

Доступ к энергетической инфраструктуре



Вступительный комментарий

Россия постепенно движется вверх по лестнице многочисленных индексов качества деловой среды — уже удалось выйти на 40-60-е места в мире. Это позиции после стран ОЭСР и ряда продвинутых развивающихся стран. Улучшение ситуации с подключением к газовым и электрическим сетям заметно, но далеко от идеального — 60-е место в мире для страны с развитой энергетикой выглядит неубедительно. Прогресс значительный, но срок подключения в среднем превышает 200 дней, тогда как развитие бизнеса требует оперативности. В самых развитых и аграрных регионах России подключение происходит вдвое быстрее, то есть вопрос в организации. Решение Правительства Российской Федерации сжать сроки до 90 дней по всей стране представляется хорошей идеей.

Морская добыча нефти в России — важный элемент технологического прогресса и создания резерва гибкости на будущее, а в ряде случаев она может быть эффективней разработки месторождений в удаленных районах. Владеть морскими технологиями необходимо, но развивать добычу в Арктике сомнительно не только по естественным экологическим ограничениям, но и по экономическим параметрам — неясно, насколько это перспективно в условиях ожидаемой стабилизации мирового потребления нефти при развитии технологий добычи в конкурирующих регионах.

Динамика добычи, импорта и потребления угля в Китае (которое составляет 50% мирового) стала ключевым фактором развития мирового рынка угля в целом. Сейчас страна оказалась перед сложным выбором — тяжелая экологическая ситуация при дешевом угле против сложного набора источников «чистой» энергии: газ и ВИЭ. Китаю удалось остановить прирост выбросов парниковых газов, но достигнутый уровень уже слишком высок. Китайские власти решают понятные задачи оптимизации: как обеспечить рост производства энергии при сокращении выбросов парниковых газов и лимите на капиталовложения. Именно по структуре инвестиций в ближайшие годы станут очевидны реальная стратегия страны и выбор приоритетов в энергетике.

*Главный советник руководителя Аналитического центра,
проф. Леонид ГРИГОРЬЕВ*

Краткое содержание

Статистика, факты, тенденции

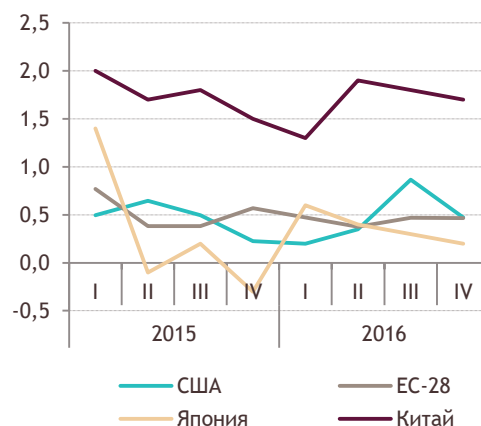
Ключевые макроэкономические показатели	4
Итоговые экономические результаты 2016 года оказались относительно слабыми и в США, и в Европе, однако ряд индикаторов свидетельствует о возможности позитивных изменений в 2017 году, что находит отражение в динамике фондовых индексов	
Нефть и нефтепродукты	6
Мировые цены на нефть остаются стабильными на фоне выполнения странами ОПЕК на 90% своих обязательств по сокращению добычи нефти. В России добыча нефти в январе снизилась на 1% относительно уровня октября-декабря 2016 г. В январе-феврале 2017 г. прирост розничных цен на дизтопливо снизился до +0,2 руб./л	
Газ	10
В январе 2017 г. цена газа на хабе Henry Hub (США) снизилась на 9,7% к декабрю 2016 г. после роста на 35% в предыдущем месяце. В январе добыча газа в России выросла на 6,4% к январю 2016 г., а экспорт газа по итогам 2016 года увеличился на 6,8%, прежде всего за счет роста поставок в страны дальнего зарубежья	
Уголь	12
В январе 2017 г. мировые цены на коксующийся уголь резко упали (-30% к декабрю 2016 г.), на энергетический — снизились на 7%. Экспорт угля из России остался стабильно высоким, а добыча несколько сократилась (-3,9% к декабрю), но превысила показатель прошлого года (+4,7% к январю 2016 г.)	
Электроэнергетика	13
В феврале АО «АТС» впервые с начала года применило режим ценозависимого снижения потребления при расчете цен на РСВ. В результате снижение средневзвешенной цены в час максимальной цены в расчете с учетом данного режима составило 3,6%	
По теме выпуска	
Упрощение доступа к энергетической инфраструктуре: новые цели и новые риски	14
В последние пять лет Россия достигла заметного прогресса по показателям доступа к энергетической инфраструктуре, но сохраняется сильная региональная дифференциация. Правительство Российской Федерации пытается сбалансировать ситуацию	
Обсуждение	
Морская нефтедобыча в России: в ожидании роста	19
В 2016 году морская добыча нефти в России выросла на 35% к 2015 году, а в ближайшие 5 лет ожидается рост еще на 40-50%. Расширение производства обеспечат месторождения Каспийского и Печорского морей	
В мире: Китай — детерминанта мирового рынка угля	23
Китай сохраняет влияние на внешних рынках угля и продолжает реформировать внутреннюю угольную отрасль. В среднесрочной перспективе ожидается дальнейшее снижение потребностей страны в импорте, но основной риск для устойчивости мирового рынка угля состоит в возможных непредвиденных корректировках китайской политики	

Статистика, факты, тенденции

Ключевые макроэкономические показатели

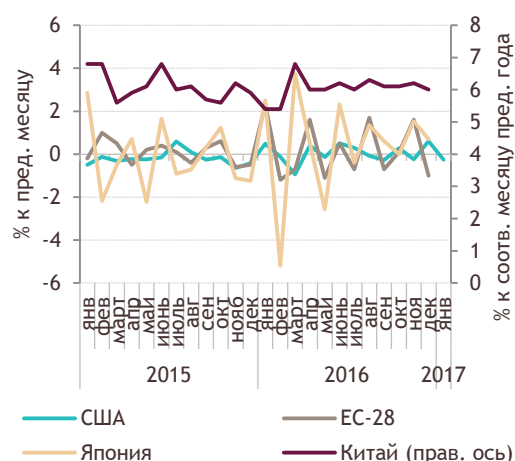
ВВП крупнейших экономик, прирост (% к предыдущему кварталу (сезонное сглаживание))

По темпам экономического роста 2016 год стал не самым удачным для развитых экономик. Динамика ВВП США оказалась относительно слабой как за IV квартал (менее 2% в годовом исчислении, вопреки прогнозам экспертов), так и за год в целом. Рост ВВП на 1,6% стал худшим показателем за последние 5 лет (в 2015 году – 2,6%). Наиболее впечатляющую «остановку» в 2016 году показали частные инвестиции: если в 2014-2015 годах они росли на 4,5-5% в год, то в 2016 году снизились на 1,5%. Обнадешивает то, что сокращение инвестиций относилось к первому полугодью, а во втором полугодии оно было практически «отыграно». В ЕС также отмечено замедление роста ВВП, но меньшее: с 2,2% в 2015 году до 1,9% (возможно, будет минимальная корректировка вниз) в 2016 году.



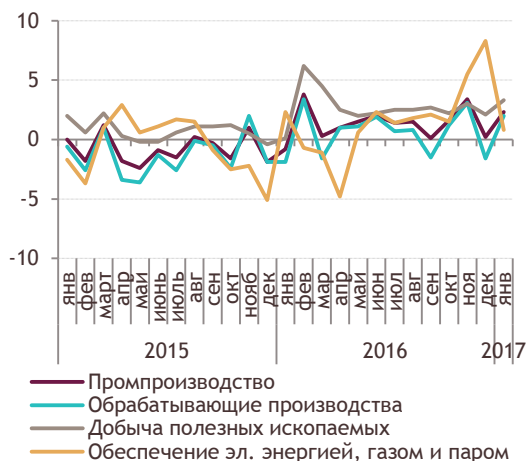
Промышленное производство крупнейших экономик (сезонное сглаживание)

В конце 2016 и начале 2017 года динамика промышленности крупнейших экономик синхронно показала замедление или даже сокращение. По итогам декабря 2016 г. серьезно снизился объем промпроизводства в еврозоне – на 1,6% относительно ноября. Особенно сильным и неожиданным был спад в Германии, где этот показатель снизился на 3%, в то время как консенсус-прогноз указывал на минимальный рост. Таких провалов в Германии не наблюдалось с осени 2014 года. Впрочем, министерство экономики страны утверждает, что это явление носит краткосрочный характер, а зафиксированный в конце года значительный объем заказов в промышленности и строительстве дает надежду на скорое оживление немецкой, а следовательно и европейской промышленности.



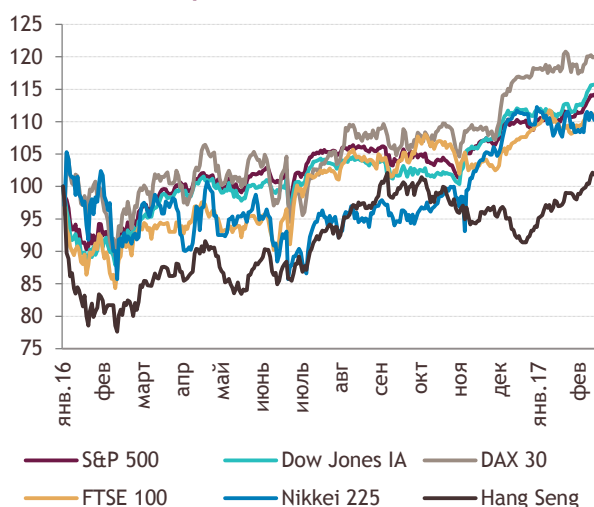
Промышленное производство России, прирост (% к соотв. периоду предыдущего года)

Изменение методики Росстата улучшило ряд предыдущих оценок промышленного роста в России. В феврале 2017 г. Росстат впервые представил данные о промпроизводстве на основе новых классификаторов и с учетом całego ряда иных методических изменений. В результате ретроспективного пересмотра данных прирост промпроизводства в 2015 году был изменен с -3,4% до -0,8%, а в 2016 году – с 1,1% до 1,3%. Но структурных изменений при этом не произошло. Наиболее сильно в 2016 году пересмотр сказался на показателях обрабатывающей промышленности: ее прирост был повышен с 0,1% до 0,5%, что позволило поднять и общий индекс производства. Тем не менее ведущим сектором оставалась (и остается в январе 2017 г.) добыча полезных ископаемых.



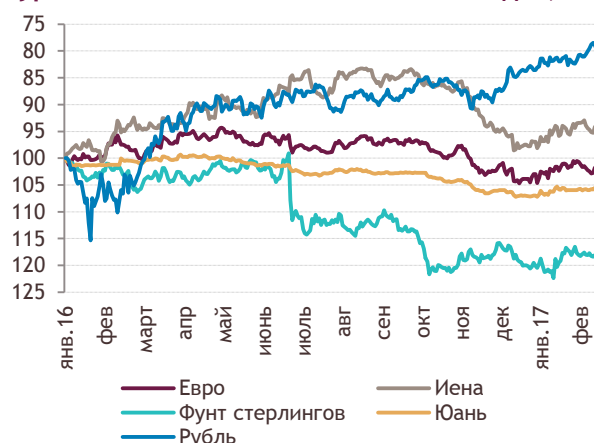
Источники – национальные статистические службы

Важнейшие биржевые индексы в 2016-2017 годах (1 января 2016 г. = 100)



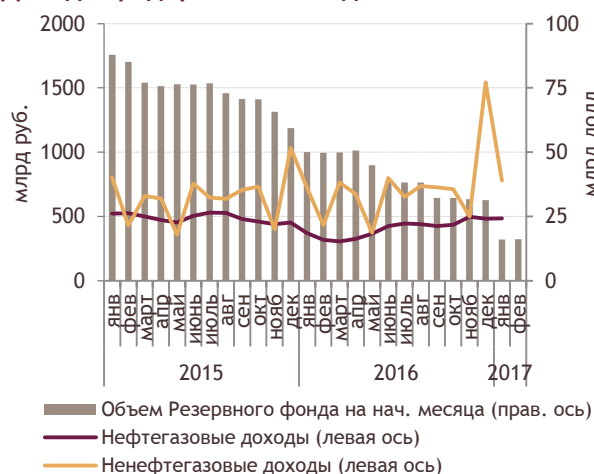
Фондовые индексы в США стремительно росли в феврале. Американские фондовые индексы Dow Jones и S&P 500 показали серьезный и продолжительный рост в конце января и первой половине февраля — они повысились на 3-4%. Эту динамику связывают с усилением позитивных ожиданий от пакета стимулирующих мер Д.Трампа, детали которого пока не раскрыты. Тренд был поддержан публикацией отдельных индикаторов, свидетельствующих об оживлении экономики, в частности высоким значением ИПЦ за январь. Европейские индексы, несмотря на наличие некоторого прироста в феврале, не показывали устойчивой положительной динамики, что вполне соответствует неоднозначным макроэкономическим показателям.

Курсы основных валют в 2016-2017 годах, за долл. США (1 января 2016 г. = 100)



Доллар в феврале отыгрывал позиции у основных мировых валют. Ослабление американской валюты сменилось противоположной тенденцией. Это связано как с улучшением ожиданий относительно экономики США, так и с комментариями главы ФРС США Дж.Йеллен: она выразила мнение, что не надо затягивать с повышением ставок. Ближайшее повышение может пройти в марте. Курс рубля в начале февраля укрепился, приблизившись к 57 руб./долл., однако в середине месяца этот процесс приостановился, в том числе под влиянием закупок валюты Минфином России.

Доходы федерального бюджета России и объем Резервного фонда



В январе 2017 г. был зафиксирован дефицит федерального бюджета вследствие высоких пенсионных расходов. Ненефтегазовые доходы в январе существенно сократились по сравнению с декабрем 2016 г. под влиянием и сезонных факторов, и чрезвычайных декабрьских приватизационных доходов. Нефтегазовые доходы остались стабильными на фоне устойчивости цен на нефть и валютного курса (в январе). В то же время на бюджет легло бремя обширных социальных выплат, прежде всего пенсионных. Пенсии составили 45% расходов федерального бюджета в январе (в целом в бюджете на 2017 год их доля составляет 22%).

Источники — Thomson Reuters, Минфин России

Нефть и нефтепродукты

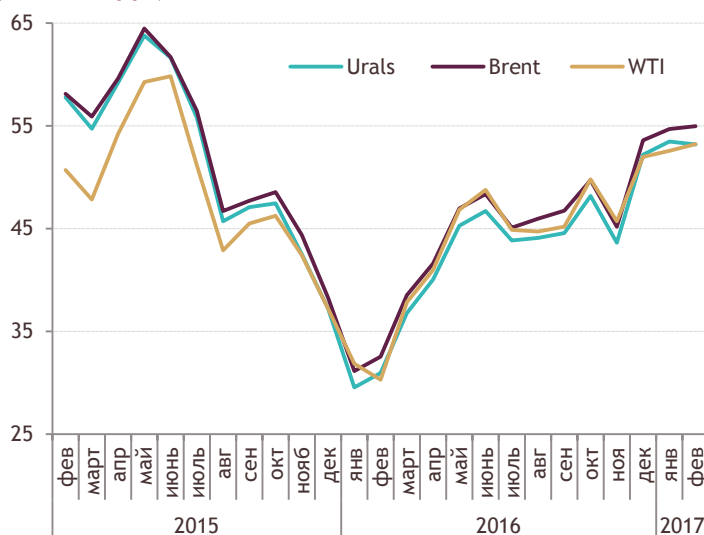
Мировые цены на нефть

Показатель	Ед. измер.	30 янв.	6 фев.	13 фев.	20 фев.	Изм. за мес. (%)	Среднемес.* годов. изм. (%)
Нефть Urals	долл./барр.	53,9	53,3	52,7	53,4	-0,4	+72,0
Нефть ESPO	долл./барр.	57,0	58,9	58,5	57,9	+3,3	+63,9
Нефть Brent	долл./барр.	54,8	55,1	54,6	55,3	+1,4	+69,0
Нефть WTI	долл./барр.	52,6	53,0	53,0	53,4	+2,1	+75,8
Нефть Dubai	долл./барр.	53,2	55,3	54,7	54,5	+3,0	+84,1
Нефтяная корзина ОПЕК	долл./барр.	52,8	53,8	53,5	53,5	+3,3	+85,3
Бензин (цена ARA FOB)	долл./т	547,5	562,0	572,8	566,5	+3,5	+61,0
Дизель (цена ARA FOB)	долл./т	475,3	485,0	480,0	486,0	+1,8	+66,3
Мазут 3,5% (цена ARA FOB)	долл./т	286,1	298,3	296,3	298,5	0,0	+120,2

* Здесь и далее цены за февраль 2017 г. рассчитаны как средние за период 1–20 февраля.

Цены на нефть остаются стабильными на фоне противоречивых событий на рынке. В феврале цены на нефть продолжили демонстрировать относительную стабильность. Цена на нефть марки Brent находилась у отметки 55 долл./барр., WTI — 53 долл./барр. При этом цены вновь были подвержены влиянию разнонаправленных факторов, которые пока компенсируют друг друга. Основную поддержку ценам на нефть оказали данные о высоком уровне исполнения странами ОПЕК в целом своих обязательств по сокращению добычи нефти. В пользу роста цен также играет рост напряженности в отношениях США и Ирана, хотя это пока напрямую не угрожает нефтяному рынку последнего. Сдерживающим фактором для дальнейшего роста цен стал ускорившийся рост запасов сырой нефти и буровой активности в США, где в текущем году ожидается умеренный рост нефтедобычи. Однако большинство аналитиков в этой ситуации ожидают, что в 2017 году средняя цена на нефть все же окажется на 1-5% выше текущих значений.

Среднемесечные цены на нефть Urals, WTI и Brent (долл./барр.)



Прогноз цен на нефть¹ (долл./барр.)

Марка нефти	I кв. 2017	2017	2018
Brent (Thomson Reuters ²)	55,2	58,0	62,8
WTI (Thomson Reuters ²)	53,3	56,1	60,6
Brent (АЭИ США ³)	54,2	54,5	57,2
WTI (АЭИ США ³)	52,8	53,5	56,2
Средняя цена ⁴ (МВФ)	53,8	54,9	55,7
Средняя цена ⁴ (ВБ)	-	55,0	60,0

¹ Среднее значение за указанный период.

² Консенсус-прогноз — январь.

³ Прогноз — февраль.

⁴ Средняя цена Brent, WTI и Dubai, прогноз МВФ — январь, прогноз ВБ — январь.

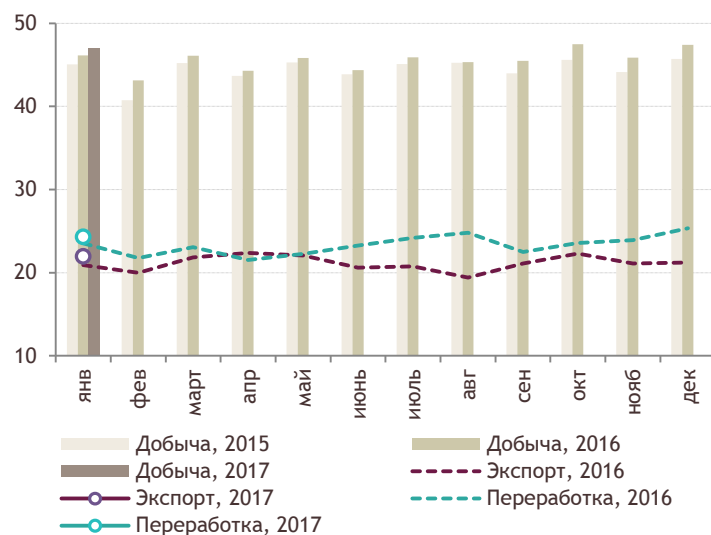
Источники — Thomson Reuters, АЭИ США, МВФ, Всемирный банк

Производство и потребление нефти в мире (млн барр./день)

	2016				2017	I кв. 2017 / I кв. 2016, %
	I	II	III	IV	I	
Производство нефти						
ОПЕК	38,7	39,0	39,5	40,0	-	-
Сауд. Аравия	12,1	12,3	12,6	12,6	-	-
США	12,7	12,6	12,3	12,5	12,6	-1,0
Россия	11,3	11,2	11,3	11,6	11,4	+1,2
Мир	96,7	96,0	97,0	98,2	-	-
Потребление нефти						
Китай	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	+3,0
Европа (ОЭСР)	13,6	13,9	14,4	14,1	13,9	+1,6
США	19,8	19,7	20,2	19,9	19,8	+0,1
Мир	95,4	95,9	97,2	97,7	97,0	+1,7

ОПЕК на 90% выполнила свои обязательства по сокращению добычи нефти. В январе мировое предложение нефти относительно декабря 2016 г. сократилось на 1,5 млн барр./день, из которых около 1 млн барр./день пришлось на страны ОПЕК. Ряд членов ОПЕК, включая Саудовскую Аравию, сократили добычу заметно ниже своих индивидуальных квот, установленных на уровне октября 2016 г., однако Венесуэла, Габон и ОАЭ пока не выполнили своих обязательств в рамках договоренностей. Дополнительные сложности с полной выполнением сделки возникают из-за Ливии, которая освобождена от ограничений на добычу нефти и устойчиво наращивает ее с августа 2016 г. Страны вне ОПЕК, присоединившиеся к соглашению, в январе обеспечили сокращение добычи нефти на уровне менее 40% от целевого значения.

Добыча, экспорт и переработка нефти в России (млн т)

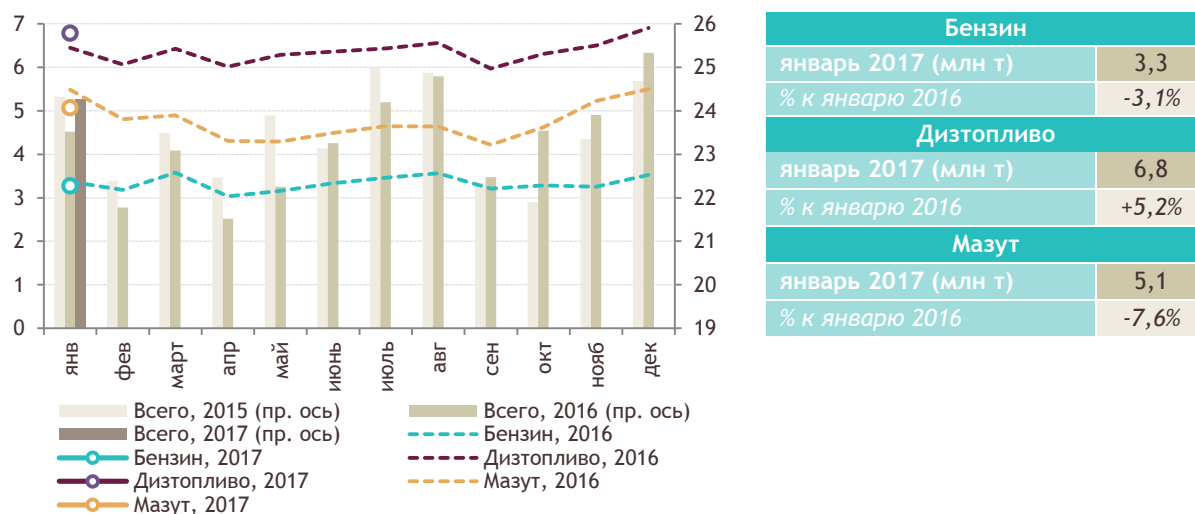


Добыча	
январь 2017 (млн т)	47,0
% к январю 2016	+1,8%
Экспорт	
январь 2017 (млн т)	21,9
% к январю 2016	+4,9%
Переработка	
январь 2017 (млн т)	24,3
% к январю 2016	+3,2%

В январе добыча нефти в России выросла к январю 2016 г., но снизилась по сравнению с предыдущими месяцами. В январе 2017 г. добыча нефти в России выросла на 1,8% относительно уровня января 2016 г. и составила 1,516 млн т/день. При этом объем ежесуточной добычи в январе оказался на 0,9-1,0% меньше аналогичного показателя за октябрь-декабрь 2016 г. (1,53 млн т/день). Отметим, что Россия обязалась сократить добычу нефти в первом полугодии 2017 г. на 300 тыс. барр./день относительно уровня октября 2016 г., а по итогам января сокращение составило около 100 тыс. барр./день. В январе 2017 г. экспорт и переработка нефти выросли относительно аналогичного периода прошлого года.

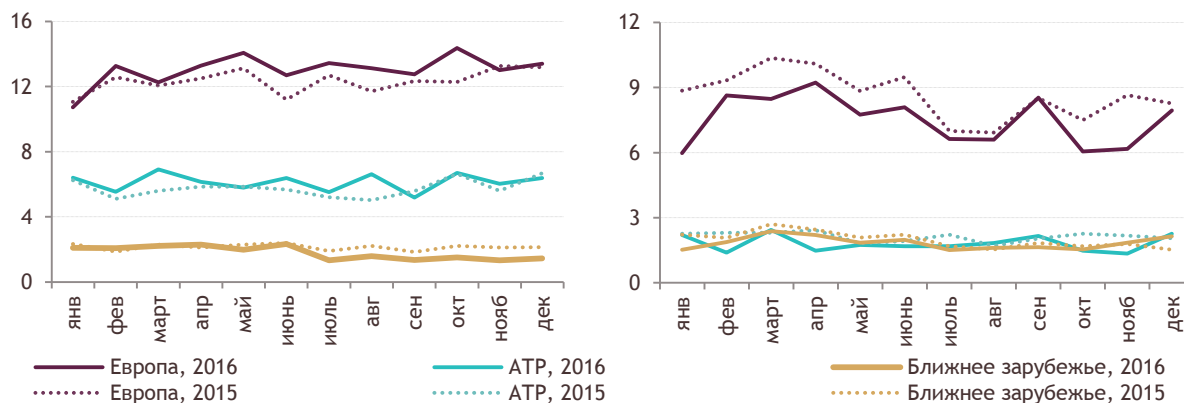
Источники — МЭА, Минэнерго России

Производство основных нефтепродуктов в России (млн т)



В январе 2017 г. производство дизтоплива выросло, а бензина и мазута снизилось. В январе производство бензина в России снизилось на 3,1% к январю 2016 г. Выпуск дизтоплива вырос на 5,2%, продолжив положительный тренд четвертого квартала 2016 г. Производство мазута в январе сократилось на 7,6% к январю 2016 г., что объясняется реализацией «большого налогового маневра» в нефтяной отрасли, согласно которому с 1 января 2017 г. повысилась ставка экспортной пошлины на мазут с 82% до 100% от размера экспортной пошлины на сырую нефть. В 2016 году производство мазута снизилось на 20,4% к уровню 2015 года.

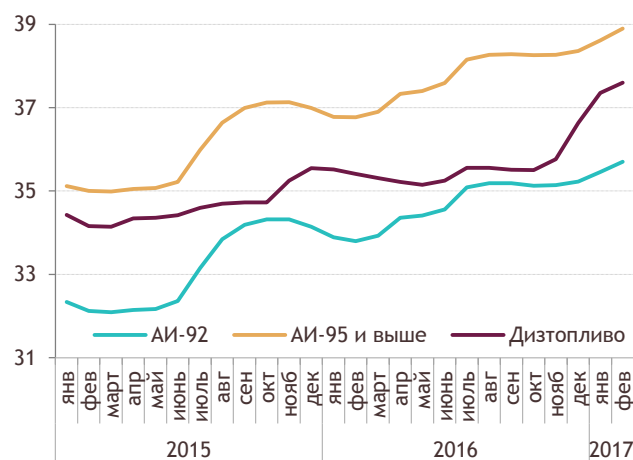
Экспорт нефти (слева) и нефтепродуктов (справа) из России по направлениям (млн т)



Восточное направление поставок нефти и нефтепродуктов в 2016 году оказалось наиболее стабильным. По данным ФТС России, в 2016 году основной прирост зарубежных поставок сырой нефти в абсолютном выражении пришелся на страны Европы и составил 8,4 млн т, в относительном — 5,7%. Однако на Европу пришлось и основное сокращение поставок нефтепродуктов — на 13,8 млн т, или 13,2%. Причем более всего, по данным ФТС России, поставки нефтепродуктов сократились в Италию (-50%) и Нидерланды (-16%). В страны АТР прирост поставок нефти из России в 2016 году составил 6,4%, или 4,5 млн т, а поставки нефтепродуктов сократились всего на 0,7%. В страны ближнего зарубежья в 2016 году ожидаемо произошло сокращение поставок сырой нефти, которое составило 4,2 млн т (-16,3%) и в основном было вызвано снижением экспорта нефти в Беларусь, которая на фоне разногласий с Москвой пытается заменить российские поставки импортом нефти из Азербайджана и Ирана, но по-прежнему остается в высокой степени зависимости от России. Поставки нефтепродуктов в страны ближнего зарубежья в 2016 году снизились на 7,1% к уровню 2015 года.

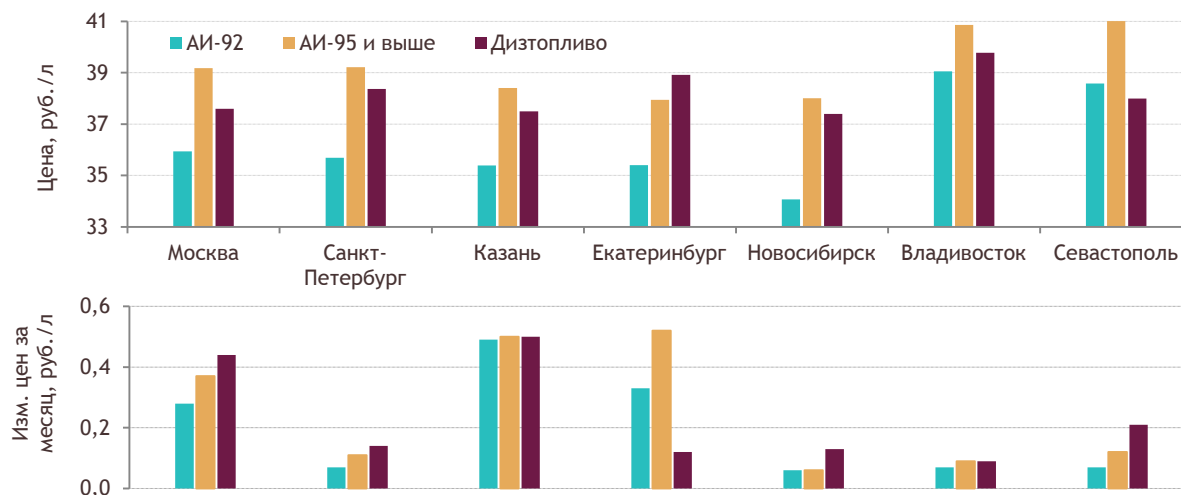
Источники — Минэнерго России, ФТС России

Средние розничные цены на бензины и дизтопливо в России (руб./л)

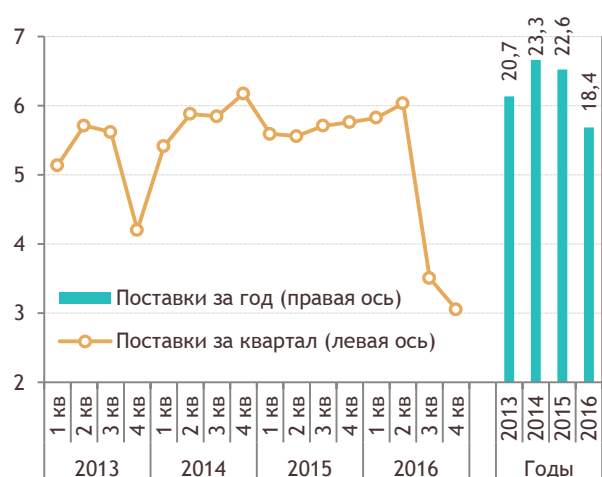


В январе-феврале темпы роста цен на дизтопливо снизились. В период с 16 января по 13 февраля 2017 г. розничные цены на дизтопливо в среднем по России выросли на 0,25 руб./л (+0,7%), что ниже прироста за предыдущий месяц (+2%). Цены на бензины также выросли и показали схожую динамику: +0,24 руб./л на АИ-92 и +0,29 руб./л на АИ-95. Рост цен в последние месяцы связан с повышением акцизов на моторные топлива в 2016 году и с 1 января 2017 г. Дополнительным фактором роста цен на бензины в текущем году стал ремонт на Московском НПЗ и проблемы с поставками бензина из Беларуси, что создает риск дефицита топлива на рынке.

Розничные цены на бензины и дизтопливо в регионах России на 13 февраля 2017 г.



В фокусе: Поставки нефти из России в Беларусь в 2013-2016 годах (млн т)



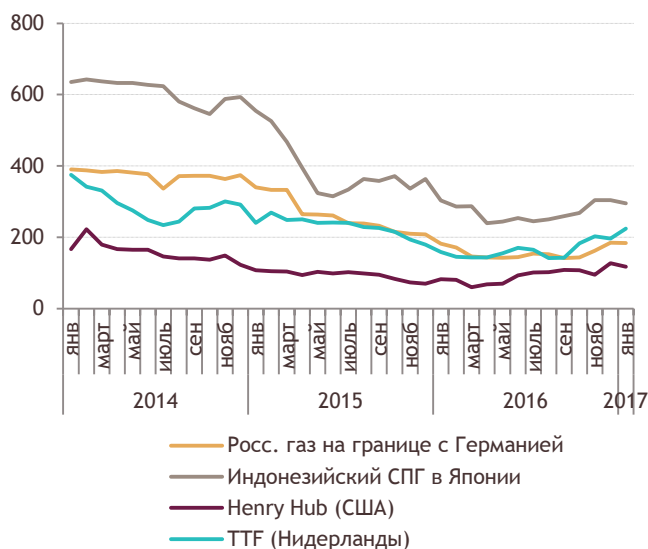
В 2016 году Россия снизила экспорт нефти в Беларусь на 19% из-за долга за газ.

В III и IV кварталах 2016 г. поставки нефти сократились до 3-3,5 млн т, что в два раза меньше уровня 2015 года. Это было вызвано отказом Беларуси оплачивать долг за российский газ (550 млн долл. на конец января 2017 г.). Стороны пока не согласовали объем поставок нефти в 2017 году, а Россия предложила сократить его до 4 млн т в I квартале. Это невыгодно для Беларуси, так как НПЗ страны ориентированы на переработку российской нефти, которая поставляется по низкой цене (обнулены экспортные пошлины), а экспорт нефтепродуктов в Европу является важной статьей доходов бюджета Беларуси.

Источники — Росстат, ФТС России

Природный газ

Цены на природный газ на мировых рынках (долл./тыс. куб. м)

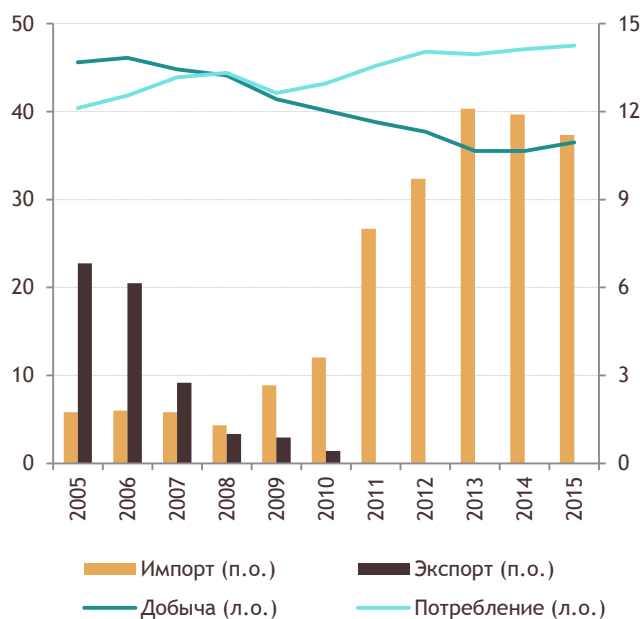


В январе 2017 г. цены на газ в АТР и США снизились, а спотовые цены в Европе продолжили рост. Цена газа на хабе Henry Hub (США) снизилась до 117 долл./тыс. куб. м. (-7,9%), а индонезийского СПГ в Японии на 2,9% к декабрю 2016 г. Цена российского газа на границе с Германией не изменилась и составила 184 долл./тыс. куб. м. Цена на хабе TTF (Нидерланды), напротив, выросла на 14,2% (224 долл./тыс. куб. м). Рост индекса TTF вызван увеличением цен на нефть и снижением предложения газа на европейском рынке из-за перенаправления СПГ в АТР. Таким образом, в январе спред между ценой на хабе TTF и российским газом на границе с Германией вырос до 30 долл./тыс. куб. м.

Фактические (2016 год) и прогнозные (2017-2018 годы) цены газа (долл./тыс. куб. м)

	2016	2017				2018			
	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Росс. газ на границе с Германией	164	185	185	185	185	185	185	185	185
Индонезийский СПГ в Японии	297	304	304	304	304	304	304	304	304
Внутренний рынок США	108	115	116	118	121	125	103	104	107

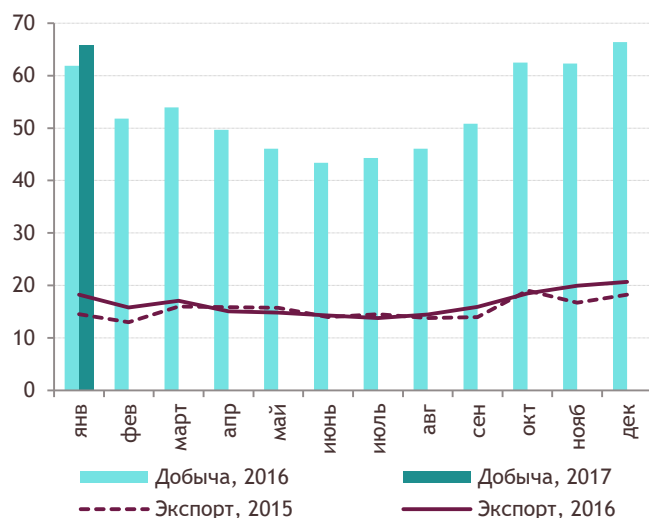
В фокусе: Добыча, потребление и торговля природным газом в Аргентине (млрд куб. м).



Аргентина планирует увеличить добычу сланцевого газа и снизить зависимость от импорта к 2021 году. За последние пять лет добыча газа в Аргентине упала, что сделало страну его нетто-импортером. Основной потенциал роста производства газа в стране связан с освоением месторождений сланцев, по запасам которых Аргентина является одним из мировых лидеров. Однако по оценкам экспертов АЭИ США, быстрый рост добычи сланцевого газа в Аргентине маловероятен по причине большой стоимости зарубежного оборудования и высоких издержек добычи. Кроме того, низкий уровень развития сегмента небольших нефтегазовых компаний в Аргентине, которые были ключевым фактором сланцевой революции в США, снижает возможность быстрого роста добычи сланцевого газа. В данной связи, в среднесрочном периоде Аргентина вероятнее всего продолжит существовать в качестве нетто-импортера природного газа.

Источники — МВФ, Thomson Reuters, EIA, BP

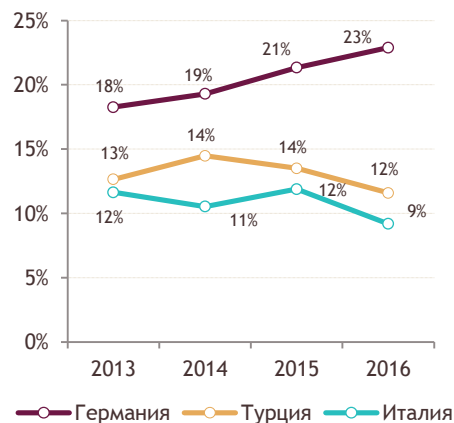
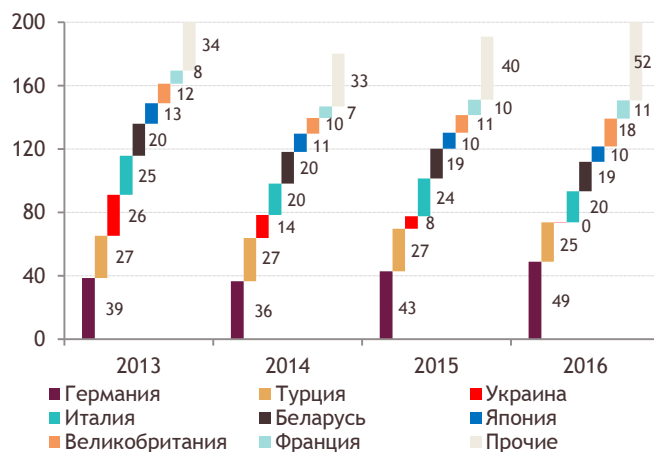
Добыча природного газа в России и его трубопроводный экспорт (млрд куб. м)



Добыча газа		
январь 2017 (млрд куб. м)	65,8	
% к январю 2016	+6,4%	
Экспорт газа (труб.)		
декабрь 2016 (млрд куб. м)	20,7	
% к декабрю 2015	+13,6%	
янв. — дек. 2016 (млрд куб. м)	198,7	
% к янв. — дек. 2015	+7,2%	
Биржевые цены (руб./тыс. куб. м)		
	янв. 2017	% к янв. 2016
Московская обл.	4501	+2,5%
Челябинская обл.	3549	+3,7%

В январе 2017 г. добыча газа в России выросла на 6,4% к январю 2016 г. Биржевые цены на газ в январе показали рост по сравнению с тем же месяцем 2016 года: на 2,5% в Московской и на 3,7% в Челябинской областях (из числа регионов с крупным объемом биржевых торгов и высоким спросом на биржевой газ со стороны промышленных потребителей). Объем биржевой торговли газом в январе 2017 г. достиг 1,2 млрд куб. м, увеличившись на 40,6% к январю 2016 г., а объем торгов по контрактам «на сутки вперед» составил 17,9% от общей суммы торгов в январе 2017 г. (6,6% в январе 2016 г.).

Географическая структура экспорта природного газа (включая СПГ) из России в 2013-2016 годах (млрд куб. м) и доля топ-3 стран (по состоянию на 2016 год) в экспортных поставках

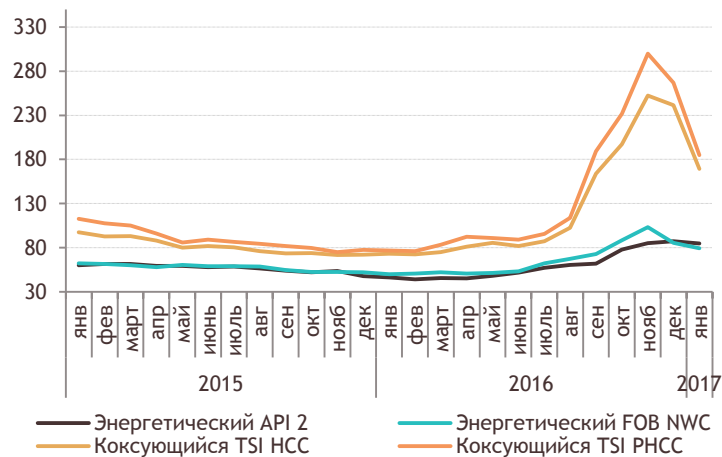


В 2016 году экспорт природного газа (включая СПГ) из России вырос на 6,8% к 2015 году, достигнув рекордного уровня в 214 млрд куб. м. Увеличение экспорта произошло за счет роста поставок в страны дальнего зарубежья, прежде всего в Великобританию (+39% к 2015 году) и Германию (+12%). При этом экспорт снизился в традиционные страны-импортеры — Италию и Турцию. В 2016 году поставки российского газа в страны ближнего зарубежья значительно снизились, а наибольший вклад в это снижение внесла Украина, которая практически полностью перестала закупать газ в России. К росту экспорта привело повышение спроса на российский газ по причине снижения добычи газа в Европе, а также из-за перенаправления потоков СПГ из Европы в АТР (более высокая цена), а также низких цен на нефть, по которым индексируются долгосрочные газовые контракты.

Источники — Росстат, СПбМТСБ, ФТС России

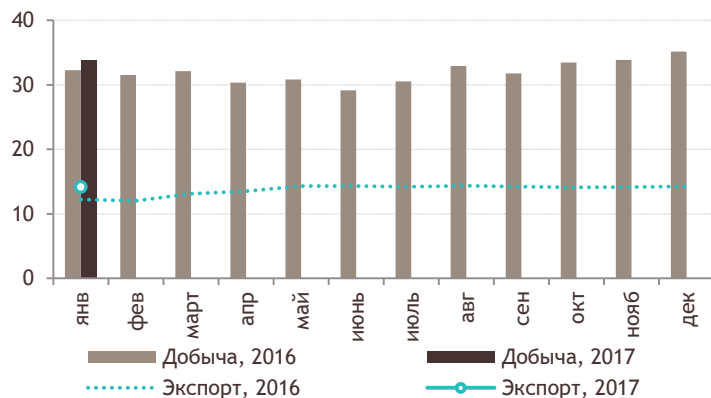
Уголь

Цены на энергетический и коксующийся уголь (долл./т, в среднем за месяц)



Цены на коксующийся уголь в мире в январе 2017 г. упали на 30% относительно декабря 2016 г. Понижительное давление на них оказало расширение предложения. Цены на энергетический уголь снизились не так заметно: австралийский бенчмарк потерял 7%. Обновленные в январе прогнозы цен на энергетический уголь [Всемирного банка](#) и [МВФ](#) раскрывают ожидания их роста в 2017 году (на 6% и 12% соответственно) с последующим падением в 2018 и 2019 годах — ниже уровня 2016 года (особенно заметным у Всемирного банка).

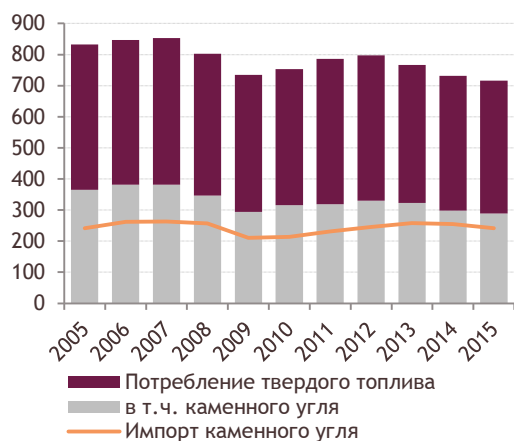
Добыча угля в России и его экспорт (млн т)



Добыча угля	
январь 2017, млн т	33,8
% к январю 2016	+4,7%
Экспорт угля	
январь 2017, млн т	14,2
% к январю 2016	+16,0%

Экспорт угля из России в январе 2017 г. оказался на 16% больше, чем годом ранее. При этом можно отметить стабилизацию объемов экспортных поставок, начиная с мая прошлого года. Динамика добычи менее устойчива. 1 февраля 2017 г. в Кемеровской области начал работу новый угольный разрез «Трудармейский Южный». Выход на проектную мощность в 2,5 млн т запланирован на 2018 год.

В фокусе: Потребление угля в ЕС (млн т)



Европейский союз вернулся к долгосрочному тренду сокращения потребления твердого топлива. Такой вывод следует из февральского доклада [«Роль угля в энергобалансе Европы»](#) аналитического подразделения журнала The Economist. Повторение «угольного ренессанса» 2010-2012 годов, по мнению экспертов The Economist, при текущих рыночных условиях и усиливающихся климатических ограничениях маловероятно. Лидерами сокращения угольной генерации (основной сферы потребления твердого топлива в ЕС) выступают страны западной Европы — планы по декарбонизации экономики в восточной части союза менее амбициозны. На этом фоне интересно выделить и другой тренд, состоящий в усилении зависимости ЕС от импорта каменного угля (даже при снижении объемов закупок) — он обусловлен падением внутренней добычи.

Источники — Thomson Reuters, Минэнерго России, Eurostat

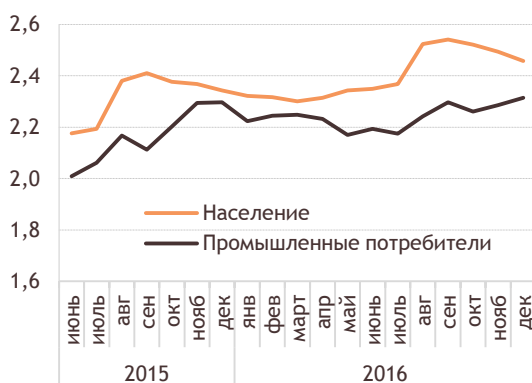
Электроэнергетика

Баланс электроэнергии ЕЭС России (млрд кВт·ч)

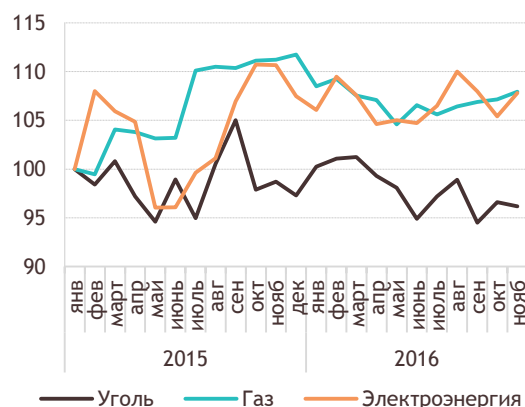
Статья баланса		Декабрь 2016	Прирост к 2015	12 мес. 2016	Прирост к 2015
Потребление		104,7	+5,5%	1054,1	+1,7%
Производство		106,0	+5,7%	1071,5	+2,1%
в т. ч.	ТЭС	72,3	+6,1%	688,5	+0,1%
	ГЭС	14,4	+3,8%	186,6	+9,8%
	АЭС	19,2	+5,3%	196,4	+0,6%
Сальдо перетоков		-1,3	+24,0%	-17,4	+28,8%

В 2016 году производство и потребление электроэнергии в ЕЭС России выросли по отношению к 2015 году на 2,1% и 1,7% соответственно. Основной прирост выработки пришелся на ГЭС (+9,8%). Выработка ТЭС и АЭС выросла на 0,1% и 0,6% соответственно. Чистый экспорт электроэнергии из ЕЭС России по итогам 2016 года составил 17,4 млрд кВт·ч (+28,8%), главным образом в Финляндию (5,8 млрд кВт·ч), Китай (3,3 млрд кВт·ч), Беларусь (3,0 млрд кВт·ч) и Украину (2,8 млрд кВт·ч).

Средние цены на электроэнергию, отпущенную различным категориям потребителей в России (руб./кВт·ч)



Изменение цен на уголь, газ и электроэнергию в России (январь 2015 г. = 100)



Примечание: цены указаны без НДС

Динамика цен на электроэнергию. По данным Росстата, цена на электроэнергию для населения в декабре 2016 г. составила 2,46 руб./кВт·ч (+4,9% по сравнению с началом года), а цена на электроэнергию для промышленных потребителей — 2,31 руб./кВт·ч (+0,7%).

В фокусе: В феврале впервые с начала года был применен режим ценозависимого снижения потребления (ЦСП) при расчете на сутки вперед (РСВ). По сообщению пресс-службы НП «Совет рынка», АО «Администратор торговой системы» (АО «АТС») применил режим ЦСП при расчете на РСВ во второй ценовой зоне в отношении операционных суток 9 февраля 2017 г. Так, снижение средневзвешенной цены в час максимальной цены в расчете с учетом ЦСП составило 3,6% (по отношению к результатам расчета без учета ЦСП). Объем ЦСП электроэнергии в целом за сутки составил 391,2 МВт·ч. В качестве итогового результата были приняты результаты дополнительного расчета РСВ с учетом ЦСП. В результате индекс РСВ второй ценовой зоны на операционные сутки 9 февраля 2017 г. составил 1013,1 руб./МВт·ч. Что касается первой ценовой зоны, то расчеты РСВ с учетом ЦСП в 2017 году не проводятся по причине отсутствия участников, готовых осуществлять данный режим. Необходимость учета режима ЦСП АО «АТС» в расчетах РСВ была установлена с 1 января 2017 г. (внесены изменения в Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии и мощности).

Источники — Минэнерго России, Росстат

По теме выпуска

Упрощение доступа к энергетической инфраструктуре: новые цели и новые риски

В 2017 году Правительством Российской Федерации была поставлена задача по значительному упрощению процедур доступа к ключевым видам инфраструктуры: сроки подключения к электрическим сетям до конца 2017 года должны сократиться до 90 дней во всех регионах России. Сейчас, несмотря на активно проводимую ранее работу, сроки подключения в регионах значительно отличаются и могут достигать двух лет, что создает риски для одновременного улучшения ситуации во всех регионах страны.

Международный мониторинг проблем доступа и место России

Доступ к энергетической инфраструктуре нередко рассматривается как важная характеристика конкурентоспособности национальной экономики — как с точки зрения развития собственных производств, так и с точки зрения привлечения иностранных инвестиций. Наибольшее внимание при этом обычно привлекает электричество: с одной стороны, это наиболее универсальный вид энергии для международного сравнительного анализа, с другой — его замена другими видами энергии затруднительна.

Всемирный экономический форум (ВЭФ) при составлении ежегодного рейтинга конкурентоспособности экономик рассматривает показатель качества энергоснабжения (на основе оценок потребителей в рамках ежегодного опроса менеджеров). Под качеством подразумевают надежность, то есть отсутствие отключений и скачков напряжения.

Россия за последние годы достигла в этом отношении заметного прогресса (Таблица 1). Однако при сравнении с общей позицией России в рейтинге глобальной конкурентоспособности (43-е место) надежность электроснабжения (62-е место) нельзя назвать конкурентным преимуществом, хотя выставленные России оценки соответствуют баллам, которые получили страны той же группы по оценке конкурентоспособности.

Рейтинг Doing Business в течение этого десятилетия включает показатель, непосредственно относящийся к издержкам подключения предприятий и рассчитываемый экспериментальным путем в крупнейшем деловом центре страны. Традиционно в рамках показателя рассматривались денежные и временные затраты, а также число процедур для подключения; в двух последних обзорах Doing Business туда вошли и иные харак-

теристики, характеризующие уровень и прозрачность тарифов на электричество, а также упомянутую выше надежность электроснабжения.

Таблица 1

Оценки качества и доступности электроснабжения в России по данным международных экспертов: ВЭФ и Doing Business (DB)

		2007*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ВЭФ	Позиция в рейтинге	76	80	84	84	83	73	67	62
	Оценка (1 — низкая надежность электроснабжения, 7 — высокая надежность электроснабжения)	4,3	4,3	4,3	4,3	4,5	4,8	4,8	5,0
DB	Общая оценка доступности подключения к электроснабжению (0-100 баллов)	-	16,4	25,7	26,9	70,4	77,9	84,2	84,4
	Количество процедур для подключения	-	10	10	10	4	4	3	3
	Срок подключения, дней	-	281	281	281	175	175	161	161
	Расходы на подключение, % среднедушевого дохода	-	4125	1852	1574	300	277	93	44

*Примечание: * Годы приводятся в соответствии с датой публикации оценок*

Источники — WEF. Global Competitiveness Report 2016-17; Doing Business 2017

Применение показателей издержек доступа к электроэнергии как элемента оценки делового климата было достаточно подробно обосновано в исследовании Всемирного банка 2015 года¹. На базе анализа данных по 183 юрисдикциям было замечено, что:

- уровень издержек доступа к электроснабжению свидетельствует о качестве энергосистемы в целом: уровень потерь в сетях, уровень убытков фирм от перебоев с электричеством, оцениваемый ВЭФ уровень коррупции при подключении положительно связаны с издержками подключения, устанавливаемый ВЭФ уровень качества электроснабжения — отрицательно;
- сложность подключения связана с общим уровнем административных издержек: связанные с подключением издержки коррелируют со сложностью бюрократических процедур в сфере строительства и недвижимости;
- издержки подключения связаны с финансовыми результатами фирм: объем продаж фирм отрицательно связан с издержками подключения электричества.

¹ Geginat C., Ramalho R. Electricity Connections and Firm Performance in 183 Countries / World Bank Policy Research Working Paper 7460. World Bank, October 2015.

Примечательно, что показатели издержек доступа к энергосистеме вводились в рассмотрение группой Всемирного банка в рамках рейтинга Doing Business не только для оценки отдельно взятых видов издержек, но и как обобщенные индикаторы качества энергетических услуг и состояния энергосистемы. Эти индикаторы должны естественным образом улучшаться по мере развития энергосистемы.

Россия действительно достигла большого прогресса по показателям Doing Business в сфере доступа к электроэнергии (Таблица 1), однако ориентация исключительно на их повышение может привести к дисбалансам. Это тем более актуально с учетом социально-экономической разнородности регионов страны, тогда как показатели Doing Business оцениваются для Москвы и Санкт-Петербурга. По числу необходимых процедур подключения (3 процедуры) достигнут уровень лучшей мировой практики. По времени и по стоимости еще есть обширные возможности для прогресса. Лучший мировой результат по времени подключения составляет 18 дней (Южная Корея), а в России этот срок достигает 161 дня, но показатель снизился почти вдвое с 2010 года. В мире есть бесплатное подключение — например, в Японии, а в России его стоимость составляет 44% среднедушевого дохода, при почти стократном снижении с 2010 года.

Ориентация исключительно на показатели Doing Business носит риск дисбалансов

С этим результатом Россия вошла в 2016 году в тридцатку мировых лидеров, опередив, к примеру, США, Италию и Нидерланды, однако по оценке надежности электроснабжения ВЭФ Россия оказалась в седьмом десятке мирового рейтинга, существенно уступая перечисленным странам. При попытках дальнейших преобразований в целях улучшения условий доступа предприятий к энергосистеме важно обратить внимание на показатели, по которым существует отставание: риски снижения надежности могут частично обесценить выигрыши от удешевления доступа.

Результаты и новые планы России по решению проблем доступа

В 2012-2017 годах в России была проведена обширная работа по упрощению процедур доступа к электрическим сетям. В рамках «майских указов» президента России 2012 года² была поставлена задача о необходимости повышения места России в международном рейтинге Doing Business с 120-го в 2011 году до 20-го в 2018 году, что в том числе предполагает достижение более высокого места в рейтинге по подключению

² Указ Президента Российской Федерации В.Путина от 7 мая 2012 г. №596 «О долгосрочной государственной экономической политике»

к энергетической инфраструктуре (к электрическим сетям³). С 2012 года удалось добиться значимых результатов: в 2016 году место России по показателю доступности энергетической инфраструктуры улучшилось с 143-го в 2011 году до 30-го ([результаты Doing Business 2017](#)). При этом рейтинг оценивает ситуацию в двух городах России – Москве и Санкт-Петербурге — и результаты несколько различаются (150 дней, 3 этапа, 37,2% от дохода на душу населения в Москве и 185 дней, 3 этапа, 60,1% от дохода на душу населения в Санкт-Петербурге).

В январе 2017 г.⁴ в России требования по улучшению процедур доступа комплексно были перенесены на всю инфраструктуру: к внедрению запланированы целевые модели упрощения процедур доступа ко всем основным видам инфраструктуры (электрическим сетям, системам теплоснабжения, водоснабжения, газораспределения). По каждому из направлений поставлены задачи, подразумевающие сокращение сроков, числа процедур и стоимости подключения. Поставлены цели по сокращению числа дней подключения к электрическим сетям с 161 дня в 2016 году (по рейтингу DB) до 90 дней к концу 2017 года, для сетей газораспределения — с двух лет⁵ до 135 дней (Таблица 2).

Таблица 2

Целевые и фактические предельные сроки подключения к энергетической инфраструктуре для отдельных групп потребителей в России, дней

Этап подключения	Электрические сети*		Газораспределение**	
	План	Нормативный срок	План	Нормативный срок
Договор о подключении	10	До 2-х месяцев	30	До 3-х месяцев
Выполнение мероприятий по подключению	70	4 месяца – 1 год	90	До 1 года (до 2 – для индивидуальных проектов)
Пуск энергоресурса	10	нд	15	нд
Всего	90	Около 1,5 лет	135	Не более 2 (4) лет

*Примечание: * Для потребителей с подключаемой мощностью до 150 кВт; ** газоиспользующее оборудование с макс. расходом газа от 15 до 42 куб. м в час, проектное рабочее давление – не более 0,3 Мпа; расстояние от земельного участка заявителя до сети ГРС, измеряемое по прямой линии, не более 150 м*

Источники – РП 147-р, ПП-1314, ПП-861

³ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.06.2012 № 1144-р «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») «Повышение доступности энергетической инфраструктуры»

⁴ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31 января 2017 г. № 147-р.

⁵ Постановление Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2013 г. № 1314 "Об утверждении Правил подключения (тех. присоединения) объектов капитального строительства к сетям ГРС...».

Такое сокращение должно быть обеспечено во всех регионах России, для чего запланирован целый набор мероприятий — от улучшения информационных систем (единый портал для подачи заявок, онлайн калькулятор, личный кабинет) до совершенствования закупочных процедур сетевых компаний, выдачи различных разрешений и др.

При этом социально-экономические различия, наблюдаемые в разных регионах России, действительно не позволяют сказать об однородности возможных условий по подключению. По существующим для России оценкам по всем регионам за 2015 год (по данным Минэкономразвития России) видно, что ситуация в регионах России значительно различается (при этом оценки Минэкономразвития России по Москве и Санкт-Петербургу значительно отличаются от оценок Всемирного банка). Так, предельные сроки подключения к электрическим сетям колеблются от 16 дней (Республика Ингушетия) до 687 дней (Республика Саха (Якутия)). При этом на основе приведенной региональной разбивки по уровню экономического развития видно, что условия подключения не всегда коррелируют с уровнем развития — регион с максимальными сроками подключения относится к сырьевым экспортоориентированным регионам из группы высокоразвитых (Таблица 3). Однако данные по региональным различиям весьма показательны, что позволяет говорить о рисках на пути к одновременному улучшению условий во всех регионах России до конца 2017 года.

Таблица 3

Предельный срок подключения потребителей* к электрическим сетям в России по группам регионов в 2015 году, дней

Группа регионов (классификация АЦ)	Регион по группе со значением		
	min	max	среднее
Россия	16	687	224
Высокоразвитые			
Финансово-экономические центры	68	192	114
Сырьевые экспортоориентированные	116	687	295
Развитые			
С диверсифицированной экономикой	85	477	235
С опорой на обрабатывающую промышленность	75	671	279
С опорой на добывающую промышленность	102	665	286
Среднеразвитые			
Промышленно-аграрные	76	676	246
Аграрно-промышленные	51	647	220
Менее развитые			
Сырьевые	84	319	218
Аграрные	16	240	97

Примечание: * Для потребителей с подключаемой мощностью до 150 кВт (с даты поступления заявки на подключение до даты подписания акта о подключении)

Источник — данные Минэкономразвития России (ЕМИСС)

Обсуждение: В России

Морская нефтедобыча в России: в ожидании роста

В последние годы добыча нефти в России растет, в том числе благодаря разработке морских месторождений. Основным центром морской нефтедобычи является шельф о. Сахалин, но производство налаживается и в других районах. Новыми драйверами роста стали проекты в Каспийском и Печорском морях, и в ближайшие пять лет они могут обеспечить прирост производства нефти в объеме до 7-10 млн т в год, что составляет половину нынешней добычи на шельфе. Высокий потенциал добычи нефти существует и на арктическом шельфе, однако проекты в данном регионе находятся на начальной стадии, и в ближайшие десять лет промышленная добыча там не ожидается.

В России морская добыча нефти практически не велась до начала 2000-х годов в силу ряда причин, прежде всего наличия крупных месторождений на суше и отсутствия необходимости и технологической возможности разрабатывать морские ресурсы. Ситуация изменилась вместе с привлечением иностранных компаний к реализации нефтегазовых проектов в России, прежде всего на условиях соглашений о разделе продукции, которые были подписаны в середине 1990-х гг. Наибольшее распространение подобное сотрудничество получило при реализации проектов освоения ресурсов шельфа о. Сахалин (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2»). Во второй половине 2000-х годов у ряда отечественных нефтяных компаний появилась возможность (финансовая и технологическая за счет развития производства нефтегазового оборудования) реализовывать морские проекты за счет собственных средств. В этот период начались проекты в Каспийском и позже в Печорском морях, которые к началу 2010-х годов вышли на промышленную добычу. В настоящее время география морских нефтяных проектов в России охватывает все основные регионы (Дальний Восток, Балтика, южные моря, Печорское море), однако крупномасштабных проектов среди них нет. Большой потенциал с точки зрения ресурсов имеет шельф Арктики, но нефтегазовые проекты в регионе связаны с большими экономическими (высокие издержки при нестабильных ценах) и экологическими рисками, что регулярно отодвигает сроки их реализации.

Более высокие издержки морской добычи нефти по сравнению с континентальной вызвали необходимость ее стимулирования, что было сделано через введение льготных ставок НДС и вывозных пошлин. В результате дополнительная добыча нефти в

стране за счет морских месторождений (в основном в Каспийском и Печорском морях) обеспечили стабильные объемы производства для компаний, а в целом по стране вызвали рост добычи. Развитие таких проектов также имеет положительное значение с точки зрения повышения спроса на отечественное нефтегазовое оборудование (включая платформы), используемое для морской добычи. Платформы российского производства используются при добыче нефти на следующих месторождениях: им. Ю.Корчагина и им. В.Филановского в Каспийском море (производство на заводе в Астрахани), Аркутун-Даги в Охотском море (производство на заводе в Находке).

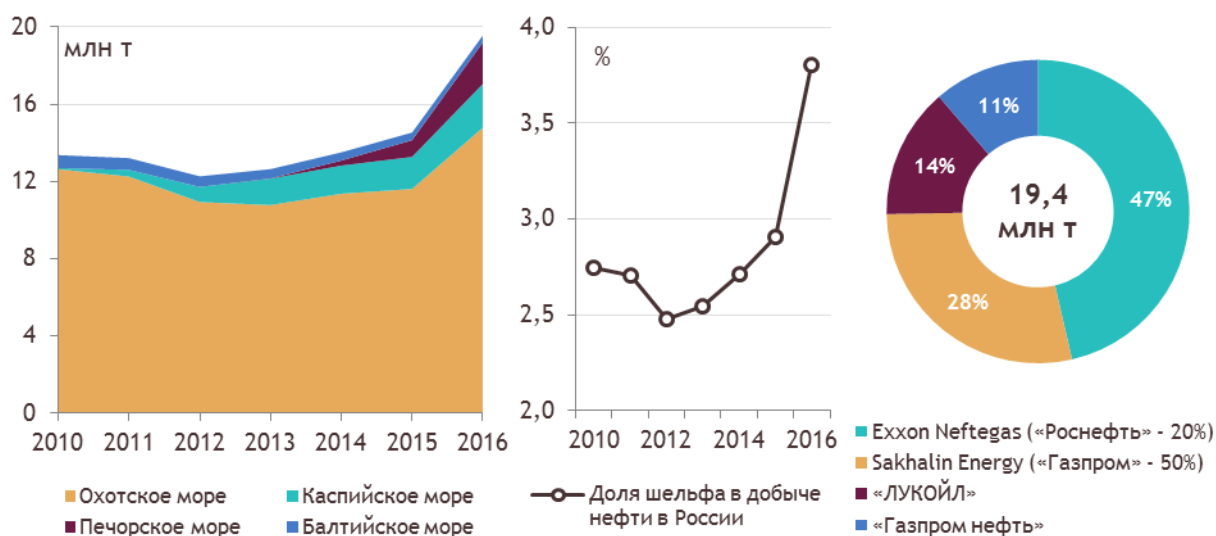
Территориальная и корпоративная структура морской добычи нефти

По данным Росстата, в 2016 году в России морская добыча нефти (без учета газового конденсата) составила 19,4 млн т, или 3,8% от национального показателя (в мире доля морской добычи [равна](#) около 30%, в основном — Бразилия, США, Ангола, Норвегия). Значительный рост уровня добычи нефти на море был обеспечен в 2016 году, когда он вырос на 35% (+5 млн т) к 2015 году. Прирост обеспечили месторождения Охотского (шельф о. Сахалин), Каспийского и Печорского морей (График 1).

Морскую добычу нефти в России ведут четыре основные компании, две из которых являются консорциумом в рамках соглашений о разделе продукции. Проекты с участием иностранных компаний реализуются на шельфе о. Сахалин; ПАО «ЛУКОЙЛ» представлен в Каспийском и Балтийском морях, а ПАО «Газпром нефть» в Печорском море.

График 1

Территориальная и корпоративная структура (2016 год) морской добычи нефти в России и ее доля в национальной добыче сырой нефти, 2010-2016 годы



Источники — Росстат, ЦДУ ТЭК

Реализуемые проекты морской добычи нефти в России и их перспективы

В России добыча нефти на море ведется в рамках шести проектов, расположенных в четырех морях. Около 75% морской добычи обеспечивают два проекта — «Сахалин-1» и «Сахалин-2», которые реализуются с середины 2000-х годов. В ближайшие годы существенного роста производства нефти по этим проектам не ожидается.

В перспективе до 2023 года основной прирост добычи нефти на море обеспечат проекты в Каспийском и Печорском морях, а именно разработка месторождения им. В.Филановского (ПАО «ЛУКОЙЛ», введено в строй в 2016 году, ожидается добыча 4,4 млн т нефти в 2017 году) и Приразломного месторождения (ПАО «Газпром нефть», пик добычи в 4,8 млн т к 2023 году). Объемы добычи нефти в Балтийском море сильно не вырастут. Таким образом, к 2023 году разрабатываемые в настоящее время морские месторождения могут обеспечить прирост добычи около 6-7 млн т, а суммарная добыча на этих проектах достигнет 25 млн т (Таблица 4).

В ближайшие пять лет морская нефтедобыча в России будет расти за счет проектов в Каспийском («ЛУКОЙЛ») и Печорском морях («Газпром нефть»)

Таблица 4

Основные реализуемые проекты в сфере морской добычи нефти в России

Проект (месторождение)	Компания	Расположение	Добыча нефти в 2016 году (млн т)	Перспективы добычи
«Сахалин-1» (мест-я Чайво, Одопту-море, Аркутун-Даги)	Exxon Neftegas («Роснефть» — 20%)	Охотское море	9,0	Небольшой рост в результате выхода на полку добычи
«Сахалин-2» (Пилтун-Астоское и Лунское мест-я)	Sakhalin Energy («Газпром» — 50% + 1 акция)	Охотское море	5,5	Небольшой рост в результате выхода на полку добычи
Месторождение им. Ю.Корчагина	«ЛУКОЙЛ»	Каспийское море	1,3	Рост не ожидается
Месторождение им. В.Филановского	«ЛУКОЙЛ»	Каспийское море	1,0	4,4 млн т в 2017 году 6 млн т на пике
Кравцовское месторождение	«ЛУКОЙЛ»	Балтийское море	0,4	Рост не ожидается
Приразломное месторождение	«Газпром нефть»	Печорское море	2,2	4,8 млн т к 2023 году
ВСЕГО по проектам			19,4	~25 млн т к 2023 году

Источник — Аналитический центр по данным компаний

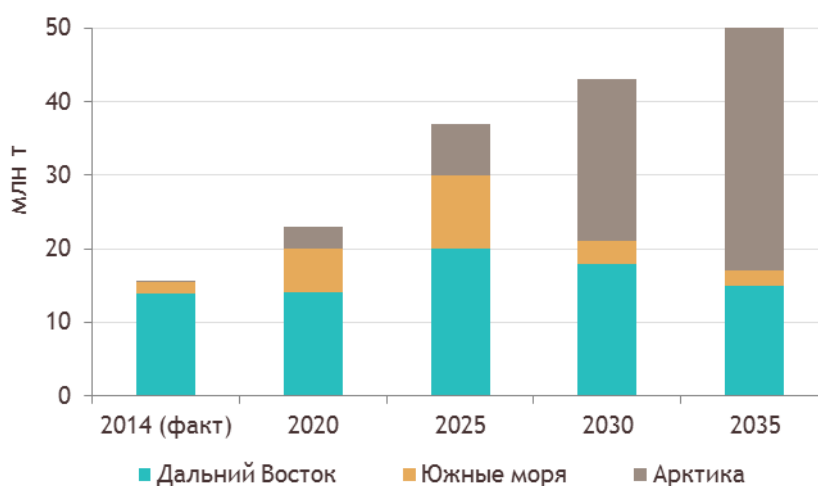
Новые морские проекты и прогнозы добычи на шельфе России

В 2015 году Минэнерго России [прогнозировало](#) рост морской добычи нефти в России до 50 млн т к 2035 году, что в три раза превышает уровень 2014 года. В период до 2025 года рост обеспечат месторождения Дальнего Востока и Каспийского моря, а после ожидается опережающее развитие добычи на арктическом шельфе (График 2).

Прогнозируемый значительный рост добычи на арктическом шельфе до 2025-2030 годов должен быть обеспечен в основном за счет двух проектов ПАО «Газпром нефть» в Печорском море — Приразломного и Долгинского месторождений. Однако разработка первого из них идет по плану (с выходом на полку добычи в 4,8 млн т к 2023 году), а освоение ресурсов Долгинского месторождения столкнулось с проблемами. Так, в 2015 году запуск добычи по данному проекту после бурения нескольких разведочных скважин был перенесен на период после 2030 году ввиду новых геологических условий. Что касается возможности реализации новых проектов на шельфе Арктики, то в настоящее время они отсутствуют или находятся на стадии геологоразведки, что говорит о невозможности их ввода в строй в ближайшие как минимум десять лет. Об этом свидетельствуют прогнозы ведущих отечественных и зарубежных организаций (Таблица 5).

График 2

Прогноз добычи нефти на континентальном шельфе России до 2035 года



Источник — Neftegaz.ru по данным Минэнерго России

Таблица 5

Прогноз разработки ресурсов нефти на арктическом шельфе России

Документ	Прогноз
Энергетическая стратегия России на период до 2030 года	Добыча нефти отсутствует до 2030 года
Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года	Основная добыча на шельфе Арктики после 2035 года
Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 года	Небольшие объемы добычи до 2020 года
Прогноз развития энергетики — 2011 (МЭА)	6,5 млн т к 2035 году
Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года (2014 год, Аналитический центр и ИНЭИ РАН)	Масштабная добыча нефти на шельфе не ведется до 2035 года

Источники — Минэнерго России, МЭА, Аналитический центр

Обсуждение: в мире

Китай — детерминанта мирового рынка угля

Динамичный экономический рост Китая в сочетании с ведущей ролью угля в энергетическом балансе страны вывел его в 2000-е годы в мировые лидеры по потреблению (около 50% мирового в 2015 году), добыче (около 45%) и импорту (около 15%) угля, но и выявил внутренние противоречия развития угольной отрасли, требующие решения. С учетом приобретенного Китаем веса в мировой угольной отрасли, его внутренние реформы оказывают заметное влияние на состояние мировых рынков — как по линии цен, так и по линии торговых потоков. Китай продолжает искать пути оптимального развития национальной угольной отрасли — в условиях довольно жестких ограничений: экономических, экологических и социальных. Как текущие инициативы Китая могут отразиться на состоянии мировых рынков, и сохранит ли он в перспективе роль «детерминанты»?

Китай и мировые цены на уголь

Влияние Китая на мировые цены на уголь определяется его позицией как одного из крупнейших импортеров и «стабилизирующего» потребителя. Китай прибегает к внешним закупкам, когда мировые цены оказываются ниже внутренних, и ориентируется на внутренние поставки, когда импорт становится дороже, осуществляя ценовой арбитраж. Таким образом, внутренние цены на уголь в Китае задают потолок роста цен для региональных (АТР). В начале 2010-х годов внутренние цены в Китае устойчиво превышали цены на импортируемый уголь (при существующих транспортных ограничениях и усилившейся налоговой нагрузки на отрасль⁶), что стимулировало рост импорта. В результате в 2011 году Китай стал лидером по импорту угля в мире, а к 2013 году его доля достигла 25% (График 3).

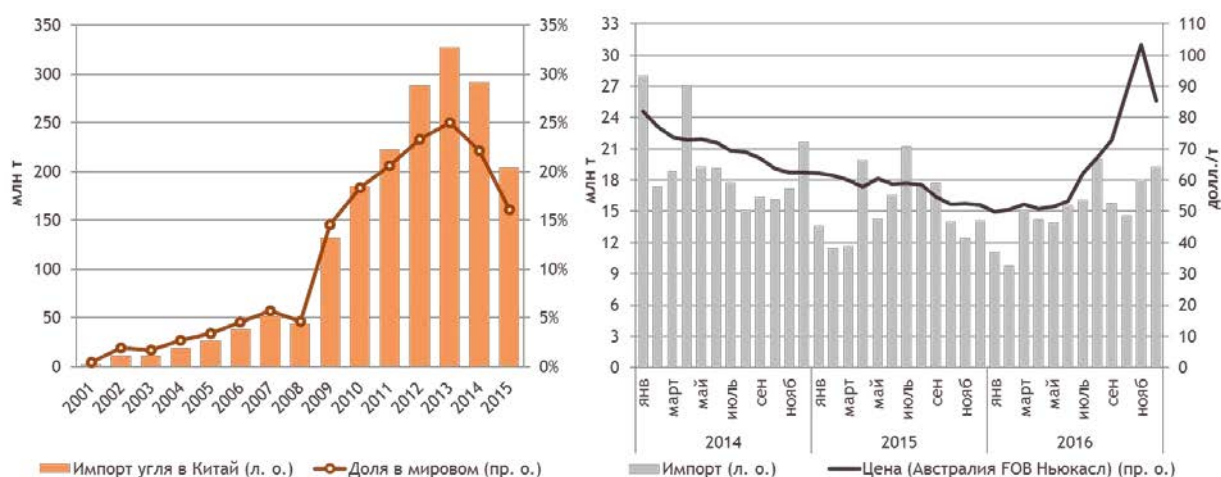
На фоне замедления китайской экономики (сопровожаемого падением спроса на уголь) и изменений в приоритетах государственной энергетической политики (в пользу «экологически чистых» источников энергии) давление со стороны более дешевого импорта стало дополнительным фактором ухудшения финансового положения угольных

⁶ В 2008 году Китай поднял экспортные пошлины на уголь до 10%, а в 2009 году увеличил НДС с 13 до 17%.

компаний Китая в 2013-2014 годах. В такой ситуации Китай, наряду с ужесточением требований по ограничению внутренней добычи (для преодоления перепроизводства), предпринял ряд мер, направленных на поддержку национальных производителей. Ведущим энергетическим компаниям во второй половине 2014 года было предписано сократить импорт. Затем, в октябре 2014 г., были расширены и увеличены импортные пошлины на уголь (включая каменный), что сделало внутренние закупки более предпочтительными, чем импортные. Кроме того, в целях снижения загрязнения воздуха в 2015 году в Китае вступил в силу запрет на импорт и продажу на местном рынке угля с высоким содержанием золы и серы, что увеличило сроки импортных поставок. Последовавшее сокращение китайского угольного импорта оказало понижающее давление на мировые цены: к концу 2015 года цены на энергетический уголь в порту Ньюкасл (Австралия) опустились до минимальных с 2007 года значений.

График 3

Динамика импорта угля в Китай и его связь с мировыми ценами



Источники — ITC, Thomson Reuters

В 2016 году Китай продолжил реализацию планов по сокращению избыточных угледобывающих мощностей, включив весной в число мер по преодолению перепроизводства сокращение количества рабочих дней шахтеров до 276 дней в год. Согласно данным национальной статистики Китая, добыча угля в стране по итогам года снизилась на 9%⁷. Жаркое лето и стимулирующие экономику меры привели к росту спроса на уголь

⁷ Эти 9% эквивалентны 326 млн т, что лишь на 15% меньше общих объемов добычи угля в России, пятом по величине мировом производителе, за аналогичный период.

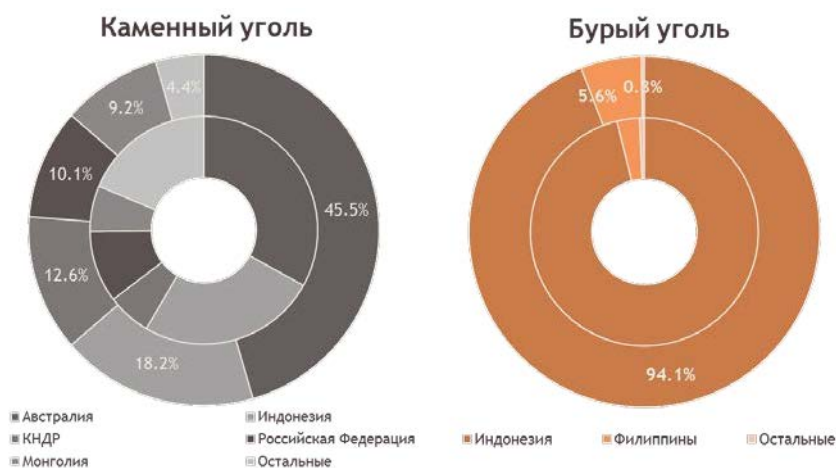
в Китае, что спровоцировало увеличение импорта, которое (в сочетании с сокращением поставок вследствие погодных условий крупнейших мировых экспортеров — Индонезии и Австралии) обусловило двукратный рост мировых цен на энергетический уголь к ноябрю 2016 г. В ответ Китай разрешил шахтам работать 330 дней в году, так что в декабре австралийский ценовой бенчмарк потерял 17% (График 3). В феврале 2017 г. [появилась информация](#) о возможном возобновлении лимита добычи угля в Китае до 276 дней в год начиная со следующего месяца.

География китайского угольного импорта

В китайском угольном импорте закономерно доминирует каменный уголь. В последние годы на него приходится 75–80% общего объема закупок. По итогам 2015 года ключевым партнером по угольному импорту для Китая остается Индонезия (около 36% общих поставок). Вместе с тем именно Индонезия оказалась наиболее подвержена ограничениям китайского угольного импорта, что особенно заметно на данных по импорту каменного угля (График 4)⁸. И это при том, что на Индонезию не распространилось введение Китаем импортных пошлин на уголь, так как между Китаем и АСЕАН заключено соглашение о свободной торговле. Австралия, второй по значимости поставщик угля для Китая, также была освобождена от уплаты пошлин после подписания соответствующего соглашения.

График 4

Региональная структура импорта каменного и бурого угля в Китай, 2013-2015



Источник — ИТС

⁸ Предварительные данные за 2016 год указывают на восстановление позиций Индонезии в региональной структуре импорта угля в Китай.

В контексте общего сокращения импорта угля в Китай выделяется КНДР, которая по итогам 2015 года сумела нарастить поставки, но в феврале 2017 г. Китай заявил об ограничении импорта угля из этой страны — в связи с санкциями в отношении развертывания ее ядерной и ракетной программ. Российская Федерация, затронутая пошлинами на уголь и заметно потерявшая в абсолютном объеме продаж угля в Китай в 2015 году (–38% в натуральном выражении), почти сохранила свою долю в структуре китайского угольного импорта (–1 п.п.). В целом снижение потребностей в импорте угля со стороны Китая сопровождается увеличением концентрации закупок по традиционным направлениям: в 2015 году шесть поставщиков обеспечили более 95% импорта.

Политика Китая как фактор неопределенности для мирового рынка угля

Согласно [плану развития энергетики на 2016–2020 годы](#), Китай намерен снизить вклад угля в энергетический баланс страны с 62 до 58%, ограничив его потребление 4,1 млрд т (что сопоставимо с уровнем 2014 года). При этом Китай намерен сократить неэффективные мощности по добыче угля объемом 800 млн т в год при одновременном

Торговым партнерам по угольному импорту Китая необходимо внимательно следить за реформами в угольной отрасли страны

увеличении современных добывающих мощностей на 500 млн в год. Основной вопрос для мирового рынка угля⁹ состоит в том, как эти планы отразятся на потребностях страны в импорте. Текущие среднесрочные прогнозы динамики импорта угля в Китай сходятся в том, что с 2016 года потребности в нем будут убывать (Таблица 6).

Таблица 6

Среднесрочные прогнозы импорта угля в Китай (млн т)

Организация	2015	2016	2017	2018	2019
МЭА* (декабрь 2016)	165	нд	149	нд	138
Правительство Австралии (декабрь 2016)	204	221	211	208	нд

Примечание: * Морские поставки
Источники — IEA, Australian Government

Как показывает рассмотренный выше опыт, в угольной политике Китая возможны непредвиденные корректировки. Китай находится в поисках баланса между масштабом выбытия угледобывающих мощностей, сокращением рабочих мест в данной отрасли и стабилизацией внутренних цен на уголь. В этой связи торговым партнерам Китая по угольному импорту, особенно крупнейшим, необходимо внимательно следить за планами развития угольной отрасли страны.

⁹ В 2015 году Китай уступил первое место в мире по импорту угля Индии, но, являясь «стабилизирующим» потребителем, он сохраняет влияние на мировой рынок угля.

Выпуск подготовлен авторским коллективом
под руководством *Леонида Григорьева*

Виктория Гимади	Александр Амирагян	Ирина Поминова
Александр Курдин	Олег Колобов	Александр Мартынюк
Дарья Нестер	Святослав Пих	

ac.gov.ru/publications/



facebook.com/ac.gov.ru



twitter.com/AC_gov_ru



youtube.com/user/analyticalcentergov



linkd.in/IrGDqJU