙ ПОЛИТИКЕ ОАО «ГАЗПРОМ» СТАЛ ПОБЕДИТЕЛЕМ В НОМИНАЦИИ «ЛУЧШЕЕ КОРПОРАТИВНОЕ ИЗДАНИЕ» В РАМКАХ XIII МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ВЫСТАВКИ «ПРЕССА-2006»; ОКТЯБРЬ 2006 ГОДА – ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ» ПРИЗНАН В ЕВРОПЕ ЛУЧШИМ КОРПОРАТИВНЫМ ИЗДАНИЕМ РОССИИ; 2008 ГОД – ПЕРВОЕ МЕСТО В НОМИНАЦИИ «ЛОББИРОВАНИЕ ИНТЕРЕСОВ ОТРАСЛИ И КОМПАНИЙ» В РЕЙТИНГЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СМИ. ПО ДАННЫМ «РОСБИЗНЕСКОНСАЛТИНГА», ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ (31,4%) ЦЕЛЕВОЙ АУДИТОРИИ – ЧИТАТЕЛЕЙ СПЕЦИАЛИЗИРУЮЩИХСЯ НА НЕФТЕГАЗОВОЙ ТЕМАТИКЕ ИЗДАНИЙ – ОТДАЕТ СВОИ ГОЛОСА ЖУРНАЛУ «ГАЗПРОМ» КАК ЛУЧШЕМУ ЛОББИСТУ ИНТЕРЕСОВ ОТРАСЛИ. ПО ИТОГАМ 2016 ГОДА КОМПАНИЯ «МЕДИАЛОГИЯ» ПРИЗНАЛА КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ» САМЫМ ЦИТИРУЕМЫМ ОТРАСЛЕВЫМ СМИ В НОМИНАЦИИ ТЭК.

# №1



# 25 ЛЕТ

ОБЕСПЕЧИВАЕМ НАДЕЖНОЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЕ РОССИЙСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. СОЗДАЛИ ГИГАНТСКИЙ ЦЕНТР ГАЗОДОБЫЧИ НА ЯМАЛЕ. ФОРМИРУЕМ ГАЗОВУЮ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ НА ВОСТОКЕ РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВОЙ, БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ СХЕМЫ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ. СТРОИМ ГАЗОПРОВОД «ТУРЕЦКИЙ ПОТОК» ЧЕРЕЗ ЧЕРНОЕ МОРЕ. РЕАЛИЗУЕМ ПРОЕКТ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК – 2». 20 ДЕКАБРЯ 2019 ГОДА НАЧНЕМ ПОСТАВКИ НА САМЫЙ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК В МИРЕ – В КИТАЙ. ВЫШЛИ НА РЫНОК СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, ЗАПУСТИЛИ НА САХАЛИНЕ ПЕРВЫЙ В РОССИИ СПГ-ЗАВОД. ЗАКУПАЕМ 100% ТРУБ НА РОССИЙСКИХ ЗАВОДАХ.