

Секторальные санкции:
год спустя



Содержание выпуска

| | |
|--|----|
| Вступительный комментарий | 3 |
| Ключевая статистика | 4 |
| По теме выпуска | |
| Санкции против нефтегазовой сферы России: курс на импортозамещение | 10 |
| Возвращение бумеранга секторальных санкций | 15 |
| Обсуждение | |
| Перспективы экспорта российской электроэнергии | 19 |
| Страны Залива: стратегии диверсификации | 24 |
| Обзор новостей | 28 |

Выпуск подготовлен авторским коллективом
под руководством *Леонида Григорьева*

Виктория Гимади

Олег Колобов

Александр Амирагян

Евгения Буряк

Александр Курдин

Ирина Поминова

Александр Мартынюк

Вера Кульпина

Ответственный за выпуск — **Ольга Мишина**

Вступительный комментарий

В мировой и российской энергетике есть ряд проблем: падение цен на нефть в отсутствие действий картеля, научно-технический прогресс в ТЭК, политизация энергетике, в частности санкции против России – которые интенсивно обсуждаются и влияют на решения компаний во многих секторах экономики.

Зависимость российского ТЭК от импорта оборудования имеет исторические причины: после «раздела» ТЭК в середине 1990-х годов появилась возможность закупать современные технологии на уровне частных компаний. Произошел переход на услуги сервисных компаний с образованием нового симбиоза производителей и поставщиков. Этому способствовали два ключевых фактора: раздельная приватизация предприятий добывающего сектора и разведки, науки и переработки; а также отсутствие какой-либо промышленной политики в этой сфере. Новые технологии в добыче позволили России обеспечить поставки в начале 2000-х годов, что задержало общий подъем цен на нефть, а теперь приходится создавать мощности по импортозамещению. Работа эта дорогая и не быстрая, но может дать сильный толчок модернизации.

Ключевые страны-экспортеры нефти и газа в Персидском заливе также испытывают проблемы с модернизацией экономики. Их стратегии большой роли не сыграли. Сегодня необходимость диверсификации ясна, и это требует не только политической воли и денег, но и квалифицированной рабочей силы, управления и т.п.

Санкции ударили и по западным компаниям на российском рынке – дело не только в текущих убытках, но и в отрицательном вкладе в мировой рост. Они вызвали скачок политических рисков во всех сферах, особенно в инвестициях в энергетике. Раньше надо было страховаться от стандартных рисков, теперь от «политической неопределенности». Это видно в сфере торговли электроэнергией, где у России огромные возможности, но нужны вложения в физическую инфраструктуру, устойчивость политических отношений, координация планов производителей и потребителей.

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

Российская статистика

Таблица 1

Ключевая энергетическая статистика по России

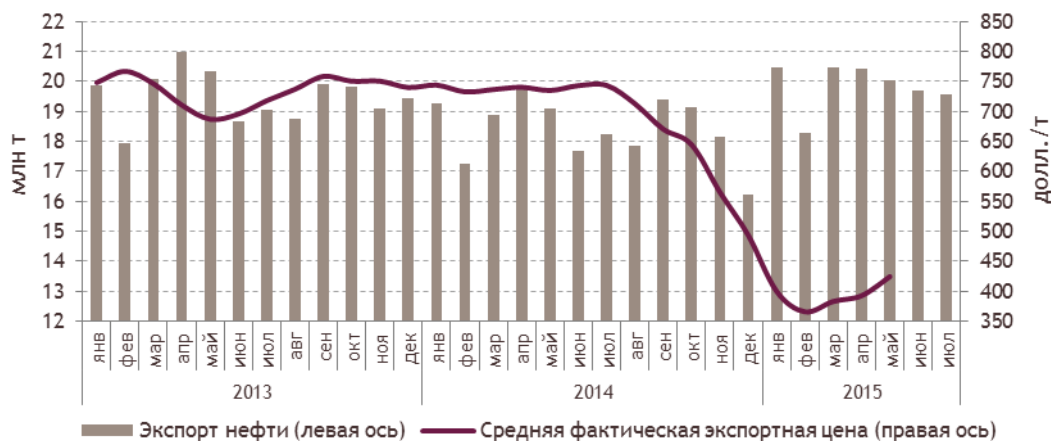
| Показатель | Ед. измер. | Фев. 2015 | Март 2015 | Апр. 2015 | Май 2015 | Июнь 2015 | Июль 2015 | Изменение*, % | |
|-----------------------------|-------------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|---------------|------------------|
| | | | | | | | | годо вое | накоп. 2015/2014 |
| Нефть | | | | | | | | | |
| Добыча | млн т | 40,7 | 45,2 | 43,7 | 45,3 | 43,9 | 45,0 | 2,5 | 1,3 |
| Экспорт | млн т | 18,3 | 20,5 | 20,4 | 20,4 | 19,7 | 19,6 | 6,9 | 6,9 |
| Переработка | млн т | 22,3 | 23,6 | 23,0 | 24,5 | 23,6 | 25,2 | 2,3 | -0,4 |
| Природный газ | | | | | | | | | |
| Добыча | млрд куб. м | 53,0 | 55,0 | 51,4 | 47,9 | 42,7 | 44,9 | 4,7 | -5,3 |
| Экспорт (без СПГ) | млрд куб. м | 13,0 | 15,8 | 15,9 | 15,8 | 14,2 | нд | 2,3 | -12,2 |
| Уголь | | | | | | | | | |
| Добыча | млн т | 29,5 | 29,9 | 28,0 | 28,8 | 27,7 | 28,6 | 2,7 | 4,0 |
| Экспорт | млн т | 11,2 | 12,6 | 11,8 | 12,9 | 12,9 | 13,3 | 1,9 | -3,5 |
| Электроэнергия (ЭЭ) и тепло | | | | | | | | | |
| Выработка ЭЭ | млрд кВт·ч | 93,2 | 95,9 | 86,9 | 80,5 | 75,7 | 78,3 | 1,2 | 1,3 |
| Произ-во тепла | млн Гкал | 157,2 | 146,0 | 114,7 | 61,6 | 44,1 | 41,7 | 2,4 | -1,9 |

Примечание – * цифры по изменению экспорта газа даны по последним имеющимся данным

Источник – Минэнерго России, Росстат

График 1

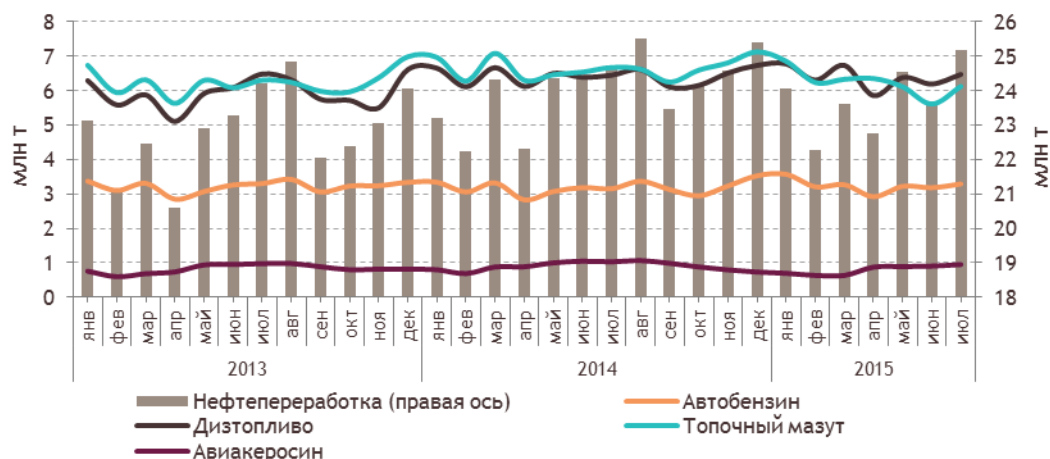
Экспорт нефти из России



Источник – Минэнерго России, Росстат

График 2

Производство нефтепродуктов в России

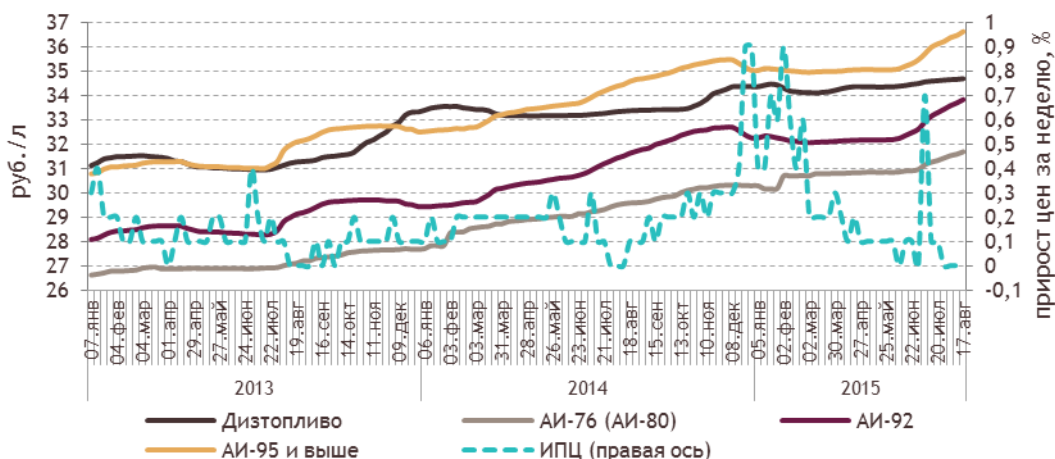


Источник — Минэнерго России

В июле 2015 г. добыча нефти в России составила 45,0 млн т (+2,5% к июлю 2014 г.), экспорт — 19,6 млн т (+6,9%), переработка — 25,2 млн т (+2,3%). За 7 месяцев 2015 года по сравнению с 2014 годом добыча и экспорт нефти выросли на 1,3% и 6,9% соответственно, а переработка снизилась на 0,4%. Июль стал первым месяцем в 2015 году с ростом добычи газа в годовом счете — прирост составил 4,7% к июлю 2014 г. Экспорт природного газа в июне также впервые в 2015 году вырос (+2,3%) к 2014 году, однако в целом за январь – июнь 2015 г. объем экспорта упал на 12,2%.

График 3

Средние розничные цены на нефтепродукты в России и индекс потребительских цен (ИПЦ) за неделю



Источник — Росстат

Таблица 2

Цены на нефтепродукты на 17 августа 2015 г. (руб./л) и их изменение за 28 дней

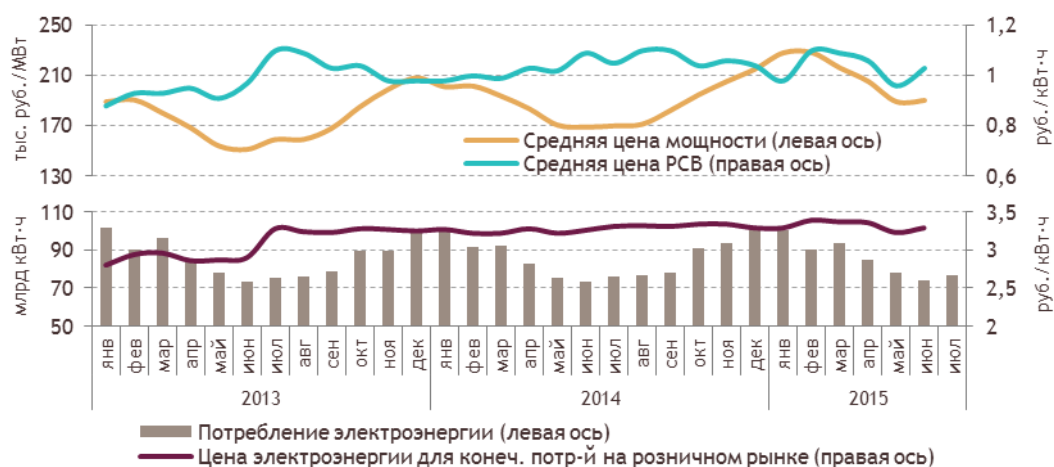
| Регион/нефтепродукт | АИ-80 | | АИ-92 | | АИ-95 | | ДТ | |
|-----------------------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|-------|
| | Цена | Изм. | Цена | Изм. | Цена | Изм. | Цена | Изм. |
| Российская Федерация | 31,69 | 0,36 | 33,84 | 0,54 | 36,64 | 0,51 | 34,70 | 0,08 |
| Москва | нд | нд | 34,06 | 0,33 | 37,05 | 0,32 | 35,15 | 0,10 |
| Московская область | 31,23 | 0,23 | 33,51 | 0,23 | 36,60 | 0,12 | 34,62 | 0,09 |
| Санкт-Петербург | нд | нд | 33,91 | 0,52 | 37,29 | 0,51 | 34,89 | 0,15 |
| Ленинградская область | 31,76 | 0,23 | 33,25 | 0,38 | 36,25 | 0,38 | 34,54 | 0,12 |
| Новосибирск | 27,45 | 0,52 | 32,40 | 0,98 | 35,30 | 1,06 | 34,49 | -0,01 |
| Екатеринбург | нд | нд | 33,55 | 0,69 | 35,76 | 0,52 | 34,65 | 0,00 |
| Казань | 31,00 | 0,99 | 32,95 | 0,40 | 35,98 | 0,61 | 33,73 | 0,00 |
| Владивосток | нд | нд | 36,52 | 0,69 | 38,39 | 0,69 | 37,36 | 0,15 |
| Севастополь | нд | нд | 37,52 | 0,76 | 39,68 | 0,75 | 36,40 | 0,93 |

Источник – Росстат

В августе 2015 г. розничные цены на моторные топлива в среднем по России довольно сильно выросли. За период с 20 июля по 17 августа повысились цены на бензины АИ-92 (+54 коп.) и АИ-95 (+51 коп.), а также на дизтопливо (+8 коп.). Сильнее всего за данный период цены выросли в Якутске (+1,7 руб. на АИ-92 и +1,5 руб. на АИ-95) и Омске (+1,3 руб. на АИ-92 и АИ-95). Производство и потребление электроэнергии в России в июле 2015 г. выросли на 1,2% и 0,9% соответственно к уровню 2014 года.

График 4

Потребление и цена электроэнергии в России



Источник – НП «Совет рынка»

Мировая статистика

Таблица 3

Цены на энергоносители

| Показатель | Ед. измер. | 30 июл | 6 авг | 13 авг | 20 авг | Изм. за мес., % | Среднемес.* год. изм., % |
|-----------------------|-------------------|-----------|----------|-----------|-----------|--------------------|-----------------------------|
| Нефть Urals | долл./барр. | 51,8 | 46,4 | 47,4 | 44,7 | -19,5 | -54,0 |
| Нефть Brent | долл./барр. | 53,3 | 47,9 | 48,0 | 45,7 | -18,8 | -53,0 |
| Нефть WTI | долл./барр. | 48,5 | 44,7 | 42,3 | 41,0 | -18,2 | -55,1 |
| Бензин (цена ARA FOB) | долл./т | 660,0 | 633,0 | 604,0 | 563,0 | -17,6 | -36,0 |
| Дизель (цена ARA FOB) | долл./т | 482,0 | 452,8 | 461,8 | 447,3 | -10,8 | -47,1 |
| Газ (цена на TTF Hub) | долл./тыс. куб. м | 254,7 | 242,3 | 244,1 | 238,3 | -6,1 | -5,2 |
| Уголь (API 2 CIF ARA) | долл./т | 58,5 | 57,9 | 56,6 | 56,0 | -4,4 | -26,5 |
| Электроэнергия (EEX) | евро/МВт·ч | 24,5 | 34,5 | 34,2 | 37,4 | -10,6 | 7,7 |

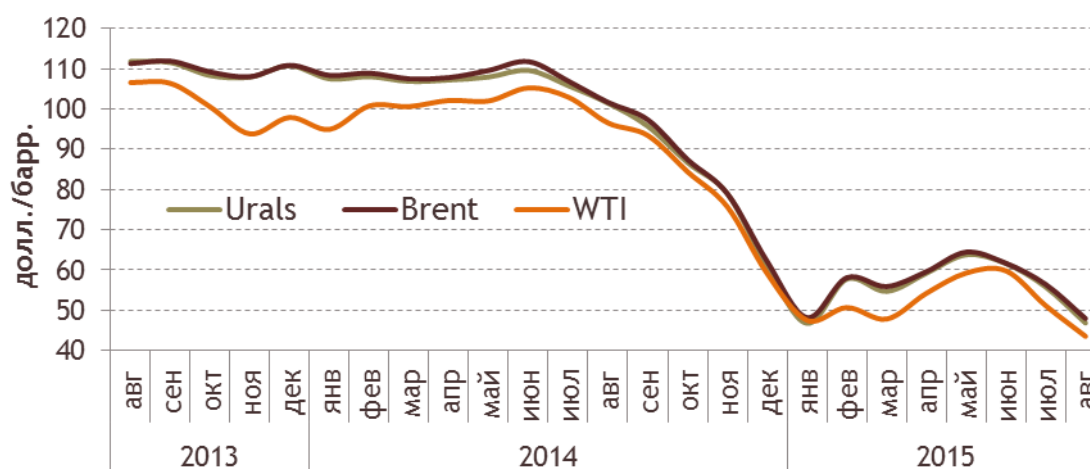
* Здесь и далее цены за август 2015 г. рассчитаны как средние за период 1-20 августа.

Источник – Thomson Reuters Datastream, Intercontinental Exchange

В августе цена нефти марки Brent опустилась к январскому минимуму, а цена нефти марки WTI обновила минимальное значение за последние 6 лет. Причинами снижения цен явились девальвация юаня, рост запасов нефти в США в середине августа и растущий уровень добычи в странах ОПЕК, достигнувший максимума за 3 года.

График 5

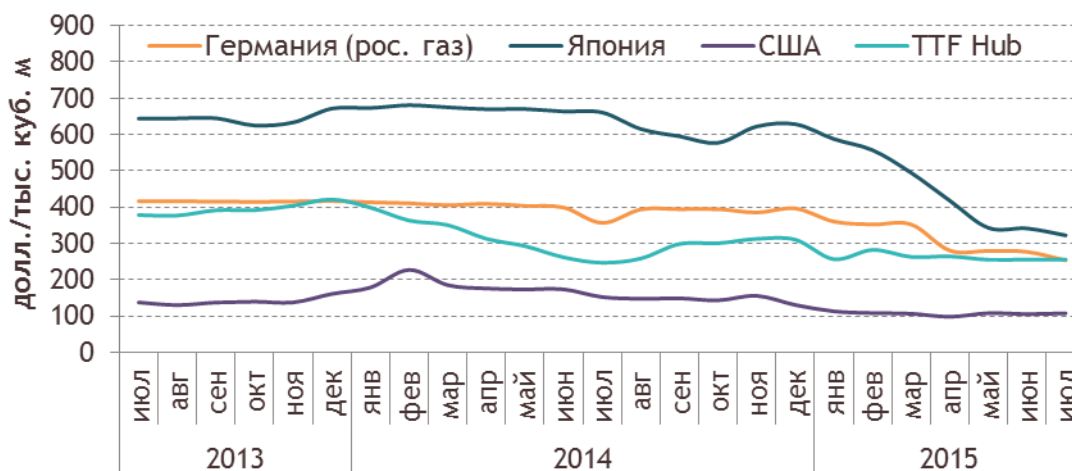
Цены на нефть Urals, WTI и Brent



Источник – Thomson Reuters Datastream

График 6

Цены российского газа на границе с Германией, газа на TTF Hub, индонезийского СПГ в Японии и природного газа в США (Henry Hub)

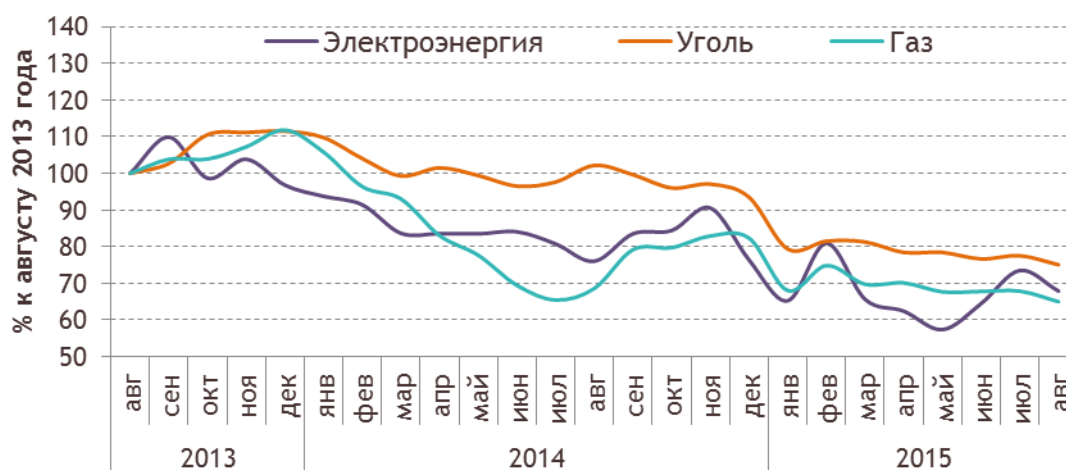


Источник — МВФ, Intercontinental Exchange

В августе спотовые цены на природный газ в Европе перешли к снижению. Аналогичная тенденция прослеживается на рынке электроэнергии. Во многом это объясняется окончанием периода аномально жаркой погоды и ожиданием роста генерации электроэнергии на базе ВИЭ. Из-за слабого спроса на газ в Японии и низких цен на нефть под давлением находятся цены на СПГ в Азии. На мировом рынке угля также продолжает наблюдаться снижение цен из-за избытка предложений.

График 7

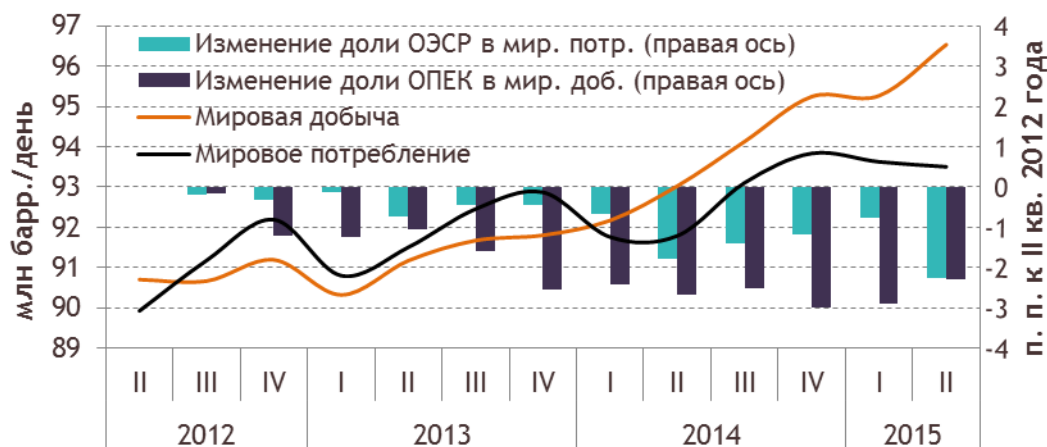
Динамика цен на уголь (API 2 CIF ARA), газ (TTF Hub) и электроэнергию (EEX)



Источник — Thomson Reuters Datastream

График 8

Добыча и потребление нефти в мире; изменение доли ОПЕК в мировой добыче и доли ОЭСР в мировом потреблении



Источник – МЭА

В августе МЭА улучшило прогноз мирового спроса на нефть в 2015 году на 0,2 млн барр./день — до 94,2 млн барр./день, что на 1,6 млн барр./день больше фактического показателя 2014 года. При этом прогноз прироста предложения нефти со стороны стран, не входящих в ОПЕК, в 2015 году составляет 1,1 млн барр./день.

Таблица 4

Производство (добыча) и потребление нефти, млн барр./день

| | 2014 | | 2015 | | | III кв. 2015 / III кв. 2014, % |
|-------------------|------|------|------|------|---------------|--------------------------------|
| | III | IV | I | II | III (прогноз) | |
| Добыча нефти | | | | | | |
| ОПЕК | 36,9 | 36,9 | 37,0 | 38,1 | - | - |
| Сауд. Аравия | 11,5 | 11,4 | 11,8 | 12,3 | - | - |
| США | 12,2 | 12,6 | 12,8 | 13,1 | 12,6 | 3,8 |
| Россия | 10,8 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 1,2 |
| Мир | 94,1 | 95,2 | 95,3 | 96,5 | - | - |
| Потребление нефти | | | | | | |
| Китай | 10,5 | 10,9 | 10,7 | 11,1 | 10,8 | 3,1 |
| Европа (ОЭСР) | 13,8 | 13,4 | 13,6 | 13,4 | 13,8 | 0,1 |
| США | 19,5 | 19,8 | 19,6 | 19,5 | 19,8 | 1,9 |
| Мир | 93,1 | 93,8 | 93,6 | 93,5 | 94,5 | 1,5 |

Источник – МЭА

По теме выпуска: В России

Санкции против нефтегазовой сферы России: курс на импортозамещение

С момента ввода санкций против нефтегазовой отрасли России прошел год, но однозначно оценить их влияние сложно. С одной стороны, виден прямой эффект, заключающийся в заморозке проектов с участием иностранных компаний в таких сферах, как разработка трудноизвлекаемой нефти и нефти арктического и глубоководного шельфа, которая может сказаться на отрасли в долгосрочном периоде. С другой стороны, введенные санкции дали дополнительный импульс к установке приоритетов по импортозамещению в России: были приняты различные планы мероприятий по импортозамещению, в том числе в отрасли нефтегазового машиностроения, энергетического машиностроения, нефтехимии и нефтепереработки. Работа в данном направлении только началась, ощутимых результатов пока нет. Однако достижение поставленных целей позволит российской нефтегазовой отрасли снизить импортозависимость и расширить спектр выпускаемого отечественного оборудования и услуг в этом секторе.

Введенные в 2014 году санкции со стороны ряда стран (прежде всего США и стран ЕС) против нефтегазовой отрасли России, которые состоят в запрете на поставки в Россию товаров, услуг и технологий для добычи нефти в Арктике, на глубоководном шельфе и в сланцевых пластах, а также в ограничении финансирования нефтегазовых компаний, поставили под угрозу устойчивое развитие отрасли в долгосрочном периоде в силу ее сильной зависимости от импорта. С целью снижения зависимости по оборудованию и услугам в нефтегазовой отрасли в России была запущена политика импортозамещения, целью которой является снижение импортной составляющей по наиболее важным направлениям. Реакцией на ограничение по финансированию компаний (долгосрочные займы и кредиты) стал «поворот на восток» — теперь нефтегазовые компании начали искать финансирование и партнеров по проектам в Китае, Индии и других странах, не применяющих санкции против России.

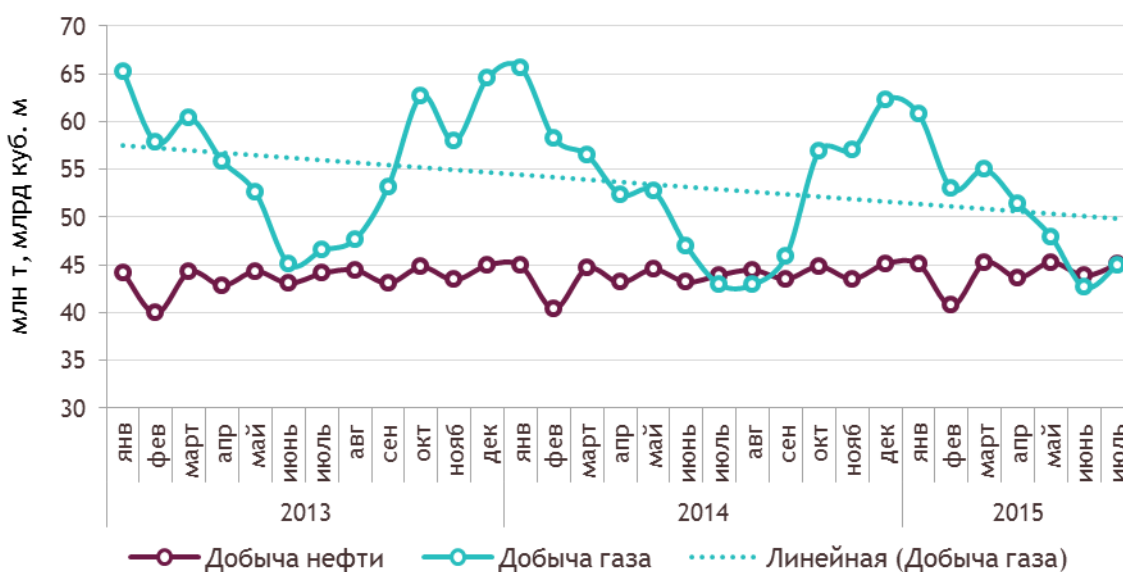
Реальный эффект от санкций

На текущих показателях по нефти и газу санкции не сказались

В 2014–2015 годах санкции не повлияли на основные показатели нефтегазовой отрасли России. В 2014 году добыча нефти составила 526,3 млн т, что на 0,5% выше уровня 2013 года, а за первые полгода 2015 года добыча превзошла аналогичные показатели 2014 и 2013 годов на 1,1% и 2,0% (График 9). Это объясняется долгосрочным характером инвестиций в отрасли и отсутствием значительных объемов добываемой нефти, попавших в санкционную категорию. При этом необходимо иметь в виду, что в долгосрочном периоде обеспечение устойчивых объемов добычи нефти планируется за счет ввода в оборот нефти трудноизвлекаемых запасов и запасов на шельфе (в том числе Арктики). В случае отсутствия отечественных разработок и сохранения санкций по этим категориям нефтяных запасов возможен вариант со снижением добычи нефти.

График 9

Добыча нефти и природного газа в России в 2013-2015 годах



Источник – Росстат, Минэнерго России

В 2014–2015 годах отмечается снижение добычи природного газа в России, однако оно не связано с санкциями. Главными причинами падения показателя являются низкий спрос на зарубежных рынках и стагнация потребления на внутреннем рынке. Зоной риска в газовой сфере является новая шельфовая добыча.

Объем геологоразведки нетрадиционной нефти снизился

Главным эффектом от санкций стал уход из России западных компаний, занимающихся реализацией проектов в сфере нетрадиционной нефти (Таблица 5). Данный шаг был вызван запретом на поставку оборудования и осуществление деятельности по разработке трудноизвлекаемой нефти (в том числе нефти сланцевых пластов) и нефти на шельфе. Все остановленные проекты находились на начальных стадиях разработки.

Таблица 5

Некоторые проекты в сфере нетрадиционной нефти в России, из которых ушли иностранные компании из-за введения санкций в 2014 году

| Проект | Участники | Описание |
|--|----------------------|--|
| Приновоземельские участки (скважина «Университетская-1») | Роснефть, ExxonMobil | ExxonMobil приостановила свое участие в шельфовых проектах из-за санкций. Ограничение для реализации проектов без иностранных компаний – отсутствие технологий и оборудования (и опыта) для работы на глубоководном шельфе. |
| Черное море (участок «Туапсинский прогиб») | Роснефть, ExxonMobil | |
| Западная Сибирь (баженовская свита) | Лукойл, Total | Total приостановила свое участие в проекте; в мае 2014 г. существовала договоренность о создании совместного предприятия, объем планируемых инвестиций за 2 года – 120-150 млн долл. Участие Total важно с точки зрения применения современных технологий гидроразрыва пласта. |

Источник – Аналитический центр по открытым данным

Уход иностранных партнеров из проектов автоматически привел к их остановке. Главная причина заключается в отсутствии у отечественных компаний опыта реализации подобных проектов, а также в необходимости применения при их реализации специальных технологий и оборудования. Важность и роль данных видов ресурсов в обеспечении стабильных объемов добычи в долгосрочной перспективе сложно переоценить. Ресурсы шельфа и трудноизвлекаемой нефти составляют весомую долю в структуре запасов и в перспективе должны обеспечить значительную долю в структуре добычи. В связи с этим развитие производства отечественного оборудования и услуг в сфере разведки и добычи нетрадиционной нефти и газа стало одним из главных направлений объявленного импортозамещения в нефтегазовой отрасли.

Отметим, что возможным решением проблемы ухода западных компаний из проектов по освоению нетрадиционных ресурсов могло бы стать приглашение компаний из Китая и Индии, заинтересованных в развитии ресурсной базы в России. Однако эти компании (как и российские) пока не обладают необходимым для полноценной разработки ресурсов комплексом опыта и технологий.

Импортозамещение в нефтегазовой отрасли: первые результаты ожидаются к 2020 году

Практически сразу после объявления секторальных санкций против российской нефтегазовой отрасли в 2014 году была начата разработка планов ускоренного развития отечественного производства по наиболее важным направлениям. В начале 2015 года Минэнерго России и Минпромторг России представили Планы по импортозамещению в ТЭК, а именно в отрасли нефтегазового машиностроения, энергетического машиностроения, нефтехимии и нефтепереработки. Эти Планы предполагают снижение зависимости от импорта к 2020 году (Таблица 6).

Таблица 6

Технологические направления импортозамещения в нефтегазовой отрасли

| Технологическое направление | Доля импорта в потреблении в 2014 году | Максимальная плановая доля импорта в потреблении к 2020 году |
|--|--|--|
| Нефтегазовое машиностроение и сервисные услуги | | |
| Технологии, техника и сервис эксплуатационных скважин, увеличение нефтеотдачи | 67-95% | 50-80% |
| Техника и технологии бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин | 60-83% | 45-60% |
| Технологии и оборудование, используемое для реализации шельфовых проектов | 80-90% | 60-70% |
| Технологии и оборудование для геологоразведки | 40-85% | 30-70% |
| Сервисные услуги в нефтегазовом секторе | 40-92% | 30-75% |
| Сжижение газа | | |
| Технологии сжижения природного газа | 50-67% | 40-55% |
| Нефтепереработка | | |
| Катализаторы для базовых процессов нефтепереработки | 60-100% | 20-45% |

Источник – Планы мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России

Разработка шельфа под угрозой

В настоящее время наибольшая зависимость от импорта (до 90–95%) наблюдается в сфере разработки шельфа, а также по технологиям и оборудованию для увеличения нефтеотдачи пластов. При этом развитие первого из этих направлений является

необходимой составляющей для обеспечения стабильных объемов добычи нефти и газа в долгосрочной перспективе, а второго — для недопущения резкого снижения производства на старых (традиционных) месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральского региона в кратко- и среднесрочном периоде. Что касается шельфа, то санкции могут повлиять на нефтегазовую отрасль уже в ближайшем будущем. Так, в августе 2015 г. стало известно, что санкции США, ограничивающие участие компаний в шельфовых проектах в России, распространяются и на Южно-Киринское месторождение (проект «Сахалин-3»), газ из которого предполагалось направить на действующий СПГ-завод на Сахалине с перспективой расширения мощностей. В результате компания Shell, ранее проявившая интерес к данному проекту, видимо, не сможет стать партнером «Газпрома». Отсутствие иностранного партнера в проекте может вынудить «Газпром» сдвинуть сроки его реализации или искать новых партнеров. Однако необходимо учитывать, что определяющим фактором для «Газпрома» при выборе партнера является не столько необходимость в привлечении инвестиций, сколько специализированные технологии и оборудование, которыми потенциальные партнеры из азиатских стран пока не обладают.

Отечественный нефтесервис нуждается в активизации развития

В постсоветский период резко возросла роль иностранных компаний в оказании нефтегазосервисных услуг в России; особенно она велика в сложных проектах — в шельфовых проектах услуги иностранных компаний составляют 90–95%. Данную ситуацию можно поменять за счет ряда долгосрочных мероприятий. Во-первых, необходимо обеспечить развитие отечественных технологий, чего можно достичь за счет более эффективного финансирования исследований и обеспечения внедрения их результатов на практике. Во-вторых, можно использовать опыт ряда зарубежных стран, которые на стадии развития собственной нефтесервисной отрасли устанавливали различные требования к нефтегазовым компаниям, как, например, необходимость использования отечественных технологий в любых проектах.

Выводы

- Санкции не оказали существенного влияния на текущие производственные показатели нефтяной и газовой отраслей за 2014 год и первую половину 2015 года, однако в случае их сохранения в долгосрочной перспективе ожидаются определенные проблемы с проектами на шельфе и с трудноизвлекаемой нефтью.
- Импортозамещение оборудования и технологий в нефтегазовой отрасли к 2020 году сможет снизить зависимость от импорта лишь частично, что создает необходимость поиска альтернативных внешних поставщиков.

По теме выпуска: В мире

Возвращение бумеранга секторальных санкций

Последствия секторальных санкций в отношении российского ТЭК для самих стран ЕС и США не имеют широкого резонанса и не создают критических проблем в связи с благоприятной для потребителей сырья конъюнктурой, однако негативные эффекты все же ощутимы. Зарубежные нефтегазовые компании относят российские проекты к зоне высоких рисков, а их суммарные потери могут превышать 5 млрд долл.

Эффекты секторальных санкций ЕС и США в отношении российского ТЭК рассматриваются в этих странах прежде всего с точки зрения их результативности как инструмента воздействия на российскую экономику и только во вторую очередь — с точки зрения их последствий для ТЭК остального мира.

Зарубежные исследования в ряде случаев подчеркивают действенность финансовых санкций в отношении российской нефтедобычи при меньших эффектах запретов в отношении передачи оборудования и технологий и даже конъюнктуры на рынке нефти. Норвежские эксперты Д. Фьертофт и И. Оверланд в своей работе, основные результаты которой были опубликованы в августе в Oil and Gas Journal¹, указывают на сложности с поддержанием достигнутого уровня добычи «Роснефтью», обеспечивающей свыше 40% добычи в стране, из-за недостатка инвестиций. Низкие цены на нефть при этом не играют критической роли с учетом фактора низких издержек «Роснефти», усиленного девальвацией рубля. Но при отсутствии доступа к кредитам и необходимости выплачивать имеющиеся долги возможности для инвестиций крайне малы, и из-за этого ожидается снижение добычи на 10–15 млн т к концу 2010-х годов относительно 2014 года с последующим ее восстановлением в лучшем случае, а в худшем сценарии возможно дальнейшее ее сокращение, достигающее 40 млн т к 2025 году. Впрочем, для стабильности мирового рынка с учетом имеющегося избытка предложения первый вариант представляется вполне приемлемым, тогда как второй вариант может обусловить проблемы только после 2020 года. В мартовском докладе Fitch также отмечалось, что кредитоспособность российских компаний устойчива к снижению цен на нефть до 55 долл./барр., однако при сохранении финансовых санкций невозможным

¹ Fjaertoft D., Overland I. Financial sanctions impact Russian oil, equipment export ban's effects limited // OGJ, 3 Aug. 2015.

становится полноценное инвестирование для поддержания добычи. Технологические санкции в краткосрочном периоде не играют существенной роли для добычи, но окажут влияние в среднесрочном периоде с учетом импортозависимости. Что же касается влияния снижения цен на нефть, то Fitch также отмечает, что оно, наряду с негативным воздействием на выручку компаний, обусловило девальвацию рубля, и с учетом традиционно низких по мировым меркам издержек российских вертикально интегрированных нефтяных компаний это позволило обеспечить достаточную операционную маржу и высокую конкурентоспособность отечественных производителей. Заметим, что поддержание низких издержек может быть довольно болезненным для поставщиков нефтяных компаний.

Такие оценки оправдывают сохранение финансовых санкций против российских компаний ТЭК для западных политиков, тем более что низкие цены на нефть позволяют пренебрегать угрозами для стабильности рынков энергоносителей вследствие недостатка инвестиций в российскую нефтедобычу. Вместе с тем, негативные последствия санкций в отношении российского ТЭК ощущаются западными (точнее, международными) топливно-энергетическими компаниями уже сейчас, и они довольно значительны (Таблица 7). В первую очередь речь идет о капиталовложениях западных «мейджоров» в российские предприятия.

Серьезные потери связаны с обесцениванием портфелей акций российских корпораций, принадлежащих международным «мейджорам». В первую очередь следует выделить ВР, контролирующую 19,75% акций «Роснефти», которая пострадала от санкций наиболее серьезно. За 2014 год акции «Роснефти» потеряли 54% стоимости. Безусловно, большую роль сыграло снижение цен на нефть, однако глобальный индекс интегрированных нефтегазовых компаний S&P снизился за тот же период лишь на 14%. «Остальные» 40 п. п. нельзя полностью списать на санкции против России, однако в месяце их введения — в июле 2014 г. — акции «Роснефти» резко подешевели на 15 п. п. (за базу взяты все те же показатели конца 2014 года). С учетом размера пакета во владении ВР эта компания оценила свои общие потери за 2014 год от снижения курса «Роснефти» на 54% в 8,6 млрд долл. Соответственно, потери вследствие санкций составили по меньшей мере 2,5 млрд долл. К середине августа 2015 г. акции «Роснефти» вслед за ценами на нефть вернулись к уровню начала года, поэтому дополнительных изменений не произошло.

Убытки понесла и Total, увеличившая свой пакет в «Новатэке» за 2014 год с 16,96% до 18,24%. «Новатэк» потерял 43% стоимости за 2014 год, в том числе 15 п. п. пришлось на месяц введения санкций, еще 15 п. п. можно отнести на потери отрасли в целом. Поэтому вероятно, что из 2,5 млрд долл. убытков от снижения курса акций «Новатэка»,

зафиксированных Total, по крайней мере 1 млрд долл. связаны с введением санкций. К августу 2015 г. положение «Новатэка» улучшилось, но прирост курса акций находится в пределах 10% относительно конца 2014 года.

Таблица 7

Влияние санкций на бизнес крупных зарубежных нефтегазовых компаний

| Компания | Активы в России в 2015 году | Комментарии в отчетности компаний |
|------------|---|---|
| ExxonMobil | «Сахалин-1» (30%), СП по освоению шельфа в Арктике и Черном море, СП по освоению сланцевой нефти Западной Сибири, Дальневосточный СПГ | Из-за санкций свернуты проекты в Арктике и Черном море, СП в Западной Сибири. Убытки могут достигнуть 1 млрд долл. |
| BP | 19,75% акций «Роснефти»; СП по освоению доманиковой свиты на Урале, планируется приобретение активов в Восточной Сибири, возможно в Западной Сибири | Стратегические инвестиции в «Роснефть» сохраняются с учетом соблюдения санкций. Возможности признать долю BP в производственных и финансовых результатах «Роснефти» могут быть ограниченными. Потери в 2014 году BP от снижения курса акций «Роснефти» на 54% (2014/2013) — около 8,6 млрд долл. (в августе 2015 г. котировки «Роснефти» находятся на уровне конца 2014 года) |
| Total | 18,64% «Новатэка»; проекты «Ямал СПГ» (20%), «Штокман» (25%), Харьягинское месторождение (СРП, 40%), Термокарстовое месторождение (49%), СП по освоению баженовской свиты | Пересматривается финансовый план «Ямал СПГ». Total получает разрешения на операции по российским проектам. Доля в месторождениях баженовской свиты передана «Лукойлу», доля в «Штокмане» — «Газпрому». Потери от снижения курса акций «Новатэка» на 43% (2014/2013) — около 2,5 млрд долл. (в августе 2015 г. курс акций «Новатэка» на 9% выше уровня конца 2014 г.) |
| Shell | Проекты «Сахалин-2» (27,5%), «Ханты-Мансийский нефтяной альянс» (50%), Салымская группа месторождений (50%) | Из-за санкций приостановлена деятельность по разработке сланцевой нефти в ХМАО и на Салымской группе |
| Statoil | Харьягинское месторождение (СРП, 30%), СП по освоению шельфа в Баренцевом и Охотском морях, СП по освоению доманиковой свиты в Поволжье, тяжелой нефти в ЯНАО | Сотрудничество по проектам продолжается, хотя они находятся в зоне риска. Statoil получает разрешения на операции по российским проектам |
| Eni | СП по освоению шельфа в Черном и Баренцевом морях, 50% «Голубого потока», 20% «Южного потока» | Работы в рамках СП приостановлены. Eni получает разрешения на операции по российским проектам, хотя они находятся в зоне риска. Доля в «Южном потоке» передана «Газпрому». Убытки Saipem, дочерней компании Eni, от остановки «Южного потока», оценены в 1,2 млрд евро |

Источник — Thomson Reuters Datastream, Intercontinental Exchange

ExxonMobil не имеет долей в российских компаниях, попавших под режим санкций, однако принимает активное участие в проектах, деятельность по которым теперь ограничивается, прежде всего в Арктике. При этом в соответствии с первоначальным планом именно ExxonMobil обеспечивает обширные инвестиции на ранних этапах освоения арктических участков. Ссылаясь на эти обстоятельства, ExxonMobil в годовой отчетности указывает на риски потери 1 млрд долл., с учетом того, что какая-либо отдача от этих инвестиций находится теперь под большим вопросом.

В зоне риска оказались и другие компании, в том числе Shell, Statoil, Eni, также ссылающиеся на приостановку проектов и необходимость получения дополнительных разрешений, хотя и не указывающие непосредственно на убытки. Отдельного внимания заслуживает ситуация с Saipem, дочерней компанией Eni, которая должна была заниматься строительством подводной части «Южного потока». Недополученные доходы компании вследствие отказа от этого проекта, пусть и не связанного непосредственно с санкциями, были оценены ею в 1,2 млрд евро.

Также риски возникают и у нефтегазового сервиса и поставщиков оборудования. По некоторым оценкам, стоимость ежегодно ввозимого нефтегазового оборудования, попавшего под режим санкций, достигает 1,2 млрд долл.² Соответственно, появляются сложности у использующих его зарубежных сервисных компаний — впрочем, и само их участие в новых российских проектах в тех зонах, которые оказались под ограничениями, находится под вопросом. Но, как показывает практика, у них есть правовые возможности использовать дочерние компании в других юрисдикциях для преодоления этих барьеров³.

В условиях турбулентности на сырьевых рынках и низких цен на энергоносители действующие санкции в отношении российского ТЭК нельзя считать приоритетной проблемой мировой энергетики и крупнейших компаний, как вследствие благоприятной конъюнктуры, так и в связи с их «ступенчатым» характером, подразумевающим постепенное наращивание ограничений, с учетом аккуратного отношения к собственным инвестициям. Но дальнейшее усиление санкций может стать опасным для мирового ТЭК. Перспективы этой ситуации наиболее точно отражены в отчете Eni за 2014 год: «...эскалация кризиса и наложенных санкций может привести к значительному нарушению мирового энергоснабжения и торговых потоков в глобальных масштабах».

² Farchy J. Russian oil: Between a rock and a hard place // Financial Times, 29 Oct. 2014.

³ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-02-17/sanctions-don-t-bar-oil-service-giants-bidding-in-russian-arctic>

Обсуждение: В России

Перспективы экспорта российской электроэнергии

В настоящее время Россия экспортирует 14,8 млрд кВт·ч, что составляет около 1,4% от объема выработки электроэнергии в стране. Однако к 2035 году объем экспорта электроэнергии, согласно [планам Минэнерго России](#), должен вырасти в восемь раз. Достижение заданной цели планируется осуществлять за счет развития сотрудничества со странами Европейского союза, бывшего Советского Союза и Восточной Азии. Каждое из трех указанных направлений характеризуется своими особенностями и трудностями, связанными с экономическими и политическими аспектами развития сотрудничества. Решения потребуют и общие для всех направлений проблемы – необходимость развития электросетевой и генерирующей инфраструктуры, а также установления высокого уровня доверия между партнерами, обусловленного технологическими особенностями отрасли и высокой социально-экономической значимостью электроэнергетики.

Текущая ситуация

Россия характеризуется рядом факторов, обуславливающих высокий потенциал страны в области экспорта электроэнергии. В первую очередь следует отметить существенный объем избыточных генерирующих мощностей (около 20 ГВт) при совокупном объеме установленной мощности всех российских электростанций 248 ГВт (четвертое место в мире после США, Китая и Японии). Еще одним важным преимуществом России в качестве потенциального крупного нетто-экспортера электроэнергии выступает географическое расположение страны и большое количество граничащих с ней стран — потенциальных импортеров электроэнергии. Тем не менее, на экспорт российской электроэнергии за последние несколько лет приходилось не более 2% от совокупного объема ее выработки и не более 0,5% от совокупного объема экспортных доходов (Таблица 8). Для сравнения: доля экспорта российской нефти в совокупном объеме ее производства и экспортных доходов в 2014 году составила 44,6% и 31% соответственно.

Таблица 8

Ключевые показатели трансграничной торговли электроэнергией в России в 2010-2015 годах

| Показатель | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 6 мес. 2014 | 6 мес. 2015 |
|---------------------------------|------|------|------|-------|-------|----------------|----------------|
| Производство, млрд кВт·ч | 1036 | 1052 | 1064 | 1051 | 1059 | 528 | 534 |
| Экспорт (Ех), млрд кВт·ч | 19,0 | 18,5 | 19,1 | 16,9 | 14,7 | 6,8 | 9,7 |
| Экспорт (Ех), млн долл. | 1025 | 1098 | 1019 | 913 | 738 | 357 | 396 |
| Импорт, млрд кВт·ч | 1,6 | 1,1 | 2,7 | 4,7 | 5,9 | 1,9 | 4,0 |
| Импорт, млн долл. | 42,4 | 45,4 | 77,8 | 134,1 | 296,4 | 49,8 | 171,7 |
| Чистый экспорт (Хп), млрд кВт·ч | 17,4 | 17,5 | 16,5 | 12,2 | 8,8 | 4,9 | 5,7 |
| Чистый экспорт (Хп), млн долл. | 983 | 1053 | 942 | 779 | 441 | 307,1 | 224,1 |
| Доля Ех в производстве, % | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,6 | 1,4 | 1,3 | 1,8 |
| Доля Хп в производстве, % | 1,7 | 1,7 | 1,5 | 1,2 | 0,8 | 0,9 | 1,1 |
| Доля Ех в экспортных доходах, % | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,2 |

Источник – Росстат, ФТС России

Более того, объем экспорта электроэнергии из России в последние несколько лет сокращался, а объем импорта, наоборот, увеличивался. Такая ситуация обусловлена несколькими факторами. Во-первых, следует отметить неблагоприятную конъюнктуру внешнего и внутреннего рынков (соотношение закупочных цен с учетом расходов на передачу и плату за мощность в России и цен реализации в Финляндии, странах Балтии и Казахстане). Во-вторых, большинство граничащих с Россией стран стремятся к обеспечению энергетической независимости (страны Балтии и СНГ), в том числе путем строительства собственных генерирующих мощностей. В-третьих, практически все целевые экспортные рынки характеризовались ростом конкуренции.

Перспективы

Сотрудничество со странами бывшего Советского Союза

Наиболее тесное сотрудничество в электроэнергетике Россия наладила со странами СНГ. Это обусловлено тем фактом, что энергетические системы указанных стран создавались в рамках единой электроэнергетической системы СССР и унаследовали от нее единые технические стандарты и достаточно развитые трансграничные мощности по передаче электроэнергии. Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы практически всех стран СНГ. Исключение составляют энергосистемы Таджикистана, Туркменистана и Армении.

Такая ситуация создает достаточно благоприятные условия для интеграционных процессов между странами региона в сфере электроэнергетики, а следовательно, и для увеличения торговых объемов. В настоящее время ведется работа по формированию общего электроэнергетического рынка (далее — ОЭР) Евразийского экономического союза (далее — ЕЭАС). Программа формирования ОЭР ЕЭАС должна быть разработана и утверждена до 1 июля 2016 г., а ее реализация должна быть завершена до 1 июля 2018 г. Далее будет заключен международный договор о формировании ОЭР, вступление которого в силу ожидается не позднее 1 июля 2019 г. Планируется, что полноценный ОЭР ЕЭАС будет сформирован до 2025 года вместе с запуском общих рынков нефти и природного газа ЕЭАС. Аналогичная работа в масштабе всего СНГ (в части развития нормативной правовой базы документов, регламентирующих параллельную работу электроэнергетических систем стран СНГ и нацеленных на формирование между ними ОЭР) ведется с середины 2000-х годов в рамках Электроэнергетического совета СНГ (далее — ЭЭС СНГ).

Что касается барьеров на пути наращивания экспорта российской электроэнергии в страны СНГ, то ключевым из них является характеристика региональных энергосистем, большинство из которых профицитны и обладают определенным экспортным потенциалом. В результате интеграционная активность на постсоветском пространстве будет способствовать развитию межгосударственной передачи электроэнергии на основе взаимовыгодных коммерческих поставок. Важным следствием интеграционного процесса станет также повышение надежности работы ЕЭС России с параллельно работающими энергетическими системами, в частности для повышения надежного электроснабжения приграничных регионов России.

Сотрудничество со странами Европейского союза

Развитие сотрудничества со странами Европейского союза можно разделить на два направления. Первое — стратегическое направление — касается решения амбициозной задачи по созданию «панъевропейского» энергетического пространства. В конце 2008 года завершилось совместное (Союз по координации передачи электроэнергии европейских стран (UCTE) и ЭЭС СНГ) выполнение детального ТЭО синхронного объединения энергосистем Европы и СНГ, работа над которым началась в 2003 году. Главным выводом данной работы является возможность практического осуществления синхронной работы указанных энергосистем, что, однако, потребует целого ряда технических, юридических и организационных мер. Работа по данному направлению

будет строиться на основе реализации трех «дорожных карт» по сближению экологических и рыночных условий двух регионов⁴.

Второе направление сотрудничества направлено на кратко- и среднесрочную перспективу. В настоящее время основными странами-импортерами российской электроэнергии в регионе выступают Финляндия (23,1% от совокупного объема экспорта российской электроэнергии) и Литва (21,9%). Такая ситуация обусловлена наличием технической возможности (синхронная работа с энергосистемой Литвы и использование вставки постоянного тока для передачи электроэнергии в Финляндию), а также балансовой потребностью энергосистем.

Основным фактором наращивания экспорта российской электроэнергии в Литву стал вывод из эксплуатации Игналинской АЭС в конце 2009 года (по требованию Евросоюза). В результате Литва превратилась из нетто-экспортера в нетто-импортера электроэнергии, в том числе из России. Дальнейшему наращиванию экспорта российской электроэнергии в страны Балтии будет способствовать ужесточение природоохранных требований в Евросоюзе⁵. Ожидаемые проблемы с достаточностью генерирующей мощности⁶ (далее — ДГМ) в регионе были отражены в прогнозах Европейского объединения операторов электрических сетей (ENTSO-E). Так, согласно консервативному сценарию от 2013 года показатель ДГМ в странах Балтии в 2020 году должен составить всего 1,2 ГВт, а с учетом соседней Польши, для которой эта проблема стоит наиболее остро, данный показатель составит -5,5 ГВт. В оптимистичном сценарии данные показатели равны 1,6 ГВт и -0,4 ГВт соответственно.

Основным сдерживающим фактором наращивания экспорта российской электроэнергии в страны Балтии является приоритетная для них реализация Плана по объединению рынков электроэнергии государств Балтийского региона (BEMIP). Более того, указанные страны рассматривают возможность выхода из ЕЭС/ОЭС России и стран СНГ и присоединения к европейской энергосистеме. Серьезным препятствием выступает высокая стоимость данного проекта при незначительном экономическом эффекте данной инициативы.

⁴ «Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ», «Дорожная карта по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» и «Дорожная карта энергетического сотрудничества России и Евросоюза до 2050 года.

⁵ Принятие в 2001 году обновленной Директивы по крупным топливосжигательным установкам (2001/80/ЕС), установившей предельно допустимые уровни выбросов диоксида серы, окислов азота и твердых частиц для установок мощностью свыше 50 МВт. Впоследствии положения данной директивы были ужесточены и включены в состав Директивы по промышленным выбросам (2010/75/EU), принятой в 2010 году.

⁶ Рассчитывается как разность общей резервной мощности и сезонной пиковой резервной мощности. Отрицательное значение означает дефицит пиковых сезонных мощностей и вероятную потребность в импорте.

Что касается Финляндии, то в последние годы данный рынок характеризовался неблагоприятной ценовой конъюнктурой, обусловленной погодными условиями (увеличением выработки на скандинавских ГЭС), а также укреплением межгосударственных связей между Финляндией и другими странами ЕС в регионе. В 2014 году Финляндия получила техническую возможность экспорта электроэнергии в Россию, обсуждение которой велось между странами с 2008 года. Ранее поставки электроэнергии могли осуществляться лишь из России в Финляндию. Первые объемы электроэнергии из Финляндии были поставлены в июне 2015 г. Ожидается, что фактические объемы и направление поставок электроэнергии будут определяться соотношением цен на рынках. Следует отметить, что в краткосрочной перспективе существенное влияние на привлекательность экспорта российской электроэнергии в Финляндию может оказать изменение курса рубля к евро. Так, в первом полугодии 2015 года ослабление курса рубля привело к росту поставок российской электроэнергии на 38% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Сотрудничество со странами Восточной Азии

Азиатское направление является наиболее перспективным из трех рассматриваемых в отношении наращивания экспорта российской электроэнергии, что обусловлено высокими темпами роста потребления электроэнергии в регионе. Основным импортером в регионе в настоящее время является Китай, получающий из России 3,4 млрд кВт·ч (23% от совокупного объема экспорта электроэнергии из России). В настоящее время техническую возможность экспорта электроэнергии в Китай обеспечивает комплекс межгосударственных линий электропередачи напряжением 110, 220 и 500 кВт, соединяющих энергосистемы Дальнего Востока и северо-восточных провинций Китая. В феврале 2012 г. подписан долгосрочный контракт с Государственной электросетевой корпорацией Китая на поставку 100 млрд кВт·ч в течение 25 лет. Постепенное увеличение объема поставок планируется осуществлять за счет строительства новых ТЭС, в первую очередь Ерковецкой ТЭС мощностью 8 ГВт, на базе угольных месторождений Дальнего Востока и Сибири, а также электросетей сверхвысокого и ультравысокого напряжения на территории России и Китая.

Потенциальными крупными импортерами российской электроэнергии в регионе могут стать также Япония (обеспечение поставок российской электроэнергии с о. Сахалин за счет строительства новой генерации и прокладки подводного кабеля пропускной способностью 4 ГВт), Южная Корея (ведутся технические расчеты осуществления поставок электроэнергии из Приморского края в объеме 4 ГВт) и КНДР (поставки электроэнергии из Приморского края в особую экономическую зону Расон).

Обсуждение: В мире

Страны Залива⁷: стратегии диверсификации

Диверсификация экономики нефтеэкспортирующих стран — традиционно один из ключевых ориентиров их экономической политики. В периоды снижения мировых цен на нефть и роста их волатильности диверсификация как направление повышения устойчивости национальной экономики к внешним шокам и вовсе выходит на первый план. Монархии Персидского залива, в числе которых крупнейшие мировые экспортеры нефти, декларируют усилия по диверсификации своих экономик уже не первое десятилетие. Какие стратегии они используют и насколько они успешны в свете текущих призывов МВФ к форсированию структурной перестройки экономик стран Залива?

Диверсификация экономики может иметь несколько измерений, но в качестве основного, как правило, выделяют снижение зависимости от экспорта ограниченного числа сырьевых товаров, цены или объемы которых подвержены частым колебаниям или долговременным спадам. Кроме того, доминирование сырьевого экспорта часто ассоциируется с ресурсным «проклятием» — как по линии «голландской болезни», так и по линии слабости институциональной среды. Диверсификация, проявляющаяся в структурной трансформации экономики от менее к более производительным видам деятельности, а также часто — в снижении роли государственного сектора, создает предпосылки для устойчивого долгосрочного роста и уменьшает зависимость от внешнеэкономической конъюнктуры.

Монархии Персидского залива — богатые страны с относительно низкой численностью населения, чье благополучие построено на обширных нефтяных запасах: на долю этих стран приходится почти 30% мировых запасов нефти, хотя распределены они неравномерно. Нефтяные запасы Бахрейна и Омана значительно скромнее, чем Саудовской Аравии, Кувейта и ОАЭ. В странах Залива нефтяная отрасль формирует от четверти до половины ВВП, свыше 65% их экспортных доходов и свыше 80% доходов бюджета (Таблица 9).

⁷ В данном случае под странами Залива понимаются страны Совета сотрудничества арабских государств Персидского залива: Бахрейн, Катар, Кувейт, ОАЭ, Оман и Саудовская Аравия.

Таблица 9

Зависимость экономик Персидского залива от нефтяной отрасли

| Показатель | Бахрейн | Кувейт | Оман | Катар | Саудовская Аравия | ОАЭ |
|--|----------------|-----------------|----------------|----------------|-------------------|----------------|
| Запасы нефти, 2013, млрд барр. (доля в мировых, %) | 0,1 (<0,1%) | 101,5 (6,0%) | 5,5 (<0,5%) | 23,9 (1,5%) | 265,9 (15,7%) | 97,8 (5,8%) |
| Доля углеводородов в ВВП, 2011, % | 24% | 45% | 41% | 46% | 50% | 32% |
| Доля углеводородов в бюджете*, 2011, % | 86% | 93% | 77% | 80% | 85% | 77% |
| Доля углеводородов от экспорта, 2011, % | 69% | 90% | 65% | 91% | 85% | 69% |
| Суверенный фонд, 2014, млрд долл. | 10,5 | 592 | 13 | 256 | 671,8 | 773** |
| ВВП на душу населения по ППС, 2013, долл. | 49 633 | 71 029 | 43 252 | 145 539 | 50 934 | 63 181 |
| Население***, млн чел. | 1,2 | 4,1 | 4,0 | 1,7 | 30,0 | 8,3 |
| Доля иностранных граждан, % | 51% | 69% | 43% | 86% | 32% | 89% |

Примечание: * В случае Катара учтены поступления от инвестиций Суверенного фонда (для остальных стран таких уточнений нет); ** Abu Dhabi Investment Authority; *** Последние доступные данные национальной статистики (2010-2014).

Источник – МВФ; SFW Institute

Страны Залива идут по пути диверсификации уже не первое десятилетие, и накопили здесь достаточно обширный опыт, который может быть интересен другим странам, экспортирующим природные богатства. Тем не менее, высокий уровень доходов, достигнутый этими странами к настоящему моменту, диктует свои особенности. Другой отличительной чертой этих стран является высокий процент иммигрантов в общей численности населения (и, соответственно, рабочей силы).

На длинном пути диверсификации экономик стран Персидского залива выделяют несколько этапов⁸. На первом этапе, который пришелся на нефтяной бум 1960–1970-х годов, мотивом к ней стало осознание исчерпаемости нефтяных запасов. Этот этап характеризовался ведущей ролью государственного сектора (и государственных компаний), импортозамещением, вертикальной интеграцией и

⁸ Например, Cherif R., Hasanov F. Soaring of the Gulf Falcons: Diversification in the GCC Oil Exporters in Seven Propositions / IMF Working Paper 14/177, 2014.

индустриализацией с упором на тяжелую промышленность. В странах Залива получили развитие энергоемкие и капиталоемкие производства: нефтехимия, производство удобрений, черная и цветная металлургия.

Второй этап диверсификации начался с падением нефтяных цен, когда все большее значение стало приобретать повышение устойчивости экономики к внешним шокам. В 1980–1990-е годы страны Залива оптимизировали государственные расходы и прибегли к мерам либерализации экономики. Тарифы и ценовое регулирование были снижены или отменены, а многие государственные предприятия приватизированы или закрыты. Промышленности, опирающейся на дешевое сырье и импортные полуфабрикаты, было трудно приспособиться к изменившимся условиям, и страны были вынуждены перейти от импортозамещения к более гибким подходам. Несмотря на девальвацию национальных валют, ощутимого расширения нефтяного экспорта не произошло — в отсутствие необходимой для этого промышленной базы.

Третий этап диверсификации экономик стран Залива связан с ростом нефтяных цен в 2000-е годы. Здесь показателен элемент контрцикличности, продемонстрировавший растущее понимание важности диверсификации даже при благоприятных внешних условиях. Возросшие доходы позволили монархиям Персидского залива увеличить инвестиции в инфраструктуру, социальную сферу и науку, а проведенная либерализация заложила основу для дальнейшего улучшения делового климата и привлечения зарубежных инвестиций. Страны возобновили усилия по продвижению энергоемких отраслей, где у них есть конкурентное преимущество, и сферы услуг, особенно финансовых, логистических и туристических.

Признавая наличие национальных особенностей стратегий диверсификации⁹, можно подчеркнуть ряд общих направлений государственной политики, к которым в большей или меньшей степени прибегали страны Залива:

- стремление к макроэкономической стабилизации, в том числе с помощью создания суверенных фондов;
- улучшение делового и инвестиционного климата: инвестиции в физическую инфраструктуру и совершенствование регуляторных рамок, включая создание зон свободной торговли;
- развитие социальной сферы и научно-технического потенциала: инвестиции в образование и здравоохранение, увеличение расходов на исследования и разработки;

⁹ В Бахрейне акцент сделан на финансовом секторе, в Катаре и ОАЭ — на секторе услуг и логистике, в Саудовской Аравии — на нефтепереработке и нефтехимии, а Оман опирается на развитие частнопредпринимательской активности.

- снижение прямого участия государства в экономике и стимулирование частнопредпринимательской активности (малого и среднего бизнеса);
- поддержка и продвижение отдельных отраслей национального хозяйства: энергоемких и капиталоемких, перерабатывающих, сферы услуг.

Реализация стратегий стран Залива по диверсификации национальных экономик получает смешанные оценки. С одной стороны, альтернативные отрасли действительно получили развитие, деловой климат был улучшен, торговля либерализована, уровни образования и здравоохранения повышены, финансовая система расширена. С другой стороны, этим странам так и не удалось создать динамичный несырьевой торгуемый сектор и достичь существенного прогресса в отношении количественной и качественной диверсификации экспорта¹⁰. Их пример — яркая иллюстрация того, насколько долог и труден может быть путь диверсификации сырьевой экономики¹¹.

К падению нефтяных цен 2014–2015 годов страны Персидского залива подошли со значительными финансовыми резервами, которые помогут им смягчить адаптацию к новым реалиям. Тем не менее, МВФ в [Региональном экономическом обзоре стран Ближнего Востока и Центральной Азии](#) от мая текущего года вновь призывает страны Залива к диверсификации, отмечая, что существующая модель с акцентом на государственных расходах и занятости местного населения в государственном секторе несостоятельна, и предлагая сосредоточить внимание на частной инициативе: создании стимулов для частного предпринимательства в несырьевых торгуемых секторах, приведение квалификации рабочей силы в соответствие с потребностями частного сектора и увеличение занятости местного населения в частном секторе. Следование этим рекомендациям обозначит переход к четвертому этапу диверсификации экономик стран Персидского залива.

¹⁰ Callen T. et al. Economic Diversification in the GCC: Past, Present, and Future / IMF Discussion Paper SDN/14/12, 2014.

¹¹ В качестве примеров успешной диверсификации нефтеэкспортирующих стран обычно приводят Мексику, Индонезию и Малайзию, но и они не бесспорны.

Ключевые события: Российский контекст

Доступ к недрам

Правительство установило возможность рассрочки разового платежа за пользование недрами. 6 августа 2015 г. было принято решение о предоставлении возможности уплаты разовых платежей частями, а именно: 20% в течение 30 дней и 80% не позднее истечения пяти лет со дня регистрации¹². Ранее разовый платеж осуществлялся при оформлении лицензии на пользование недрами в момент, когда месторождение полезных ископаемых находилось еще на начальной стадии освоения, поэтому такой режим создавал барьеры для вхождения в отрасль представителей малого бизнеса. Ожидается, что решение будет способствовать привлечению новых компаний в данную сферу, а также развитию инновационных технологий.

ВИЭ

Продлен срок действия программы поддержки ветрогенерации. В конце июля был продлен срок действия программы поддержки ветрогенерации на оптовом рынке электроэнергии¹³ с 2020 до 2024 года. Также обозначены предельные величины капитальных и операционных затрат на производство электроэнергии, установлены целевые показатели степени локализации производства оборудования, используемого при выработке электроэнергии с помощью возобновляемых источников энергии. Данная мера направлена на поддержание генерации электроэнергии на основе ВИЭ, на развитие сектора ветрогенерации и производства оборудования для ветроэнергетики.

Нефть и газ

США ввели санкции в отношении Южно-Кириинского месторождения. В начале августа США расширили секторальные санкции на Южно-Кириинское нефтегазовое месторождение в Охотском море. В случае отсутствия согласия со стороны органов власти США запрещается экспорт, реэкспорт, а также передача оборудования для данного месторождения. Напомним, что Южно-Кириинское месторождение является одним из самых крупных российских месторождений на шельфе: запасы газа составляют 636,6 млрд куб. м, газового конденсата — 97,3 млн т., кроме того, обнаружены запасы нефти. Введенные санкции могут привести к задержке реализации проекта по расширению мощностей СПГ-завода на о. Сахалин ввиду возможных сложностей разработки ресурсной базы проекта.

¹² [Постановление](#) Правительства России от 6 августа 2015 г. № 802.

¹³ [Распоряжение](#) Правительства России от 28 июля 2015 г. № 1472-р.

Новости: Российский обзор

Нефтегазовый сервис

Роснефть приобретает нефтесервисную компанию. 20 августа 2015 г. «Роснефть» завершила сделку о приобретении 100% долей дочернего предприятия Trican Well Service Ltd. — компании «Трайкан Велл Сервис», которая в России оказывает услуги по использованию высокотехнологичных систем закачки с целью повышения нефтеотдачи пластов. Данный шаг должен способствовать повышению экономической и производственной эффективности в значимом сегменте деятельности «Роснефти» — разработке запасов нефти и газа. Кроме того, приобретение нефтегазосервисной компании позволит получить доступ к передовым технологиям в данной сфере.

Напомним, что в 2000-х годах из состава вертикально интегрированных нефтяных компаний стали выделяться сервисные активы, после чего последовал процесс увеличения присутствия иностранного капитала в секторе нефтегазосервиса. Но введенные в 2014 году санкции сильно ограничили доступ российских нефтегазовых компаний к зарубежным технологиям сектора нефтегазосервисных услуг. Это привело к пересмотру российскими нефтегазовыми компаниями политики в области нефтегазосервиса, а именно к наращиванию собственных активов в данном секторе. В 2014 году «Роснефть» приобрела «Оренбургскую буровую компанию» и нефтесервисные активы компании Weatherford в России и Венесуэле. Таким образом «Роснефть» расширила свои возможности в сегментах бурения и ремонта скважин.

Нефтегазопереработка

«Газпром» и СИБУР договорились о совместном строительстве Амурского ГПЗ.

В конце июля 2015 г. «Газпром переработка Благовещенск» («Газпром») и «НИПИГазпереработка» (НИПИГАЗ, СИБУР) пришли к соглашению о партнерстве по проектированию и строительству Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ). НИПИГАЗ имеет опыт управления строительством предприятий нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей, поэтому его участие важно для проекта.

Ожидается, что Амурский ГПЗ станет самым крупным в России заводом по переработке природного газа (проектная мощность составит до 49 млрд куб. м в год), сырье на который будет поступать по газопроводу «Сила Сибири». Кроме того, на заводе будет осуществляться производство гелия. СИБУР также рассматривает возможность строительства предприятия по глубокой переработке углеводородов, который предполагается связать с Амурским ГПЗ.

Новости: На пульсе мировых тенденций

Сланцевая революция

Великобритания ускоряет развитие добычи сланцевого газа. В середине августа правительство Великобритании наделило Министерство по делам общин и местного самоуправления правом вмешаться в процесс рассмотрения местными властями заявок на разведку и добычу газа из сланцевых месторождений в случае, если, по мнению Министерства, процедура неоправданно затягивается или заявка необоснованно отклоняется. Правительство планирует таким путем гарантировать нефтегазовым компаниям быстрое принятие решения по проекту и оградить их от предвзятого отношения местных властей. Правила выдачи разрешений было решено изменить после участвовавших случаев заморозки сланцевых проектов из-за позиции местных органов власти в ряде регионов страны. Кроме того, начались активные действия в рамках 14-го лицензионного раунда Берегового лицензирования, который состоялся в период с 28 июля по 28 октября 2014 г. 18 августа было объявлено о том, что первые 27 блоков официально были предложены компаниям. Многие из них содержат сланцевый газ. Вторая группа из 132 блоков, которые пока не прошли экологической экспертизы, будет распределена осенью. Тогда же произойдет и выдача лицензий.

Климатическая политика в мире

США готовятся к радикальному сокращению выбросов парниковых газов. В начале августа президент США Б. Обама представил доработанный «План чистой энергетики», согласно которому американские электростанции к 2030 году должны будут сократить выбросы парниковых газов на 32% от уровня 2005 года, что является более высокой целью, чем предполагалось в предыдущих вариантах документа. В результате реализации плана доля угля в производстве электроэнергии в США может сократиться к 2030 году с 39 до 27%. Роль природного газа в генерации электроэнергии существенно не изменится, а основной прирост мощностей должны обеспечить ВИЭ — до 30% в генерации электроэнергии к 2030 году. План предусматривает схему, при которой каждому штату будет назначена квота планируемых сокращений парниковых выбросов и прописан план действий. Руководства 15 штатов уже выступили с заявлением, что выполнить подобные цели в установленные сроки будет крайне сложно и в случае необходимости они готовы защищать свои права в суде. Аналогичным образом поступят и угольные компании, которые уже пытались обращаться в суд в апреле текущего года. Существующая конфигурация Конгресса, где большинство формируют республиканцы, традиционно критически относящиеся к наложению подобных ограничений в бизнесе, также обещает стать серьезным препятствием в реализации плана.

Новости: Мировой обзор

Европа

Во Франции принят закон об энергетическом переходе. Во второй половине июля французские законодатели окончательно утвердили законопроект, определяющий стратегию долгосрочного развития энергетики страны. Обсуждение законопроекта шло с осени прошлого года. Наиболее жаркие споры вызвал пункт, предусматривающий снижение доли атомных электростанций в выработке электроэнергии с нынешних 75% до 50% к 2025 году. В итоге авторам законопроекта удалось его отстоять, и он вошел в итоговую версию закона. Однако из текста исключили жесткие требования по закрытию некоторых существующих АЭС, оставив лишь ограничение по суммарному уровню мощностей АЭС на текущем уровне — 63,2 ГВт. По другим параметрам развития энергетики документ содержит не менее революционные изменения. Согласно плану, Франция снизит эмиссию парниковых газов на 40% к 2030 году и на 75% к 2050 году относительно уровня 1990 года. Для этого будут разработаны меры по повышению энергоэффективности. Благодаря им к 2050 году в стране планируется сократить энергопотребление в два раза относительно уровня 2012 года. Кроме того, доля ВИЭ в энергобалансе страны должна достигнуть 32% к 2030 году. Однако конкретных планов и мер по достижению каждого из целевых показателей пока нет. Также закон содержит план по повышению углеродного налога. Уже в 2016 году он вырастет с 14,5 до 22 евро за тонну CO₂-эквивалента. В 2020 году он будет составлять 56 евро, а в 2030 году — 100 евро.

Азиатско-Тихоокеанский регион

Япония возвращается к атомной энергетике. В середине августа в японской префектуре Кагосима был запущен первый реактор АЭС «Сэндай» мощностью 890 МВт. В октябре планируется запустить и второй реактор АЭС. Напомним, что после катастрофы на АЭС «Фукусима-1» в марте 2011 г. руководство Японии приняло решение временно приостановить действие всех 48 атомных реакторов, которые вырабатывали около 30% электроэнергии в стране. Последний ядерный реактор был остановлен в сентябре 2013 г. В июне 2013 г. были введены новые стандарты безопасности. Сейчас на соответствие им проходят проверку 25 реакторов на 15 АЭС. В июле текущего года Министерство экономики, торговли и промышленности Японии утвердило стратегию, согласно которой к 2030 году на АЭС должно вырабатываться 20–22% от общего объема генерации электроэнергии в Японии. В связи с этим решением в стране прошли акции протеста.