



International  
Energy Agency

# *Россия-2014*

Детальный обзор  
энергетической политики



International  
Energy Agency

---

# *Россия-2014*

---

Детальный обзор  
энергетической политики

## МЕЖДУНАРОДНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО

В компетенцию МЭА с момента основания и до сегодняшнего дня входят два направления деятельности: поддержка энергетической безопасности стран-членов путем коллективного реагирования на перебои в поставках нефти, а также исследование и анализ путей обеспечения 28 стран – членов МЭА и других стран надежной, доступной и чистой энергией. МЭА осуществляет комплексную программу сотрудничества в области энергетики среди стран-членов, каждая из которых обязана иметь запасы нефти в объеме не менее 90 дней своего чистого импорта. Цели Агентства включают следующее:

- Обеспечение странам-членам организации доступа к надежным и достаточным запасам всех видов энергоносителей, в частности путем поддержания системы эффективного реагирования на чрезвычайные ситуации в поставках нефти и нефтепродуктов.
- Поддержка рациональной энергетической политики, стимулирующей экономическое развитие и охрану окружающей среды в глобальных масштабах, в частности в отношении уменьшения выбросов парниковых газов, которые вносят свой вклад в изменение климата.
- Повышение информационной открытости международных рынков энергоресурсов путем сбора и анализа данных.
  - Поддержка сотрудничества в мировых масштабах в сфере энергетических технологий с целью обеспечить поставки нефти в будущем и смягчить их влияние на окружающую среду, в том числе посредством повышения энергоэффективности, а также разработки и широкого использования низкоуглеродных технологий.
  - Решение глобальных энергетических проблем путем договоренностей и диалога со странами, не являющимися членами организации, промышленными предприятиями, международными организациями и другими заинтересованными сторонами.

### Страны-члены МЭА:

Австралия  
Австрия  
Бельгия  
Великобритания  
Венгрия  
Германия  
Греция  
Дания  
Ирландия  
Испания  
Италия  
Канада  
Люксембург  
Нидерланды  
Новая Зеландия  
Норвегия  
Польша  
Португалия  
Республика Корея  
Словацкая Республика  
США  
Турция  
Финляндия  
Франция  
Чешская Республика  
Швейцария  
Швеция  
Эстония  
Япония



Secure • Sustainable • Together

© OECD/IEA, 2014

**International Energy Agency**  
9 rue de la Fédération  
75739 Paris Cedex 15, France

Пожалуйста, обратите внимание, что использование и распространение этой публикации имеет особые ограничения.

Положения и условия изложены здесь:

<http://www.iea.org/termsandconditionsuseandcopyright/>

Европейская Комиссия  
также участвует в работе МЭА.

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

<b>1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И КЛЮЧЕВЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ .....</b>	<b>11</b>
Основные положения .....	11
Ключевые рекомендации.....	17
<b>ЧАСТЬ I АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ.....</b>	<b>19</b>
<b>2. ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА .....</b>	<b>21</b>
Общая информация о стране .....	21
Достижения и изменения в энергетическом секторе .....	31
Энергетическая политика. Вызовы и возможности.....	37
Оценка .....	47
Рекомендации.....	54
<b>3. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ.....</b>	<b>55</b>
Общий обзор .....	55
Конечное энергопотребление .....	56
Институциональная структура.....	58
Основные направления политики и меры .....	60
Оценка .....	71
Рекомендации.....	74
<b>4. ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА .....</b>	<b>77</b>
Общий обзор .....	77
Цели и задачи.....	78
Выбросы CO <sub>2</sub> , связанные с деятельностью энергетического сектора.....	80
Институциональная структура.....	83
Основные направления политики и меры .....	84
Воздействие изменения климата на энергетический сектор и меры по адаптации .....	91
Оценка .....	93
Рекомендации.....	95



<b>ЧАСТЬ II АНАЛИЗ СЕКТОРОВ .....</b>	<b>97</b>
<b>5. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ .....</b>	<b>99</b>
Общий обзор .....	99
Предложение .....	100
Импорт .....	119
Спрос .....	119
Система транспортировки газа .....	123
Структура рынка, регулирование и реформы .....	125
Оценка .....	146
Рекомендации .....	151
<b>6. НЕФТЬ .....</b>	<b>153</b>
Общий обзор .....	153
Предложение .....	154
Рыночная структура сегмента добычи .....	169
Спрос .....	173
Налогообложение .....	175
Нефтеперерабатывающие заводы .....	180
Инфраструктура .....	184
Экспорт нефти и нефтепродуктов .....	190
Оценка .....	199
Рекомендации .....	202
<b>7. УГОЛЬ .....</b>	<b>203</b>
Общий обзор .....	203
Предложение .....	204
Потребление .....	207
Экспорт .....	208
Основные вызовы российской угольной промышленности .....	211
Основные направления политики в угольной отрасли .....	216
Оценка .....	219
Рекомендации .....	220
<b>8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>223</b>
Общий обзор .....	223
Спрос и предложение .....	224
Институциональная структура .....	233
Устройство и регулирование рынка .....	234
Структура рынка .....	238
Электросетевой комплекс .....	240
Цены на электричество и налоги .....	252
Оценка .....	256
Рекомендации .....	263

<b>9. ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>265</b>
Общий обзор .....	265
Поставки и спрос .....	266
Политика и механизмы поддержки .....	272
Оценка .....	288
Рекомендации .....	292
<b>10. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>293</b>
Общий обзор .....	293
Ядерный потенциал .....	294
Институциональная структура и нормативно-правовая база .....	301
Структура ядерного энергетического комплекса Росатома .....	302
Начальная и конечная стадии ядерного топливного цикла: управление радиоактивными отходами, вывод АЭС из эксплуатации .....	305
Ядерная безопасность и регулирование .....	307
Образование и исследования .....	308
Оценка .....	308
Рекомендации .....	311
<b>11. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ .....</b>	<b>313</b>
Общий обзор .....	313
Поставки и спрос .....	314
Основные направления политики и законодательство .....	316
Проблемы модернизации: потенциал энергосбережения и качество услуг .....	324
Оценка .....	331
Рекомендации .....	335
<b>ЧАСТЬ III ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ .....</b>	<b>337</b>
<b>12. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ВНЕДРЕНИЕ .....</b>	<b>339</b>
Общий обзор .....	339
Основные направления политики .....	340
Международное сотрудничество .....	352
Оценка .....	354
Рекомендации .....	356
<b>ЧАСТЬ IV ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>357</b>
Приложение 1: Критерии оценки обзора .....	359
Приложение 2: Группа экспертов и процесс подготовки обзора .....	359
Приложение 3: Организации, которые посетила группа экспертов МЭА .....	361

## Список рисунков, таблиц, вставок

### РИСУНКИ

2.1	Карта России.....	20
2.2	Рост ВВП России и средние цены на нефти марки Urals, 2002-2013 годы.....	22
2.3	Торговый баланс России и его корреляция с ценами на нефть, 2002–2013 годы ...	23
2.4	Общее предложение первичной энергии в России, 1990–2012 годы .....	31
2.5	Отношение общего предложения первичной энергии к ВВП (энергоёмкость) России, Казахстана и отдельных стран – членов МЭА, 1990–2012 годы .....	32
2.6	Производство энергии по видам энергоресурсов, 1990–2012 годы.....	33
2.7	Основные зарубежные нефтегазовые проекты российских компаний (по состоянию на конец 2013 г.) .....	34
2.8	Общее конечное потребление в промышленном секторе, 1990–2012 гг. ....	39
2.9	Сравнение ОППЭ на душу населения, 1990–2012 гг.: Россия, Казахстан и некоторые страны – члены МЭА.....	40
2.10	Общее конечное потребление энергии, 1990–2011 гг.....	41
3.1	Общее конечное энергопотребление по секторам и по источникам, 1990–2012 гг... ..	57
4.1	Выбросы CO <sub>2</sub> по видам топлива, 1990–2012 годы.....	81
4.2	Выбросы CO <sub>2</sub> по секторам, 1990–2012 годы .....	82
4.3	Выбросы CO <sub>2</sub> сектора энергетики на единицу ВВП в России и отдельных странах – членах МЭА, 1990-2011 годы.....	83
5.1	Добыча газа ведущими российскими компаниями, 2007–2013 гг.....	101
5.2	Прогнозы добычи газа в России до 2030 г. ....	118
5.3	Объемы импорта газа ОАО «Газпром», 2006–2012 гг.....	119
5.4	Объемы внутреннего потребления газа в России, 2005–2013 гг.....	120
5.5	Потребление природного газа по секторам экономики, 1990–2012 гг. ....	121
5.6	Потребление природного газа по секторам, 2012 г. ....	122
5.7	Цены на газ для промышленности в России и странах – членах МЭА, 2013 г.....	132
5.8	Цена на газ для промышленности в России и отдельных странах – членах МЭА, 2000–2013 гг. ....	133
5.9	Динамика общего экспорта ОАО «Газпром» в страны бывшего СССР и дальнего зарубежья в 2007–2013 гг. ....	136
5.10	Динамика экспорта ОАО «Газпром» на его ключевые экспортные рынки, 2006–2013 гг. ....	136
5.11	Новые проекты экспорта газа на Дальнем Востоке .....	142
6.1	Совокупная добыча жидких углеводородов в России в 2002–2013 гг.....	155
6.2	Геологическая структура трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири (сравнительно с коллекторами в песчаниках).....	160
6.3	Структура российской нефтедобычи по компаниям, 2013 г.....	172
6.4	Динамика добычи сырой нефти и газоконденсата ведущими российскими нефтяными компаниями за 2000–2013 гг. ....	172
6.5	Спрос на нефть по секторам, 1990–2012* гг. ....	173
6.6	Обзор текущих уровней налогообложения традиционной нефти .....	176
6.7	Нефтепродуктопроводы «Транснефти» .....	185
6.8	Система нефтепроводов «Транснефти» .....	186
6.9	Российский экспорт нефти и нефтепродуктов (млн т) и доля экспорта в суммарной добыче жидких углеводородов, 2000–2013 гг.....	191

6.10	Экспорт сырой нефти ведущими компаниями России, 2004–2012 гг. ....	191
6.11	Экспорт нефтепродуктов ведущими компаниями России, 2004–2012 гг. ....	191
6.12	Потоки по основным направлениям экспорта, январь 2009 г. – январь 2014 г. ....	193
7.1	ОППЭ угля по секторам потребления, 1990–2012 гг. ....	205
7.2	Угольные бассейны в России .....	206
7.3	Кривая стоимости добычи экспортируемого российского энергетического угля .	213
7.4	Расходы ФОБ на энергетический уголь из портов Восточный и Балтийск, 2010 – май 2013 .....	214
7.5	Возраст российских электростанций, работающих на угле .....	218
8.1	Производство электроэнергии по источникам, 1990–2012 гг. ....	224
8.2	Установленные мощности в электроэнергетике ключевых мировых экономик по видам топлива, 2012 г. ....	225
8.3	Производственные мощности российской энергетической системы, 2012 г. ....	226
8.4	Потребление электроэнергии по секторам, 1990–2012 гг. ....	229
8.5	Тенденции и факторы, влияющие на выбросы углекислого газа (CO <sub>2</sub> ), ВВП и потребление электроэнергии, 1990–2012 гг. ....	229
8.6	Инвестиционные тенденции: установленный объем мощности в России, 2000–2012 гг. ....	230
8.7	Баланс спроса и потребления в российских энергетических системах в дни пикового потребления (21 декабря 2012 г.) .....	231
8.8	Возраст установленных тепловых электрогенерирующих мощностей в России в целом и отдельно для ГЭС. ....	232
8.9	Установленная мощность российских электрогенерирующих компаний .....	238
8.10	Крупнейшие ЛЭП и генерирующие мощности в России .....	243
8.11	Средняя оптовая цена на электроэнергию, руб. за МВт·ч .....	245
8.12	Зоны оптовых цен на электроэнергию .....	246
8.13	27 зон рынка мощности .....	248
8.14	Тенденции изменения цен на электроэнергию для конечного потребителя, 2001–2012 гг. ....	253
8.15	Затраты на электроэнергию, 2011 г. ....	253
8.16	Цены на электроэнергию в России и странах – членах МЭА, 2013 г. ....	255
9.1	Объемы производства ВИЭ в % от ОППЭ, 1990–2012 гг. ....	266
9.2	Объемы производства ВИЭ в % от ОППЭ в России и странах – членах МЭА, 2012 г. ....	267
9.3	Объемы производства электроэнергии на основе ВИЭ в % от общего объема выработки электроэнергии в России и странах – членах МЭА, 2012 г. ....	267
9.4	Ранжирование производства электроэнергии из разных источников ВИЭ по уровню затрат, первый квартал 2013 г. (долл. / 1 тыс. кВт·час) .....	270
9.5	Оценка средних инвестиционных затрат для солнечных PV систем в Италии .....	270
9.6	Оценка средних инвестиционных затрат на солнечную энергетику в Италии .....	271
9.7	Оценка затрат на производство электроэнергии ветряными турбинами на суше, 2006–2013 гг. ....	271
10.1	Установленная мощность АЭС в 2013 г. и планируемая установленная мощность АЭС в 2030 г. в соответствии с планами ПСЭ и планами нового строительства .....	299
10.2	Действующие, сооружаемые и планируемые к вводу в эксплуатацию до 2030 г. реакторы в России: географическое положение .....	300
10.3	Ядерный энергетический комплекс Росатома .....	302

## ТАБЛИЦЫ

2.1	Прогнозы ведущих международных организаций и Банка России относительно роста ВВП России на 2014–2015 гг. (на начало 2014 г.), % .....	22
4.1	Выбросы парниковых газов в млрд т эквивалента CO <sub>2</sub> .....	80
5.1	Распределение лицензий на освоение блоков российского шельфа, включая арктический шельф и шельф Черного и Азовского морей (по состоянию на 31 декабря 2013 г.).....	108
5.2	Основные геологоразведочные проекты с участием ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» и иностранных компаний .....	109
5.3	Оценки роста регулируемых оптовых цен на газ в 2014–2016 гг., % .....	132
5.4	Основные налоги в газовой промышленности и их характеристики.....	134
5.5	Основные российские СПГ-проекты – в стадии строительства или планируемые ....	144
6.1	Ключевые характеристики налога на добычу полезных ископаемых .....	177
6.2	Льготы по налогу на добычу полезных ископаемых для шельфовых ресурсов ....	178
6.3	Льготы по НДС для трудноизвлекаемых ресурсов .....	178
6.4	Ставки экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты.....	180
6.5	Льготы по экспортной пошлине для шельфовых месторождений .....	180
6.6	Характеристики крупнейших НПЗ России .....	183
6.7	Основные порты для экспорта нефти.....	189
6.8	Транспортировка нефти и экспорт нефти по системе ВСТО в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, 2013 и 2018 гг. ....	195
6.9	Ключевые нефтяные месторождения, нефть которых будет направляться в трубопровод ВСТО .....	196
7.1	Добыча угля в основных регионах (2013 г.) .....	205
7.2	Сравнение объемов импорта в основные импортирующие страны, 2007 и 2012 гг. ....	209
8.1	Нормативные значения резерва мощности в ЕЭС, %, 2013 г.....	231
8.2	Российская электрическая сеть, тыс. км.....	241
9.1	Целевые показатели установленной мощности объектов ВИЭ на период 2014–2020 гг. (МВт).....	276
9.2	Суммарное производство электроэнергии на основе ВИЭ, 2014–2020 гг. (МВт)...	276
9.3	Предельные величины капитальных затрат, установленных Распоряжением № 861-р для установок на основе ВИЭ, соответствующих сертификации (руб./кВт) .....	280
9.4	Целевые показатели степени локализации Распоряжения № 861-р .....	283
10.1	Ядерные реакторы, находящиеся в эксплуатации .....	295
10.2	Строящиеся ядерные реакторы .....	297
10.3	Ядерные реакторы, строительство которых запланировано до 2030 г. ....	298
10.4	Проекты сооружения ядерных реакторов, реализуемые за рубежом.....	303
12.1	Затраты на НИОКР ключевых энергетических компаний России .....	344

## ВСТАВКИ

2.1	Снижение энергоемкости необязательно свидетельствует об уменьшении потребления энергии в абсолютном выражении .....	38
3.1	Ориентация на энергоемкие отрасли промышленности: Китай, программы «Топ-1000» и «Топ-10000» .....	63

3.2	Разработка интегрированного подхода в энергетической политике для повышения энергоэффективности в зданиях: создание многосторонней основы этой политики в Германии .....	65
3.3	Переход к использованию природного газа как топлива для транспорта в России .....	68
3.4	Зарождающаяся деятельность ЭСКО в России .....	70
5.1	Российская система классификации запасов, последние изменения в ней и ее сравнение с международными стандартами .....	104
5.2	Решение вопросов транспортировки, техники безопасности и охраны окружающей среды при выполнении работ в Арктике .....	112
6.1	«Сланцевая революция» в России? Уроки США .....	163
6.2	Восемь российских ВИНК .....	170
8.1	Обеспечение возможности выбора для потребителей на рынках электроэнергии .....	251
9.1	Порядок расчета платы за мощность на оптовом рынке.....	284
10.1	Российский сектор атомной энергетики в цифрах .....	301
11.1	Продвижение когенерации: пример Великобритании .....	318
11.2	Стратегический подход к модернизации централизованного теплоснабжения и снижения спроса на отопление в зданиях.....	326
12.1	Наилучший опыт стран-членов ОЭСР в развитии НИОКР .....	343





## 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И КЛЮЧЕВЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

### ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Со времени последнего обзора энергетической политики России, проведенного Международным энергетическим агентством (МЭА) в 2002 г., российский топливно-энергетический комплекс (ТЭК) претерпел значительные изменения, особенно в области добычи, переработки, экспорта и транспортировки углеводородов. Инвестиции, направленные в разведку и добычу нефти и газа, позволили России сохранить ведущие позиции на мировом энергетическом рынке и роль ключевого глобального поставщика энергии. На фоне роста мировых цен на нефть, увеличения инвестиций и совершенствования технологий объемы добычи сырой нефти и особенно конденсата в России достигли исторического максимума. Были освоены новые нефтяные месторождения Восточной Сибири и начаты крупные экспортные поставки сырой нефти в Азию, главным образом в Китай, где растет спрос на российскую нефть. Благодаря модернизации действующих нефтеперерабатывающих предприятий и введению в эксплуатацию новых мощностей выросли объемы производства нефтепродуктов и улучшилось качество топлива в соответствии со спросом на растущем внутреннем рынке. Указанные изменения способствовали росту российской экономики в рассматриваемый период, модернизации экономики и ТЭК, а также повышению энергетической безопасности.

Диверсификация добычи и транспортировки газа приводит к постепенному замещению традиционных центров добычи газа новыми регионами и месторождениями. Другие компании, помимо ОАО «Газпром», в частности ОАО «НОВАТЭК» и все в большей степени ОАО «НК „Роснефть“», увеличили объемы добычи природного газа, получили доступ к газотранспортной системе, заняли значительную долю оптового рынка газа и консолидировали свои активы путем поглощений. ОАО «Газпром» играет ключевую роль в газоснабжении Европы: за последние 10 лет выросли объемы экспорта природного газа и была создана новая газотранспортная инфраструктура для экспорта. В настоящее время российские компании готовятся к увеличению поставок природного газа на быстрорастущие рынки Азии, в том числе в рамках партнерств с иностранными компаниями, что стало возможным вследствие частичной либерализации экспорта сжиженного природного газа (СПГ). Правительство Российской Федерации осуществило важный комплекс реформ в области налогообложения нефтегазового сектора, стимулирующих разработку и освоение нового поколения трудноизвлекаемых и труднодоступных запасов углеводородов. МЭА приветствует успехи, достигнутые в области либерализации газового рынка, особенно недавнюю частичную либерализацию экспорта СПГ.

Однако, несмотря на рекордно высокие объемы добычи жидких углеводородов (около 11 млн барр. в сутки) и высокий уровень цен на нефть (около 110 доллара США (долл.) за 1 барр. нефти марки Urals), российский нефтегазовый сектор исчерпал свой потенциал в качестве движущей силы стабильного и динамичного экономического роста. С конца 2012 г. темпы роста экономики замедлились до 1,5 %. Для сохра-

нения объемов добычи и экспорта нефти на текущем исторически высоком уровне России необходимо разрабатывать новые месторождения, максимально использовать потенциал добычи на зрелых месторождениях, повышать энергоэффективность транспортного сектора, а также переходить на использование газа на транспорте.

Глубокие реформы были также проведены в секторе электроэнергетики, они позволили добиться его успешной либерализации и привлечь инвестиции для постепенного обновления устаревающей инфраструктуры и удовлетворения растущего спроса. МЭА поддерживает дальнейшие усилия, направленные на завершение либерализации рынка электроэнергии. Инфраструктура в электроэнергетике и теплоснабжении устаревает и нуждается в срочной замене и модернизации. Это создает риски для энергетической безопасности страны особенно в теплоснабжении и обеспечении электроэнергией, а также для ее конкурентоспособности и благополучия.

Реформа системы централизованного теплоснабжения – сложная задача. Но это важнейший шаг к повышению безопасности теплоснабжения и привлечению инвестиций в модернизацию устаревающих генерирующих мощностей и сетей передач, а также к стимулированию инвестиций в когенерацию<sup>1</sup>. В настоящее время готовятся нормативно-правовые акты, но изменений последних лет недостаточно для решения стоящих перед страной задач.

В целом рынки природного газа, электроэнергии и тепловой энергии обладают нереализованным потенциалом повышения эффективности и качества, а также снижения цен и улучшения обслуживания конечных потребителей.

Показатели энергоёмкости экономики России улучшились с 2000-х гг., но по-прежнему превышают средний уровень стран – членов МЭА приблизительно в два раза, а в последние годы наблюдается тенденция их незначительного повышения. Российские энергоёмкие товары сталкиваются с растущей международной конкуренцией на внутреннем и внешнем рынках, особенно после повышения регулируемых оптовых цен на газ до уровня почти 100 долл. За 1000 м<sup>3</sup> в условиях роста цен на электроэнергию и недостаточности инвестиций в повышение энергоэффективности промышленного и жилищного секторов. Россия приступила к разработке политики и нормативно-правовой базы, направленных на реализацию высокого потенциала энергоэффективности – ключевой движущей силы, способной обеспечить модернизацию экономики и устойчивый рост при условии широкомасштабной реализации. МЭА особенно одобряет начатую в России работу над подготовкой масштабных и комплексных мер политики по регулированию спроса, в частности законодательство о повышении энергоэффективности. Однако эти необходимые политические и законодательные меры реализуются недостаточно своевременно, и поставленные цели вряд ли будут достигнуты в обозначенные сроки. Решительные и эффективные меры повышения энергоэффективности будут способствовать повышению конкурентоспособности российской экономики, ускорят ее диверсификацию, обеспечат рост экспорта энергетических ресурсов и укрепят безопасность энергоснабжения. Модернизация российской экономики и ТЭК во многом зависит от реализации огромного потенциала повышения энергоэффективности в промышленном, жилищном, транспортном секторах и особенно в секторах централизованного теплоснабжения и производства электроэнергии. В большинстве из них это может быть достигнуто с относительно низкими затратами.

---

1. Когенерацией называется совместное производство тепловой и электроэнергии.

И наконец, углеродоемкость российской экономики, измеряемая как объем выбросов углекислого газа (CO<sub>2</sub>) на единицу реального валового внутреннего продукта (ВВП), на 60 % выше среднего показателя стран – членов МЭА. По оценкам Правительства Российской Федерации, существуют широкие возможности для ограничения выбросов CO<sub>2</sub>, для чего необходимо разработать и внедрить эффективную комплексную стратегию с согласованной климатической и энергетической политикой с учетом того, что изменение климата может иметь негативные последствия для России. Развитие возобновляемой энергетики в России может стимулировать устойчивый экономический рост и обеспечить энергетическую безопасность, в особенности в отдаленных районах. Энергоэффективность также может стать основой сокращения и даже прекращения роста объемов выбросов парниковых газов.

Хотя уже разработан и применен ряд политических мер и мероприятий, направленных на модернизацию энергетического сектора и повышение его эффективности и устойчивости, требуются дальнейшие реформы. В энергетической политике России наступил переломный момент. Это касается как спроса, так и предложения, и их роли в экономике. Экономический спад, наблюдающийся сейчас в России, подтверждает необходимость реформ в экономической и энергетической политике, а также мер в области энергетической политики, направленных на повышение конкурентоспособности и стимулирование модернизации экономики. В настоящее время Россия располагает возможностями для ускорения реформ и превращения всего энергетического сектора, помимо нефтегазовой отрасли, в движущую силу динамичного и устойчивого экономического роста. Решение этих задач потребует крупные инвестиции в размере 100 млрд долл. в год на протяжении следующих 20 лет преимущественно из частных внутренних и иностранных источников. Создание благоприятной для инвестиций политической, нормативной, бюджетно-налоговой и правовой среды будет решающим фактором для быстрой модернизации энергетического сектора России.

## РЕФОРМЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ИНФРАСТРУКТУРУ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Повышение энергоэффективности может стать залогом успеха развития российской экономики, поскольку наблюдаемое неэффективное использование энергии в энергетическом секторе и в экономике в целом препятствует устойчивому и динамичному росту ВВП. Более того, устаревающая инфраструктура, особенно в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении, требует срочных инвестиций. Стимулирование инвестиций в модернизацию и повышение энергоэффективности может быть обеспечено за счет четырех ключевых мер.

### **Регулируемые тарифы, субсидирование и перекрестное субсидирование**

Цены на оптовом рынке газа для промышленных предприятий и на розничных рынках тепловой энергии, электроэнергии и газа по-прежнему регулируются. Регулируемые оптовые цены на газ достигли рыночного уровня или даже превысили его в близких к местам добычи районах, при этом независимые поставщики реализуют газ при несколько более низких ценах и получают прибыль. Однако в отдаленных районах регулируемые оптовые цены на газ не позволяют покрыть все издержки поставок, и ОАО «Газпром» остается единственным поставщиком. Низкие тарифы на розничном рынке делают поставки газа для жилищного сектора эконо-

мически непривлекательными для независимых компаний. В секторе теплоснабжения методы формирования тарифов/цен, уровни тарифов и срок действия регулируемых тарифов часто тормозят инвестиции в необходимую модернизацию.

Необходимо предпринять следующие шаги: постепенно повышать регулируемые тарифы для жилищного сектора в целях привлечения инвестиций в повышение энергоэффективности; ввести тарифы, способствующие инвестициям в модернизацию системы теплоснабжения, а также стимулировать конкуренцию на оптовом рынке газа по всей газотранспортной сети. Недавнее решение Правительства Российской Федерации заморозить регулируемые тарифы может краткосрочно ограничить инфляцию и поддержать конкурентоспособность, но посылает неверный сигнал с точки зрения энергоэффективности и может привести к уменьшению инвестиций в инфраструктуру и повышение энергоэффективности конечного потребления энергии. Для повышения конкурентоспособности российской промышленности Правительству Российской Федерации следует разработать меры по сокращению издержек производства. Более того, в секторах теплоснабжения, электроэнергетики и газа сохраняется перекрестное субсидирование. Правительство Российской Федерации разрабатывает необходимый пакет мер для прекращения этой практики. Отмена субсидий и перекрестного субсидирования является важнейшей мерой для устранения нарушений равновесия рынка и позволит рыночным механизмам стимулировать экономический рост и изменить поведение потребителей.

### **Разграничение социальной и энергетической политики и введение строгих требований к качеству услуг**

Правительству Российской Федерации следует устранить взаимозависимость социальной и энергетической политики и либерализовать, в частности, розничные тарифы на электроэнергию и газ, при этом обеспечив защиту наиболее уязвимых категорий потребителей посредством отдельных социальных выплат. Поэтапная реализация данного решения создаст правильные сигналы для поставщиков и конечных потребителей. В дополнение к социальным выплатам установка приборов учета даст возможность контролировать потребление энергии и потому поможет снизить ее стоимость для конечного потребителя, особенно при наличии программ улучшения показателей энергоэффективности зданий. Одновременно следует расширить требования к качеству оказываемых услуг и гарантировать их соблюдение, чтобы повысить доверие потребителей и стимулировать инвестиции со стороны поставщиков энергии, в частности в секторе теплоснабжения. Также ввести штрафы за неуплату.

По мере модернизации российской экономики все большее значение будут приобретать качество поставок, свобода выбора поставщиков розничными потребителями и их участие в принятии решений, главным образом в секторе централизованного теплоснабжения и распределения электроэнергии.

### **Приборы учета в системе централизованного теплоснабжения**

Достигнуты несомненные успехи в установке приборов учета электроэнергии, но главным препятствием для инвестирования в систему теплоснабжения остается недостаточное использование приборов учета тепловой энергии в жилищном секторе. Установка индивидуальных приборов учета в старых зданиях является дорогостоящей и технически сложной, зато быстрое развертывание по всей стране ав-

томатических измерительных и регулирующих подстанций в зданиях создаст благоприятные условия для инвестиций в инфраструктуру системы централизованного теплоснабжения. Это также приведет к оплате по фактическому потреблению и к лучшему качеству теплоснабжения с одновременным созданием стимулов для сокращения потерь в теплосетях.

### **Доступ к финансированию и налогово-бюджетные стимулы**

Ограниченный доступ к финансированию остается одним из главных вызовов. На мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности и на модернизацию системы централизованного теплоснабжения, из федерального бюджета выделяется недостаточно финансирования. Частные банки пока не предоставляют услуг, специально разработанных для осуществления инвестиций в энергоэффективные мероприятия в промышленном или жилищном секторах. И наконец, недостатки работы рынка могут быть эффективно компенсированы деятельностью государственного фонда, который предоставлял бы доступные кредиты и гарантии муниципальным и региональным органам власти, а также собственникам жилья.

Параллельно с этим другой важный инструмент, способный стимулировать инвестиции в повышение энергоэффективности и модернизацию инфраструктуры, в частности в жилищном и промышленном секторах, – это прогнозируемая налогово-бюджетная система, простая для понимания, с развитой системой стимулирования, известной и понятной для всех заинтересованных сторон.

## **ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ ЭФФЕКТИВНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И РЕАЛИЗАЦИИ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ**

Упорядочение и координация мер политики, более четкое установление приоритетов и направленность на реализацию задач будут способствовать скорейшему высвобождению огромного потенциала повышения энергоэффективности в России и принесут большие экономические и социальные выгоды.

За последние годы Россия добилась существенных успехов в принятии соответствующего базового законодательства, в частности повышения энергоэффективности или в отношении теплоснабжения, однако принципиальная задача заключается в реализации поставленных целей и задач. Как и во многих странах, координация политики многочисленных министерств, участвующих в реформировании, а также реализация мер, законодательства и нормативных актов часто связаны с трудностями. Необходимо подготовить, утвердить и скоординировать множество подзаконных и нормативных актов, обеспечить доступность информации, а также контролировать и обеспечивать реализацию поставленных целей, что требует кадровый и институциональный потенциалы. В сфере энергоэффективности или системы централизованного теплоснабжения существуют проблемы координации на федеральном уровне и между федеральным и региональным/местным уровнями, а также требующие решения задачи повышения уровня знаний и компетентности на региональном и местном уровнях. Основные участники должны иметь надлежащие полномочия, знать о возможностях, задачах и вариантах достижения своих целей, а также должны быть знакомы с передовыми средствами разработки и реализации оптимальных стратегий.

Также существует проблема непредсказуемости правовой базы, связанная с частыми изменениями задач и противоречивыми либо отсутствующими нормативными ак-



тами и вспомогательными правовыми нормами. Последнее, но не менее важное обстоятельство заключается в том, что зачастую недостаточно внимания уделяется реализации необходимых мер, мониторингу и контролю за исполнением, в частности в сфере энергоэффективности в жилищном и государственном секторах.

## ЭФФЕКТИВНЫЕ РЫНКИ

Ускоренная модернизация требует дальнейшего повышения эффективности энергетических рынков за счет стимулирования конкуренции и повышения прозрачности. В целях совершенствования институциональной основы необходимо предоставить Федеральной антимонопольной службе (ФАС России) дополнительные полномочия: функции надзора за ситуацией на розничном нефтяном рынке, а также в секторах электроэнергетики и газа, особенно в вопросах, связанных с доступом к инфраструктуре и защитой потребителей. Необходимо предоставить региональным энергетическим комиссиям (РЭК) ресурсы и полномочия для выполнения всех их обязанностей. Деятельность РЭК должна быть полностью прозрачной и подотчетной, в том числе в сфере установления тарифов на тепловую энергию. Необходимо усилить контроль за соблюдением законодательства и условий свободной конкуренции. В целом Правительству Российской Федерации следует рассмотреть потенциальную экономическую выгоду от дальнейшей приватизации предприятий и уменьшения доминирования государственных компаний. Госкомпании менее эффективны по сравнению с частными предприятиями и мешают свободной конкуренции и рыночной эффективности. Для повышения эффективности их деятельности потребуется как минимум строгий государственный аудит, улучшение системы отчетности и создание системы корпоративного управления в государственных и частных компаниях, представленных на рынке.

Эффективный рынок природного газа необходим для эффективного функционирования рынка электроэнергии, вырабатываемой в значительной мере на основе природного газа. Обеспечение свободного, равноправного и эффективного доступа к газотранспортной системе и честной конкуренции между ОАО «Газпром» и независимыми компаниями положительно скажутся на состоянии газового рынка.

Необходимо консолидировать реформы рынка электроэнергии с целью создания условий для успешного завершения его либерализации. В частности, следует довести до конца реформу корпоративного управления и розничного рынка, создать конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности. Благоприятные условия для конкуренции на оптовом и розничном рынках – неременная предпосылка для привлечения инвестиций в модернизацию, в частности в крупный парк теплоэлектростанций России (ТЭЦ).

## РАЗРАБОТКА НАИБОЛЕЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАПАСОВ И ИЗМЕНЕНИЕ СТРАТЕГИЙ ЭКСПОРТА

Объемы добычи и экспорта российской нефти в долгосрочной перспективе, вероятно, снизятся вследствие уменьшения объема добычи жидких углеводородов и роста внутреннего потребления.

Чтобы поддержать высокий уровень добычи жидких углеводородов и тем самым предотвратить спад, связанный с истощением зрелых месторождений Западной Сибири, необходимо следующее: разработка месторождений сланцевой нефти, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН), освоение новых месторожде-

ний в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в Арктике, как на суше, так и на шельфе. Из всего вышеперечисленного Правительство Российской Федерации меньше всего внимания уделяет вопросу повышения КИН.

Для привлечения необходимых инвестиций в разведку и добычу углеводородов Правительству Российской Федерации следует проводить гибкую и адаптивную политику в отношении уже проведенной налоговой реформы. Серьезного внимания заслуживают перспективы поэтапного перехода к налогу на прибыль. Нормативно-правовую базу, регулиующую участие иностранных компаний в совместных предприятиях, стоит дополнительно рационализировать для снижения рисков, облегчения получения кредитов, стимулирования принятия риска и доступа к объектам добычи для малого и среднего бизнеса.

Большой объем экспорта нефти и нефтепродуктов служит источником наполнения государственного бюджета и имеет большое значение для обеспечения мирового баланса нефтеснабжения. Для поддержания этого уровня Правительству Российской Федерации следует далее стимулировать использование газа в транспортном секторе, в частности на общественном и железнодорожном транспорте, а также в грузовых автомобильных перевозках.

Наконец, Россия имеет прекрасную возможность увеличения экспорта сетевого газа и СПГ, преимущественно на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, где спрос на газ растет наиболее интенсивно, учитывая удобное географическое расположение российских газовых месторождений. В целом надежный и своевременный подход к реализации наиболее рентабельных проектов послужит залогом успеха в развитии экспортных поставок природного газа в Азию. Правительству Российской Федерации совместно с компаниями целесообразно рассмотреть возможные коммерческие и финансовые выгоды в том, что касается увеличения доли на рынке, повышения доходов предприятий и налоговых поступлений в бюджет, которые могут быть получены за счет корректировки механизмов формирования цен на газ в долгосрочных контрактах.

## **КЛЮЧЕВЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ**

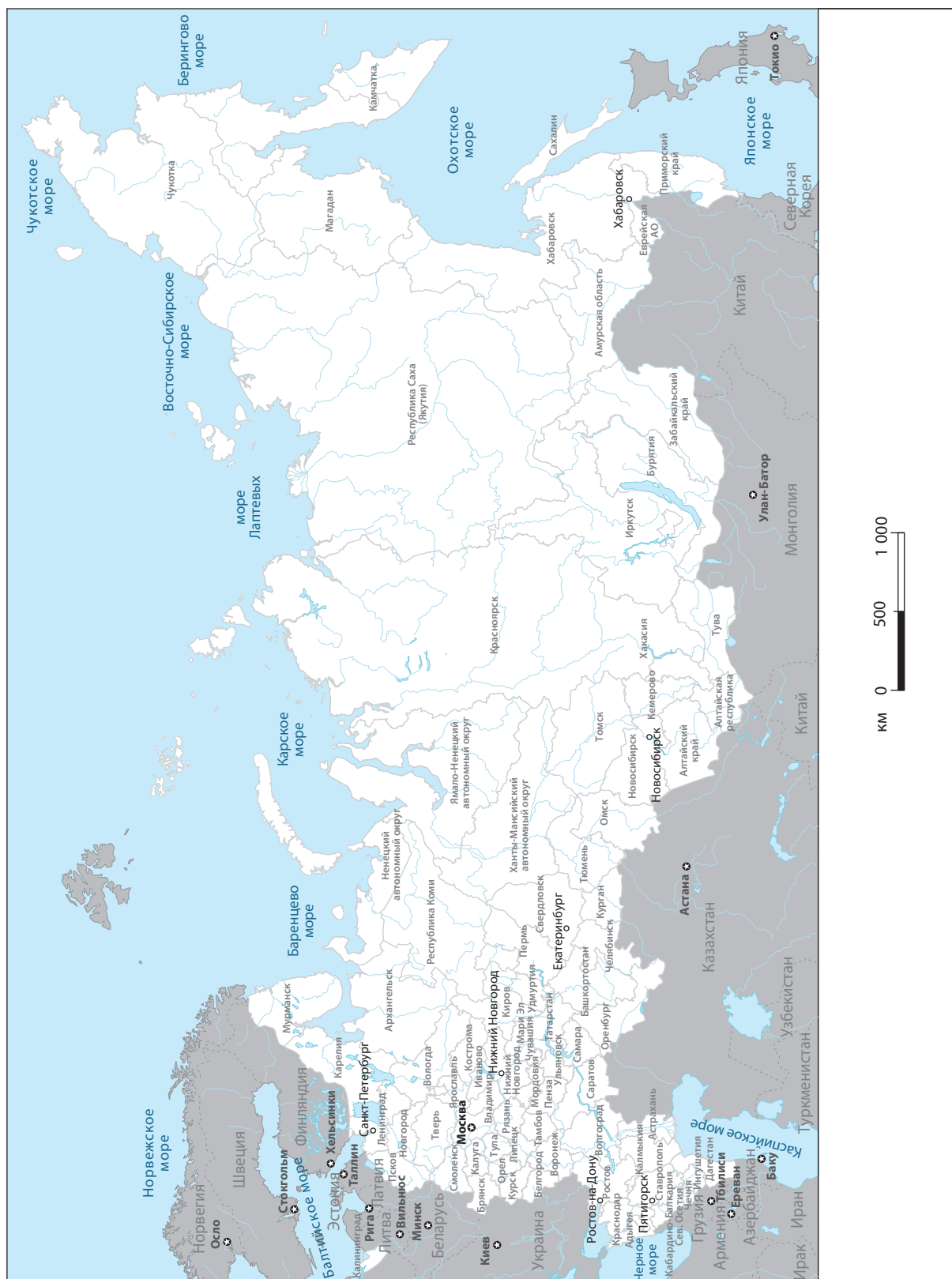
*Правительству Российской Федерации следует:*

- Рассмотреть вопрос о принятии комплекса мер по корректировке политики и реформ, направленных на стимулирование инвестиций в энергетическую инфраструктуру и повышение энергоэффективности, включая следующие: незамедлительный отказ от перекрестного субсидирования и постепенная отмена субсидий, повсеместное введение приборов учета в секторе теплоснабжения, облегчение доступа к финансовым ресурсам и применение соответствующих налоговых стимулов, особое внимание к качеству услуг в области энергоснабжения, устранение взаимосвязи между социальной и энергетической политикой.*
- Уделить особое внимание эффективному регулированию и практическому применению законодательных и нормативных актов за счет предоставления надлежащих полномочий и более оперативной координации деятельности федеральных органов власти и координации деятельности федеральных и региональных/местных органов власти, используя мониторинг и контроль за реализацией стратегий.*

- *Содействовать созданию более эффективных рынков энергии, в частности природного газа, нефти и электроэнергии, путем усиления конкуренции и рыночного ценообразования, ужесточения стандартов корпоративного управления и повышения прозрачности рынков.*
- *Обеспечить разработку наиболее рентабельных нефтегазовых ресурсов России, в частности с помощью методов повышения нефтеотдачи, а также принять меры по максимальному использованию экспортного потенциала нефти и газа, включая ускоренный переход на использование газа в транспортном секторе и адаптацию коммерческой экспортной стратегии.*

**ЧАСТЬ I**  
**АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ**

Рисунок 2.1 Карта России



Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

## 2. ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

### Основные данные (2012 г., предварительные)

**Общее производство энергии:** 1331,8 млн т н. э. (природный газ – 40,6 %, нефть – 39,1 %, уголь – 15,1 %, атомная энергия – 3,5 %, гидроэлектроэнергия – 1,1 %, биотопливо и отходы – 0,6 %), +27,3 % с 2002 г.

**Общее предложение первичной энергии (ОППЭ):** 747,4 млн т н. э. (природный газ – 51,8 %, нефть – 21,8 %, уголь – 17,3 %, атомная энергия – 6,2 %, гидроэлектроэнергия – 1,9 %, биотопливо и отходы – 1 %, геотермальная энергия – 0,1 %), +20 % с 2002 г.

**ОППЭ на душу населения:** 5,2 т н. э., +21,4 % с 2002 г.

**ОППЭ по отношению к реальному ВВП:** 0,34 т н. э. / 1000 долл. ВВП по ППС, –23,6 % с 2002 г.

**Производство электроэнергии:** 1069,3 ТВт·ч (природный газ – 49,1 %, атомная энергия – 16,6 %, уголь – 15,7 %, гидроэлектроэнергия – 15,5 %, нефть – 2,6 %, биотопливо и отходы – 0,3 %, геотермальная энергия – 0,1 %), +20,2 % с 2002 г.

**Производство электрической и тепловой энергии на душу населения:** 19,9 кВт·ч, +9,3 % с 2002 г.

**Производство электроэнергии на душу населения:** 7300 кВт·ч

## ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О СТРАНЕ

### ОБЗОР ПОЛИТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ

#### Энергетический сектор – опора экономики

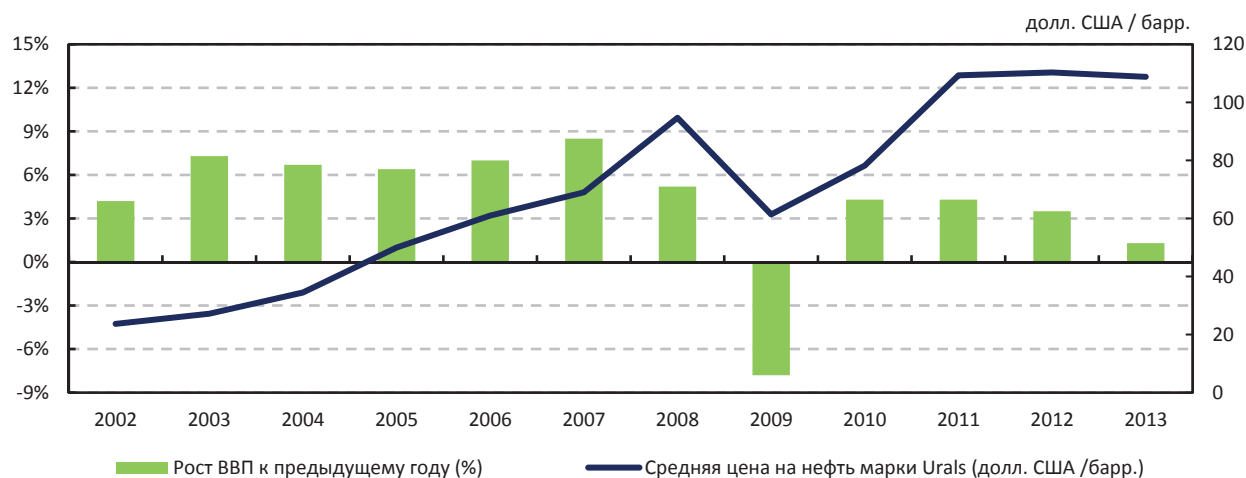
2000-е гг. стали для России десятилетием практически непрерывного активного экономического роста: в 2001–2012 гг. темпы экономического роста составляли в среднем 4,7 % в год, а в 2001–2008 гг. – 6,6 %. Однако в 2013 г. темпы роста экономики снизились до 1,3 % в год, несмотря на то, что цены на нефть марки Urals оставались на очень высоком уровне – около 110 долл./барр. Это подчеркнуло наличие фундаментальных препятствий для роста, требующих структурных экономических реформ, поскольку рост цен на нефть и увеличение ее добычи перестали быть движущей силой экономического роста, как это было в предшествующие годы (см. рис. 2.2 ниже).

Данная ситуация свидетельствует о низкой вероятности реализации прогнозов Правительства Российской Федерации, сделанных после мирового финансово-экономического кризиса, относительно устойчивого роста ВВП на 5 % в текущем десятилетии. Осенью 2013 г. Правительство Российской Федерации признало, что в 2014–2030 гг. темпы роста ВВП, вероятно, составят в среднем около 2,8 % в год. В прогнозах ведущих международных финансово-экономических организаций на 2014 и 2015 гг.



(см. табл. 2.1) подчеркивается, что возврат экономики к докризисному уровню едва ли возможен. Напротив, уровень роста российской экономики в будущем, вероятно, будет близок к средним показателям стран-членов Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), несмотря на то, что Россия является быстро развивающейся страной с богатыми ресурсами. Причины замедления экономического роста – вызовы в виде макроэкономических проблем краткосрочного и долгосрочного характера, устранение которых позволит России вернуться на путь стабильного и устойчивого экономического роста, а также меры, предпринимаемые Правительством Российской Федерации для разрешения данной ситуации, ОЭСР тщательно исследовала в своем докладе «Экономические обзоры ОЭСР: Российская Федерация – 2013»<sup>1</sup>.

**Рисунок 2.2** Рост ВВП России и средние цены на нефть марки Urals, 2002-2013 годы



Источники: Центральный банк России, [www.cbr.ru](http://www.cbr.ru); Росстат, [www.gks.ru](http://www.gks.ru).

**Таблица 2.1** Прогнозы ведущих международных организаций и Банка России относительно роста ВВП России на 2014–2015 гг. (на начало 2014 г.), %

	2014 г.	2015 г.
ОЭСР	0,5	1,8
Международный валютный фонд (МВФ)	0,2	1
Всемирный банк	1,1	1,3
Центральный банк Российской Федерации	от 1,5 до 1,8	от 1,7 до 2

Источники: ОЭСР ([www.oecd.org/newsroom/global-economy-strengthening-but-significant-risks-remain.htm](http://www.oecd.org/newsroom/global-economy-strengthening-but-significant-risks-remain.htm)); МВФ ([www.imf.org/external/np/ms/2014/043014a.htm](http://www.imf.org/external/np/ms/2014/043014a.htm)); Всемирный банк ([www.worldbank.org/en/news/press-release/2014/03/26/russian-economic-report-31](http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2014/03/26/russian-economic-report-31)); Центробанк России ([www.cbr.ru](http://www.cbr.ru)).

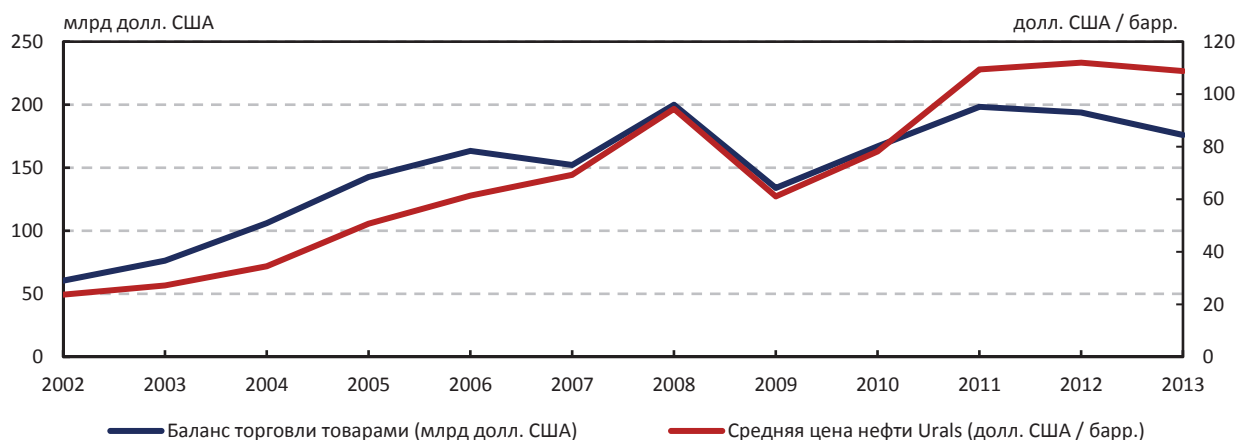
Замедление экономического роста можно объяснить различными причинами, такими как недостаточная производительность труда и капитала, неблагоприятный инвестиционный и деловой климат, демографические тенденции, недостаточный уровень экономической диверсификации, недостаточная эффективность государ-

1. Экономические обзоры ОЭСР: Российская Федерация – 2013. – Париж : ОЭСР, 2013.

ственного сектора, а также значительный отток капитала<sup>2</sup>. Однако ряд основных проблем связан непосредственно с энергетическим сектором, который играет ключевую роль в экономике страны.

Доля доходов от экспорта энергии в общем объеме экспорта в 2012 г. составила 70 % (из них 61 % приходится только на страны ЕС, хотя доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона должна увеличиться). Как показано на рис. 2.3, существует сильная зависимость между уровнем средних цен на нефть марки Urals и торговым балансом России, что отражает преобладающую роль экспорта нефти в общем объеме российского экспорта. За последние три года на фоне более высоких объемов импорта товаров широкого потребления, несмотря на высокие цены на нефть, профицит торгового баланса несколько снизился. В 2012 г. 50,2 % всех доходов государственного бюджета приходилось в основном на доходы от нефтяного сектора и в меньшей степени – от газового сектора (за счет налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), различных акцизных сборов и налога на экспорт). Данный показатель представляется особенно высоким, учитывая высокие цены на нефть и снижение курса рубля по отношению к доллару, наблюдаемое с начала 2014 г. В 2012 г. доля российского нефтегазового сектора в ВВП составляла 20 %<sup>3</sup>. При этом в 2000 г. на долю нефтяной отрасли приходилось около 8 % российского ВВП, 35 % доходов от международной торговли и порядка 20–25 % доходов федерального бюджета<sup>4</sup>.

**Рисунок 2.3** Торговый баланс России и его корреляция с ценами на нефть, 2002–2013 годы



Источники: Росстат, [www.gks.ru](http://www.gks.ru); Центральный банк России, [www.cbr.ru](http://www.cbr.ru).

В долгосрочной перспективе размер поступлений в бюджет из нефтяного сектора может снижаться относительно текущего уровня вследствие ряда факторов. Россия не может полагаться на тенденцию продолжительного роста цен на нефть, как в предшествующие годы, а к 2030 г. объем добычи нефти в России может сократиться на 10 % в сравнении с текущими показателями, объем экспорта – приблизительно на 20 %, а замещение значительной доли нефтедобычи на унаследованных со времен СССР месторождениях нефти новыми ресурсами, разработка которых является

2. Страновой доклад МВФ № 13/310. Российская Федерация, 2013 г. Консультации в соответствии со статьей IV. – URL: [www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2013/cr13310.pdf](http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2013/cr13310.pdf).

3. В зависимости от применяемого метода данный показатель может быть еще выше.

4. Анализ российской энергетики – 2002. – Париж : МЭА, 2002. URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/russia\\_energy\\_survey.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/russia_energy_survey.pdf).

гораздо более дорогостоящей, потребует крупных налоговых льгот, которые в значительной мере уже действуют. Доходы от газового сектора могут вырасти, учитывая высокую вероятность роста добычи и экспорта газа, а также в связи с потенциалом дальнейшего повышения НДС наряду с возможностью сбора налогов на газовый конденсат, производство которого растет. Несмотря на то что доля газа в общем объеме доходов от энергетического сектора пока остается низкой в сравнении с нефтью, в газовом секторе уже введены налоговые льготы, например на экспорт СПГ с Ямала. Данное положение может быть лишь отчасти сглажено ростом цен на нефть или сокращением размеров действующих налоговых льгот и отсрочек. В этих условиях России принципиально важно продолжать усилия по дальнейшей модернизации экономики, которая обеспечит рост налоговых доходов от других видов деятельности, помимо добычи нефти и газа. Тогда у Правительства Российской Федерации появится возможность обеспечить необходимую гибкость налогообложения и меры налогового стимулирования разведки и добычи, а также экспорта, что необходимо для развития этих отраслей.

Текущая экономическая ситуация также сильно повлияет на российские энергетические рынки с точки зрения объемов потребления и производства энергии. Она также демонстрирует конкретные проблемы экономики и энергетического сектора, которые будет необходимо решить в будущем. Это доказывает, что самой важной задачей в среднесрочной перспективе является обеспечение устойчивого экономического роста и что реформы энергетической политики тесно взаимосвязаны с модернизацией экономики в целом, поскольку успех последней невозможен без успешной реализации первых.

Существующие сегодня препятствия для экономического роста, связанные с неэффективным энергопотреблением и энергетическим рынком, могут стать перспективными возможностями и решениями для обеспечения устойчивого экономического роста в России. Основными условиями для этого являются: стимулирование конкурентоспособности и диверсификации экономики в процессе реализации потенциала повышения энергоэффективности страны, в частности потенциала энергоэффективности и инвестиций в модернизацию энергетики регионов; привлечение частных инвестиций в энергетическую инфраструктуру, которые позволят обеспечить энергетическую безопасность и экономический рост; содействие освоению наиболее конкурентоспособных нефтегазовых ресурсов для стабилизации уровня налоговых доходов и уровня добычи, а также поощрение рыночной конкуренции. Впечатляющие достижения, в частности в нефтяном, газовом, угольном и электроэнергетическом секторах, описанные ниже, необходимо подкреплять и дополнять столь же твердыми и долгосрочными обязательствами в сфере управления энергопотреблением.

## ТЕКУЩАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ

### **Институциональная структура**

В соответствии с Конституцией Российской Федерации Президент России является высшей инстанцией при принятии политических решений по ключевым стратегическим направлениям в сфере энергетики. Администрация президента также осуществляет контроль над крупными контрактами с участием российских государственных компаний.

Председатель Правительства Российской Федерации ответственен за разработку энергетической и экологической политики и ее реализацию при поддержке своих заместителей, ответственных за экономику и энергетику и осуществляющих координацию и контроль за реализацией политики в области энергетики. Председатель Правительства назначает основных представителей Правительства Российской Федерации в советы директоров и аудиторские комитеты государственных компаний. Он также назначает руководителей российских государственных компаний.

Министерство энергетики Российской Федерации<sup>5</sup> выполняет функции по разработке и реализации политики в нефтегазовой отрасли, в области энергоэффективности и систем централизованного теплоснабжения в больших городах, в угольной отрасли, в области производства электроэнергии и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а также осуществляет контроль за инвестиционными программами Федеральной сетевой компании. Российское энергетическое агентство<sup>6</sup> Министерства энергетики (РЭА) было создано в декабре 2009 г. в целях реализации программы повышения энергоэффективности и снижения энергоемкости экономики на период до 2020 г. Агентство имеет многочисленные региональные представительства и выполняет функции по обмену информацией и повышению уровня компетентности кадров, а также осуществляет координацию политики на местном уровне и экспертный анализ.

Другие министерства Российской Федерации, участвующие в формировании энергетической политики, перечислены ниже.

- Министерство финансов Российской Федерации<sup>7</sup> ответственно за налогообложение в сфере разведки, добычи и экспорта углеводородов, а также за налогообложение предприятий.
- Министерство экономического развития<sup>8</sup> Российской Федерации играет ведущую роль в формировании политики в сфере энергоэффективности, а также в составлении прогнозов развития социально-экономической и энергетической сфер. Кроме того, министерство координирует деятельность в области энергетических технологий, инноваций и в рамках технологических платформ.
- Министерство промышленности и торговли<sup>9</sup> Российской Федерации ответственно за энергоэффективность в промышленности.
- Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации взяло на себя основные функции Министерства регионального развития Российской Федерации и ответственно за вопросы, связанные со строительством, архитектурой, коммунальными услугами, включая централизованное теплоснабжение<sup>10</sup>.
- Министерство транспорта Российской Федерации<sup>11</sup> ответственно за энергоэффективность в транспортном секторе и качество топлива.

---

5. URL: [www.minenergo.gov.ru](http://www.minenergo.gov.ru).

6. URL: [rosenergo.gov.ru](http://rosenergo.gov.ru).

7. URL: [www.minfin.ru/en](http://www.minfin.ru/en).

8. URL: [www.economy.gov.ru](http://www.economy.gov.ru).

9. URL: [www.minpromtorg.gov.ru/eng](http://www.minpromtorg.gov.ru/eng).

10. URL: [www.minregion.ru/eng](http://www.minregion.ru/eng).

11. URL: [www.mintrans.ru](http://www.mintrans.ru).

- Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации<sup>12</sup> занимается регулированием использования природных ресурсов, в том числе недр; выдачей лицензий и проверкой соблюдения законодательства, а также осуществлением соответствующего надзора через Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра); регулированием в сфере геологоразведки и добычи, охраны и мониторинга окружающей среды и ресурсов через Федеральную службу по надзору в сфере природопользования, Федеральное агентство водных ресурсов, Федеральную службу по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и Федеральное агентство лесного хозяйства; а также вопросами изменения климата.
- Министерство образования и науки Российской Федерации<sup>13</sup> ответственно за политику в сфере образования, науки и технологий, включая политику в области инноваций в энергетическом секторе.

Комиссия по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности при Президенте России также участвует в разработке энергетической политики. В нее входят представители крупных нефтяных, газовых и электроэнергетических компаний, а также руководители ключевых министерств, ведомств и государственных органов надзора за энергетическим рынком. Комиссия определяет основные направления и координирует политику в области энергетики, и ее внимание сосредоточено в основном на стратегически важных вопросах энергоснабжения.

Кроме того, существует Правительственная комиссия по вопросам топливно-энергетического комплекса, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики, которую возглавляет заместитель председателя Правительства Российской Федерации, ответственный за энергетику. Она осуществляет оперативное руководство и координацию деятельности федеральных органов исполнительной власти в различных отраслях, таких как сельское хозяйство, транспорт, энергетика и охрана окружающей среды. Комиссия занимается в основном оперативными вопросами.

Государственная дума Федерального Собрания Российской Федерации занимается разработкой законодательства в сфере энергетики. В рамках Государственной думы функционируют несколько соответствующих комитетов<sup>14</sup>: Комитет по энергетике, Комитет по природным ресурсам, природопользованию и экологии и Комитет по жилищной политике и жилищно-коммунальному хозяйству.

Важную роль также играет ряд регулирующих органов, в том числе:

- Федеральная служба по тарифам (ФСТ России)<sup>15</sup> устанавливает транспортные тарифы, а также тарифы на передачу и распределение электроэнергии. На региональном уровне ФСТ России устанавливает предельные тарифы на электроэнергию, тариф на транспортировку газа, оптовые тарифы на природный газ для промышленного и электроэнергетического секторов. Тарифы на электроэнергию для жилищного сектора и муниципалитетов устанавливаются на местном

---

12. URL: [www.mnr.gov.ru/english](http://www.mnr.gov.ru/english).

13. URL: [минобрнауки.пф/static/ministry\\_eng.html](http://минобрнауки.пф/static/ministry_eng.html).

14. URL: [www.duma.gov.ru/structure/committees](http://www.duma.gov.ru/structure/committees).

15. URL: [www.fstrf.ru/eng](http://www.fstrf.ru/eng).

уровне региональными энергетическими комиссиями (РЭК) по схеме, определяемой ФСТ России.

- Федеральная антимонопольная служба (ФАС России)<sup>16</sup> ответственна за мониторинг и контроль в области конкуренции.
- Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)<sup>17</sup> ответственна за регулирование и надзор за безопасностью в секторах атомной энергетики, добычи полезных ископаемых, промышленности и гидроэнергетики.
- Федеральная служба государственной статистики (Росстат) ответственна за сбор данных и подготовку ежегодных балансов в области энергетики<sup>18</sup>.

На региональном уровне<sup>19</sup> важную роль играют региональные правительства, которые осуществляют разработку региональных программ развития энергетики и повышения энергоэффективности. РЭК, в состав которых входят, как правило, от 50 человек, устанавливают тарифы на тепло- и газоснабжение по схеме, определенной ФСТ России. Наконец, муниципалитеты ответственны за разработку муниципальных схем теплоснабжения в городах с населением менее 500 тыс. человек и часто осуществляют управление местными системами централизованного теплоснабжения.

И последнее, но не менее важное: Российская академия наук, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса и Российское энергетическое агентство – государственные учреждения, осуществляющие аналитическую деятельность и занимающиеся исследованиями основных тенденций на российском и мировом энергетических рынках.

### Основные задачи текущей энергетической политики

В Энергетической стратегии России на период до 2030 г.<sup>20</sup>, принятой в 2009 г., а также в последующих среднесрочных программах Правительство Российской Федерации выделило ряд основополагающих целей энергетической политики. Последним комплексным документом среднесрочного характера в области энергетической политики является распоряжение Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 г. № 512-р «Об утверждении государственной программы «Энергоэффективность и развитие энергетики», разработанной Министерством энергетики. В 2014 г. проводилась работа по обновлению этой программы<sup>21</sup>.

Вышеуказанные документы направлены на укрепление энергетической безопасности России, усиление роли страны как глобального поставщика энергоресурсов, а также

16. URL: [en.fas.gov.ru](http://en.fas.gov.ru).

17. URL: [www.gosnadzor.ru](http://www.gosnadzor.ru).

18. URL: [www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/en/main](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/en/main).

19. Согласно Конституции Российской Федерации 1993 г., Россия является федеративным государством, в состав которого входит 21 республика, 9 краев, 47 областей, 4 автономных округа и 2 города федерального значения – Москва и Санкт-Петербург.

20. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р. – URL: [www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030\\_\(Eng\).pdf](http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_(Eng).pdf).

21. URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174).



на обеспечение доступного, конкурентоспособного и устойчивого энергоснабжения и потребления энергии. В целом основные отраслевые задачи следующие:

- увеличение добычи газа приблизительно на 30 % к 2030 г., а также экспорта газа, прежде всего в целях получения 15-процентной доли мирового рынка СПГ к 2030 г.; при этом проекты по экспорту СПГ будут ориентированы на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона;
- некоторое увеличение добычи нефти по сравнению с текущим уровнем за счет освоения труднодоступных и трудноизвлекаемых ресурсов, а также увеличение экспорта сырой нефти на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона и экспорта в целом; увеличение доли нефтепродуктов относительно сырой нефти;
- стимулирование использования газа в транспортном секторе;
- снижение энергоемкости экономики к 2020 г. на 40 % относительно уровня 2007 г.;
- развитие использования ВИЭ и увеличение доли ВИЭ до 4,5 % общего объема производства электроэнергии к 2020 г., главным образом за счет развития использования солнечной, ветряной энергии и малых гидроэлектростанций (ГЭС);
- увеличение количества атомных энергоблоков и электростанций и продление сроков их эксплуатации;
- развитие добычи и экспорта угля;
- обеспечение безопасности, надежности и доступности поставок электроэнергии и привлечение инвестиций в производство электроэнергии и системы централизованного теплоснабжения;
- сокращение выбросов парниковых газов на 393 млн т к 2020 г.;
- стимулирование инновационных разработок с выделением средств на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки (НИОКР) в размере до 3 % дохода компаний, реализующих программы инновационного развития, к 2020 г.

### **Обзор последних изменений в области энергетической политики**

В разделе ниже в разбивке по секторам представлен обзор реформ и мер, осуществляемых Правительством Российской Федерации и указывающих на то, что важные политические и законодательные меры и расстановка соответствующих приоритетов в настоящее время уже реализуются. В различных главах данного обзора дается более подробный анализ этих мер, а также оценка результатов их реализации и эффективности.

- Последствия волатильности цен на нефть для государственных финансов. В июле 2012 г. было введено новое бюджетное правило, призванное ограничить зависимость государственных финансов от волатильности цен на нефть. Бюджет на 2013 г. является частью трехлетнего плана и составлен на основе средней цены на нефть за предыдущие пять лет. Для подготовки бюджетов на последующие годы данный период будет постепенно продлеваться, и к 2018 г. в основе используемых показателей будет лежать средняя цена на нефть за последние десять лет. Если рыночная цена на нефть превысит цену, заложенную в бюджет, дополнительный доход будет направляться в Резервный фонд. Как

только объем Резервного фонда достигнет 7 % ВВП (в середине 2013 г. он составлял 4 % ВВП), дополнительный доход может направляться в Фонд национального благосостояния (предназначенный для содействия финансированию пенсионных накоплений в России) и использоваться в целях покрытия бюджетных расходов или поддержки пенсионного фонда. Эти дополнительные доходы также могут частично использоваться для финансирования проектов развития инфраструктуры. Если же реальные цены на нефть будут ниже цены, заложенной в бюджет, Правительство Российской Федерации может использовать средства из Резервного фонда для покрытия дефицита бюджета. Соответственно, консервативный бюджет на 2013 г. был принят на основе безубыточной для бюджета цены на нефть 91 долл./барр. и средней прогнозируемой цены 97 долл./барр.

- Энергетическая стратегия. В 2013 г. Правительство Российской Федерации объявило тендер на подготовку новой Энергетической стратегии на период до 2035 г. вместо действующей Энергетической стратегии на период до 2030 г., принятой в ноябре 2009 г. В разработке документа участвовал ряд исследовательских центров, в настоящий момент проект стратегии обсуждают заинтересованные стороны. В октябре 2014 г. планируется представить проект документа на рассмотрение Правительства Российской Федерации. 23 января 2013 г. на сайте Министерства энергетики Российской Федерации был опубликован проект концепции новой Энергетической стратегии на период до 2035 г. в объеме 25 страниц, а 27 февраля 2014 г. – его вторая редакция<sup>22</sup>. Текущая стратегия, принятая в 2009 г., в действительности недостаточно полно учитывала основные изменения, которые произошли на энергетических рынках в России и в мире за истекший период.
- Нефтегазовая отрасль. Основные меры политики, принятые в последнее время: отнесение большего количества ресурсов к числу имеющих стратегическое значение на федеральном уровне; определение стратегических компаний, в которых ограничивается иностранное участие<sup>23</sup>; развитие экспорта нефти и газа с Дальнего Востока России; беспрецедентный пакет налоговых реформ для снижения налоговой нагрузки на добычу трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов; создание законодательной базы для частичной либерализации экспорта СПГ; введение более высоких топливных стандартов и поддержка модернизации перерабатывающих предприятий; меры, направленные на практически полный отказ от факельного сжигания газа к 2016 г.; существенный прогресс в обеспечении доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре; разведка арктических ресурсов и запасов трудноизвлекаемой нефти с привлечением иностранных компаний; и последнее, но не менее важное, – меры по стимулированию использования природного газа в транспортном секторе.
- Энергоэффективность. Указ президента России от 04.06.2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» и принятый в связи с ним Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федера-

22. URL: [minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html](http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html).

23. В соответствии с поправками к Федеральному закону Российской Федерации «О недрах» к ним относятся извлекаемые запасы нефти объемом не менее 70 млн т и запасы газа объемом не менее 50 млрд м<sup>3</sup>; согласно требованию Федерального закона «О стратегических инвестициях» для приобретения доли участия в компании, определяемой в законе как стратегическая, иностранный инвестор должен получить предварительное утверждение правительственной комиссии, возглавляемой премьер-министром.

ции» с соответствующими поправками предусматривают очень масштабную цель: снизить энергоемкость ВВП на 40 % к 2020 г. по сравнению с уровнем 2007 г. Для ее достижения в период с 2013 по 2020 гг. будут введены в действие конкретные меры<sup>24</sup>. Более того, 17.10.2013 г. Правительство Российской Федерации приняло новую редакцию постановления № 931 «О внесении изменений в Порядок разработки, реализации и оценки эффективности государственных программ Российской Федерации», в которой определены принципы оценки эффективности правительственных программ. Предполагается, что принятие данной меры приведет к корректировке уже существующих мер по повышению энергоэффективности<sup>25</sup>.

- Централизованное теплоснабжение. Приняв Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Правительство Российской Федерации заложило основу для создания новой правовой базы в отрасли. В настоящий момент Правительство занимается оптимизацией методов формирования тарифов и нормативно-правовых актов, направленных на привлечение частных инвестиций в модернизацию устаревающей и неэффективной инфраструктуры.
- Электроэнергетика. В течение десяти лет предпринимались попытки реформировать и либерализовать российский сектор электроэнергетики, в частности провести либерализацию электрических сетей и производства электроэнергии, приватизировать объекты производства и создать оптовый рынок энергии и мощности. В 2013 г. реформа достигла своей критической фазы. В настоящее время обсуждаются будущие направления реформ рынка электроэнергии, и Правительство Российской Федерации сосредоточило усилия на реформах сектора теплоснабжения, направленных на стимулирование модернизации теплоэлектростанций<sup>26</sup>. Другие меры направлены на постепенный отказ от перекрестного субсидирования, повышение эффективности инвестиций в электросети и платежной дисциплины потребителей.
- Возобновляемая энергетика. Правительство Российской Федерации разработало схемы поддержки производства электроэнергии ветряными, солнечными электростанциями и мини-ГЭС для оптового рынка. Разрабатываются механизмы поддержки использования ВИЭ на розничном рынке, а также план реализации решений по производству электроэнергии на основе ВИЭ в удаленных неэлектрифицированных районах.
- Уголь. Правительство Российской Федерации поддерживает инвестиции в инфраструктуру для устранения некоторых транспортных проблем и стимулирование перехода на более безопасные, экологически чистые и эффективные способы добычи и потребления угля, а также ставит задачу увеличения экспорта угля.
- Атомная энергетика. Правительство Российской Федерации поддерживает роль атомной энергетике в структуре энергопотребления страны. После аварии на АЭС «Фукусима-1» Правительство Российской Федерации отдало распоряжение провести проверки безопасности российских АЭС и принять необходимые меры по их модернизации.
- Смягчение последствий изменения климата. Правительство Российской Федерации поставило цель снизить выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>). Есть основания

---

24. URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174).

25. URL: [www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib4/mer/activity/sections/GovPrograms/doc20131028\\_4](http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib4/mer/activity/sections/GovPrograms/doc20131028_4).

26. Теплоэлектростанции – это комбинированные станции, вырабатывающие как тепло, так и электроэнергию.

предполагать, что внимание к рискам, связанным с изменением климата, растет. президент России подписал Указ от 30.09.2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов», согласно которому Правительство Российской Федерации должно разработать меры по сокращению выбросов парниковых газов к 2020 г. до уровня, не превышающего 75 % показателей 1990 г. В апреле 2014 г. Правительство Российской Федерации издало соответствующее постановление, которое также предусматривает подготовку ежегодных отчетов о выполнении данных целевых установок.

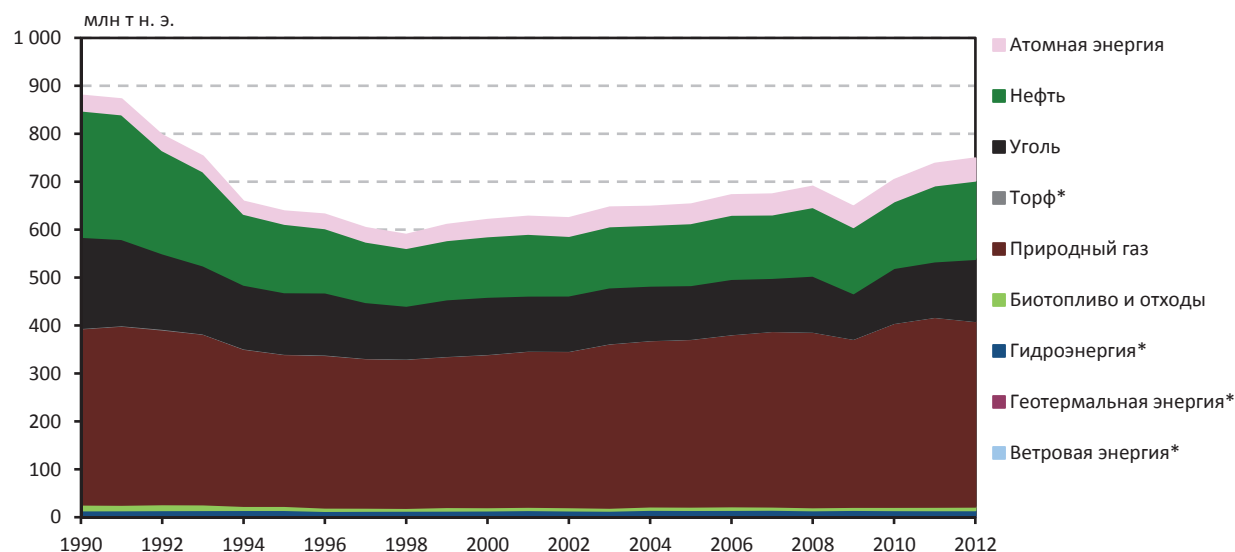
- НИОКР в сфере энергетических технологий. Правительство Российской Федерации разработало политическую и институциональную основу для стимулирования инноваций, включая инновации в энергетическом секторе, и инициировало создание ряда научно-исследовательских кластеров и инновационных платформ, которые также направлены на модернизацию энергетического сектора.

## ДОСТИЖЕНИЯ И ИЗМЕНЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

### ТЕНДЕНЦИИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

В 2012 г. ОППЭ<sup>27</sup> в России составляло 747,4 млн т нефтяного эквивалента (н. э.) (рис. 2.4). Более 91 % ОППЭ приходится на природный газ (51,8 %), нефть (21,8 %) и уголь (17,3 %), при этом доля атомной энергии составляет 6,2 %, гидроэнергии – 1,9 %, биотоплива и отходов – 1 %, а геотермальной энергии – 0,1 %. Структура российского энергопотребления различается в зависимости от региона: например в европейской части России в основном используется газ, а в восточной – уголь и гидроэнергия.

**Рисунок 2.4** Общее предложение первичной энергии в России, 1990–2012 годы



Примечание: Данные за 2012 год являются предварительными.

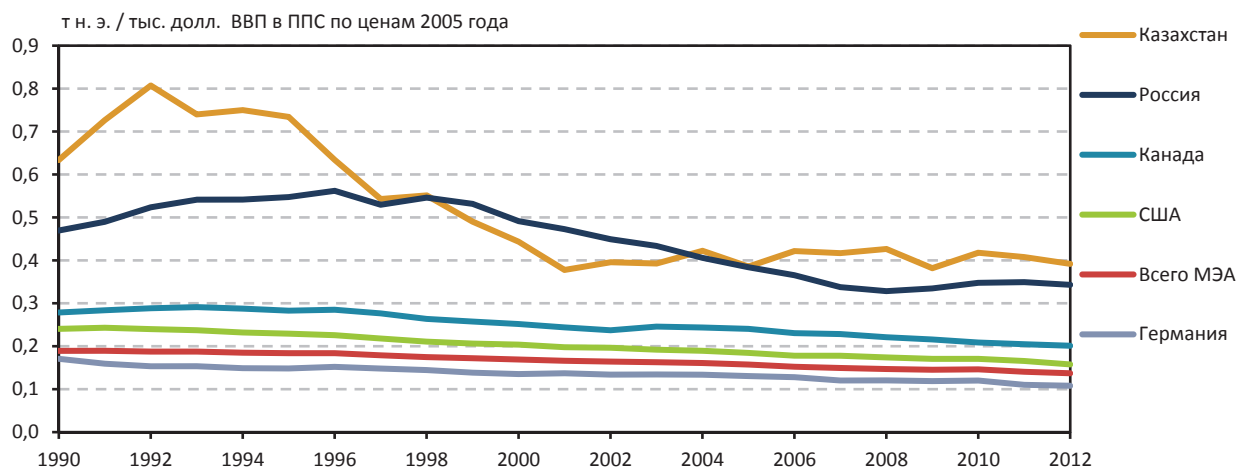
\* Пренебрежимая величина.

Источники: МЭА (2013), Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР, ОЭСР/МЭА Париж.

**27.** ОППЭ рассчитывается по формуле: внутреннее производство + импорт – экспорт – международное судовое бункерное топливо – международное авиационное бункерное топливо ± изменение запасов.

С 2002 г. энергоёмкость экономики России снизилась на 23,6 % (рис. 2.5). За период с 2000 по 2009 г. ВВП вырос более чем на 50 %, в то время как потребность в энергии росла гораздо более медленно (рис. 2.4). Отчасти это объясняется тем, что производство сместилось в направлении менее энергоёмких секторов вследствие структурных изменений в экономике, а уровни роста ВВП значительно превышали уровни роста ОППЭ. Но с 2008 г. направление этой тенденции изменилось на противоположное, и энергоёмкость вновь начала расти.

**Рисунок 2.5** Отношение общего предложения первичной энергии к ВВП (энергоёмкость) России, Казахстана и отдельных стран – членов МЭА, 1990–2012 годы



Примечания: т н. э. / тыс. долл. ВВП в ППС – тонны нефтяного эквивалента на тысячу долларов США ВВП по паритету покупательной способности. МЭА – Международное энергетическое агентство. Данные за 2012 год являются предварительными.

Источники: МЭА (2013), Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР, ОЭСР/МЭА Париж; МЭА (2013), Энергетическая статистика стран – членов ОЭСР, ОЭСР/МЭА Париж.

## ДОБЫЧА И ЭКСПОРТ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА: НОВАЯ ЭРА ДЛЯ РОССИИ

В последний раз МЭА проводило обзор энергетической политики России в 2002 г.<sup>28</sup>, и с тех пор энергетический сектор и энергетическая политика России вступили в новую эру. Во многом изменения, которые произошли на энергетическом рынке и в энергетической политике страны за этот период, впечатляют масштабами, признанием необходимости достижения большей устойчивости, а также увеличением вклада России в мировую энергетическую безопасность.

Со времен обзора 2002 г. Россия укрепила свои позиции в качестве страны с крупнейшими в мире запасами энергоресурсов. В 2000-е гг. они росли по мере активизации разведки. Россия владеет самыми крупными в мире запасами газа и занимает третье место в мире по запасам угля, а по запасам нефти входит в первую десятку стран. В 2013 г. Правительство Российской Федерации решило рассекретить данные о российских запасах нефти и газа, изменить советскую систему классификации запасов и привести ее в большее соответствие с международными стандартами (см. обзор системы классификации запасов газа во вставке 5.1, глава «Природный газ»). Реализация этого решения может привести к некоторому пересмотру величины запасов в сторону снижения, которое, вероятно, будет компенсировано в ближайшие

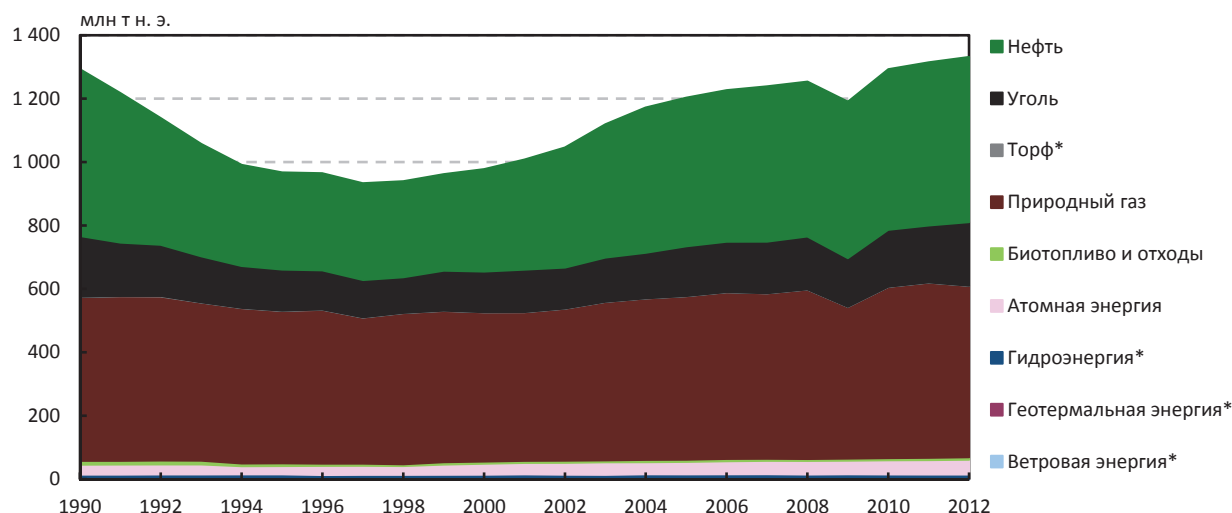
<sup>28</sup> Обзор энергетической политики России – 2002. – Париж: МЭА/ОЭСР, 2012. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/russia\\_energy\\_survey.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/russia_energy_survey.pdf).

годы за счет активной разведки. По прогнозам Министерства энергетики Российской Федерации, в 2013–2020 гг. инвестиции в разведку составят 1175 млрд руб. (27 млрд евро)<sup>29</sup>, что указывает на значительный прирост в сравнении с предыдущими годами. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации оказывает определенное воздействие на компании, заставляя их соблюдать обязательства по разведке, установленные в выданных им лицензиях. В целом годовой прирост запасов углеводородов в последние годы превышал объемы добычи, а инвестиции в 2013 г. составили 170 млрд руб. (3,9 млрд евро)<sup>30</sup>.

По состоянию на январь 2013 г., в соответствии с текущей российской классификацией запасов углеводородов, общие запасы природного газа ABC1 (доказанные и вероятные, см. вставку 5.1) составляли 49 трлн м<sup>3</sup>, т. е. на 2,2 трлн м<sup>3</sup> больше, чем в январе 2001 г. Аналогичные данные приводит американский журнал Oil and Gas Journal – 47,79 трлн м<sup>3</sup> на 1 января 2013 г., приблизительно четверть мировых доказанных запасов, что ставит Россию на первое место среди стран, обладающих газовыми ресурсами.

На январь 2013 г. российские запасы нефти составляли 18 млрд т в категориях доказанных и вероятных запасов (ABC1) (приблизительно +25 % по сравнению с 2000 г.) и 10,9 млрд т в категории предварительно оцененных запасов (C2). Согласно последней оценке, проведенной Мировым энергетическим советом, на конец 2011 г. запасы нефти в России составляли 8,184 млрд т, или 60 млрд барр.: сравнительно более низкий показатель, но он все же удерживает Россию на седьмом месте в мире<sup>31</sup>. Это означает, что по отношению к оценочным показателям на 2000 г. прирост составил 15 %. По оценке Oil and Gas Journal, запасы нефти в России составляют 80 млрд баррелей.

**Рисунок 2.6** Производство энергии по видам энергоресурсов, 1990–2012 годы



Примечание: Данные за 2012 год являются предварительными.

\* Пренебрежимая величина.

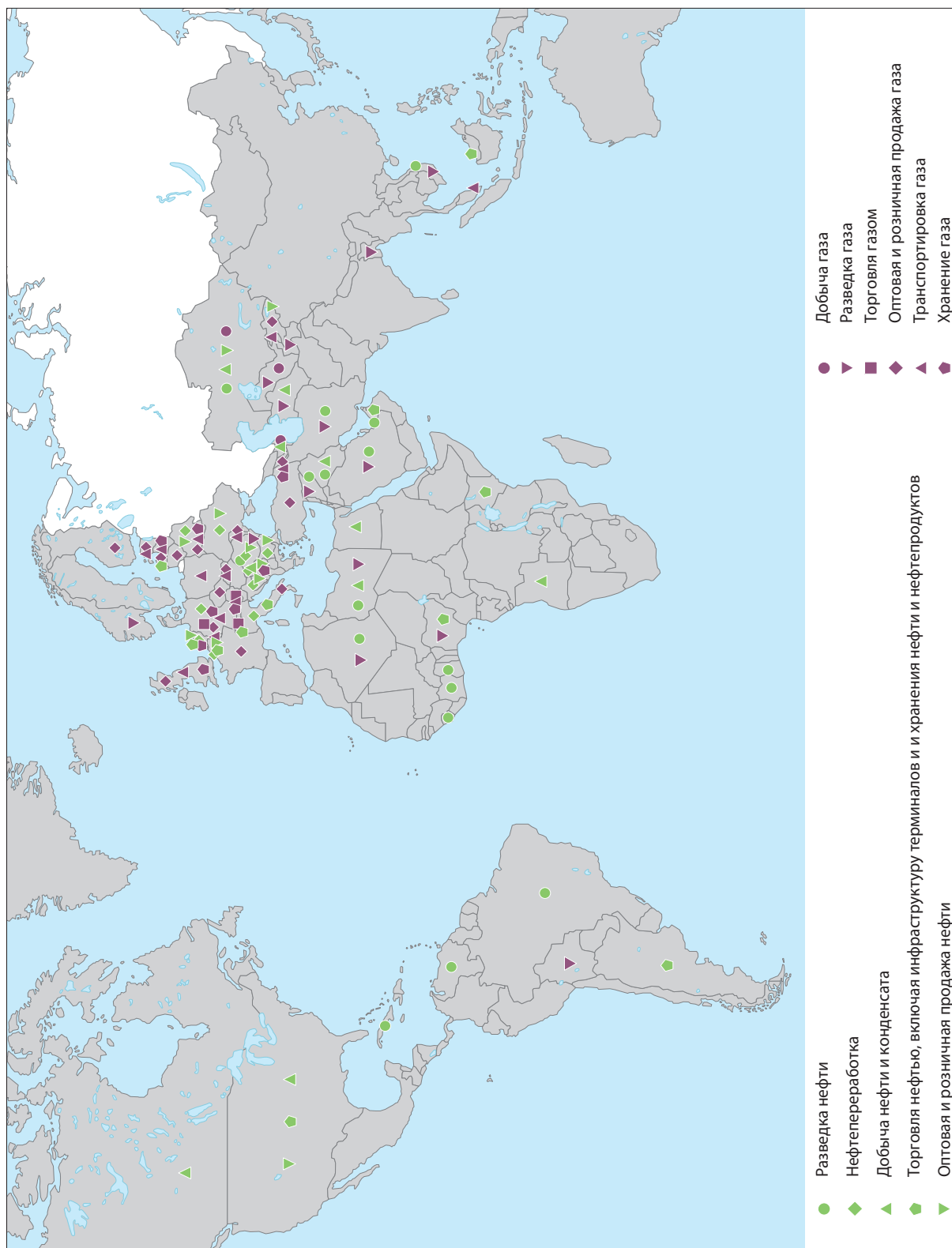
Источники: МЭА (2013), Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР, ОЭСР/МЭА Париж.

**29.** Для данного обзора использованы следующие курсы российского рубля относительно доллара и евро: 1 долл. = 33 руб.; 1 евро = 43 руб.

**30.** «По шельфу мы постоянно напоминаем: коллеги, не расслабляйтесь!» Интервью с министром природных ресурсов и экологии Сергеем Донским // Интерфакс. – 12.02.2014 г.

**31.** URL: [www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WER\\_2013\\_2\\_Oil.pdf](http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WER_2013_2_Oil.pdf).

**Рисунок 2.7** Основные зарубежные нефтегазовые проекты российских компаний (по состоянию на конец 2013 г.)



Эта карта не содержит никаких предрешений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

Источник: годовые отчеты ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз».



Что касается угля, то в январе 2013 г. разведанные запасы угля в России составляли 194,7 млрд т (ABC1 по российской классификации), или 160 млрд т, по информации Немецкого государственного института геонауки и природных ресурсов, т. е. практически не изменились с 2000 г.

Общий уровень производства энергии в России увеличивался с 2002 г., превысив показатели 1990 г., – в настоящий момент Россия является одним из крупнейших производителей энергии в мире с общим объемом производства энергии в 2011 г. на уровне 1314,9 млн т н. э. В дополнение к этому Россия является крупнейшим в мире экспортером энергии: в 2011 г. объем экспортных поставок энергии составил 572 млн т н. э. Увеличение добычи ископаемого топлива с начала 2000-х гг. значительно укрепило доминирующую роль России в качестве мирового поставщика энергоресурсов.

В 2012 г. Россия занимала второе место в мире после США по годовой добыче газа (+12,8 % с 2002 г.). Основным достижением в этой области стал ввод в эксплуатацию Бованенковского месторождения на полуострове Ямал. Добыча газа в России в 2012 г. составила примерно 19 % общемировой добычи за этот год.

В 2012 г. Россия занимала второе место в мире после Саудовской Аравии по общим объемам добычи жидких углеводородов, опережая США. С середины 1990-х гг. добыча жидких углеводородов росла, достигнув к декабрю 2013 г. 11 млн барр./сут., что на 67 % больше, чем в 2000 г. Среднегодовой объем добычи в 2013 г. составил 10,87 млн барр./сут. Таким образом, в 2013 г. общий объем добычи жидких углеводородов в России составил примерно 12 % общемирового. Этот показатель может быть еще выше, учитывая тот факт, что мировой показатель включает прирост за счет переработки, и часть его приходится на Россию. Примечательно, что общий объем производства жидких углеводородов более чем на 50 % превышает прогнозы, приведенные в Энергетической стратегии на период до 2020 г., принятой в ноябре 2000 г., и это подчеркивает то, насколько неожиданным представлялся такой рост добычи нефти в России на рубеже веков.

Россия входит в первую десятку стран – производителей каменного угля в мире. В 2012 г. она занимала шестое место после Китая, США, Индии, Индонезии и Австралии. В 2012 г. объем добычи каменного угля достиг 276,5 млн т, а бурого угля – 77,8 млн т. С 2000 г. добыча каменного угля выросла на 69,1 %.

Эти уровни были достигнуты на фоне роста мировых цен на нефть, увеличения инвестиций и повышения регулируемых внутренних цен на газ, тепло и электроэнергию. Рост добычи, экспорта и цен на нефть и газ также позволили Правительству Российской Федерации повысить уровень налогообложения в нефтяном и газовом секторах. В 2000-е гг. это привело к росту ВВП одновременно с увеличением расходов федерального бюджета.

Увеличение российского экспорта нефти и газа, которое внесло решающий вклад в надежность мирового энергоснабжения произошло вследствие крупных инвестиций в инфраструктуру нефте- и газопроводов и в порты как на европейском, так и на азиатском рынках. После того как в 2009 г. был введен в эксплуатацию завод СПГ в рамках проекта «Сахалин-2», Россия также стала страной – экспортером СПГ. В настоящее время реализуется ряд проектов, которые позволят увеличить долю России в операциях с СПГ в среднесрочной и особенно в долгосрочной перспективе. ОАО «Газпром» является монополистом в сфере экспорта газа по трубопроводам, и доля компаний, не входящих в его состав, в будущих экспортных поставках российского СПГ будет

расти благодаря изменениям в законодательстве, принятым в 2013 г. В соответствии с данными изменениями ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «НОВАТЭК» получили право экспортировать СПГ в рамках реализуемых ими текущих проектов.

Российские компании, в частности контролируемые государством, доминируют в сегменте разведки и добычи нефти и газа, а иностранные компании до настоящего времени играли второстепенную роль, за исключением совместного предприятия ТНК-ВР. В 1990-е гг. был подписан ряд соглашений о разделе продукции, которые действуют до сих пор, но с тех пор данная схема больше не применялась. В последние годы некоторые иностранные нефтяные компании подписали соглашения о разведке или добыче нефти или газа в составе совместных предприятий, созданных для морской добычи нефти и газа, а также по освоению месторождений трудноизвлекаемой нефти, однако добыча в рамках этих соглашений пока не ведется. В частности, эти компании помогают предоставлять технологии и опыт для освоения нетрадиционных или трудноизвлекаемых ресурсов, а также финансируют разведку. Тем не менее, некоторые иностранные компании стали значимыми акционерами российских компаний: Total в компании ОАО «НОВАТЭК» (доля 19,4 %) и ВР в ОАО «НК «Роснефть» (19,75 %). Недавняя тенденция свидетельствует о растущей концентрации и государственном контроле над добычей российской нефти: ОАО «НК «Роснефть» становится гигантской государственной компанией, и только ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Сургутнефтегаз» остаются крупными частными добывающими компаниями. Если в 2002 г. около 80 % добычи жидких углеводородов в России приходилось на долю частных компаний, то к концу 2013 г. этот показатель снизился до немногим более 50 %. Контролируемое государством ОАО «Газпром» постепенно утрачивает доминирующую роль в добыче российского газа, так как в последние годы компания ОАО «НОВАТЭК» значительно увеличила объемы добычи, и «Роснефть», вероятно, поступит так же. Тем не менее в будущем основной объем добычи газа по-прежнему будет приходиться на долю государственных компаний. Наконец, следует отметить яркий технологический прорыв, произошедший в российской нефтяной отрасли в последнее десятилетие, который наряду с ростом цен сыграл роль в увеличении объемов производства.

В то же время ведущие нефтегазовые компании России также расширили деятельность в сфере разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа за рубежом (рис. 2.7). Наиболее активно ОАО «ЛУКОЙЛ», чей объем добычи нефти за рубежом в 2012 г. составил 5,6 млн т и которое открыло специальное представительство в Дубае; за ним следует компания «Газпром нефть» с объемом добычи 1,7 млн т. Общий объем добычи нефти российскими компаниями за рубежом (в основном в странах бывшего СССР) к концу 2012 г. составил приблизительно 7,5 млн т. Объем добычи газа за рубежом в настоящее время составляет около 8 млрд м<sup>3</sup>, причем это в основном газ, добываемый ОАО «ЛУКОЙЛ» в Узбекистане. Вероятно, к 2020 г. этот показатель вырастет до приблизительно 25–30 млрд м<sup>3</sup>. У российских нефтяных компаний ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром нефть» есть очень перспективные зарубежные проекты по разведке и добыче нефти, особенно в Ираке.

В дальнейшем Венесуэла может стать страной, на которую придется наибольшая добыча ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть» за рубежом. Большой потенциал морской добычи нефти и газа для российских компаний имеется также во Вьетнаме. На этом фоне объемы добычи нефти российскими компаниями за рубежом к 2020 г. могут возрасти до 25–40 млн т в год. Кроме того, у компаний ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «НК «Роснефть» есть перерабатывающие предприятия и точки розничных продаж в Европе, а ОАО «НК «Роснефть» готовится ко входу в сегмент переработки

в Азии. Недавно ОАО «Газпром нефть» начало разворачивать деятельность в перерабатывающем и розничном сегментах в Юго-Восточной Европе. ОАО «Газпром» занимает очень прочные позиции в Европе и странах бывшего Советского Союза, которые являются для него основными экспортными рынками, особенно после полного поглощения компании Wingas, и продолжает наращивать мощности в сфере хранения и транспортировки газа. В настоящее время российские компании все более активно ведут разведку в Латинской Америке, Африке и Азии, а также, в меньшей степени, в Северной Америке, где ОАО «НК «Роснефть» пользуется долевым участием в проектах по соглашениям с «Эксон Мобил» (ExxonMobil), а также ведет деятельность на шельфе Норвегии. Только в некоторых случаях российские компании являются операторами проектов.

## ЗНАЧИМЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА И ВАЖНЫЕ ШАГИ В ОБЛАСТИ РЕФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА

За последние годы Россия успешно провела реструктуризацию и либерализацию сектора электроэнергетики. Темпы и результаты реформ впечатляют: это и приватизация многомиллиардных активов «Интер РАО ЕЭС» по производству электроэнергии (по разным оценкам, на сумму свыше 30 млрд долл.), и либерализация оптового рынка, включая создание спотового рынка «на сутки вперед» и рынка мощности, и разделение компонентов производства, передачи и сетевого распределения электроэнергии, и переход на регулирование тарифов на основе РБА (регулируемой базы активов, RAB), и инвестиции в новые современные газовые турбины комбинированного цикла (ГТКЦ). В сектор также были привлечены крупные иностранные инвестиции компаний Enel, E.ON и Fortum.

Задача заключается в том, чтобы продолжать двигаться в том же направлении, обеспечивая четкую последовательность действий и долгосрочное планирование, и дальше содействовать развитию конкуренции на рынках. Для повышения экономической конкурентоспособности и производительности России необходимы эффективные рынки газа и электроэнергии, между которыми существует тесная взаимосвязь.

В последние годы рынок газа также крайне изменился в связи с тем, что компании ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «НК «Роснефть» значительно увеличили внутренние поставки газа в промышленный сектор после того, как им был обеспечен доступ к трубопроводной инфраструктуре и они получили право продавать газ по нерегулируемым ценам и увеличивать объемы добычи. Однако во многих регионах конкуренция остается ограниченной из-за доминирующей или даже монопольной роли компании ОАО «Газпром» в качестве поставщика.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА. ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКОНОМИКИ ОСТАЕТСЯ ОСНОВНОЙ ПРОБЛЕМОЙ

Улучшение показателей энергоемкости экономики России в 2000-е гг., по-видимому, скрывает за собой недостаточный прогресс в повышении энергоэффективности экономики, в особенности в жилищном хозяйстве и промышленном секторе. Снижение энергоемкости на самом деле в значительной степени свидетельствует о том, что рост ВВП России поддерживался ростом доходов от экспорта нефти и газа. Таким образом, Россия получала больше поступлений в бюджет при том же объеме

энергопотребления и соответствующем объеме производства вместо повышения объемов экономического производства и поступлений в бюджет при том же или даже, по возможности, более низком объеме потребления энергии.

**Вставка 2.1** Снижение энергоемкости необязательно свидетельствует об уменьшении потребления энергии в абсолютном выражении

Хотя изменение показателя энергоемкости часто используется при анализе процессов в области энергоэффективности, он может вводить в заблуждение. Поскольку показатель энергоемкости рассчитывается как коэффициент энергопотребления на единицу ВВП, его применение приводит к переоценке повышения энергоэффективности экономики. Если рост экономики опережает рост объема энергопотребления, то ВВП в знаменателе растет быстрее, чем энергопотребление в числителе, и энергоемкость падает. Но в период рецессии ВВП может падать быстрее, чем энергопотребление, поэтому коэффициент энергоемкости повышается. Это справедливо и в случае неизменного уровня энергоэффективности.

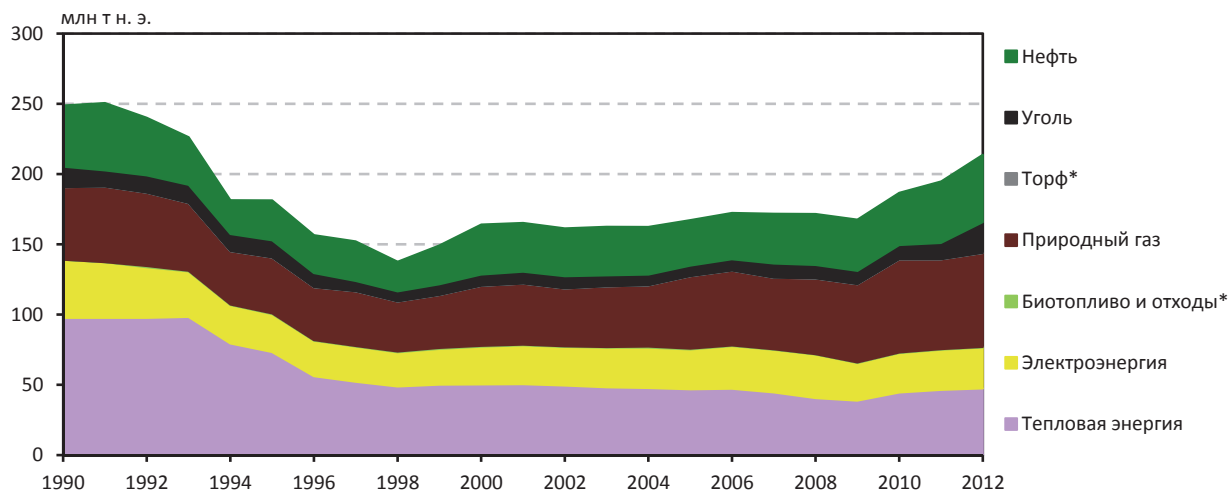
Следовательно, показатель энергоемкости не помогает планировать и отслеживать результаты по повышению энергоэффективности, например в российской промышленности. Он не может свидетельствовать о повышении энергоэффективности. Постановка целевых ориентиров в форме снижения спроса на энергию в абсолютном выражении предоставила бы России лучшие возможности для планирования мероприятий по повышению энергоэффективности, способствующих высвобождению энергоресурсов для экспорта, и поддерживала бы роль энергоэффективности в снижении потребностей в новых мощностях для производства энергии.

Количество энергии, необходимой для производства единицы ВВП (по ППС), в России все еще в два раза выше среднего показателя по странам – членам МЭА; это свидетельствует о том, что, несмотря на структурные изменения, исторически сложившаяся неэффективность еще не устранена. Энергоемкость экономики России в два раза выше уровня энергоемкости Канады, промышленно развитой страны – члена МЭА с похожим климатом, производителя и экспортера нефти и газа (рис. 2.5). Энергоемкость российской экономики также более чем в два раза выше данного показателя в Германии. Такое сравнение в абсолютном выражении, конечно же, неоднозначно, поскольку экономическая ситуация и структуры ВВП этих стран сильно отличаются друг от друга, однако сравнение тенденций и их развития дает еще более поразительный результат. Несмотря на высокие темпы экономического роста, который наблюдался в Канаде на протяжении последних лет, ее энергоемкость практически не изменялась и даже несколько снижалась. Данный феномен в еще большей степени заметен в Германии. В России, напротив, энергоемкость в последние годы повышалась. Это объясняется тем, что энергоемкие отрасли в России сравнительно неэффективны, поскольку низкие цены на энергоресурсы и благоприятные рыночные условия не способствовали модернизации производства. Потребление энергии теплоэнергетическим комплексом, зданиями и транспортным сектором также неэффективно.

Как показано на рис. 2.5, темпы роста ОПЭ с 2010 г. превышают докризисные показатели, хотя экономический рост был более медленным по сравнению с докризисным уровнем. Эту тенденцию также иллюстрирует рис. 2.8, на котором показано общее конечное потребление (ОКП) энергии в разбивке по источникам. С конца

2009 г. оно повышается, что объясняется подъемом промышленного производства после кризиса. Но при одновременном повышении энергоэффективности промышленного сектора рост энергопотребления был бы более медленным или даже отсутствовал. В данном контексте изменение энергоемкости российской экономики отражает структурные изменения, которые не объясняются экономическими факторами, и не подчеркивает инерции старых энергоемких зданий и промышленных технологий. Энергоемкость не является наиболее подходящим показателем для оценки достигнутых улучшений и требующих решения задач.

**Рисунок 2.8** Общее конечное потребление в промышленном секторе, 1990–2012 гг.



Примечание: Включительно с неэнергетическим использованием. Данные за 2012 год являются предварительными.

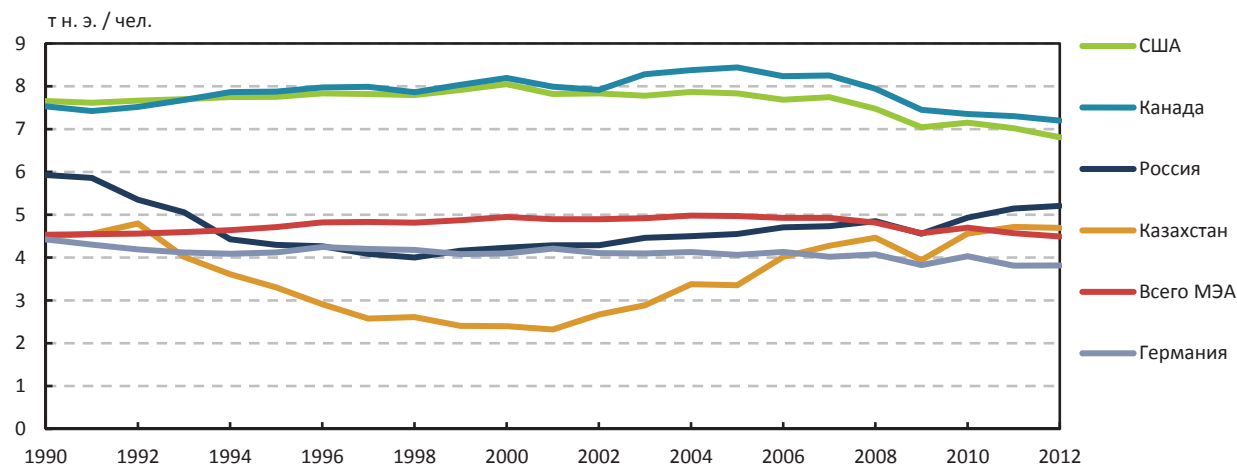
\* Пренебрежимая величина.

Источники: МЭА (2013), Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР, ОЭСР/МЭА Париж.

Важно отметить, что Россия отличается особенной географией и специфическими климатическими условиями. Россия – самая большая страна в мире с частыми суровыми зимами, что сказывается на потреблении энергии. Для европейской части страны характерна большая плотность населения и инфраструктуры, чем для Восточной Сибири<sup>32</sup>. Экономика страны также является в высокой степени индустриализированной. В этих обстоятельствах централизованное районное теплоснабжение, а также надежное и доступное снабжение электроэнергией, газом и дизельным топливом играют принципиально важную экономическую и социальную роль. Это не только обуславливает высокую энергоемкость отопления жилых и промышленных объектов, но и ставит конкретные задачи для проводимой политики, такие как создание структуры рынков, сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, которая охватывала бы максимально возможную часть территории, и разработка доступных, надежных и устойчивых автономных решений для удаленных областей.

**32.** По данным Росстата, в середине 2013 г. население страны составляло 143,6 млн человек. Около 80 % населения проживает в европейской части страны. Средняя плотность населения – 22,8 человека на 1 км<sup>2</sup>: от 28,6 человека на 1 км<sup>2</sup> в европейской части до 2,4 человека на 1 км<sup>2</sup> в азиатской части. В целом по стране приблизительно три четверти населения проживает в городах. См.: [www.gks.ru/bgd/free/B13\\_00/IssWWW.exe/Stg/dk10/8-0.htm](http://www.gks.ru/bgd/free/B13_00/IssWWW.exe/Stg/dk10/8-0.htm); [www.minregion.ru/statparam/48](http://www.minregion.ru/statparam/48); [www.gks.ru/free\\_doc/new\\_site/perepis2010/croc/perepis\\_itogi1612.htm](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/perepis2010/croc/perepis_itogi1612.htm); [www.gks.ru/bgd/regl/b12\\_12/IssWWW.exe/stg/d01/07-15.htm](http://www.gks.ru/bgd/regl/b12_12/IssWWW.exe/stg/d01/07-15.htm).

**Рисунок 2.9** Сравнение ОППЭ на душу населения, 1990–2012 гг.: Россия, Казахстан и некоторые страны – члены МЭА



Примечание: т.н.э./чел. – тонны нефтяного эквивалента на душу населения. Данные за 2012 год являются предварительными.

Источники: Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР. – Париж, МЭА/ОЭСР, 2012.

Рис. 2.9 также подтверждает, что в России не происходит улучшения показателей энергоэффективности. В крупнейших странах, таких как США, Германия и Канада, энергоёмкость на душу населения снижается. То же происходит и в странах – членах МЭА. При этом в России последние годы происходит резкое повышение энергоёмкости, и эта тенденция наблюдается с 2000-х гг. При этом, несмотря на высокие темпы роста российской экономики, в случае существенного улучшения эффективности экономики повышение энергоёмкости должно было бы быть намного более умеренным или даже нулевым.

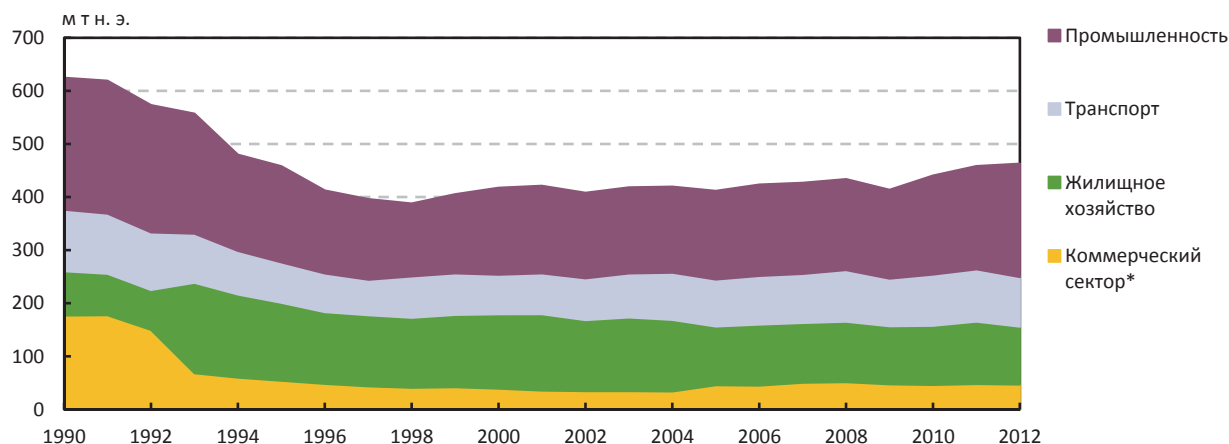
По состоянию на 2012 г. общее конечное потребление энергии<sup>33</sup> в России составило 463,1 млн т.н.э. (рис. 2.10). В нем преобладает промышленный сектор (213,8 млн т.н.э., или 46,2 %). Энергопотребление в промышленности возросло с 2002 г. на 32,5 %, опережая темпы роста общего конечного потребления энергии, которое за этот период увеличилось на 13,4 %.

Потребление энергии в жилищном секторе составляет 23,6 % общего конечного потребления энергии, в транспортном секторе – 20,2 %. Однако с 2002 г. конечное потребление в жилищном секторе снизилось на 18,4 %. Потребление нефти и газа в транспортном секторе, напротив, за тот же период возросло на 18,8 %. Фактически объем доля жилищного сектора в общем конечном потреблении снизилась по сравнению с 32,8 % в 2002 г., а доля транспортного сектора выросла с 19,3 %. Потребление энергии в коммерческом и государственном секторах составляет 10,1 % общего конечного потребления энергии, и темпы роста потребления в этих секторах были самыми высокими с 2002 г. и составили 35,8 %.

Таким образом, в 2013 г. Россия занимала четвертое место по объему выбросов CO<sub>2</sub> и являлась четвертым по величине потребителем нефти в мире.

**33.** ОППЭ – это только потребление/предложение первичных энергоресурсов, т.е. газа, угля, сырой нефти и т.д., оно представляет собой баланс производства, импорта, экспорта и изменения запасов. ОКПЭ – это конечное потребление энергетических продуктов, т.е. электричества, тепла, газа, нефтепродуктов и т.д., т.е. прямое потребление конечными потребителями.



**Рисунок 2.10** Общее конечное потребление энергии, 1990–2011 гг.

Примечание: Данные за 2012 год являются предварительными.

\* Коммерческий сектор включает в себя коммерческие и государственные услуги, а также сельское, рыбное и лесное хозяйство.

Источники: Статистика энергопотребления стран, не входящих в ОЭСР. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2012.

Отмечающаяся в настоящее время существенная энергетическая неэффективность российской экономики ограничивает ее конкурентоспособность. Россия является членом Всемирной торговой организации, и это увеличивает степень открытости российской промышленности перед лицом международной конкуренции. Это обстоятельство будет стимулировать модернизацию, но для сокращения энергопотребления и затрат на энергоресурсы, используемые в производстве, потребуются инвестиции. В действительности есть примеры других промышленно развитых стран, экономика которых успешно функционирует при аналогичных уровнях цен на энергию. Например, оптовые цены на газ в России и в США находятся на схожем уровне. Повышение энергоэффективности энергоемких отраслей промышленности и энергоэффективности зданий будет способствовать экономическому росту, созданию рынков услуг и технологий, стимулированию развития сектора малых и средних предприятий, повышению конкурентоспособности промышленности, развитию регионов, диверсификации экономики и поступлению доходов в бюджет. Таким образом, основная задача заключается в привлечении необходимых инвестиций и создании политической, нормативно-правовой и экономической базы, способствующей инвестициям в повышение энергоэффективности и распределению приоритетов среди них. Сдерживание повышения цен для жилищного сектора является препятствием для модернизации зданий и сокращения расточительного потребления.

В частности, низкая энергоэффективность зданий мешает приблизить цены к уровню самокупаемости, и наоборот – установление регулируемых цен ниже рыночного уровня препятствует инвестициям в повышение энергоэффективности. Поскольку конечное потребление в секторе зданий крайне неэффективно и в значительной мере не отслеживается (особенно в том, что касается теплоснабжения), повышение регулируемых цен до рыночного уровня сопряжено с социальными и политическими трудностями. Необходимо поэтапно поднимать цены до полной самокупаемости (в особенности на газ, отопление и электроэнергию для населения) и прекратить перекрестное субсидирование (между теплоснабжением и производством электроэнергии, между производством и передачей электроэнергии) наряду с проведением мероприятий по повышению энергоэффективности (например, введением



минимальных обязательных требований модернизации) и установкой счетчиков энергии в целях ограничения финансового воздействия на конечных потребителей. Также необходимо отделить меры социальной политики от энергетической политики и обеспечить дифференцированные финансовые выплаты наиболее уязвимым категориям потребителей. Более того, необходимо создать надлежащую нормативно-правовую базу с точки зрения права собственности на здания и квартиры, что поможет привлечь инвестиции в энергоэффективную модернизацию зданий и в повышение эффективности распределения и потребления тепловой энергии. Необходимо в кратчайшие сроки установить субсчетчики и регулирующие устройства на уровне зданий по всей стране и обновить обшивку зданий. У владельцев квартир должны быть стимулы, например для замены окон. Для направления инвестиций в повышение энергоэффективности также требуются надлежащие налоговые и/или финансовые льготы. И наконец, модернизация зданий должна вестись одновременно с модернизацией систем централизованного теплоснабжения, чтобы при этом не создавать избыточных мощностей и оптимизировать системы централизованного теплоснабжения.

## НОВЫЕ ВЫЗОВЫ И ФАКТОРЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕНДЕНЦИЯМИ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА

Энергетическая политика России сильно зависит от развития ситуации на мировых экономических и энергетических рынках. Политическое руководство страны и компании сталкиваются с высокой неопределенностью при оценке этого развития и его последствий в ближайшей, среднесрочной и долгосрочной перспективе.

### Вызовы в нефтяном секторе

Темпы роста нефтедобычи последних десяти лет сопровождавший их рост цен на нефть едва ли повторятся в будущем. Окончание этого периода пришлось на момент, когда России требуется разрабатывать следующее поколение нефтяных ресурсов на замену истощающимся зрелым месторождениям, а также продолжать инвестировать в методы увеличения нефтеотдачи (МУН), чтобы ограничить истощение запасов. Разработка этих ресурсов, в особенности трудноизвлекаемых и шельфовых нефтяных ресурсов, будет дороже и потребует сбалансированной и приспособленной для решения этих задач системы налогообложения, а также целевых корпоративных стратегий и тщательного контроля расходов. Более того, постоянный рост мировых цен на нефть, наблюдавшийся в 2000-х гг., едва ли повторится в среднесрочной перспективе. Возможны некоторые значительные колебания в сторону повышения и в особенности понижения, поэтому российскому политическому руководству и нефтяным компаниям следует тщательно планировать бюджет и инвестиции.

### Вызовы в газовом секторе

Перед ОАО «Газпром» стоит задача адаптироваться к меняющимся условиям европейских рынков. Российские компании также должны будут справляться с вызовами рынка при расширении экспорта газа за пределы Европы в бурно развивающийся АТР, чтобы сделать Россию из регионального в мирового экспортера природного газа.

В частности, революционные изменения, связанные с нетрадиционной нефтью и газом в Северной Америке, уже имели ряд последствий для российского энергетического рынка и экспортных стратегий и будут влиять на них и в дальнейшем.

Что касается газа, у России есть прекрасная возможность экспортировать большие объемы газа на азиатские рынки, но сложности связаны с тем, что США становятся экспортером СПГ, конкурирующим с новыми подходящими к завершающей стадии российскими проектами по производству СПГ, в особенности в Азиатско-Тихоокеанском регионе. То, что США не станут импортировать СПГ, уже повлияло на экономические показатели проектов, поставив под вопрос реализацию Штокмановского проекта. Другая проблема – влияние на европейский спрос роста добычи угля в Австралии, Индонезии, Китае, а также в России: это создает возможность импорта в Европу дешевого угля и его использования для производства электроэнергии<sup>34</sup>. Заключение долгосрочных контрактов для ряда проектов СПГ в США на основе индексации по Henry Hub, преимущественно с потребителями из Азии, является дополнительной проблемой в связи с влиянием этих контрактов на цены на газ. Это может стимулировать уменьшение жесткой привязки газовых цен к цене на нефть в рамках долгосрочных контрактов на экспорт сетевого газа или СПГ в Европу и Азию и возникновение альтернативных вариантов поставок. В частности, растет конкуренция среди будущих поставщиков СПГ на растущие рынки АТР, учитывая проекты по производству СПГ в Австралии и США, которые должны быть запущены в среднесрочной перспективе, а также в Восточной Африке и Канаде в более долгосрочной перспективе. Еще есть время для развития российского сектора СПГ, так как некоторые из упомянутых выше проектов по сжижению газа могут быть отложены, а объем производства СПГ в других странах может снизиться. Однако успех развития проектов СПГ в России будет зависеть от конкурентоспособности предлагаемых цен, а также от эффективности и своевременности их реализации. На экспорте российского СПГ на газовые рынки Азии в более долгосрочной перспективе может сказываться ряд ключевых факторов: эластичность спроса на газ по цене в условиях конкуренции с более дешевым углем и другими поставщиками СПГ, способность Китая увеличить объем добычи газа и уменьшить потребность в импорте СПГ или сетевого газа, а также общий уровень экономического роста в регионе.

Также может измениться способ реализации СПГ. Возможно, он станет более гибким в отношении принципа «бери или плати», сократятся сроки контрактов или вырастут объемы своп-операций и реэкспорта. В долгосрочной перспективе разница в ценах между американским, европейским и азиатским газовыми рынками, вероятно, может несколько сократиться, при этом, как ожидается, в Азии сохранятся наиболее высокие цены<sup>35</sup>.

В целом, что касается газа, ОАО «Газпром» занимает сильную позицию на большинстве европейских рынков. Нормативные и в особенности рыночные изменения в Европе влияют на деятельность ОАО «Газпром» на этих рынках и требуют адаптации к новым рыночным и нормативным условиям, а также в определенных случаях требуют диалога с Европейской комиссией<sup>36</sup>. Газовые рынки ЕС подверглись значительным регулятивным изменениям после отмены запрета на реэкспорт газа из большинства долгосрочных контрактов и реализации Третьего энергетического пакета и его положений, направленных на стимулирование конкуренции между поставщиками газа и создание единого газового рынка, на котором компании и потребители

34. Среднесрочный обзор рынка угля 2013 г. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2013.

35. Среднесрочный обзор рынка угля 2013 г. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2013; Обзор развития мировой энергетики 2013 г. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2013.

36. Обзор позиций и предложений ОАО «Газпром» в отношении Третьего энергетического пакета см. в докладах и презентациях руководства ОАО «Газпром», размещенных на сайте [www.gazpromexport.ru/en/presscenter/speech](http://www.gazpromexport.ru/en/presscenter/speech).

будут извлекать выгоды из свободной и справедливой конкуренции. Также Третий энергетический пакет затрагивает вопросы доступа к трубопроводам, хранилищам и структуры собственности на объекты инфраструктуры. Возникли некоторые разногласия, например, Генеральный директорат по вопросам конкуренции начал судебное производство против ОАО «Газпром», обвинив его в нарушении антимонопольных правил ЕС<sup>37</sup>, возникли проблемы, связанные с реализацией положений Третьего энергетического пакета в Литве, и споры в отношении режима регулирования, применимого к трубопроводам на территории ЕС. В то же время газовые рынки Европы сталкиваются с фундаментальными экономическими проблемами: маловероятно, что в среднесрочной перспективе потребление вырастет до уровня 2006 г. Спрос на газ подвержен воздействию различных факторов, включая низкий рост ВВП, конкуренцию со стороны угля и ВИЭ, которые получают субсидии на выработку электроэнергии, в то время как привязка к цене на нефть делает газ менее привлекательным источником электрогенерации по сравнению с альтернативными источниками генерации. Газовые биржи наращивают ликвидность. Средние экспортные цены ОАО «Газпром» для европейских рынков выросли в 2000-х гг. наряду с ростом объемов экспорта, но с 2009 г. они стали намного более изменчивыми. На некоторых европейских рынках к 2018–2020 гг. ОАО «Газпром» также столкнется с растущей конкуренцией со стороны новых поставщиков и альтернативных источников энергии. Вероятно, цены на природный газ в странах ЕС будут выравниваться, а существующий в настоящее время значительный разрыв между отдельными странами будет и далее сокращаться. Также есть неопределенность в отношении будущей климатической политики в мире, в частности в Европе, что может повлиять на роль газа в мировом и европейском энергобалансе, особенно в связи с уровнем цен на углеродные квоты, которые в настоящий момент находятся на очень низком уровне и способствуют использованию угля. Другой фактор неопределенности связан с развитием энергии ветра и солнца и, в частности, с темпами снижения затрат на получение электроэнергии за счет ветра в открытом море.

При этом у ОАО «Газпром» есть возможность консолидировать доли рынка. Об этом свидетельствуют высокие объемы продаж: 161,5 млрд м<sup>3</sup> в Европе в 2013 г.<sup>38</sup> по сравнению с 139 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г. и 130 млрд м<sup>3</sup> в 2000 г. Факторы, положительно влияющие на позиции ОАО «Газпром» в качестве поставщика природного газа, следующие: неопределенность на рынках Северной Африки, которая влияет на экспорт газа в Европу из этого региона; Директива о крупных топливосжигающих установках, которая вступит в силу к 2015 г.; отказ от атомной энергетики в Германии и постепенный вывод из эксплуатации АЭС в Бельгии и Швейцарии в более долгосрочной перспективе; разработка сланцевого газа в Европе, вероятно, останется ограниченной; высокие цены на СПГ в Азии, которые перераспределяют потоки поставок СПГ от Европы; предполагаемое постепенное снижение добычи природного газа в Европе, в особенности после решения правительства Нидерландов о сокращении добычи на месторождении Гронинген. Более того, корректировка цен в долгосрочных контрактах, согласованная большинством европейских коммунальных служб, помогла поддержать более высокие объемы продаж в 2013 г. В результате этого экспорт ОАО «Газпром», вероятно, останется в диапазоне 153–167 млрд м<sup>3</sup> в среднесрочной перспективе, но едва ли превысит его.

---

**37.** Как указал генеральный директорат по вопросам конкуренции, «начало судебного процесса не предрешает результатов расследования; оно лишь означает, что комиссия будет рассматривать это дело в числе приоритетных». См.: [europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm).

**38.** Для ОАО «Газпром» Европа означает страны ЕС + Турцию + Балканы – страны Балтии.

## НЕОБХОДИМОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В УСТАРЕВАЮЩУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ

Устаревая инфраструктура энергетического сектора России в следующие 15 лет будет нуждаться в масштабных и оперативных инвестициях. Следует продолжать и стимулировать инвестиции в сохранение энергии/энергоэффективность, производство и передачу электрической и тепловой энергии, в разведку и добычу нефти и газа, а также транспортную и экспортную инфраструктуру для достижения необходимых уровней. По оценкам, приведенным в принятой в 2009 г. Энергетической стратегии России на период до 2030 г., до 2030 г. потребуются инвестиции в размере 2,4–2,8 трлн долл. в постоянных ценах 2007 г. Одна только модернизация мощностей по производству и передаче электроэнергии, а также производственной инфраструктуры требует вложений в размере 355–554 млрд долл. в сфере производства электроэнергии и 217–334 млрд долл. в электроэнергетические сети. МЭА дает схожую оценку необходимого объема инвестиций<sup>39</sup>. В действительности, треть существующих мощностей следует вывести из эксплуатации; также дополнительно потребуется ввод в эксплуатацию новых мощностей, установленная мощность которых была бы практически эквивалентна общей установленной мощности объектов электроэнергетики в стране в 2008 г. Принимая во внимание огромные потребности российского сектора разведки и добычи нефти и газа в капитале и технологиях, потребуется больше частных и иностранных инвестиций. Институт энергетических исследований Российской академии наук дает аналогичные прогнозы: по его оценкам, с 2010 по 2020 гг. в энергетический сектор потребуется инвестировать около 100 млрд долл. в год. Это на 45 % больше, чем ежегодные капиталовложения, составляющие примерно 70 млрд долл. в год, которые расходовались на модернизацию в 2006–2010 г.<sup>40</sup>

В частности, срочно требуются вложения в сферу централизованного теплоснабжения. Около 80 % российских котельных находятся в эксплуатации более 30 лет, 20 % – более 50 лет, а 29 % распределительных тепловых сетей находятся в критическом состоянии и нуждаются в замене. В целом потери тепла (утечка, нерациональное использование) по всей цепочке поставок тепла могут достигать 60 % по сравнению с 20 % в системах ОЭСР.

В секторе электроэнергетики почти две трети российских теплоэнергетических станций находятся в эксплуатации более 30 лет, а средний срок службы составляет от 50 до 60 лет. Срок эксплуатации большей части мощностей атомной энергетики подойдет к концу в ближайшие годы, что потребует инвестиций в продление сроков эксплуатации АЭС и повышение безопасности, а также строительства новых установок для реализации планов по увеличению суммарной установленной мощности объектов атомной энергетики. Более того, 78 % ГЭС нуждаются в переоснащении. Модернизация и вывод из эксплуатации старых теплоэлектроцентралей и соответствующих электрических сетей на фоне растущих затрат на техническое обслуживание и ремонт становится вопросом, требующим безотлагательного решения в целях обеспечения надежности производства энергии. Существует срочная потребность в модернизации сетевой инфраструктуры и в инвестициях в соединение энергосистем, в частности, для укрепления слабых связей между Европой, Уралом и Сибирью, а также для связи с изолированной в настоящий момент энергосистемой Дальнего Востока и севера России и налаживания связей с рынками Азии.

39. Перспективы развития мировой энергетики на 2013 г. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2011.

40. Презентация для МЭА. – М. : Институт энергетических исследований Российской академии наук, 2013.

В этой связи Правительству Российской Федерации необходимо продолжать стимулировать частные российские и иностранные инвестиции в эти проекты, которые будут жизненно важны для обеспечения такой модернизации. Таким образом, проблема заключается в разработке последовательной и прогнозируемой системы налогообложения и нормативно-правовой базы, а также в создании привлекательных экономических и нормативно-правовых условий для привлечения требуемого уровня частных и иностранных инвестиций.

## ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ДОМИНИРОВАНИЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ КОМПАНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Опыт МЭА показывает, что для хорошего функционирования, эффективности и устойчивости энергетических рынков требуется сочетание нормативных и экономических стимулов, которые необходимо тщательно и осторожно уравнивать и координировать. Однако нет четкого ответа на вопрос о том, должны ли господствовать на рынке государственные компании, чтобы обеспечивать эффективную разработку и использование ресурсов. В быстроразвивающихся странах национальные нефтяные компании, как правило, контролируются государством и играют доминирующую роль. В России оживление нефтедобычи в 1999–2004 гг. было вызвано преимущественно основными частными компаниями, такими как ОАО «НК „ЮКОС“», НК «Сибнефть», ОАО «Сургут» и ОАО «ЛУКОЙЛ», в то время как сейчас ответственность за поддержание нефтедобычи в России на текущем уровне в долгосрочной перспективе все в большей степени ложится на государственную компанию ОАО «НК «Роснефть». МЭА, в состав которого не входят быстроразвивающиеся страны, включает ряд значимых нефтегазодобывающих стран с различными моделями энергетической политики. Компании США, задействованные в секторе разведки и добычи, не регулируются государством, и многие независимые компании обеспечили бурный рост нефтедобычи на фоне четкого и справедливого регулирования. Норвежская компания «Статойл» (Statoil) на 67 % принадлежит государству и котируется на фондовой бирже в Осло. Несмотря на то что большая часть компании принадлежит государству, она расценивается так же, как и любая другая частная компания, работающая на континентальном шельфе Норвегии. В последние годы в Норвегии отмечался бурный рост в сфере разведки и добычи, осуществляемых частными компаниями. Например, ОАО «ЛУКОЙЛ», которое не может вести деятельность на российском участке Арктики или Баренцева моря, имеет лицензии на такую деятельность на норвежском участке Баренцева моря. В целом для стран МЭА также характерно наличие значительной государственной собственности, в особенности в секторе инфраструктуры передачи энергии Европы.

Основными характеристиками модели российской энергетической политики являются концентрация участия государства в нефтяном и газовом секторах, ограниченная либерализация цен в большинстве секторов и в целом ограниченная конкуренция на рынках. Либерализация цен началась в последние пять лет со значительного повышения регулируемых тарифов на газ для промышленного сектора, утверждаемых ежегодно, но с 2013 г. она почти остановилась. Предполагалась частичная или полная приватизация крупных государственных компаний, но первоначальные планы были во многом пересмотрены. Эти компании, которые часто функционируют в рамках интегрированной модели, такие как ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ГК «Росатом», ОАО «РусГидро» и ОАО «Интер РАО», в некотором плане укрепили позиции на рынке за последние годы, и их положение говорит о том, что они и далее



будут занимать доминирующее положение в энергетическом секторе России<sup>41</sup>. Задача заключается в обеспечении высоких дивидендов для государства, конкурентного рынка без злоупотреблений доминирующим положением, эффективного управления государственными компаниями и необходимых инвестиций. Российские государственные компании также выполняют социальные функции, например способствуя развитию регионов или поддерживая крупные проекты федерального значения. Примеры США и Норвегии имеют следующие общие характеристики: четкое, надежное, прозрачное и прогнозируемое регулирование, высокие стандарты корпоративного управления, полная прозрачность рынка, либерализация рынков.

## ОЦЕНКА

В настоящем обзоре освещаются масштабные изменения, произошедшие в ТЭК России и в значительной степени способствовавшие экономическому росту и развитию России, а также безопасности глобального энергоснабжения. Правительство Российской Федерации признало, что перед экономикой и энергетическим сектором стоят непростые задачи, но также открываются возможности, и оно намерено решать эти задачи путем реализации политики модернизации и диверсификации экономики. За последние несколько лет российское правительство и ведущие компании уже предприняли важные шаги и адекватные политические меры для решения проблем, с которыми сталкивается российская экономика и энергетический сектор. Это свидетельствует о том, что Правительству Российской Федерации известно об этих проблемах, оно признает их значимость и необходимость корректировки существующей политики.

Однако требуются дополнительные меры, в частности относительно повышения энергоэффективности промышленного и транспортного секторов, а также ЖКХ, наряду с привлечением дополнительных инвестиций в производство электроэнергии и систему централизованного теплоснабжения. Настало время интенсифицировать усилия, которые позволят не упустить имеющиеся возможности. Приоритетом может стать выполнение следующих мер.

## НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ

### **Обновленная комплексная энергетическая стратегия, направленная на устойчивый и динамичный экономический рост**

В последние годы на российском и глобальном энергетическом рынках произошли значительные изменения на фоне экономического и финансового кризиса, роста глобальной конкуренции, общественных требований, влияния климатической по-

---

41. Правительство Российской Федерации планирует сократить долю ОАО «Роснефтегаз» в ОАО «НК «Роснефть» до 50 % + 1 акция до 2016 г. в соответствии с обновленной программой приватизации на 2014–2016 гг., утвержденной Правительством Российской Федерации. Но эти меры могут быть отложены или реализованы лишь частично. Государственный энергетический холдинг ОАО «Роснефтегаз» в настоящий момент владеет 69,5 % «Роснефти». После приобретения компанией «Роснефть» акций ТНК-ВР компания ВР стала еще одним крупным акционером «Роснефти», контролирующим 19,75% акций. Новый план также предусматривает сокращение доли государства в нефтедобывающей компании ОАО «Зарубежнефть» до 90 % к 2016 г. (в настоящий момент этот показатель составляет 100 %) и до 50 % + 1 акция к 2020 г. В этой новой программе сохранены более ранние планы Правительства Российской Федерации сократить долю государства в ОАО «Транснефть», российской национальной нефтепроводной монополии, до 75 % + 1 акция до 2016 г. (в настоящее время – 78,1 %). См.: Платтс. Российская «Роснефть» останется под контролем государства до 2016 г. – 28 июня 2013 г.

литики, технологических инноваций и меняющейся картины спроса и предложения в мировой энергетике. Существенные сдвиги произошли на рынках сланцевого газа и трудноизвлекаемой нефти. Все эти факторы повышают неопределенность будущих цен и динамики рынка, а также оказывают влияние на торговлю и инвестиции в нефтегазовом и угольном секторах. Соответственно, импортеры и экспортеры энергии, такие как Россия, сталкиваются с неопределенностью, одновременно получая и новые возможности. Можно констатировать, что в 2013–2014 гг. Россия своевременно изучила стоящие перед ней вызовы и приступила к созданию обновленной энергетической стратегии на период до 2035 г., а также более долгосрочной программы до 2050 г. с акцентом на укреплении проводимых реформ. Работа над обоими документами позволяет улучшить управление ТЭК России и разработать долгосрочную последовательную и согласованную энергетическую политику с особым вниманием к реализации поставленных задач и мониторингу на федеральном и региональном уровнях.

При разработке вышеуказанных стратегий Правительству Российской Федерации следует создать нормативно-правовую базу, которая отражала бы взаимосвязь между отдельными секторами энергетики (такими как система централизованного теплоснабжения, энергоэффективность, ВИЭ), с включением в нее всех заинтересованных сторон на федеральном, региональном и местном уровнях, потребителей, производителей и органы регулирования рынка. В данной нормативно-правовой базе должна быть четко сформулирована политика в отношении следующих вопросов:

- быстрый прогресс в повышении энергоэффективности в жилищном и промышленном секторах, а также меры, которые могут привести к этому результату;
- потенциал повышения КИН и разработки месторождений нетрадиционной нефти;
- возможности и проблемы, связанные с разработкой арктических и труднодоступных месторождений, в сравнении с традиционными месторождениями;
- последовательная реализация проектов и создание условий, которые позволят увеличить объем экспорта нефти и газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона;
- усиление конкуренции и эффективности функционирования энергетических рынков;
- содействие технологическим инновациям по мере разработки Россией целей в этой сфере, но в целом здесь потребуются более упорядоченный и целенаправленный подход с более активным участием государственных и частных компаний;
- смягчение воздействия на окружающую среду и климат при реализации имеющегося потенциала энергоэффективности в ЖКХ, в промышленности и на транспорте;
- анализ издержек и выгод при реализации потенциала использования биомассы и отходов для получения энергии и определение необходимых нормативно-правовых и политических мер;
- реализация, мониторинг и контроль за исполнением этих мер политики во всех регионах страны, а также их воздействие на объем выбросов CO<sub>2</sub>;
- качественный сбор данных и основательное прогнозирование в области энергетики, в том числе по динамике спроса, например в сфере энергоэффективно-



сти; не в последнюю очередь задача заключается в том, чтобы избежать инвестиций в создание избыточных мощностей в электроэнергетическом и газовом секторах; в частности, стратегия должна опираться на пересмотренные и реалистичные прогнозы роста ВВП, которые наряду с энергоэффективностью должны определять структуру потребления, особенно в газовом и энергетическом секторах. Политики должны тщательно взвешивать будущие цели для подачи рынкам предсказуемых сигналов и недопущения задержек реализации или отмены поставленных целей, как это происходило ранее в сферах развития ВИЭ, энергоэффективности и системе централизованного теплоснабжения.

В частности, основное внимание в новой энергетической стратегии должно быть уделено определению оптимальных способов улучшения системы образования и развития профессиональных навыков и их адаптации к конкретным потребностям, обусловленным усилиями по модернизации энергетического сектора. Например, широкомасштабное повышение энергоэффективности, разработка новых месторождений нефти и газа (на шельфе), строительство большего количества атомных энергоблоков и продление срока их эксплуатации, переход на чистые угольные технологии, а также разработка технологии внесетевых установок на ВИЭ потребуют кадров с узкоспециальными навыками и знаниями, которых до настоящего времени в России в достаточных количествах не было. Это потребует активизации усилий по подготовке нового поколения инженеров, менеджеров проектов и технических специалистов, которые смогут работать в этих секторах, имея передовые знания и квалификацию. Инновации необходимо направлять в наиболее рентабельные сегменты рынка. Нужно стимулировать совместную работу университетов и компаний, а государство должно выявлять и устранять пробелы в образовании, например в вопросах энергоэффективности.

### **Реалистичное обновление прогнозов будущего производства и потребления энергии**

Надежные данные и прогнозы будущего развития российских энергетических рынков имеют принципиальное значение в качестве основы для формирования и направления мер энергетической политики. Динамика ОППЭ и совокупного потребления энергии в России будет зависеть от различных факторов, включая пересмотр темпов роста ВВП и их воздействие на спрос на газ и электричество, изменение структуры экономики, средней цены на нефть, продление срока эксплуатации атомных электростанций, уровень развития возобновляемой энергетики, использование газа в транспортном секторе, повышение энергоэффективности ЖКХ и промышленности, либерализация регулируемых цен. В частности, возможен более низкий рост потребления газа вследствие сокращения его использования для выработки электроэнергии после замены устаревших теплостанций на современные ТЭЦ с газотурбинной установкой и замедления роста энергопотребления, а также сохранения значительной доли атомной энергетики и ГЭС в энергетическом балансе. Еще одним фактором является уменьшение использования газа в системе централизованного теплоснабжения к 2018 г. по мере модернизации и установки приборов учета. И наконец, при повышении регулируемых цен и установке приборов учета домохозяйства также должны ограничить или даже несколько снизить потребление газа; промышленный сектор может потреблять больше газа по мере увеличения производства, однако рост может быть ограничен или даже нивелирован благодаря повышению энергоэффективности.

## ЦЕНТРАЛЬНАЯ РОЛЬ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub>

Российская экономика много потеряет, если возобладает мнение, что изобилие ископаемых ресурсов и расширение добычи и поставок большого количества ископаемого топлива на рынок позволит и далее не придавать большого значения повышению энергоэффективности. В частности, применительно к потреблению газа, тепловой и электроэнергии более высокая энергоэффективность привела бы к росту конкурентоспособности, потенциально к увеличению экспорта и, соответственно, объемов производства. Это помогло бы высвободить ресурсы для формирования новых внутренних рынков, таких как рынок газа для транспорта, а также для расширения экспорта, и позволило бы снизить потребности в инвестициях. Такой сдвиг создал бы возможности для усиления здоровой конкуренции на внутреннем рынке, приведя к снижению затрат. В 2008 г. Правительство Российской Федерации разработало крупный пакет мер в области политики энергоэффективности, практически исторического масштаба. Был принят ряд законодательных и нормативных актов, которые в значительной степени соответствуют разработанному МЭА комплексу мероприятий «25 рекомендаций в области энергоэффективности»<sup>42</sup>. Существует большой потенциал повышения энергоэффективности ЖКХ, электроэнергетического, промышленного и транспортного секторов, но быстрее всего результатов в этой области можно добиться за счет повышения энергоэффективности в секторе производства электроэнергии и в промышленности. Однако пока не удалось добиться широкой и эффективной реализации этих мер, и повышение энергоэффективности замедляется. Это происходит в тот момент, когда энергоэффективность должна быть стратегическим приоритетом, поскольку может обеспечить устойчивый экономический рост и повысить конкурентоспособность энергоемких отраслей промышленности, привлечь необходимые инвестиции в модернизацию и даже сократить общие потребности энергосистемы в инвестициях, в частности в разведку и добычу природного газа или выработку электроэнергии. И последний, но не менее важный аспект заключается в том, что это позволит ограничить рост выбросов CO<sub>2</sub>, учитывая, что Россия является одним из крупнейших источников выбросов CO<sub>2</sub> в мире и их уровень может снова начать расти. Объем выбросов может повышаться и далее, если этой проблеме не будет уделяться достаточно внимания и если не реализовывать текущие задачи политики. Комплексный пакет мер по ограничению выбросов CO<sub>2</sub> также может стать эффективным инструментом модернизации устаревающей инфраструктуры, например в секторе электроэнергетики. Также на состоянии экономики могут положительно сказаться ряд мер по смягчению последствий изменения климата, таких как МУН, внедрение технологии «чистого» угля, повышение энергоэффективности и более активное использование биомассы. Однако текущая политика, направленная на расширение использования ВИЭ в России, не включает поддержку энергетического использования биомассы, и ее первоначальные задачи едва ли будут выполнены из-за регулятивных ограничений. Россия не застрахована от климатических изменений: потепление климата скажется на освоении труднодоступных континентальных нефтегазовых месторождений.

Направив больше усилий и поддержки на политику регулирования спроса, Россия будет намного лучше подготовлена к решению новых задач, возникающих в связи с растущим влиянием глобализации. Одновременно это будет помогать в решении масштабных задач, связанных с обновлением устаревающей и неэффективной инфраструктуры энергетического сектора.

---

42. URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3782,en.html](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3782,en.html).

Правительству Российской Федерации не следует отступать от масштабных целей. Оно должно разработать другой индикатор помимо энергоемкости и создать стратегическую систему институциональной координации, контролируруемую на самом высшем уровне Правительства Российской Федерации. Она будет обеспечивать ускорение реализации мер, внесение поправок в меры, которые не приносят результатов, и отвечать за более эффективную координацию между министерствами и федеральными агентствами, региональными властями и органами муниципального управления. Также следует проводить мониторинг и оценку текущей деятельности, чтобы оперативнее и эффективнее вносить корректировки в проводимую политику, когда это необходимо. Регионы должны иметь достаточно ресурсов для выполнения своих функций и обязательств, особенно в отношении программ повышения энергоэффективности.

Основное внимание следует уделять ЖКХ, выработке электроэнергии, теплоснабжению, а также промышленности. Необходимо создать такие условия, чтобы ЭСКО расширили деятельность в соответствии с результатами энергетического аудита, особенно в промышленности и теплоснабжении. В этом отношении российский рынок может быть одним из наиболее динамичных рынков в мире, но пока реализовано лишь несколько проектов. Должны действовать надлежащие ценовые сигналы, а также адекватные предсказуемые и эффективные налогово-бюджетные и нормативные меры, которые будут способствовать привлечению инвестиций. Другими важными факторами являются незыблемость договоров и верховенство права. Частный банковский сектор также должен быть тесно задействован в обеспечении гибких инструментов финансирования этих инвестиций.

Повышение энергоэффективности ЖКХ требует разработки комплекса действенных мер для обновления существующего жилого фонда и строительства высокоэффективных зданий. Старые многоквартирные здания обновляются слишком медленно и в недостаточном масштабе. Ужесточение стандартов и контроль за их исполнением положительно скажутся на строительстве современных зданий и маркировке продукции. Необходимо оптимизировать и ввести в действие механизмы регулирования и разработать меры стимулирования, в частности меры, реализуемые с помощью налоговых или финансовых инструментов (например, доступных кредитов государственных банков). Принципиально важно разработать согласованные индикаторы энергоэффективности для корректировки политики и мониторинга результатов, учитывая отсутствие надежных согласованных данных для принятия политических решений, обмена информацией и знаниями<sup>43</sup>. Инвестиции в энергоэффективность системы централизованного теплоснабжения также имеют принципиальное значение и требуют координированного системного подхода в отношении генерации, передачи, измерения потребления энергии и обшивки зданий.

## МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННОГО БЛАГОСОСТОЯНИЯ И ПОДДЕРЖКИ РЕФОРМ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Российский сектор теплоснабжения остро нуждается в срочной и масштабной модернизации, и чем дольше она будет откладываться, тем более существенными и неуправляемыми окажутся проблемы, ставящие под угрозу энергетическую, социальную и экономическую безопасность страны. В работе системы централизованного тепло-

43. Трудо Н., Мюррей И. Разработка показателей энергоэффективности в России. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2011. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia\\_En\\_Eff\\_Ind.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia_En_Eff_Ind.pdf).

снабжения все чаще случаются перебои, что приобретает особую значимость в условиях роста цен для конечных потребителей и сохраняющегося низкого качества услуг. Реформа сектора теплоснабжения повлияет на другие сферы: она может поддержать когенерацию, стимулировать инвестиции в повышение энергоэффективности жилищного сектора и высвободить определенные объемы газа для использования в других сферах, например на транспорте или на экспорт, учитывая, что в неэффективных системах каждый год растрачиваются огромные объемы газа. Правительство Российской Федерации начало вносить изменения в законодательную базу для содействия модернизации, но требуется еще несколько принципиальных мер для стимулирования инвестиций в обновление системы централизованного теплоснабжения:

- новая структура рынка с созданием единых организаций теплоснабжения, которые обеспечивали бы подачу тепла конечным потребителям и отвечали за качество поставок и модернизацию. Это позволит повысить эффективность и прозрачность системы централизованного теплоснабжения;
- устранение оставшихся перекрестных субсидий, особенно в секторе когенерации;
- синхронизация усилий по модернизации в сферах производства тепловой энергии, передачи энергии, конечного потребления и установки приборов учета, в том числе с учетом преимуществ, которые в некоторых случаях имеют автономные системы теплоснабжения. Это принципиально важно для повышения надежности, эффективности и доступности системы теплоснабжения;
- введение энергосервисных контрактов;
- установка приборов учета в зданиях и регулирующих подстанциях в старых зданиях, а также переход к оплате по фактическому потреблению;
- включение дополнительных компонентов качества в конечный тариф для ограничения отключений, стимулирования оплаты услуг, а также оказания давления на компании по производству и распределению тепловой энергии для инвестиций, так как реализация системы подачи и рассмотрения жалоб вместе со штрафами за несоблюдение конкретных стандартов качества подачи тепловой энергии заставят единые компании теплоснабжения осуществлять инвестиции;
- более активная финансовая поддержка модернизации на федеральном уровне, в особенности в отношении систем, находящихся в муниципальной собственности, а также эффективных концессионных схем для поощрения частных инвестиций;
- продление срока действия методов тарифообразования и уровней тарифов по меньшей мере до десяти лет для окупаемости крупных инвестиций;
- в части тарифного регулирования и методов определения тарифов необходимо оперативно заменить систему установления тарифов по методу «расходы плюс» на разрабатываемый метод альтернативной котельной. В определенных случаях можно также RAB-регулирование.
- расширение использования ВИЭ, например биомассы, в централизованном теплоснабжении.

### ЗАВЕРШЕНИЕ РЕФОРМ ОПТОВОГО И РОЗНИЧНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ КОНКУРЕНЦИИ И ИНВЕСТИЦИЙ

За последнее десятилетие Россия провела фундаментальные реформы рынка электроэнергии либеральной направленности. Основные достижения либерализации рынка включают разукрупнение предприятий, инвестиции в новые мощности бла-

годаря приватизации генерирующих объектов, а также создание функционирующего оптового рынка электроэнергии и мощности в европейской части России, на Урале и в Сибири. Реформы планируется завершить полной либерализацией оптового и розничного рынков к 2015 г. Процесс реформ сейчас находится в критической фазе. Учитывая, что Россия готовит дальнейшие шаги на пути реформ рынка электроэнергии, повышение неопределенности относительно модели рынка и траектории развития отрасли создают риски подрыва уверенности участников рынка. В настоящий момент Правительство Российской Федерации сосредоточено на реформе сектора теплоснабжения, чтобы стимулировать модернизацию и инвестиции в когенерацию и устранить оставшиеся перекрестные субсидии. Россия предстоит закончить разработку программы действий для завершения реформы оптового и розничного рынка электроэнергии до 2015 г.

Сектор электроэнергетики имеет фундаментальное значение для устойчивого экономического роста и является одной из основных движущих сил российской экономики. В документе МЭА «Обновленные данные по реформе российского сектора электроэнергетики, 2013 г.»<sup>44</sup> и в анализе в рамках данного обзора решительно поддерживается завершение успешной либерализации, которую начала Россия, включая создание полностью конкурентных оптовых рынков энергии и мощности, а также розничного рынка энергии, поэтапный отказ от регулирования цен и постепенный переход на рыночное ценообразование. Приватизация и создание рынка мощности привели к увеличению генерирующих мощностей. Приоритет следует отдать упорядочению проводимых преобразований и стабилизации структуры рынка, в частности путем реформирования действующих механизмов мощности и их преобразования в полнофункциональный и более конкурентный рынок мощности.

Модернизация электрических сетей и систем производства электроэнергии в России потребует масштабных инвестиций в последующее десятилетие. Однако рост спроса на электричество замедляется (в связи с более низким ростом ВВП), что ухудшает инвестиционный климат. В то время как рынок мощности, возможно, все еще требуется для привлечения инвестиций в модернизацию, по мере повышения надежности системы необходимость в нем будет уменьшаться.

Частые вмешательства Правительства Российской Федерации, ведущие к изменениям правил и результатов работы рынка, могут нивелировать значительный прогресс, достигнутый на настоящий момент в реформировании этого рынка. Важно не отказываться от стимулирования конкуренции. Срочно необходим план действий по все большей либерализации рынков и завершению реформы оптового рынка. В розничном секторе приоритет следует отдавать стимулированию энергоэффективности, свободному выбору поставщика и обеспечению качества и надежности поставок.

Для успеха реформ рынка электроэнергии они должны также сопровождаться переходом к конкурентному и эффективному рынку природного газа с полной либерализацией цен на оптовой газовой бирже, повышением конкуренции и дальнейшим продвижением на пути предоставления доступа к инфраструктуре для третьих сторон.

Необходимо обеспечить разнообразие участвующих компаний и заинтересованных сторон, справедливые правила и отсутствие дискриминации, а также активный надзор для поддержания конкуренции со стороны независимого и влиятельного органа регулирования, в частности ФАС России.

44. URL: [www.iea.org/publications/insights/RussianElectricityReform2013Update\\_FINAL\\_WEB.pdf](http://www.iea.org/publications/insights/RussianElectricityReform2013Update_FINAL_WEB.pdf).

## РЕКОМЕНДАЦИИ

Правительству Российской Федерации следует:

- Разработать новую, комплексную и реалистичную Энергетическую стратегию на период до 2035 г., которая полностью учитывает развитие мирового и российского энергетических рынков, изменения экономической ситуации, условия для поддержания высоких объемов добычи и экспорта жидких углеводородов, а также потенциал устойчивого и динамичного экономического роста, опирающегося на ускоренные и масштабные меры по повышению энергоэффективности и расширению использования ВИЭ.
- В качестве стратегического приоритета экономической политики обеспечить проведение мер по повышению энергоэффективности в промышленном и жилищном секторах и принять соответствующие нормативные и политические шаги для усиления налоговых, финансовых и тарифных сигналов и стимулов; сформировать рынок энергосервисных компаний, разработать нормативные ограничения и стандарты для обеспечения оперативной и масштабной реализации этих мер; обеспечить всеобъемлющий мониторинг и контроль исполнения.
- Обеспечить незамедлительную и масштабную модернизацию системы централизованного теплоснабжения путем создания институциональной и правовой основы, а также тарифных условий, необходимых для привлечения требуемых инвестиций в производство и поставку тепловой энергии, параллельно координируя действия с конечными потребителями, чтобы избежать создания избыточных мощностей, повысить платежную дисциплину и удовлетворенность потребителей.
- Завершить реформы рынка электроэнергии, установив четкие сроки выполнения долгосрочной задачи по полной либерализации оптового рынка электроэнергии и конкурентного розничного рынка; в частности содействовать развитию конкурентного рынка мощности, чтобы стимулировать инвестиции в существующие и новые генерирующие мощности после окончания контрактов о предоставлении мощности (заключенных по результатам конкурентного отбора мощности) для обеспечения прозрачности, исключения дискриминации и достижения гибкости в целях адаптации к различным условиям баланса спроса и предложения.



### 3. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

#### Основные данные (2012 г., предварительные)

**Общее предложение первичной энергии (ОППЭ) на душу населения:** 5,2 т н. э. (в странах – членах Международного энергетического агентства (МЭА) в среднем: 4,5 т н. э.), +21,4 % с 2002 г.

**Энергоемкость:** 0,34 т н. э. / 1 тыс. долл. ВВП по ППС (паритет покупательной способности) (в МЭА в среднем: 0,14 т н. э. / 1 тыс. долл. ВВП по ППС), –23,6 % с 2002 г.

**Общее конечное энергопотребление (ОКЭ) по источникам:** 463,1 млн т н. э. (природный газ – 27,7 %, тепло – 26,7 %, нефть – 25,7 %, электроэнергия – 13,7 %, уголь – 5,6 %, биотопливо и отходы – 0,6 %), +13,4 % с 2002 г.

**ОКЭ по секторам:** промышленность – 46,2 %, коммунально-бытовой сектор – 23,6 %, транспорт – 20,2 %, коммерческий сектор и бытовое обслуживание – 10,1 %

#### ОБЩИЙ ОБЗОР

Россия является четвертым по величине крупнейшим потребителем первичной энергии после Китая, США и Индии. Количество энергии, требуемой для производства единицы валового внутреннего продукта (ВВП) (по паритету покупательной способности – ППС), в России до сих пор в два раза выше, чем в среднем в странах МЭА. Это подчеркивает, что, несмотря на структурные изменения, исторически сложившуюся неэффективность еще предстоит преодолеть. Потенциал России для роста энергоэффективности огромен. При этом технический потенциал составляет порядка 260 млн т нефтяного эквивалента (н. э.), или около 30–35 % общего предложения первичной энергии (ОППЭ). По данным из правительственных источников, реальный потенциал к 2020 г. приблизится примерно к 195 млн т н. э., или 20 % текущего уровня ОППЭ. Успехи России в реализации этого потенциала в ближайшие десятилетия повлияют на формирование ее энергетического баланса, развитие сектора *upstream* (разведка и добыча нефти), потребность в инвестициях в производство электрической и тепловой энергии, конкурентоспособность промышленности и объемы доступных для экспорта энергоресурсов. Развитие энергоэффективности также смягчит последствия роста затрат населения на энергию. Таким образом, она может облегчить переход к рыночному ценообразованию за счет привлечения инвестиций в модернизацию генерирующих мощностей, передачу и распределение энергии с целью снижения затрат потребителей. Также энергоэффективность поможет России снизить выбросы парниковых газов и смягчить последствия изменения климата.

Указ президента Российской Федерации от 04.06.2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» устанавливает амбициозную цель снизить энергоемкость ВВП в России к 2020 г. не менее чем на 40 % (по сравнению с 2007 г.). За истекший период Россия



достигла значительного прогресса в создании законодательной и политической основы для продвижения энергоэффективности. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», разработанная Министерством энергетики Российской Федерации и одобренная Правительством Российской Федерации 3 апреля 2013 г.<sup>1</sup>, предусматривает ряд мер для снижения энергоемкости ВВП России на 13,5 % к 2020 г. по сравнению с 2007 г. Правительство Российской Федерации готовится оценить эффективность действующего законодательства и разрабатывает меры улучшения политических инструментов.

Тем не менее в ближайшие годы потребуются значительные дополнительные усилия, чтобы достигнуть поставленных целей, всего многообразия преимуществ роста энергоэффективности из-за недостатков существующей политики и нормативно-правовой базы. Хотя некоторые энергоемкие отрасли промышленности начали модернизировать основные фонды, чтобы оставаться конкурентоспособными, сохраняется значительный потенциал во всех сегментах энергосистемы, в том числе и у конечных потребителей. Среди них наиболее перспективны в плане энергосбережения коммунально-бытовой сектор, перерабатывающая промышленность и энергетика. Значительные возможности энергосбережения существуют также в электро- и теплоэнергетике.

Отмечается реальная возможность сделать энергоэффективность движущей силой модернизации российской экономики. Пять факторов, указанных в данном обзоре, будут играть основную роль в повышении энергоэффективности российской экономики: ценовые сигналы; эффективное законодательство и регулирование; расширение компетенций и использование передовой международной практики; совершенствование механизма сбора данных и доступ к финансированию. Энергоэффективность можно превратить в одну из самых привлекательных областей для частных инвестиций, разработав долгосрочную государственную политику для поддержки инноваций и обеспечив техническую оснащенность. Действенная государственная политика может обеспечить условия для стимулирования развития национального рынка товаров и услуг, связанных с энергоэффективностью. Это должно также создать предпосылки для развития условий для бизнеса, связанного с экспортом таких товаров и услуг в соседние и более отдаленные страны.

---

## КОНЕЧНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ

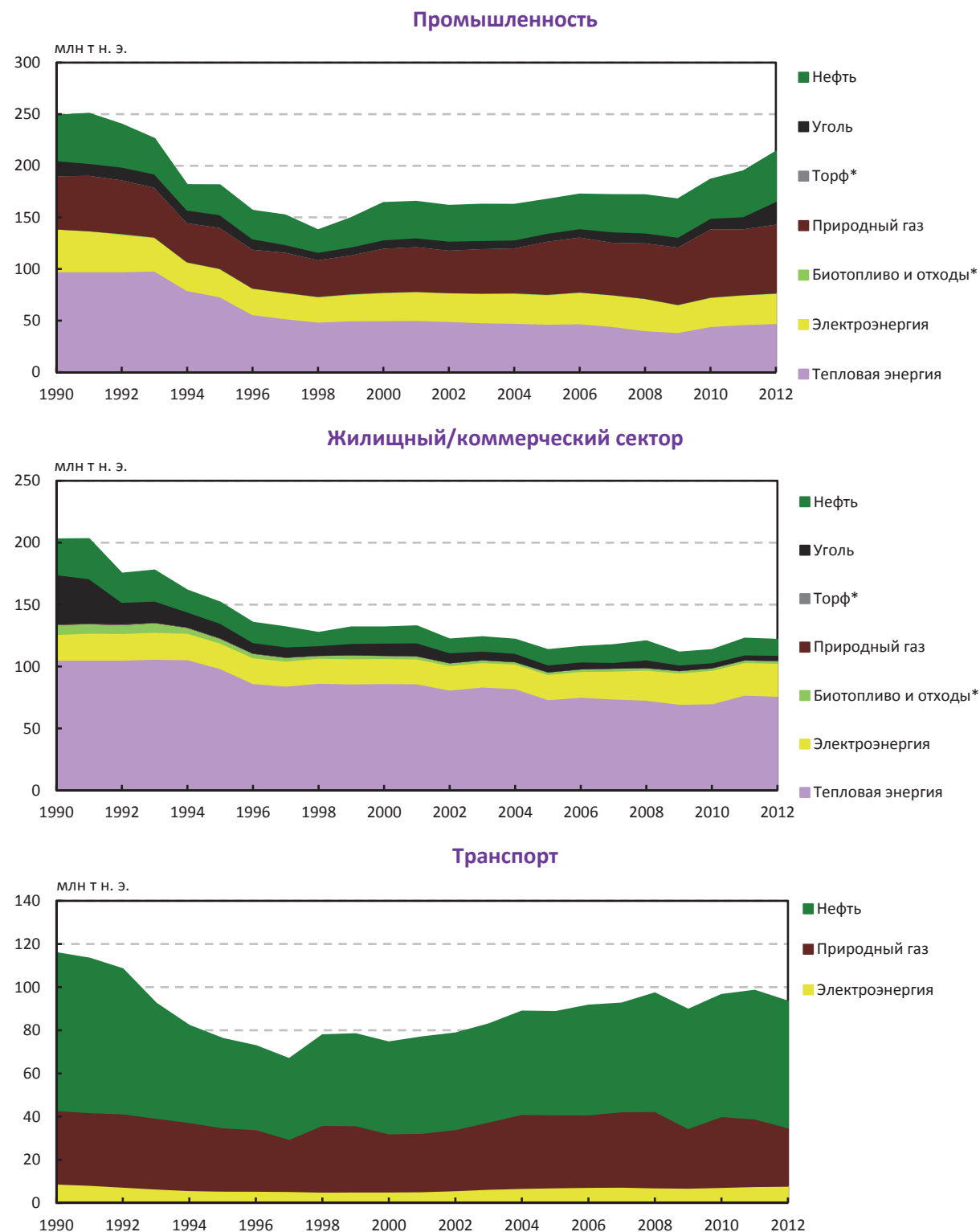
### КОНЕЧНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ ПО ОТРАСЛЯМ

Общее конечное энергопотребление (ОКЭ) в России в 2012 г. составило 463,1 млн т н. э., это самый высокий уровень энергопотребления в Европе. С начала XXI в. ОКЭ в России постоянно увеличивалось (за исключением 2009 г. в связи с глобальным финансово-экономическим кризисом) и к 2012 г. возросло на 13,4 % по сравнению с 2002 г. До 2000 г. уровень потребления устойчиво сокращался и снизился по сравнению с ОКЭ 1990 г. в 625 млн т н. э.

Как показано на рис. 3.1 ниже, основная часть ОКЭ приходится на промышленность, затем следует жилищный и коммерческий секторы, далее – транспортный сектор.

---

1. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); Принята государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» на 2013–2020 гг. // The Russian Government. – URL: [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174).

**Рисунок 3.1** Общее конечное энергопотребление по секторам и по источникам, 1990–2012 гг.

Примечание: данные за 2012 год являются предварительными.

\*Пренебрежимая величина.

Источники: МЭА (2013), Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР, ОЭСР/МЭА Париж.

На промышленность приходится самая значительная доля конечного энергопотребления, составившая в 2012 г. 213,8 млн т н. э., или 46,2 % ОКЭ. Потребление в этом секторе увеличивалось более значительно по сравнению с ростом суммарного значения ОКЭ, его доля возросла по сравнению с 39,5 % в 2002 г.

В жилищном секторе в 2012 г. потреблено 109,2 млн т н. э., его доля достигла 23,6 % ОКЭ. Доля населения в общем объеме потребления сократилась по сравнению с пиковым уровнем 34,2 % в 2001 г. Общий объем потребления в жилищном секторе уменьшился на 18,4 % по сравнению с 2002 г. Большая часть энергии в данном секторе уходит на отопление и горячее водоснабжение.

На транспорт в 2012 г. пришлось 20,2% ОКЭ. В этом секторе энергопотребление с 2002 г. выросло значительнее всего: на 18,8 %; доля транспорта в ОКЭ возросла с 19,3 % в 2002 г. При этом до сих пор по доле транспорта в ОКЭ Россия занимает пятое место в сравнении со странами – членами МЭА после Финляндии, Турции, Республики Корея и Нидерландов.

На коммерческий и общественный сектор приходится 10,1 % ОКЭ, что на 8,4 % выше показателей 2002 г. Уровень энергопотребления в данном секторе возрос на 35,8 % с 2002 г. Тем не менее в России до сих пор самая низкая доля услуг в ОКЭ в сравнении с членами МЭА.

На природный газ, тепло и нефть приходится более 80 % ОКЭ России. Доля природного газа в ОКЭ – 27,7 %, он используется во всех секторах, в том числе имеет значительную долю на транспорте (29 % всего потребляемого топлива). Доля тепла – 26,7 %, оно в основном потребляется в зданиях жилищного и коммерческого секторов. Доля нефти – 25,7 % ОКЭ, она используется как основное топливо на транспорте. Доля электроэнергии – 13,7 % ОКЭ, доли угля и биотоплива менее значительны. С 2000 г. потребление природного газа и нефти возросло главным образом за счет уменьшения доли угля и тепловой энергии.

## ЭНЕРГОЕМКОСТЬ

Энергоемкость, измеренная как отношение ОППЭ к реальному ВВП, составила в 2012 г. 0,34 т н. э. / 1 тыс. долл. ВВП по ППС. Этот важный вопрос уже обсуждался в главе, посвященной общей энергетической политике, он проиллюстрирован рис. 2.5 и 2.9. В целом данные МЭА показывают, что российский уровень энергоемкости – самый высокий в сравнении со странами МЭА. Тем не менее с 2002 г. затраты энергии на единицу ВВП в России сократились на 23,6 %. В России очень специфические климатические условия, которые с этой точки зрения необходимо учитывать. Среднее значение энергоемкости в странах МЭА за аналогичный период также сократилось, хотя и с более низкими темпами в 16,6 %. Причинами этой показательной тенденции в России стали не инвестиции в энергоэффективность, а скорее структурные изменения экономики. Это снижение доли энергоемкого производства и развитие сферы услуг, рост импорта энергоемких товаров и свертывание неэффективных отраслей. И наконец, не менее важное обстоятельство: за последние годы энергоемкость в России вновь начала увеличиваться.

## ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

---

Стратегические решения, касающиеся энергоэффективности, принимают президент России и Правительство Российской Федерации. Министерство энергетики Российской Федерации формирует политику в области энергоэффективности. Министерство

экономического развития Российской Федерации, Министерство промышленности и торговли Российской Федерации и Министерство транспорта Российской Федерации также выполняют определенные функции в рамках своей компетенции в соответствующих областях. В ноябре 2013 г. был создан новый орган – Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, которому переданы полномочия Министерства регионального развития Российской Федерации в области энергоэффективности по вопросам строительства и модернизации крупных объектов. Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Росстрой), созданное в рамках Министерства регионального развития Российской Федерации в мае 2012 г. для разработки стандартов строительства и координации строительства общественных зданий, ликвидировали, его функции и персонал частично передали вновь созданному министерству. На Росстрой также возложили отопление и энергоэффективность зданий.

Консультативный Совет при президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию значительно влияет на разработку и реализацию решений в области новых технологий и инноваций, в том числе энергоэффективности.

На региональные и муниципальные власти возложена обязанность реализовывать политику и программы в области энергоэффективности в субъектах Российской Федерации и муниципалитетах. Каждый регион должен разработать и утвердить региональную программу энергосбережения и энергоэффективности. Для реализации программ в регионах формируется бюджет для привлечения инвестиций в энергоэффективность. Правительство Российской Федерации выделяет регионам субсидии для реализации проектов в области энергоэффективности. Распределение субсидий основано на конкурентной системе: регионы представляют проекты, и лучшие получают субсидии. Министерство энергетики Российской Федерации контролирует использование субсидий из федерального бюджета, следит за распределением бюджета в пределах государственных программ и бюджетного права (около 5 млрд руб.) и рассчитывает уровень софинансирования обязательств по затратам субъектов Российской Федерации в рамках реализации программ путем предоставления субсидий. Чтобы проект смог привлечь частных инвесторов, региональные органы власти также предоставляют субсидии каждому проекту и поддерживают его. В регионах растет интерес к получению субсидий, но у некоторых из них не хватает необходимого потенциала для участия в этой системе. Ряд регионов и муниципалитетов играют ключевую роль в энергоэффективности, например Томская и Калининградская области, Республика Татарстан. При этом не хватает эффективных механизмов для стимулирования передачи наилучшей практики и знаний в другие регионы.

В России еще не создана хорошо координируемая многоуровневая система управления энергоэффективностью (федеральный – региональный – муниципальный уровень).

В рамках Министерства энергетики Российской Федерации создано Российское энергетическое агентство (РЭА), играющее главную роль в области повышения энергоэффективности на федеральном и региональном уровнях. Реализация данной задачи потребует увеличения человеческих и финансовых ресурсов. Действующая информационная система в сфере энергоэффективности, призванная обеспечивать соответствующую информацию в области законодательства и существующий наилучший опыт, требует развития и дальнейшего расширения.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОЛИТИКИ И МЕРЫ

---

### НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

С 2008 г. Правительство Российской Федерации приступило к реализации разноплановых амбициозных мер на политическом уровне для решения проблем, связанных с энергоэффективностью. Указ № 889 нацелен на снижение энергоемкости российского ВВП к 2020 г. на 40 % по сравнению с 2007 г.

В Энергетической стратегии России на период до 2030 г. определены цели и задачи развития энергосектора в России в долгосрочной перспективе, его приоритеты и основные направления, а также механизмы государственной политики, обеспечивающие реализацию поставленных задач. В стратегию включены необходимые условия и основные направления реализации государственной энергетической политики. Она предусматривает снижение энергоемкости к 2030 г. на 56 % (в сравнении с 2005 г.). Эта цель должна быть достигнута в три этапа. Первый этап предусматривает кардинальную перестройку энергетического сектора; на втором этапе будет сделан акцент на прирост энергоэффективности за счет внедрения новых технологий в топливно-энергетическом комплексе; третий этап предполагает широкомасштабный рост энергоэффективности. В настоящее время действующая Энергетическая стратегия пересматривается, в 2014 г. будет разработан новый вариант стратегии до 2035 г. и отдельный документ – прогноз развития энергетики до 2050 г.

В апреле 2013 г. была принята новая государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики на период до 2020 г.». Она включает подпрограмму «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности», определяющую меры поддержки для снижения энергоемкости к 2020 г. всего на 13,5 %. Оставшиеся 26,5 % в снижении энергоемкости должны быть достигнуты за счет других факторов, главным образом ожидаемых структурных изменений в экономике. Де-факто это подразумевает, что более значительное снижение энергоемкости до 2020 г. не подкреплено конкретными мерами и что заявленная цель на уровне 40 % пока официально не отменена, но отложена. Предусматривается создание своего рода энергетического финансового агентства, которое станет привлекать частный капитал в проекты по энергоэффективности, хотя к моменту написания данного обзора нет точной информации о целях и зоне ответственности этого агентства, что требует дополнительных обоснований.

В Федеральном законе от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Закон № 261-ФЗ) сформирована законодательная основа для реализации мер по повышению энергоэффективности. Впоследствии, за 2009–2012 гг. были разработаны и утверждены дополнительные подзаконные акты. В настоящее время действует более 70 регулирующих актов. Тем не менее они разработаны в очень короткие сроки и нуждаются в поправках для устранения двойственности и противоречий. В ряде сфер, например в создании энергетического кодекса для зданий, до сих пор не хватает ключевой законодательной основы. Министерства и агентства испытывают недостаток в кадрах, что приводит к появлению трудностей в разработке законодательных актов и к необходимости ускорения мер по энергоэффективности. Существуют планы утвердить в 2014 г. ряд дополнительных законодательных актов.

В последнее время были предприняты усилия для исправления и дополнения регулирующей основы, чтобы устранить пробелы и решить сохраняющиеся проблемы. Тем не менее не в полной мере сформированная законодательная основа и задержки в утверждении регулирующих актов, а также недостаточные меры по их внедрению стали причиной медленного ввода в действие проектов в области энергоэффективности. Сложность нормативно-правовой базы, в том числе государственных постановлений, приказов, законов, подзаконных актов, поправок, а также регионального законодательства сдерживает инвестиции и препятствует реализации проектов в области энергоэффективности.

Амбициозная цель в области энергоэффективности в России, предусматривающая снижение энергоемкости экономики на 40 % к 2020 г., вряд ли будет выполнена. Правительству Российской Федерации следует прояснить, какую цель реально можно достигнуть к 2020 и 2030 гг. Особенно важно оценить, что нужно исправить в политике на основе полученного за последние пять лет опыта. Без должной нормативно-правовой базы, обеспечивающей финансовую жизнеспособность инвестиций в энергоэффективность, политика в этой сфере останется в значительной степени декларативной. Необходимо ускорить разработку нормативных и законодательных актов, которые позволят перейти к реализации федерального законодательства в области энергосбережения, включая разработку экономических инициатив.

Закон № 261-ФЗ не устанавливает необходимые параметры для определения энергоэффективности экономики. Продекларированная главная цель (снижение энергоемкости ВВП) – неподходящий показатель для оценки результатов производства и потребления энергоресурсов. На практике Россия должна рассматривать задачу снижения энергопотребления в абсолютных величинах<sup>2</sup>. Особое внимание к государственным структурам вполне понятно, так как они хорошо подготовлены для того, чтобы играть лидирующую роль в энергоэффективности. Тем не менее на государственный сектор приходится только 12 % спроса на энергоресурсы. Для развития энергоэффективности в других секторах требуются дополнительные усилия.

Правительство в течение 2013 г. активно выявляло недостатки и создавало надежную основу для реализации политики в области энергоэффективности. Регулирующие акты одобряются с задержками, в результате отмечается более медленная реализация задач по сравнению с предусмотренными сроками. Качество и сроки введения поправок к законодательным актам, их внедрение, разработка новых актов, совершенствование действующих механизмов и инструментов и поддержка региональных властей будут играть определяющую роль в достижении Россией установленных целей в области энергоэффективности.

## РЕГИОНАЛЬНЫЕ И МЕСТНЫЕ ВЛАСТИ

Региональные и местные власти играют важную роль в продвижении энергоэффективности и в обеспечении соответствия принимаемых мер и регулирующей основы. Для эффективных действий властей необходимо укрепить существующий потенциал и увеличить ресурсы. Требуется и далее обеспечивать городские власти достаточными полномочиями и ресурсами, способствующими продвижению энергоэффективности.

---

2. Дополнительную информацию о специфических показателях соответствия в России можно найти в материалах МЭА: Развитие показателей энергоэффективности в России. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2011. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia\\_En\\_Eff\\_Ind.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia_En_Eff_Ind.pdf).



Правительство приняло усиленные меры по поощрению региональных и местных властей к активным действиям в области энергоэффективности. Правительство играет ключевую роль в том, чтобы региональные и местные власти получили достаточно возможностей, опыта и инициатив в планировании и реализации мер по энергоэффективности, а также в усилении координации действий на федеральном, региональном и муниципальном уровне. Совершенствование региональных программ энергоэффективности требует особого внимания. В частности, необходимо применять уже известные инструменты для реализации мер по энергоэффективности; укреплять потенциал регионов с целью обеспечения доступа к субсидиям; создавать более сильные стимулы для бюджетных организаций; активно использовать энергосервисные контракты на региональном и муниципальном уровне (например, снижение расходов благодаря энергосбережению обеспечит возможности реинвестирования в следующие проекты).

Информационная система в области энергоэффективности создает прекрасную основу для обмена опытом и обучения, в том числе методические рекомендации, наилучшую практику и изучение конкретных примеров. РЭА и его региональные филиалы могут стать эффективным инструментом для наращивания необходимого потенциала, информации и технического руководства.

## ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Самая значительная доля конечного потребления энергии в России приходится на промышленность, в 2011 г. она составила 194,8 млн т н. э., или 42,5 % ОКЭ. Основные потребители энергии в промышленности – сталеплавильное (29 %) и химические производство (23 %), производство нерудных минералов, в частности цемента (12 %), цветных металлов, в том числе алюминия (5 %) <sup>3</sup>.

Обязательных для выполнения планов по энергоэффективности в промышленности не существует. Одна из основных мер в области энергоэффективности, ориентированных на муниципальные предприятия и частные и государственные компании, это проведение обязательных энергоаудитов <sup>4</sup>. Но оно запаздывает. Несоблюдение требований обязательного энергетического аудита может привести к административным штрафам в размере 10–15 тыс. руб. (300–450 долл.) для физических лиц и 50–200 тыс. руб. (1,5–6 тыс. долл.) для юридических лиц. В 2012 г. Министерство энергетики Российской Федерации получило только 10 % отчетов по результатам обязательных аудитов, и только 1 % из них был должного качества, хотя основа для проведения энергетических аудитов сформирована законодательно. Менее 50 % организаций, в которых были запланированы аудиты, реально их провели. В настоящее время аудиты стоят дорого, у организаций не хватает средств для покрытия затрат на внедрение на практике мер по повышению энергоэффективности, выявленных во время аудита. Система совершенствуется, обсуждение этих вопросов планируется в середине 2014 г. Как показано во вставке 3.1, пример Китая показывает, что благодаря разработке целевых комплексных программ может быть достигнут значительный и быстрый прогресс.

---

3. Обзор мировой энергетики – 2011. – Париж : МЭА.

4. Объекты, подлежащие проведению обязательных энергетических аудитов, перечислены в Федеральном законе от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». В перечень включены: крупные потребители (с энергопотреблением на сумму свыше 10 млрд руб. в год (0,33 млн долл. в год); государственные учреждения; государственные и местные органы власти; организации с долей участия государственных или муниципальных органов и организации, участвующие в «регулирующей деятельности».



### **Вставка 3.1** Ориентация на энергоемкие отрасли промышленности: Китай, программы «Топ-1000» и «Топ-10000»

Программа «Топ-1000 энергопотребляющих предприятий», ориентированная на 1 тыс. самых крупных предприятий Китая, успешно выполнена. Установленная цель в области энергосбережения на уровне 100 млн т угольного эквивалента (у. э.) за 11-й пятилетний план перевыполнена. По отчетным данным экономия составила более 150 млн т у. э. Во время реализации 11-го пятилетнего плана программа «Топ-1000» постепенно распространилась и на локальный уровень. В провинциях разработали программы энергосбережения для малых предприятий в рамках локальных программ «Две сотни», или «Топ-1000». Эти результаты сформировали основу для расширения программы «Топ-1000» до «Топ-10000» в рамках 12-го пятилетнего плана.

Программа «Топ-10000» покрывает две трети суммарного энергопотребления в Китае. Она ориентирована на 15 тыс. промышленных предприятий, которые потребляют более 10 тыс. т у. э. в год, и на 160 крупных транспортных предприятий (таких как крупные судоходные компании) и общественные здания, которые потребляют более 5 тыс. т у. э. в год. Всего эта программа покрыла около 17 тыс. предприятий. Ее целевая установка – достигнуть уровня энергосбережения порядка 250 млн т у. э. к 2015 г.

Основные части программы «Топ-10000»: создать рабочие группы по энергосбережению на предприятиях; внедрить систему ответственности и автоматизированную систему учета; распределить задачи между компаниями, заводами и цехами; провести энергетические аудиты и разработать планы энергосбережения; внедрить систему энергоаудитов; провести рыночную оценку энергоэффективности; создать систему управления энергопотреблением; расширить программы обучения энергетическому менеджменту; внедрить систему отчетности об энергопотреблении; постепенно вытеснить отсталые технологии; ускорить энергосбережение за счет создания специального фонда для модернизации и сотрудничества с энергосервисными компаниями (ЭСКО); повысить качество измерений и измерительных приборов, поощрять компании, создающие центры управления энергопотребления и ИТ и контроля над ними; создать механизмы стимулирования энергосбережения.

Источник: Энергоэффективность: Тенденции рынка и среднесрочные перспективы. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2013.

Российские налогоплательщики, на которых распространяется уплата налога на имущество предприятия, с 1 января 2012 г. освободились от нее (на три года) в отношении новых активов высокой энергетической эффективности<sup>5</sup>. Для энергоэффективных основных фондов в соответствии с утвержденным списком Правительство Российской Федерации предоставляет льготы по налоговым обязательствам в рамках налога на прибыль предприятия. Для ряда активов налоговая скидка может быть удвоена. Инвестиции в энергоэффективное оборудование также подлежат квалификации для ускорения амортизации за счет налога на прибыль (в два раза по отношению к стандартным ставкам). На сегодняшний день налоговая скидка используется ограничено из-за нехватки информации и недостаточно развитых налоговых стимулов.

5. С учетом списка активов, подпадающих под данную меру в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 12.07.2011 г. № 562 «Об утверждении перечня объектов и технологий, имеющих высокую энергетическую эффективность, осуществление инвестиций в создание которых является основанием для предоставления инвестиционного налогового кредита».

В России зарегистрированы более 6 млн малых и средних предприятий (МСП). В настоящее время не разработаны меры для повышения энергоэффективности на них, в частности субсидируемый аудит, обучение и повышение уровня квалификации, а также обеспечение доступа к финансированию.

Инвестиции в энергоэффективность сдерживаются из-за слабой инвестиционной привлекательности российского перерабатывающей промышленности (в особенности вне сектора энергетики), что связано с относительно неблагоприятным инвестиционным климатом в стране и недостатком конкуренции на различных внутренних рынках товаров и услуг.

Рост цен на энергоресурсы не позволил привлечь значительные инвестиции в энергоэффективность, из-за чего в ряде случаев снизилась конкурентоспособность.

Сфера деятельности энергосервисных компаний (ЭСКО) все еще очень ограниченная, она прежде всего относится к общественным зданиям. Рынку услуг в области энергоэффективности в промышленности еще предстоит развиваться. Это направление должно получить значительный приоритет, поскольку Россия обладает высоким потенциалом. В Германии, например, данная сфера развивается очень успешно (см. вставку 3.2), этот опыт можно повторить и в России.

## СТРОИТЕЛЬНАЯ ОТРАСЛЬ

На жилищный сектор в 2011 г. пришлось 117,5 млн т н. э., или 25,6 % ОКЭ, на коммерческие и коммунальные услуги – 10,4 % ОКЭ (по сравнению с 9,3 % в 2000 г.). Общий фонд зданий включает более 3,2 млрд м<sup>2</sup> жилых домов, из них более 125 млн м<sup>2</sup> построено после 2010 г. Существует значительный потенциал для энергосбережения в строительной отрасли. Обширное обновление многоэтажных жилых домов с точки зрения энергоэффективности поможет снизить энергопотребление в них на 50 %.

Россия успешно создала условия, необходимые для более энергоэффективного жилого фонда. Разработана система классификации зданий в зависимости от их энергоэффективности, но необходимо и дальше развивать методы классификации, нормы сертификации и механизмы соответствия. Законодательство в этой сфере может быть разработано в 2014 г. Главная проблема заключается в недостатке необходимых в этой области специалистов, а также полномочий для мониторинга и обеспечения соответствия зданий установленным нормам.

Действующие стандарты для зданий разработаны в 2000 г. Ряд городов, в том числе Москва, Санкт-Петербург и Омск, установили более жесткие требования для зданий. Создается национальный энергетический кодекс зданий, соответствующий наилучшей мировой практике<sup>6</sup>. Беспрепятственное внедрение новых кодексов потребует повышения компетентности и обучение персонала, работающего в строительном секторе. Существует ряд других проблем, которые также требуют решения. В действующих жилых зданиях с учетом преобладания многоквартирных домов значительного прогресса не достигнуто, поскольку не хватает эффективно функционирующих товариществ собственников жилья (ТСЖ). В настоящее время членство в ТСЖ не является обязательным, лишь в 10 % жилых зданий созданы такие объединения.

---

6. Основа политики: модернизация энергетических кодексов для зданий. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2012. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,42535,en.html](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,42535,en.html).

В соответствии с Законом № 261-ФЗ для общественных зданий проводятся энергетические аудиты. Тем не менее обязательства инвестировать в реализацию возможных мер повышения энергоэффективности не предусмотрены. Необходимо также улучшить методы требуемой проверки в рамках энергоаудитов в зданиях.

В настоящее время 40 % потребителей установили измерительные приборы (счетчики). Необходимо требовать от жильцов обязательной установки общедомовых приборов учета потребленного тепла, газа и воды. Желательно там, где это возможно, в частности в новых зданиях, устанавливать приборы учета в каждой квартире. Необходимо также обеспечить доступ к финансированию мероприятий по энергоэффективности, в том числе тех, которые реализуются на базе энергосервисных контрактов (см. главу «Централизованное теплоснабжение»).

В настоящее время Россия намерена принять жесткие меры для улучшения состояния действующего жилого фонда, значительная часть которого требует срочного капитального ремонта<sup>7</sup>. Это создает хорошие возможности для глубокой модернизации энергопотребления и достижения цели, в соответствии с которой эти здания должны отвечать высоким стандартам энергоэффективности. Федеральная программа предусматривает ежегодную реконструкцию зданий на уровне 4 % в год для общественных и 2 % – для жилых. Контроль над решением этой задачи должен быть усилен.

Пока не разработано специальных мер ни для продвижения пассивного энергосбережения, ни для зданий с нулевым энергопотреблением, существует лишь несколько пилотных проектов в ряде регионов.

**Вставка 3.2** Разработка интегрированного подхода в энергетической политике для повышения энергоэффективности зданий: создание многосторонней основы этой политики в Германии

У России есть хорошая возможность использовать наилучший мировой опыт повышения энергоэффективности зданий. Можно применять разнообразный опыт других стран, в частности подход Германии. Программа энергосбережения Германии основана на трех главных составляющих:

- создание четкой законодательной основы и жесткое регулирование на национальном уровне, требующее энергоэффективной модернизации зданий и роста использования поставщиками электроэнергии из возобновляемых источников;
- создание сильных финансовых стимулов на всех уровнях государственного управления по снижению энергопотребления в зданиях с помощью субсидий и займов. На национальном уровне эти меры обеспечиваются при участии государственного инвестиционного банка *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (Банк реконструкции, БР), финансируемого правительством Германии;
- информирование, помощь изменению поведения населения (алгоритма действий), работа с региональными и местными органами власти, разработка достижимых стандартов через сертификаты энергетической эффективности (энергетические перформанс-сертификаты) и поддержка пилотных проектов по всей Германии. Использование заемного капитала БР в области энергоэффективности.

7. По данным Росстата России, необходимо срочно отремонтировать 100 млн м<sup>2</sup>. Оценки указывают, что требуемое финансирование для такого ремонта составляет порядка 30 трлн руб.

**Вставка 3.2** Разработка интегрированного подхода в энергетической политике для повышения энергоэффективности зданий: создание многосторонней основы этой политики в Германии (продолжение)

Для поддержки программы энергосбережения БР реализует программы стимулирования собственников жилья, земли, частных подрядчиков и жилищных кооперативов в этой области. Банк содействует строительству новых энергоэффективных домов и модернизации старых жилых зданий, в частности за счет предоставления грантов или займов на выгодных условиях. Результаты:

- С 2006 г. БР выделил более 50 млрд евро кредитов и субсидий в рамках программ продвижения модернизации, связанной с энергопотреблением, и строительства новых энергоэффективных домов. На сегодня модернизировано или построено 3 млн домов с целью снижения их энергопотребления и роста энергоэффективности.
- К 2010 г. БР профинансировал модернизацию зданий с учетом высоких стандартов энергоэффективности, в том числе 9 млн квартир, построенных до 1979 г. За 2006–2009 гг. БР обеспечил финансированием модернизацию 1 млн домов за счет использования энергоэффективных материалов. Было построено около 400 тыс. новых домов с высокой энергоэффективностью, что позволило создавать около 250 тыс. рабочих мест в год, главным образом в области строительства и снабжения.
- За 2002–2009 гг. энергоэффективность новых зданий удвоилась, энергопотребление снизилось вдвое: со 120 кВт·ч/м<sup>2</sup> в год до 60 кВт·ч/м<sup>2</sup>. После обновления существующих зданий этот показатель снизился примерно до 80 кВт·ч/м<sup>2</sup> в год.
- По оценкам каждый евро субсидий позволил привлечь 9 евро в виде кредитов и частных инвестиций, соотношение собственных и заемных средств банка составило 1 : 10 в рамках программ банка и 1 : 12,5 по программе стимулирования рынка.
- Энергосберегающие программы БР за 2006–2009 гг. позволили экономить на отоплении 1 млрд евро в год.

Привлечение инвестиций в строительство и создание рабочих мест принесло двойные последствия для государственного бюджета. Во-первых, компании и работники уплатили 5,4 млрд евро дополнительных взносов и налогов. Во-вторых, новые рабочие места позволили снизить государственные расходы на выплаты пособий по безработице и на социальные пособия. Сокращение затрат благодаря снижению безработицы позволило государству получить 1,8 млрд евро дополнительных средств. В сумме дополнительные доходы и сокращенные затраты увеличили государственный бюджет на 7,2 млрд евро. Израсходованные в 2010 г. на энергосбережение 1,4 млрд евро позволили вернуть в государственную казну 5 млрд евро.

## ПРИБОРЫ, ОСВЕЩЕНИЕ И ОБОРУДОВАНИЕ

В России существуют стандарты энергопотребления приборов и обязанность маркировки для некоторых из них. Страна приводит свои требования в соответствие с правилами ЕС. Российская модель разработана на базе модели маркировки энергоэффективности ЕС. Как и в ЕС, классы приборов в зависимости от потребления энергии помечаются латинскими буквами от А до G. Наиболее энергоэффективные соответствуют первому классу (А), наименее – последнему классу (G).

Список продукции, подлежащей маркировке по классам энергопотребления, еще относительно невелик. В него не входят электрические чайники, кофеварки, утюги, пылесосы, газовые плиты, аудиотехника, компьютеры и многие другие домашние и офисные приборы, на которые приходится значительная часть суммарного спроса на энергию в зданиях.

В настоящее время регулирующая основа для ограничения энергопотребления и развития менеджмента в этой области не работает. Для многих товаров введение энергетической маркировки отложено почти на два года. Механизмы проверки и соблюдения недостаточно развиты, не собираются данные о среднем классе энергоэффективности при продаже приборов.

Произошел поэтапный отказ от неэффективных электрических лампочек. Закон № 261-ФЗ с 1 января 2013 г. запретил производить, импортировать и продавать электрические лампы накаливания мощностью 100 или более Вт. Также запрещено покупать лампы накаливания любой мощности для государственных или городских нужд. Чтобы обойти закон, некоторые предприниматели начали производить и продавать лампы накаливания мощностью 99 Вт.

Незаконная продажа товаров пресекается за счет наложения административных штрафов, эту систему нужно ужесточить. Другая проблема в том, что необходимо согласовывать стандарты в рамках Таможенного союза, так как из его стран в Россию могут импортироваться неэффективные электрические лампочки. Проект закона также предусматривал возможность запретить в России торговлю лампами накаливания мощностью 75 Вт и более, а с 1 января 2014 г. – 25 Вт и более. Тем не менее эти положения не утвердили, сроки их применения пока не определены.

## ТРАНСПОРТ

В 2012 г. на транспорт пришлось 20,2% ОКЭ, отмечено самое значительное увеличение энергопотребления (18,8 %) с 2002 г. Растет расход топлива на транспорте, в особенности автодорожном. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», разработанная Министерством энергетики Российской Федерации и утвержденная Правительством Российской Федерации 3 апреля 2013 г.<sup>8</sup>, предусматривает ряд мер для повышения эффективности в сфере транспорта. Показатели, разработанные для оценки транспорта, учитывают: специфику энергопотребления на газо- и нефтепроводах и железной дороге; эффективность потребления топлива маломощными автомобилями; долю гибридных автомобилей малой грузоподъемности; рост пассажирооборота общественного транспорта на душу населения<sup>9</sup>.

В настоящее время нет обязательных стандартов эффективности потребления топлива или выбросов углекислого газа для автомобилей малой грузоподъемности, нет политики содействия вождению экологических автомобилей. Необходимо расширить сбор данных об энергопотреблении в сфере транспорта для расчета установленных показателей и поддержки развития этой области.

8. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); Принята государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» на 2013–2020 гг. // The Russian Government. – URL: [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174).

9. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 г. № 2446-р «Об утверждении государственной программы „Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2020 г.“».

Существуют планы перейти к более интенсивному использованию природного газа в качестве топлива для транспорта.

**Вставка 3.3** Переход к использованию природного газа как топлива для транспорта в России

Премьер-министр России Дмитрий Медведев 13.05.2013 г. подписал распоряжение № 767-р «О расширении использования природного газа в качестве моторного топлива», подготовленное Министерством энергетики Российской Федерации. Распоряжение предусматривает, что государство законодательно, экономически и организационно поддержит производство и выход на рынок запчастей для автомобилей и сельскохозяйственной техники, работающих на природном газе. Это произойдет в том числе за счет создания газозаправочных станций и инфраструктуры, статистического наблюдения и технического регулирования использования природного газа в качестве моторного топлива.

Минпромторгу России, Минрегиону России, Минтрансу России и Минэнерго России поручено до 1 января 2014 г. разработать и представить в Правительство Российской Федерации комплекс мер, направленных на создание условий для доведения к 2020 г. доли использования природного газа в качестве моторного топлива на общественном автомобильном транспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб:

- в городах с численностью населения более 1 млн человек – до 50 % общего количества единиц техники;
- в городах с численностью населения более 300 тыс. человек – до 30 %;
- в городах и населенных пунктах с численностью населения более 100 тыс. человек – до 10 %.

Достижение этих уровней предусмотрено к 2020 году.

## ПОСТАВЩИКИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

С 1990-х гг. в сфере производства электро- и теплоэнергии не хватает инвестиций. Привлечение инвестиций сдерживается состоянием изменения модели функционирования рынка электроэнергии. Доля низкоэффективных электростанций в России до сих пор относительно высокая. Срок эксплуатации более 40 % тепловых электростанций превышает 40 лет (в сравнении с 28 % в США, 22 % в Европе и 12 % в Японии). Средний уровень эффективности угольных электростанций в России составляет 34,9 %, станций, работающих на газе, – 38,3 % (в сравнении с уровнем эффективности в странах ОЭСР угольных станций 45 % и современных парогазовых газотурбинных установок 58 %). Определенный прогресс в России был достигнут, в особенности в отношении тепловых электростанций, однако существуют значительные возможности роста их энергоэффективности. Поставщики энергии подлежат обязательному энергетическому аудиту (см. раздел «Промышленность» настоящей главы).

В России самая крупная в мире система централизованного теплоснабжения (1,6 млрд Гкал в год, обеспечивает 70 % населения). Около 70 % инфраструктуры для поставки тепловой энергии нужно заменить или отремонтировать. Основная проблема модернизации российской системы отопления связана с тем, что тарифы не полностью покрывают затраты на отопление и что они устанавливаются на годовой основе. Для конечных потребителей тарифы до сих пор основаны на потреблении энергии



на 1 м<sup>2</sup> или на человека, а не на фактическом потреблении, что ограничивает стимулы снижать потери. Существует возможность сократить избыточное потребление и потери при передаче. Необходимо принять меры для привлечения инвестиций в данную сферу, в которой пока не достигнуто значительного прогресса, в частности, отсутствие коммерческих стимулов крайне негативно отражается на процессе модернизации отрасли (см. главу «Централизованное теплоснабжение»).

Помимо увеличения энергоэффективности со стороны предложения, поставщики также могут стимулировать энергоэффективность у конечных потребителей. По оценкам МЭА, поставщики энергии в 2011 г. потратили 12 млрд долл. на реализацию мер в области энергоэффективности. Большую часть этих инвестиций предоставляет государство и территориальные органы власти. В Северной Америке, например, некоторые поставщики энергии расходуют более 3 % своих доходов на повышение энергоэффективности на стороне спроса. Роль регуляторов в стимулировании деятельности поставщиков энергии в этой сфере очевидна. Существуют примеры, как поставщики использовали предоставление услуг в области энергоэффективности для создания новых возможностей для бизнеса<sup>10</sup>. В настоящее время в России система «белых сертификатов» (механизмов господдержки энергосбережения и повышения энергоэффективности) рассматривается и изучается.

## ФИНАНСИРОВАНИЕ

Для финансирования работ в области энергосбережения в рамках федеральной программы по энергоэффективности из федерального бюджета выделены средства в размере 0,9 % общего объема ее финансирования. Предполагается, что 8,9 % покроют региональный и муниципальный бюджеты. Остальная часть инвестиций должна быть привлечена из внебюджетных источников.

По последним данным, за 2013–2020 гг. на повышение энергоэффективности будет выделено 53,9 млрд руб. (1,6 млрд долл.) из федерального бюджета, 562,3 млрд руб. (17 млрд долл.) из региональных бюджетов. Для достижения установленных целей частный сектор должен инвестировать 5,7 трлн руб. (172 млрд долл.).

В 2013 г. Министерство энергетики Российской Федерации из бюджета в 7 млрд руб. (212 млн долл.) выделило 5 млрд руб. (165 млн долл.) для реализации программ энергоэффективности в 27 регионах. Таким образом, в 2013 г. объем средств, выделенных из федерального бюджета, был ниже объема ежегодных ассигнований, предусмотренных в рамках программы энергоэффективности. Согласно экспертным оценкам, объем частных инвестиций также не достиг запланированных 24 млрд долл. в год.

В России разработан ряд финансовых механизмов для реализации мероприятий в области энергоэффективности. При этом основное ограничение реализации политики энергоэффективности в стране – недостаток доступных долгосрочных заемных средств. Российские фондовые рынки еще относительно слабо реагируют на существующий потенциал для бизнеса в данной сфере.

Энергосервисные компании и энергетические перформанс-контракты могут стать ключевым инструментом реализации энергоэффективных проектов.

10. Хеффнер Г. Х., дю Понт П., Рыбка Г., Патон С., Рой Л., Лимае Д. Поставщики энергии – обеспечение энергоэффективности. – ОЭСР/МЭА, 2013. – URL: [www.iea.org/publications/insights/EnergyProviderDeliveredEnergyEfficiency\\_WEB.pdf](http://www.iea.org/publications/insights/EnergyProviderDeliveredEnergyEfficiency_WEB.pdf).



Как отмечено выше, в разделе о промышленности, несмотря на стимулирование развития ЭСКО, оказывающих услуги в области энергосбережения, рынок ЭСКО не достиг ожидаемого подъема. Пропущены важные звенья элементы функционирования ЭСКО, в частности обязательства финансовых институтов.

Цены на электроэнергию, газ и отопление играют решающую роль в привлекательности проектов по энергоэффективности и использовании энергетических перформанс-контрактов, так как они значительно определяют срок окупаемости и конечную прибыль. Многие меры в области энергоэффективности долго окупаются, инвесторы требуют большей ясности в изменении цен на энергоресурсы. Несмотря на рост этих цен, для передачи и распределения действует система фиксированной ставки, а не система, отражающая затраты. Такая система не создает весомых побудительных мотивов для энергоэффективности. Следует рассмотреть вариант поэтапного отказа от субсидирования цен на электроэнергию, отопление и газ, создав таким образом стимулы для инвестирования в энергоэффективность.

#### **Вставка 3.4** Зарождающаяся деятельность ЭСКО в России

Несмотря на сохраняющиеся проблемы, ЭСКО постепенно развиваются в России, примерно 30 компаний предоставляют энергетические услуги. Необходимо развивать юридическую основу; кроме того, финансовые организации должны стать более активными в этой сфере. В настоящее время большинство проектов ЭСКО финансируются либо с помощью собственных фондов и прямых займов потребителям, либо за счет средств самих потребителей. Российские банки редко предоставляют прямые займы ЭСКО для проектов по энергоэффективности, хотя существуют банки, которые предлагают финансовые лизинговые контракты.

Федеральная энергосервисная компания «ФЭСКО» была создана в 2011 г. для улучшения условий на рынке ЭСКО. Создание экспортно-кредитного агентства (ЭКА) сможет удачно дополнить предпринимаемые усилия. ЭКА будет обеспечивать гарантии (сертификаты) для ЭСКО, удовлетворяющие критериям, типичным для энергосервисных контрактов. Предполагается, что эти сертификаты станут эффективным инструментом для привлечения капитала с рынка. Кроме того, ведется работа по созданию энергетического финансового агентства.

Несмотря на препятствия, появляются некоторые положительные результаты. Например, ООО «ФЕНИЧЕ РУС» стало пионером в России в области энергосервиса. Компания разработала энергосервисные контракты, которые позволяют партнерам совместно контролировать уровень энергоэффективности и развивать механизм взаимовыгодного сотрудничества для гарантирования окупаемости промышленным потребителям. Сегодня доступны инвестиции для развития энергоэффективных технологий ряде отраслей промышленности. Проекты предусматривают модернизацию систем сжатого воздуха с прогнозируемым ежегодным сокращением потребления электроэнергии до 40 %, оптимизацию систем отопления, позволяющую сберечь более 20 % тепловой энергии, совершенствование систем освещения, позволяющее снизить расход энергии на освещение в шесть раз.

Международные организации активно финансируют энергоэффективность. Например, Европейский банк реконструкции и развития предоставил кредит в 1,7 млрд руб. компании «ЮниКредит Лизинг» для финансирования новых проектов по энергоэффективности с использованием лизинга. Программа, в частности, ориентиро-

вана на малые и средние промышленные и сельскохозяйственные предприятия. Международная финансовая корпорация (МФК) реализует Российскую программу финансирования устойчивой энергетики для поощрения инвестиций в энергоэффективные проекты. В рамках программы МФК помогает финансовым организациям и компаниям получить доступ к проектам по модернизации и предоставляет долгосрочные займы банкам, которые, в свою очередь, выделяют кредиты на энергоэффективность. На сегодняшний день реализация программы позволила создать условия для финансирования 200 проектов стоимостью более 185 млн долл., из которых 142 млн приходилось на кредиты российских банков. Северный инвестиционный банк запустил долгосрочную программу финансирования для повышения энергоэффективности в промышленности и централизованных системах отопления. На сегодняшний день 60 млн евро выделено для кредитования проектов. Северная экологическая финансовая корпорация предлагает малое финансирование энергосберегающих мер в муниципальных зданиях, например в школах, детских садах, больницах и спортивных сооружениях.

## ОЦЕНКА

МЭА приветствует особое внимание, которое в России в последние годы уделяется вопросам энергоэффективности. На фоне вступления во Всемирную торговую организацию и невысокого экономического роста продолжается обсуждение развития энергетики, в которой до сих пор преобладают вопросы, связанные с производством энергоресурсов. Энергоэффективность может сыграть важную роль в обеспечении высокого и устойчивого экономического роста. Снижение потребления природного газа и электроэнергии в производственной сфере и в строительстве на внутреннем рынке позволит российской промышленности повысить конкурентоспособность и создать новые возможности для бизнеса в области энергоэффективных товаров и услуг. Это, в свою очередь, позволит высвободить больше энергоресурсов для экспорта. Очень важно проанализировать, какое решение окажется менее затратным: снизить спрос за счет роста энергоэффективности или привлечь инвестиции в создание новых мощностей. Политика России в области энергоэффективности в настоящее время представляет собой прочную основу для привлечения инвестиций, если нынешние и дополнительные меры регулирования и поддержки приобретут целенаправленную форму и будут выполнены.

## ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Без срочных мер в области энергоэффективности из-за роста внутренних цен на газ и электроэнергию конкурентоспособность российской промышленности снизится. Международный опыт показывает, что существуют барьеры для энергоэффективности в промышленности и один только рост цен на энергию недостаточен для внедрения всех экономически эффективных мер в этой области. Правительство может сыграть важную роль в обеспечении необходимой поддержки, в том числе доступа к техническим консультантам, повышения квалификации и обучения, а также создания материальной мотивации, в особенности для МСП.

В будущем программа обязательных энергоаудитов должна превратиться в более действенный инструмент увеличения энергоэффективности. Это потребует дифференцированных аудитов, более углубленного обучения аудиторов и более жестких требований сертификации. Кроме того, необходимо снизить затраты на аудит и

внедрить механизмы реализации выявленных возможностей за счет создания приемлемых для банков проектов в области энергоэффективности и их подключения к программам с обязательными целевыми установками и соответствующими финансовыми инструментами. Существует много международного мирового опыта разработки программ управления энергопотреблением – от добровольных до обязательных<sup>11</sup>.

## ЗДАНИЯ

По международному опыту для эффективного функционирования строительной отрасли требуется: соблюдать все более жесткие характеристики, основанные на кодексах для новых зданий; обязательно обновлять здания с учетом энергоэффективности; использовать устойчивые механизмы финансирования, эффективные механизмы соответствия.

Правительству Российской Федерации следует дополнить и модернизировать законодательную и регулирующую основу по вопросам энергоэффективности как для новых зданий, так и для имеющегося фонда. Необходимы более строгие стандарты объемов энергопотребления зданий, приборов и оборудования. Оптимальным вариантом является продвижение на основе учета показателей энергопотребления и использование наилучшего мирового опыта<sup>12</sup>.

Необходимо разрабатывать программы повышения энергоэффективности существующего жилого фонда. Успешный переход к более жесткому регулированию может создать некоторые проблемы в строительной отрасли. Тем не менее, как показывает опыт других стран, энергоэффективность открывает новые возможности для бизнеса в данном секторе. Рост энергоэффективности зданий и их модернизация будут стимулировать создание новых возможностей для бизнеса производителям строительных материалов и оборудования.

Собственники жилья слабо заинтересованы в повышении энергоэффективности, и эта ситуация не изменится до тех пор, пока счет за тепло не будет выставляться за непосредственно потребляемый объем. Ускорение производства и внедрения счетчиков и расчет потребления энергоресурсов, основанный на фактическом расходе, должны стать приоритетными направлениями. Необходимо ускорить формирование ТСЖ или других объединений, которые могут получить доступ к финансам для энергоэффективной модернизации зданий и к инвестициям. Должны быть предприняты дальнейшие усилия для роста информированности жителей и расширения их возможностей по улучшению энергоэффективности жилья.

Рост энергоэффективности в строительстве должен идти рука об руку с модернизацией системы централизованного теплоснабжения (см. главу «Централизованное теплоснабжение»).

## ЭЛЕКТРОПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Необходимо расширить минимальный уровень требований к приборам, оборудованию и их маркировке для совершенствования энергопотребления и повышения за счет усиления механизмов контроля и правоприменения. Необходимы также дополнительные усилия для повышения информированности населения и стимулирования спроса на высокоэффективную продукцию.

---

11. Программы управления энергетикой для промышленности: зарабатывать, сберегая. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2012.

12. Политическая основа: модернизация энергетических кодексов зданий. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013.

## ТРАНСПОРТ

Основные действия в области автомобильного транспорта должны быть сосредоточены на разработке обязательных стандартов эффективного использования топлива для автомобилей малой и большой грузоподъемности с целью повышения эффективности и обеспечения необходимого давления в шинах, а также продвижения экологического вождения.

В России можно повысить энергоэффективность на транспорте за счет поддержки перехода к более эффективным видам транспорта, например за счет активного использования общественного транспорта и эффективных видов грузового транспорта. Дальнейшие усилия в этой области, связанные с интегрированным планированием развития транспортной системы, будут способствовать рациональному потреблению топлива за счет оптимизации транспортных потоков и уменьшения дорожных пробок. Требуется также разработка мер по ускорению замены парка легковых автомобилей.

## ФИНАНСИРОВАНИЕ

Реализация энергоэффективных мер в России замедляется из-за недостатка долгосрочного финансового капитала. Существует также потребность в согласованных мерах стимулирования инвестиций в энергоэффективность, а также в разработке интегрированного пакета политических мер, направленных на преодоление недостатков и барьеров на рынке. В России должны быть обеспечены благоприятные условия для привлечения инвестиций в энергоэффективность и для развития финансовых механизмов.

Несмотря на интерес участников рынка, законодательная и административная основа для развития конкурентного рынка энергетических услуг до сих пор недостаточно развита. Необходимые меры включают гарантии на федеральном, региональном и муниципальном уровнях, корректировку требований к государственным тендерам и стандартизированные методы расчета и проверки экономии. Другим серьезным ограничением является действующее регулирование в области коммунальных услуг, которое не дает возможности ЭСКО развивать прибыльный бизнес. Еще одна проблема – необходимость повышения качества подготовки энергоаудиторов и сертификации. Доступ к финансированию энергоэффективных проектов может быть простимулирован за счет низких процентных ставок и револьверных фондов<sup>13</sup>.

Важной стартовой точкой является ускорение развития рынка энергосервисных услуг. Международный опыт показывает, что политические меры играют основополагающую роль в создании основы для развития рынка ЭСКО, и это должно стать ключевым приоритетом.

## ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ

В России уделяется большое внимание сбору данных, в частности значимых данных в рамках разработки программ энергоэффективности. В соответствии с Федеральным законом от 03.12.2011 г. № 382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса» была создана государственная ин-

---

**13.** Револьверный фонд по кредитованию – источник финансовых средств, из которого кредитуются проекты. Центральный фонд пополняется за счет возврата средств в рамках индивидуальных проектов, что дает возможность выделять новые кредиты для новых проектов.

формационная система в области топливно-энергетического комплекса. Она обеспечивает государственные органы, организации и граждан информацией по вопросам, связанным с состоянием и прогнозом развития топливно-энергетического комплекса. В соответствии с Законом № 261-ФЗ создана государственная информационная система энергосбережения и энергоэффективности. Тем не менее сохраняющиеся пробелы в информации о ТЭК препятствуют разработке политики, мониторингу и оценке последствий. Как и в большинстве других стран, необходимо использовать проверенные конечные данные и стандартизированные показатели энергоэффективности для мониторинга достигнутого прогресса. Требуются дальнейшие усилия, в частности для сбора данных об энергопотреблении в жилом секторе на национальном и региональном уровне. Необходимо собрать данные из разных источников такого качества, чтобы они могли затем использоваться для совершенствования программ энергоэффективности, информирования политиков и продолжения предусмотренных шагов<sup>14</sup>.

Информационная система в области энергоэффективности, координацию которой осуществляет РЭА, служит прочной платформой, которая должна быть расширена за счет включения в нее данных по обмену опытом и обучению на основе новых методик, передовой мировой практики и рассмотрения конкретных случаев применения эффективных инструментов, прогрессивной практики и наилучших технических решений.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- *Обеспечить реализацию мер по повышению энергоэффективности в промышленном и жилищном секторе в качестве стратегического приоритета экономической политики для поддержания конкурентоспособности экономики и содействия переходу на рыночные цены:*
  - *поддерживать амбициозные цели;*
  - *обеспечить необходимую поддержку за счет средств федерального бюджета в целях их достижения.*
- *Распространить существующие требования по аудиту в промышленном секторе в рамках программы управления энергопотреблением, которая включает целевые установки, требования к отчетности, инициативы и поддержку. Государство должно также разработать специальные меры в отношении легкой промышленности и развития МСП.*
- *Продолжить формировать всесторонний пакет мер для повышения энергоэффективности зданий, включая:*
  - *обязательное энергетическое обновление существующего фонда зданий и ужесточение требований в области энергопотребления для новых зданий;*
  - *стимулирование создания ТСЖ;*

---

14. Трудо Н., Мюррей И. Разработка показателей энергоэффективности в России. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2011. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia\\_En\\_Eff\\_Ind.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia_En_Eff_Ind.pdf).

- *расширение энергетической маркировки продукции и проведение расчетов на основе фактического энергопотребления;*
- *создание примера для последующего репродуцирования в других секторах экономики путем реализации крупномасштабных проектов модернизации общественных зданий.*
- *Продолжить управление, координацию и развитие законодательной и регулирующей основы с особым упором на разработку эффективных механизмов принудительного выполнения и соответствия требованиям, улучшение координации действий между федеральными, региональными и муниципальными властями. Необходимо обеспечить наличие у Российского энергетического агентства необходимых ресурсов для реализации поставленных в области энергоэффективности целей во всех секторах ТЭК.*
- *Стимулировать развитие механизмов финансирования мероприятий в области энергоэффективности, ликвидируя правовые и институциональные барьеры и создавая условия развития энергосервисных компаний и перформанс-контрактов.*
- *Интенсифицировать усилия по сбору и анализу данных от конечных потребителей энергии, включая развитие скоординированной системы сбора данных для расчета показателей энергоэффективности. Измерять достигнутый прогресс в реализации энергоэффективной политики и отчитываться о нем.*





## 4. ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА

### Основные данные (2012 г., предварительные)

**Общий объем выбросов парниковых газов (за 2011 г. за исключением ЗИЗЛХ\*):** 2320,8 млн т эквивалента CO<sub>2</sub>, –30,8 % с 1990 г.

**Целевые показатели на 2008–2012 гг.:** поддержание годового объема выбросов парниковых газов на уровне 1990 г.

**Новая добровольно установленная цель на 2020 г.:** снижение объема выбросов парниковых газов до 75 % уровня 1990 г.

**Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива:** 1693,6 млн т, –22,2 % с 1990 г.

**Выбросы по видам топлива:** природный газ – 51,2 %, уголь – 27 %, нефть – 20,7 %, прочее – 1,1 %

**Выбросы по секторам в 2011 г.:** выработка электрической и тепловой энергии – 57 %, обрабатывающая промышленность и строительство – 17,6 %, транспорт – 13,8 %, жилье – 5,7 %, прочая энергетика – 3,8 %, коммерческий сектор – 2,1 %

**Интенсивность выбросов CO<sub>2</sub>:** 0,78 т на 1 тыс. долл. к ВВП по ППС\*\* (средний показатель МЭА: 0,5 т)

\* ЗИЗЛХ – землепользование, изменения в землепользовании и лесном хозяйстве.

\*\* ППС – паритет покупательной способности валюты.

## ОБЩИЙ ОБЗОР

Россия – один из крупнейших в мире источников выбросов углекислого газа (CO<sub>2</sub>). Россия приняла условия Приложения I к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН) и является стороной, подписавшей Приложение В к Киотскому протоколу (в нем установлены количественные обязательства сокращения количества выбросов на первый период обязательств – с 2008 по 2012 г.). Согласно Киотскому протоколу Россия обязалась поддерживать объем выбросов парниковых газов на уровне 1990 г. Данная цель была достигнута с запасом в 30 % вследствие значительных изменений в структуре российской экономики с 1990 г. Однако на протяжении последнего десятилетия объем российских выбросов увеличивался, хотя и медленно. Недавно Россия приняла решение не участвовать во втором периоде действия обязательств по Киотскому протоколу. Страна сосредоточила внимание на новом всемирном соглашении, которое будет заключено, как ожидается, в 2015 г., вступит в силу в 2020 г. и будет предусматривать одинаковый правовой статус обязательств для всех крупных эмитентов независимо от того, подписали ли они Приложение I.

Россия разработала широкую и имеющую высокий правовой статус законодательную базу для решения вопросов изменения климата, связанных с ее участием в РКИК ООН. В настоящее время страна разрабатывает нормативные акты, обеспечивающие реализацию принятых законов, а также планы действий. 30 сентября 2013 г.

президент России подписал указ № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» (Указ № 752), согласно которому Правительству Российской Федерации было поручено обеспечить сокращение объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 % от объема выбросов 1990 г. В настоящее время Правительство Российской Федерации разрабатывает конкретные положения и планы действий для достижения этой цели. Россия также регулярно проводит исследования о влиянии климатических изменений на экосистемы и экономику. Несмотря на то что глобальное потепление может положительно сказаться на российской экономике за счет повышения производительности в сельском хозяйстве и снижения спроса на тепловую энергию, недавние исследования также указывают на возможные серьезные негативные последствия. Они проявятся в экстремальных погодных явлениях и таянии вечной мерзлоты, что повлияет на энергетическую инфраструктуру.

Россия также стремится реализовать амбициозные цели в сфере энергетической политики (повысить энергоэффективность, увеличить долю возобновляемой энергии и модернизировать энергетический сектор), что при условии успешной реализации может значительно сократить объем выбросов парниковых газов. Однако усилия по объединению задач климатической и энергетической политики в согласованный комплекс мероприятий пока остаются весьма ограниченными. Несогласованность задач климатической и энергетической политики может затруднить введение некоторых мер, которые позволили бы сэкономить ресурсы при учете выгоды от сокращения выбросов парниковых газов в анализе издержек и прибыли. Невозможность обеспечить сокращение выбросов парниковых газов путем реализации энергетической политики в ближайшем будущем также помешает признанию России решительным участником глобальных усилий по смягчению эффекта глобального потепления, а в долгосрочной перспективе создаст препятствия для «декарбонизации» экономики страны. Это означает, что Россия могла бы получить выгоды на национальном и международном уровне за счет согласования климатических и энергетических задач и за счет разработки всеобъемлющего комплекса климатических и энергетических мер с четкими целями, отчетностью, взаимосвязанными методами реализации политики, а также инструментами стимулирования и контроля.

Поскольку правовая база для решения проблем изменения климата в России продолжает развиваться, возможно восполнить некоторые пробелы и создать необходимые связи для повышения четкости и эффективности взаимодействия климатической и энергетической политики.

## ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

---

Президент России 30 сентября 2013 г. подписал Указ № 752, согласно которому Правительству Российской Федерации было поручено не позднее 2020 г. разработать план мероприятий по обеспечению сокращения выбросов парниковых газов до уровня не более 75 % от выбросов 1990 г.<sup>1</sup> Данная задача затем была подтверждена в Распоряжении Правительства Российской Федерации от 02.04.2014 г. № 504-р «Об утверждении

---

1. Ранее, в 2009 г., Россия объявила о цели сократить к 2020 г. выбросы всех сфер экономики по Копенгагенскому соглашению. Общий объем выбросов парниковых газов должен сократиться на 15–25 % по отношению к уровню 1990 г. Диапазон целевого сокращения выбросов в России зависит от следующих условий: а) учета потенциала сектора лесного хозяйства России с точки зрения его вклада в исполнение обязательств по сокращению антропогенных выбросов; и б) принятия юридических обязательств по сокращению антропогенных выбросов парниковых газов всеми его основными эмитентами.

нии плана мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году». Оно установило требование готовить ежегодные отчеты о реализации мероприятий по достижению указанной цели<sup>2</sup>. Не уточняется, будут ли включаться в расчеты землепользование, изменения в землепользовании и лесном хозяйстве (ЗИЗЛХ). По результатам аналитических исследований российские приемники сточных вод могут вобрать около 20 % выбросов парниковых газов уровня 1990 г.<sup>3</sup> Учитывая масштаб возможных изменений целевых показателей, необходимо более точно установить, что входит в указанную цель.

В начале марта 2013 г. Правительство Российской Федерации утвердило Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г., который содержит показатели ожидаемых выбросов парниковых газов. Согласно долгосрочному прогнозу с 2013 по 2020 г. ожидается увеличение выбросов парниковых газов до 75 % уровня 1990 г., а затем, к 2030 г. – снижение до 70 % уровня 1990 г. (что соответствует сегодняшним уровням выбросов парниковых газов в России).

Что касается выбросов парниковых газов энергетическим сектором, Правительство Российской Федерации работает с тремя группами сценариев, которые содержат разные прогнозы выбросов в зависимости от программ и мероприятий Правительства Российской Федерации. Сценарии первой группы не предусматривают никаких мер. Они основаны на предположении, что в отсутствие политических мер, направленных на ускорение реформ, потребление энергии и углеродоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) (интенсивность выбросов углекислого газа на единицу ВВП) будут изменяться медленно, аналогично тому, как это происходило в прошлые годы. Сценарии второй группы предусматривают определенные меры. Они предполагают некоторое сокращение выбросов парниковых газов, связанное с реализацией программ и мероприятий по модернизации российской экономики, повышению энергоэффективности, дальнейшему развитию атомной энергетики и возобновляемых источников энергии, а также другими стратегиями, принятыми в последние годы. Для большинства сценариев второй группы верхний предел диапазона выбросов проходит через значение 2,02 млрд т эквивалента углекислого газа (CO<sub>2</sub>), что практически соответствует 75 % общих выбросов 1990 г. (2,03 млрд т эквивалента CO<sub>2</sub>). Сценарии третьей группы предусматривают дополнительные меры. Они предполагают реализацию программ по ограничению выбросов парниковых газов, таких как налог на выбросы двуокиси углерода, система торговли разрешениями на выбросы парниковых газов, применение технологий улавливания и хранения двуокиси углерода (УХУ), ускоренное преобразование топливного баланса электроэнергетики, а также меры в отношении автомобильного транспорта (введение строгих целевых показателей выбросов) и т. п. Объем дополнительных сокращений по сравнению со сценариями второй группы значительно зависит от степени жесткости и сроков реализации дополнительных мер<sup>4</sup>.

2. Текст распоряжения № 504-р: [www.pravo.gov.ru/laws/acts/27/534852451088.html](http://www.pravo.gov.ru/laws/acts/27/534852451088.html).

3. Кокорин А., Корппоо А. Климатическая политика России после Киотского протокола. – Институт Фритьофа Нансена, 2013.

4. Шестое национальное сообщение Российской Федерации о деятельности по РККК ООН. – 2013. – URL: [unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_natcom/submitted\\_natcom/application/pdf/6nc\\_rus\\_2013-12-30\[1\].pdf](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/6nc_rus_2013-12-30[1].pdf).

**Таблица 4.1** Выбросы парниковых газов в млрд т эквивалента CO<sub>2</sub>

		2010	2015	2020	2030
Без мер	Диапазон		2,05–2,2	2,27–2,42	2,72–3,02
	Прогноз	1,82	2,08	2,35	2,87
	% от уровня 1990 г.	67,2	76,8	86,5	105,9
С мерами	Диапазон		1,88–1,92	1,93–2,02	2,04–2,22
	Прогноз	1,82	1,90	1,98	2,13
	% от уровня 1990 г.	67,2	70,0	72,9	78,6
С дополнительными мерами	Диапазон		1,82–1,84	1,82–1,86	1,82–1,89
	Прогноз	1,82	1,83	1,84	1,86
	% от уровня 1990 г.	67,2	67,5	67,9	68,5

Источник: Минприроды России (2013), Шестое национальное сообщение Российской Федерации о деятельности по РККК ООН, Москва.

Недавно Россия установила несколько важных стратегических целей развития энергетического сектора, например понизить к 2020 г. энергоёмкость ВВП на 40 % уровня 2007 г., а также повысить к 2020 г. долю возобновляемых источников (помимо крупной гидроэнергетики) в производстве первичных энергоресурсов до 4,5 %. Хотя маловероятно, что эти цели могут быть достигнуты к 2020 г. (см. главы «Возобновляемая энергетика» и «Энергоэффективность»), но действия по их достижению будут иметь важные последствия для сокращения выбросов парниковых газов в стране. Например, государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики», утвержденная Правительством Российской Федерации в апреле 2013 г., в результате реализации предусматривает сокращение выбросов парниковых газов на 393 млн т эквивалента CO<sub>2</sub> в год к 2020 г. Это соответствует примерно 20 % годового сокращения выбросов парниковых газов энергетического сектора.

Таким образом, в связи с этими и другими отраслевыми целями и мерами, обеспечивающими их достижение, для определения величины парникового эффекта необходимо рассчитать связанное с ним сокращение выбросов парниковых газов и контролировать фактическую реализацию этих мер. Установление долгосрочных отраслевых целей, в том числе по выбросам парниковых газов, содействует притоку инвестиций в соответствующую отрасль (например, энергоснабжение, транспорт, энергопотребление). Во избежание «ловушки» выбросов на несколько десятилетий, при определении отраслевых энергетических целей должны приниматься во внимание долгосрочные задачи смягчения последствий изменения климата.

## ВЫБРОСЫ CO<sub>2</sub>, СВЯЗАННЫЕ С ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

### ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub>

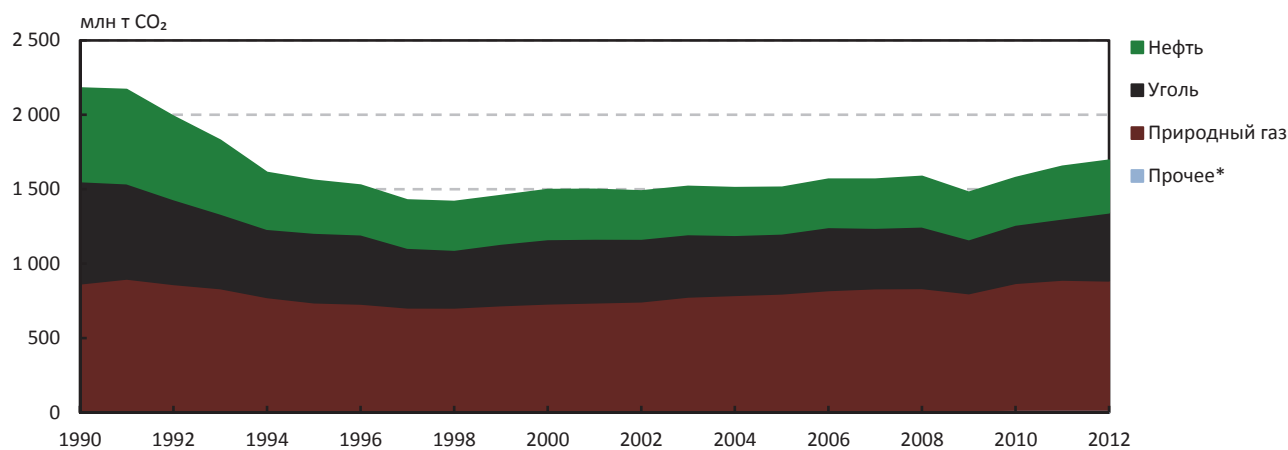
Энергетический сектор является крупнейшим источником антропогенных выбросов парниковых газов в России. В 1990 г. его доля выбросов в эквиваленте CO<sub>2</sub> без учета ЗИЗЛХ составляла 81 %, в 2011 г. она выросла до 82,7 %.

Выбросы CO<sub>2</sub> от энергосектора в России в 2012 г. составляли 1693,6 млн т. Это на 2,4 % больше, чем годом ранее, и на 14,6 % больше, чем в 2009 г. Выбросы от сго-

рания топлива росли с конца 1990-х гг., повышаясь в среднем на 1,3 % в год с 2000 по 2012 г (13,9 % в общей сложности).

Большая часть выбросов CO<sub>2</sub> выделяется при использовании природного газа (51,2 % общего объема выбросов энергетического сектора). Четверть всех выбросов вызывается сжиганием угля (27 %), а оставшаяся часть выделяется при использовании нефти (20,7 %). Чуть больше 1 % приходится на другие виды топлива, включая промышленные отходы. Объем выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания угля с 2002 г. снизился на 8,4 %, от использования природного газа увеличился на 18,7 %, а от использования нефти возрос на 9,5 %.

**Рисунок 4.1** Выбросы CO<sub>2</sub> по видам топлива, 1990–2012 годы



Примечание: данные за 2012 год являются предварительными.

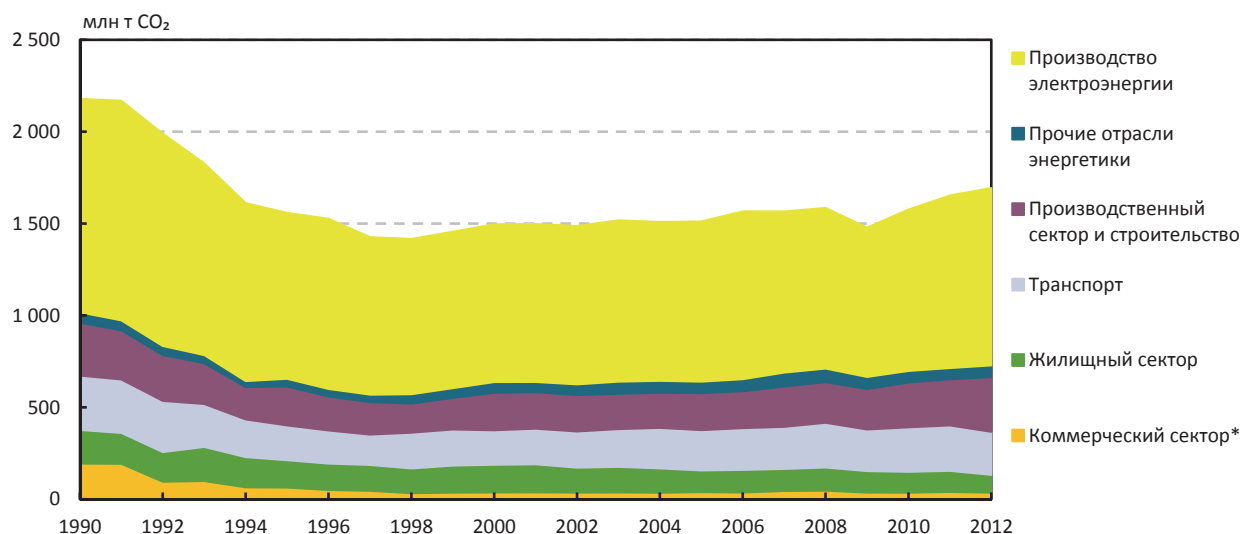
\*Прочее включает промышленные отходы и невозобновляемые (полученные из ископаемого топлива) бытовые отходы; его величина пренебрежимо мала.

Источники: МЭА (2013), Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива, ОЭСР/МЭА, Париж.

Сектор производства электроэнергии – самый крупный источник выбросов CO<sub>2</sub>, его доля составляет 57 % общего объема выбросов парниковых газов энергетического сектора. Общий объем выбросов данного подсектора с 2002 г. увеличился на 12 %, что меньше общего увеличения выбросов CO<sub>2</sub>. Доля промышленности и строительства – 17,6 %, а на транспорт приходится еще 13,8 %. Доля жилищного хозяйства – 5,7 %, других энергетических отраслей промышленности – 3,8 %, а сферы коммерческих и государственных услуг – 2,1 %.

За прошедшее десятилетие с 2002 по 2012 г. уровень выбросов жилищного хозяйства снизился на 28,7 %, в то время как выбросы производственного сектора увеличились на 50,5 %, а транспортного сектора – на 19,1 %.

Выбросы метана составляют 20,1 % общего объема выбросов парниковых газов энергосектора и следуют по величине за выбросами CO<sub>2</sub> (79,5 %); выбросы закиси азота (N<sub>2</sub>O) составляют незначительную долю – 0,4 %<sup>5</sup>. В 2011 г. общий объем выбросов метана составил 371,1 млн т (371 112,79 гигаграммов, Гг) эквивалента CO<sub>2</sub>, что на 3,3 % выше уровня 1990 г. Наибольшая часть этих выбросов приходится на добычу нефти и газа. Выбросы метана, включая неконтролируемые, связанные с добычей нефти и газа, из-за ее увеличения возросли на 18 % за период с 2000 по 2011 г.

**Рисунок 4.2** Выбросы CO<sub>2</sub> по секторам, 1990–2012 годы

Примечание: данные за 2012 год являются предварительными.

\* Коммерческий сектор включает коммерческие и коммунальные услуги, сельское и лесное хозяйство и рыбную ловлю.

Источники: МЭА (2013), Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива, ОЭСР/МЭА, Париж.

## УГЛЕРОДОЕМКОСТЬ

Углеродоемкость России, измеряемая как удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу ВВП, в 2012 г. составляла 0,78 т CO<sub>2</sub> на 1 тыс. долл. ВВП по паритету покупательной способности (ППС). Это самый высокий уровень по сравнению со странами – членами Международного энергетического агентства (МЭА), следом идет Австралия (0,48 т CO<sub>2</sub> на 1 тыс. долл. ВВП по ППС). Как и в других странах – членах МЭА, интенсивность выбросов двуокиси углерода в России снижается, размер снижения составляет 27,5 % по сравнению с 2002 г. С 2008 г. доля выбросов относительно ВВП незначительно увеличивается, главным образом за счет умеренного восстановления роста экономики.

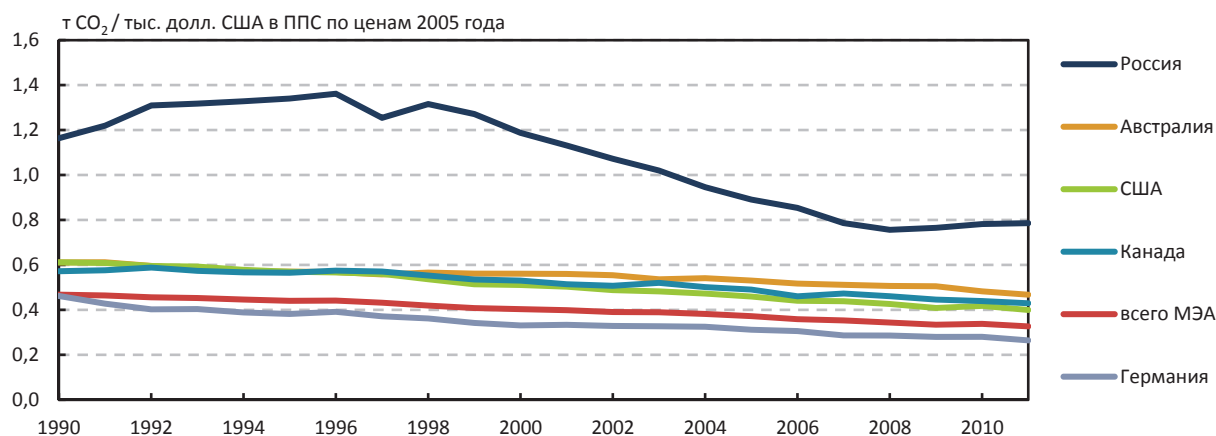
Высокая интенсивность выбросов двуокиси углерода определяется высокой энергоемкостью (использование энергии на единицу ВВП) российской экономики и преобладанием ископаемых видов топлива в структуре энергетики. Энергоемкость России более чем в два раза превышает средний показатель стран – членов МЭА и является самой высокой среди стран БРИКС (Бразилия, Россия, Индия, Китай и ЮАР). Даже с учетом климатических условий России показатель энергоемкости должен быть не более чем на 25–30 % выше, чем в европейских странах. Текущую ситуацию можно объяснить структурой национальной экономики, использованием устаревшего технологического оборудования и отсутствием строгой политики в области охраны окружающей среды<sup>6</sup>.

Достижение амбициозных целей и задач – повышение энергоэффективности, увеличение доли атомной энергетики и возобновляемых источников энергии в производстве первичных энергоресурсов – приведет к уменьшению углеродоемкости

6. Пискулова Н. Выгоды от эффективного использования ресурсов и перспективы экологически безопасного экономического роста в России. – Фонд Фридриха Эберта, 2012.

российской экономики. При прогнозируемом экономическом росте в сочетании с ростом энергопотребления возможно избежать увеличения выбросов парниковых газов за счет одновременного снижения углеродоемкости. Данные предпосылки, вероятно, были учтены в российских расчетах выбросов парниковых газов на 2030 г., которые планируются на уровне текущих показателей. Кроме того, России удалось существенно снизить темпы роста выбросов парниковых газов при сохранении высоких темпов роста ВВП – за период с 1998 по 2010 г. российский ВВП вырос на 87,4 %, в то время как выбросы CO<sub>2</sub> увеличились за тот же период лишь на 8,6 %<sup>7</sup>.

**Рисунок 4.3** Выбросы CO<sub>2</sub> сектора энергетики на единицу ВВП в России и отдельных странах – членах МЭА, 1990-2011 годы



Источники: МЭА (2013), Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива, ОЭСР/МЭА, Париж.

## ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

Разработка национальной политики в сфере климата находится в компетенции ряда министерств. Основная ответственность за разработку политики в области климата возложена на Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Министерство экономического развития Российской Федерации. Министерство экономического развития Российской Федерации отвечает за подготовку прогнозов по выбросам, которые также служат основой для определения национальных целевых показателей выбросов парниковых газов на 2020 г. и далее. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды отвечает за все вопросы, связанные с участием России в РКИК ООН и Киотском протоколе. Межведомственная рабочая группа при Администрации президента России по вопросам, связанным с изменением климата и обеспечением устойчивого развития, поддерживает межведомственное взаимодействие при реализации политики.

Многие национальные учреждения участвуют в анализе и содействуют реализации климатической политики, например Министерство иностранных дел Российской Федерации и Федеральное агентство лесного хозяйства Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Некоторые ассоциации предпринимателей

7. Башмаков И., Мышак А. Факторы, определяющие выбросы парниковых газов в энергетическом секторе России: 1990–2050 гг. – Москва : Центр по эффективному использованию энергии, 2013.



(«Деловая Россия», Российский союз промышленников и предпринимателей), а также неправительственные организации (Всемирный фонд дикой природы (WWF) в России, Российский социально-экологический союз, Гринпис России, «Экозащита», «Беллона») также активно участвуют в обсуждении климатической политики и аналитической работе. Несколько исследовательских институтов (среди которых Центр по эффективному использованию энергии, Главная геофизическая обсерватория, Высшая школа экономики и Институт энергетических исследований Российской академии наук) оказывают Правительству Российской Федерации аналитическую поддержку, а также проводят независимые исследования изменения климата, включая разработку планов действий, оценку программных мероприятий и т. п.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОЛИТИКИ И МЕРЫ

---

### НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

Россия утвердила долгосрочную государственную стратегию и законодательство по вопросам изменения климата. Климатическая доктрина Российской Федерации на период до 2020 г. (КДРФ 2009) – основной документ, определяющий климатическую политику. В нем официально признается угроза глобального потепления для безопасности страны, а также определяются задачи по разработке климатической политики.

КДРФ 2009 определяет основу современной климатической политики России и устанавливает долгосрочные цели. Эти задачи направлены на четыре приоритетные сферы, связанные с научно-исследовательскими работами: изменение климата, адаптация, смягчение последствий и участие в международных инициативах. Доктрина представляет собой базовую многостороннюю стратегию, реализацию которой должны обеспечить отраслевые стратегии и программы.

Несколько важных документов высокого уровня, которые регулируют развитие энергетического, промышленного и транспортного секторов, могут содействовать реализации КДРФ 2009. К ним относятся:

- указ президента России от 04.06.2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.»;
- государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.» (2010 г.);
- проект Транспортной стратегии Российской Федерации на период до 2030 г. (2012 г.);
- государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» (апрель 2013 г.);
- прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. (март 2013 г.).

Государственная программа № 2446 «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.» предусматривает принятие ряда мер, которые приведут к снижению выбросов парниковых газов на 673,5 млн т эквивалента CO<sub>2</sub> за 2011–2015 г. и на 2436 млн т эквивалента CO<sub>2</sub> за весь период реализации программы (2011–2020 гг.). Другая государственная программа, «Энергоэффективность и развитие энергетики», разработанная Министерством энергетики Российской Федерации, содержит цель снижения выбросов парниковых газов на 393 млн т эквивалента CO<sub>2</sub> к 2020 г.

Однако многие из перечисленных стратегий не указывают сокращение выбросов парниковых газов в качестве основной или хотя бы сопутствующей задачи, они также не содействуют учету сопутствующего сокращения выбросов и отчетности о нем. Следует проверить, соответствуют ли задачам климатической политики задачи и основные методы, предусмотренные этими документами, а также провести обратное сопоставление, чтобы обеспечить связность и согласованность национальной энергетико-климатической стратегии.

В 2011 г. Правительство Российской Федерации утвердило Комплексный план реализации Климатической доктрины Российской Федерации на период до 2020 г. (КПР), который определяет практические меры по реализации его основных направлений. В КПР также определены функции и сферы ответственности министерств и ведомств, участвующих в его выполнении. План содержит положения о взаимодействии ведомств и включает меры контроля реализации. В этой связи важно обеспечить формальную связь разрабатываемых новых отраслевых стратегий и программ, указанных выше, с КПР и его реализацией.

В КПР также содержится предупреждение о последствиях изменения климата в России и предположение о том, что они могут проявиться в форме увеличения частоты и интенсивности метеорологических явлений (наводнения, зимние оттепели, ураганы и засухи). Это может принести серьезные последствия для сельского и жилищного хозяйства, а также для нефтепроводов и насосного оборудования на севере страны, что приведет к возможным перебоям в экспорте углеводородов. Адаптация к изменению климата рассматривалась пока только в отношении российских лесов, также были предложены некоторые локальные меры для наиболее уязвимых зон (например, зоны вечной мерзлоты).

## НАЦИОНАЛЬНЫЕ МЕРЫ

В России не проводится конкретных мер внутренней климатической политики, специально направленных на сокращение выбросов парниковых газов, хотя в ближайшем будущем эта ситуация может измениться. Министерство экономического развития Российской Федерации консультируется с заинтересованными сторонами об экономических инструментах сокращения выбросов парниковых газов, включая возможность введения внутренней системы торговли разрешениями на выбросы. Хотя эти обсуждения являются важными и необходимыми шагами по разработке политики, они пока не привели к официальным предложениям. В соответствии с Указом № 752<sup>8</sup> Правительство Российской Федерации было обязано не позднее 30 марта 2014 г. подготовить целевые показатели по сокращению выбросов по отраслям, а также план действий по реализации конкретных мер для сокращения выбросов. В настоящее время Правительство Российской Федерации разрабатывает

---

8. Данный указ устанавливает цель сократить к 2020 г. выбросы парниковых газов до 75 % уровня 1990 г.

план действий, который будет включать ряд мер для сокращения выбросов в соответствии с Указом № 752. Ожидается, что план действий будет включать такие предложения, как разработка принципов отчетности и технических требований о выбросах парниковых газов для компаний, подготовка соответствующих законопроектов, технических регламентов, составление сценариев по выбросам парниковых газов и возможностям их сокращения, разработка отраслевых показателей и реализация экспериментальных проектов сокращения выбросов и др. Как только эти положения примут форму программ и мер с графиками реализации, а также механизмов стимулирования и принуждения, они составят базу эффективной политики сокращения выбросов парниковых газов в России.

Важным шагом к достижению целей климатической политики была бы разработка системы учета парниковых газов на уровне компаний. Такая система предоставила бы подробную информацию о выбросах и тенденциях их динамики от основных стационарных источников выбросов парниковых газов в России. Она послужила бы важной предпосылкой создания внутренней системы ценообразования для контроля выбросов парниковых газов, которая может иметь форму внутреннего углеродного рынка или налога на двуокись углерода.

Некоторые меры энергетической политики в случае успешной реализации могут содействовать значительному сокращению выбросов парниковых газов. Как указывалось ранее, программы повышения энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии, а также другие стратегические задачи энергетического сектора пока являются единственными факторами, способными сократить выбросы парниковых газов в России. Кроме того, они могут принести многочисленные сопутствующие выгоды для экономики и общества: снижение загрязненности воздуха, сокращение энергопотребления и соответствующее снижение расходов на энергию для жилых домов, общественных зданий и промышленности.

### **Поэтапный вывод из эксплуатации устаревшей инфраструктуры и активов**

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19.03.2014 г. № 398-р «Об утверждении комплекса мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий» предусматривает помимо разработки указанных в названии мер переход на новые современные технологии. Также оно может способствовать модернизации российской экономики, в частности сектора энергетики. Предлагается комплекс мер, который включает, помимо прочего, разработку нормативных актов, технических требований, мер финансирования, дорожных карт для внедрения современных технологий и реализации экспериментальных проектов. Он может способствовать эффективному переходу к новому технологическому порядку, если меры будут четкими, целенаправленными, созданными по итогам консультаций с представителями промышленности и разработанными в ближайшем будущем. Также важно предусмотреть меры стимулирования компаний к внедрению новых технологий.

Ожидается, что начатая в 2003 г. реформа российского рынка электроэнергии значительно повлияет на энергетический сектор страны. Успех реформ будет зависеть от инвестиций в мероприятия по повышению эффективности и замене устаревшей инфраструктуры новыми эффективными мощностями. В результате инвестиций также улучшатся экологические характеристики сектора.

Повышение эффективности энергетического сектора может привести к снижению углеродоемкости, а также сокращению объемов других загрязняющих веществ. Поскольку станции устаревают и становятся менее эффективными, относительный повышается объем выбросов CO<sub>2</sub> и других загрязняющих веществ, таких как твердые примеси (ТП), оксиды азота (NO<sub>x</sub>) и диоксид серы (SO<sub>2</sub>). Установление жестких требований к качеству воздуха заставит руководство устаревших электростанций либо инвестировать в модернизацию, либо закрыться, если реконструкция будет слишком дорогостоящей с учетом остаточной производительности станции. Закрытие старых неэффективных электростанций снизит степень общего загрязнения воздуха и объем выбросов CO<sub>2</sub>, если впоследствии они будут заменены на более эффективные и (или) менее углеродоемкие. Реконструкция электростанций для улучшения эффективности также снизит загрязнение воздуха и уровень выбросов CO<sub>2</sub>, в особенности если она включает значительное повышение энергоэффективности станции. Это также относится к сектору централизованного теплоснабжения, для эффективной работы которого необходимо обновить устаревшую инфраструктуру теплогенерации. Модернизация тепловых сетей также сократит потери тепла в логистической цепочке (см. главу «Централизованное теплоснабжение»).

Обновление устаревших мощностей может представлять собой особую проблему для быстроразвивающейся экономики, в которой уже существует дефицит энергии, или для страны, в которой не происходило инвестирование в новые современные мощности. Выбор в пользу остановки станции для ее модернизации непривлекателен для большинства операторов, особенно когда нет четкого представления о конечной стоимости модернизации и сроке простоя. Для минимизации рисков и «сюрпризов» период простоя должен быть заранее хорошо спланирован с учетом всех потенциальных непредвиденных обстоятельств<sup>9</sup>.

Проблема избытка устаревших мощностей будет актуальна до тех пор, пока существуют факторы, благоприятствующие продлению срока службы действующих станций. Экологические нормы, которые устанавливают более жесткие стандарты выбросов для более новых объектов, дают старым станциям преимущество над новыми в виде сокращения эксплуатационных расходов. Введение стандартов характеристик выбросов для действующих станций может содействовать их постепенному выводу из эксплуатации и повышению эффективности электроэнергетики. Этого можно достичь по согласованному графику, который будет предусматривать постепенное ужесточение требований и необходимые временные интервалы, чтобы компаниям было предоставлено достаточно времени для принятия решений и необходимых улучшений. По другому варианту некоторым станциям может быть разрешено работать определенное количество часов в году (неполное функционирование), после чего к установленному сроку они должны либо подготовиться к закрытию, либо начать соблюдать жесткие требования.

### **Энергоэффективность и возобновляемые источники энергии**

Правовая база для повышения энергоэффективности может привести к значительному сокращению выбросов CO<sub>2</sub> при ее эффективном применении. По оценкам МЭА, если бы Россия использовала энергию столь же эффективно, как сопоставимые страны ОЭСР в каждом секторе экономики в 2008 г., она могла бы достичь

---

9. Слосс Л. Л. Влияние законодательства о регулировании выбросов на электростанции, работающие на угле. – Лондон; Центр чистых угольных технологий. – Публикация № 145.

ежегодного снижения выбросов CO<sub>2</sub> в размере 325 млн т от сжигания газа, 71 млн т от использования нефти и 124 млн т от сжигания угля, т. е. общий объем выбросов CO<sub>2</sub> за 2008 г. снизился бы примерно на треть<sup>10</sup>.

Законодательные и нормативные положения, направленные на увеличение производства энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ), также могут способствовать сокращению выбросов CO<sub>2</sub>. По расчетам Международной финансовой корпорации, если в 2020 г. 4,5 % электроэнергии в России будет производиться на основе ВИЭ, это может сократить выбросы парниковых газов приблизительно на 18 млн т CO<sub>2</sub> в год.

### **Повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа**

Другой пример связан с неконтролируемыми и сжигаемыми выбросами при разведке и добыче нефти и газа. При разведке и добыче нефти большой объем попутного газа либо сжигается, либо утекает в виде неконтролируемых выбросов. Метан является сильнодействующим парниковым газом. Потенциал потепления у него намного выше, чем у CO<sub>2</sub>. За 2002–2010 г. коэффициент использования попутного газа, производимого нефтяными компаниями, повысился, тогда как количество газа, произведенного (и не сожженного) нефтяными компаниями, увеличивается как в абсолютном выражении, так и по отношению к объему добычи нефти. Уровень использования попутного газа находится в интервале от 50 до 95 % в зависимости от компании, т. е. в среднем приблизительно 75 %. Однако к этим показателям следует относиться с долей скептицизма, поскольку более 50 % факельных установок не оборудованы приборами учета. Правительство Российской Федерации принимает решительные меры, чтобы довести уровень утилизации попутного газа до 95 %. Это может оказать большое влияние на сокращение выбросов (см. главу «Природный газ»). Правительству Российской Федерации следует продолжать реализацию данной программы и способствовать проведению комплексного мониторинга, представлению отчетности и соблюдению этой нормы.

### **Транспортный сектор**

В рамках энергетического сектора автомобильный транспорт является наиболее быстрорастущим подсектором с точки зрения потребления энергии, что вызвано ростом количества личных автомобилей в ущерб общественному транспорту. По данным Федеральной службы государственной статистики, количество пассажирских автомобилей, находящихся в частной собственности, возросло с менее 20 млн в 2000 г. до более 31 млн в 2009 г. (в 1991 г. их было менее 10 млн). Выбросы от автомобильного транспорта продолжают расти в будущем, поскольку доля частных автомобилей все еще намного ниже уровней наиболее развитых стран, хотя постепенная модернизация автомобилей может привести к некоторым улучшениям с точки зрения эффективности.

В июне 2012 г. президент России потребовал от Правительства Российской Федерации принять комплекс мер, направленных на увеличение использования газа в качестве автомобильного топлива. Чтобы исполнить данное указание, Правительство Российской Федерации выпустило распоряжение от 13.05.2013 г. № 767-р «О регулировании отношений в сфере использования газового моторного топлива», в ко-

---

10. МЭА, Центр чистого угля, [www.iea-coal.org.uk/site/2010/home](http://www.iea-coal.org.uk/site/2010/home).

тором предусмотрена разработка плана действий в этом отношении. В распоряжении соответствующим министерствам (включая Министерство энергетики Российской Федерации) поручено не позднее 1 декабря 2013 г. представить проекты нормативных актов, которые поспособствуют использованию газа, в том числе природного, в качестве автомобильного топлива. К ним относится разработка требований и программ субсидирования, определение дифференцированных налоговых ставок, развитие инфраструктуры, предоставление статистических данных и регулярная отчетность. Распоряжение также содержит конкретные требования: всем соответствующим министерствам поручено не позднее 1 января 2014 г. разработать комплекс мер для создания условий, чтобы довести к 2020 г. уровень использования газа в качестве автомобильного топлива на всем общественном автомобильном транспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб до следующих значений:

- в городах с населением более 1 млн человек – до 50 % общего количества единиц техники;
- в городах с населением более 300 тыс. человек – до 30 % общего количества единиц техники;
- в городах с населением более 100 тыс. человек – до 10 % общего количества единиц техники.

В настоящее время в России приблизительно 100 тыс. транспортных средств работает на природном газе и сеть метановых заправок в России насчитывает 250 станций (станций с компримированным природным газом – КППГ). ОАО «Газпром» постепенно расширяет инфраструктуру КППГ, и благодаря этому использование природного газа на автомобильном транспорте может увеличиваться в среднем на 13 % в год<sup>11</sup>.

Другие меры, направленные на развитие инфраструктуры иных видов транспорта, указаны в проекте Транспортной стратегии на период до 2030 г. Они требуют дополнительной оценки и серьезного рассмотрения. В России существует разветвленная железнодорожная инфраструктура, а также устоявшийся порядок пользования общественным транспортом. Модернизация и расширение железнодорожного и других видов общественного транспорта может привести к сокращению местного загрязнения окружающей среды и выбросов парниковых газов, если люди откажутся от использования значительного количества автомобилей. Следует модернизировать общественный транспорт, работающий на электроэнергии и газе, активизировать его использование в городах и одновременно усилить ограничения на использование личных автомобилей (например, сократить количество парковок в центрах городов и улучшить парковочные зоны на городских окраинах рядом с транзитными узлами общественного транспорта). Это может не только сократить выбросы, но и улучшить ситуацию с перегруженностью и мобильностью в городах.

### **Технология улавливания и хранения углекислого газа (УХУ)**

Технология УХУ может стать необходимым компонентом энергетического сектора России при постановке широкомасштабных климатических задач на долгосрочную перспективу. Она способна помочь сократить выбросы электроэнергетического сектора, а также таких отраслей промышленности, как производство стали, цемента, нефтепереработка, добыча газа и целлюлозно-бумажная промышленность. Однако



до сих пор технология УХУ серьезно не рассматривалась политическими лидерами России. Она подробно не изучалась и не анализировалась в России, хотя в стране проводились некоторые исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на изучение технологий УХУ (главным образом в ОАО «Всероссийский теплотехнический институт») и возможностей хранения CO<sub>2</sub>. В настоящее время разрабатывается небольшой экспериментальный проект УХУ в Кузнецком угольном бассейне. Цель проекта – улавливание CO<sub>2</sub> из котла шахты и его хранение в пластах угля, не подлежащего отработке. Кроме того, в России проводились некоторые технические и аналитические исследования возможностей УХУ. Российская Технологическая платформа по экологически чистой тепловой энергетике высокой эффективности рассматривала УХУ в качестве долгосрочного варианта и получила поддержку от различных заинтересованных сторон-участниц. Продолжение этих обсуждений в России, а также совершенствование знаний и разработок может иметь большое значение. Участие в международных обсуждениях технологии УХУ и совместных исследовательских проектах также может быть полезным для российских экспертов и представителей государственной власти и промышленности, ответственных за принятие решений.

### РЫНОЧНЫЕ МЕХАНИЗМЫ РКИК ООН

Россия ратифицировала РКИК ООН 4 ноября 1994 г., а в 2004 г. присоединилась к Киотскому протоколу к РКИК ООН. Федеральный закон № 128-ФЗ «О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата» был подписан президентом Российской Федерации 4 ноября 2004 г.

В качестве страны, принявшей условия Приложения I к РКИК ООН, и стороны, подписавшей Приложение В Приложения I к РКИК ООН, Россия имеет право на участие в проектах совместной реализации (СР) и механизмах международной торговли квотами на выбросы в соответствии с Киотским протоколом. Однако Россия крайне мало пользуется этими рыночными возможностями по привлечению иностранных и внутренних инвестиций в меры по «декарбонизации».

России удалось провести значительное число проектов СР, но количество проданных единиц сокращения выбросов (ЕСВ) и направленных в экономику поступлений от их продажи намного ниже первоначальных ожиданий. Правительство Российской Федерации потратило много времени на подготовку процедур для использования возможностей СР. Вплоть до 2011 г. система была сильно забюрократизирована, а конкурентный механизм отбора проектов реализовывался крайне медленно. В сентябре 2011 г. Правительство Российской Федерации выпустило постановление от 05.09.2011 г. № 780 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата» (Постановление № 780). В это же время в систему были внесены значительные изменения, благодаря которым механизм СР стал работать эффективно. ОАО «Сбербанк» назначили оператором проекта. Было подано 150 заявлений на утверждение на общий объем 381,3 млн т эквивалента CO<sub>2</sub> сокращения выбросов. По состоянию на октябрь 2012 г. утверждено 108 проектов, приносящих российским компаниям приблизительно 600 млн долл. Российский реестр углеродных единиц стал работать в полном объеме с марта 2008 г. Он также связан с международным реестром сделок. Правительство Российской Федерации прекратило утверждение проектов СР в мае 2012 г., поскольку лимит, установленный в Постановлении № 780 (300 млн ЕСВ), который мог быть



передан в рамках исполнения ст. 6 Киотского протокола, был исчерпан. Несмотря на потерю нескольких лет и, возможно, значительной суммы инвестиций в снижение выбросов двуокиси углерода, Россия по-прежнему играла доминирующую роль на рынке проектов СР. Будущее СР в России неопределенно, если учесть, что страна отказалась участвовать во втором этапе Киотского протокола и до сих пор неясно, какие рыночные механизмы будут предусмотрены в новом климатическом соглашении, о котором в настоящее время ведутся переговоры. Россия может быть заинтересована в переговорах о рыночных инструментах для будущего соглашения, которые станут соответствовать российским условиям и могут быть реализованы с использованием уже существующей инфраструктуры и правовых положений.

СР, безусловно, предоставила российским предприятиям возможность реализации безопасных для климата проектов и повысила информированность о проблемах изменения климата, сокращения выбросов и энергоэффективности. В проектах СР участвовали 250 российских компаний. Несмотря на отсутствие обязательных требований о способах использования доходов от проектов СР, участники таких проектов должны представить инвестиционную декларацию о планах инвестирования доходов в экологические проекты и проекты повышения энергоэффективности.

## **ВОЗДЕЙСТВИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР И МЕРЫ ПО АДАПТАЦИИ**

Наблюдения говорят о том, что скорость потепления на значительной части территории России превышает среднемировую скорость. За последние 100 лет средняя температура поверхности в России возросла приблизительно на 1,3 °С, в то время как в мире в целом она повысилась менее чем на 0,8 °С<sup>12</sup>. Большая часть потепления приходится на последние несколько десятилетий. Данные наблюдений говорят о том, что в 1976–2012 г. потепление в России в среднем составляло 0,43 °С за десять лет, в то время как температура в мире росла со скоростью 0,17 °С за десять лет<sup>13</sup>. В соответствии с большинством климатических моделей эта тенденция сохранится и в будущем.

Повышение температуры поверхности уже повлияло на потребление энергии в центральной части России, в особенности в зимние месяцы, когда наблюдалось снижение спроса на отопление по сравнению с уровнями прошлых лет. Например, были сравнены ситуации в декабре 2010 г., когда среднемесячная температура была в пределах нормы (–11,9 °С), и в декабре 2011 г., когда среднемесячная температура в европейской части России превышала среднюю температуру на 5,4 °С. Снижение потребления энергии в декабре 2011 г. в этой части России составило 1,8 % по сравнению с аналогичным периодом 2010 г. По имеющимся оценкам относительное изменение объема потребления тепловой энергии в крупных регионах России может вызвать сдвиги в общем потреблении энергии в среднем на 20 % по сравнению с текущим уровнем<sup>14</sup>.

Сценарии развития свидетельствуют о том, что в большей части территории России ожидается снижение потребления электроэнергии на отопление зданий. За по-

12. Доклад об оценке изменения климата. – М. : Росгидромет, 2012.

13. Минприроды России (2013), Шестое национальное сообщение Российской Федерации о деятельности по РКИМ ООН, Москва.

14. Итоговый отчет по проекту «Влияние изменения климата на производство и потребление энергии в России». – Главная геофизическая обсерватория имени А.И. Воейкова, 2013.

следние 20 лет также наблюдалось увеличение потребления электроэнергии в летний период. Например, значительно возрос спрос на электроэнергию в Южном федеральном округе (приблизительно на 150 градусо-суток периода охлаждения за десять лет), это связывается с климатическими условиями. Сегодня рост фактического потребления электроэнергии в летний период ограничен низким уровнем дохода населения, но ситуация уже меняется. Данные сдвиги исторических уровней спроса на энергию должны быть учтены при расчетах потребления электроэнергии в долгосрочный период (вплоть до 2050 г.). Их также следует принять во внимание при разработке обновленных стандартов строительства.

Гидрометеорологический научно-исследовательский центр Российской Федерации (Росгидромет) разработал оценку влияния изменения климата и потенциальные меры по адаптации для различных географических регионов и секторов экономики России<sup>15</sup>. Другие исследования проводились для конкретных городов или энергетическими компаниями, которые опасаются негативного воздействия изменения климата на свою деятельность. В нескольких исследованиях, проведенных в российских городах, включая Москву и Тверь, оценивали влияние высоких температур и длительных периодов экстремально жаркой погоды. По итогам исследований выяснилось, что за прошлое десятилетие увеличилась частота и повысилась интенсивность периодов аномально жаркой погоды. В результате были обнаружены негативные последствия в виде повышения уровней заболеваемости и смертности в некоторых группах населения, а также сделано предположение, что в XXI в. риски для уязвимых групп населения будут расти.

Некоторые из исследований были начаты после беспрецедентной волны жары, затронувшей центральную и европейскую часть России в 2010 г. Лето 2010 г. было самым жарким в России за все годы наблюдений: в европейской части России и на юге Урала отклонение от средних летних температур составило более 6 °С (Росгидромет, 2011 г.). Ущерб от жаркой погоды 2010 г. для производительности составил от 250 до 280 млрд руб., или 0,6 % ВВП. Лето 2011 г., хотя и не было таким жарким, продолжило тенденцию высоких температур.

Одно из негативных воздействий изменения климата на экономику России и уровень жизни будет вызвано таянием вечной мерзлоты. Во второй половине XX в., в особенности за последние 25 лет во многих частях зоны вечной мерзлоты наблюдалась повышенная температура верхнего слоя вечномерзлого грунта, а в некоторых регионах увеличилась глубина сезонного таяния вечномерзлого грунта<sup>16</sup>. В настоящее время зона вечной мерзлоты занимает 63 % территории России, но ожидается, что за последующие 25–30 лет она может сократиться на 10–18 %<sup>17</sup>, что негативно повлияет на здания, объекты транспортной сети, а также нефтегазовую инфраструктуру. Уже есть сведения об увеличении количества происшествий, связанных с сетями трубопроводов в районах вечной мерзлоты<sup>18</sup>. Кроме того, этот процесс затронул буровую

---

15. Методы оценки влияния изменения климата на физические и биологические системы. – М. : Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), 2012.

16. Минприроды России (2013), Шестое национальное сообщение Российской Федерации о деятельности по РККИ ООН, Москва.

17. Методы оценки влияния изменения климата на физические и биологические системы. – М. : Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), 2012.

18. Анисимов О., Величко А., Демченко П., Елисеев А., Мохов И., Нечаев В. Влияние изменений климата на вечную мерзлоту в прошлом, настоящем и будущем // Физика атмосферы и океана. – 2002. – Т. 38 (№ 1).

инфраструктуру. По оценкам таяние вечной мерзлоты и его воздействие на условия бурения скважин и добычу полезных ископаемых привело к снижению производительности на 10–20 %<sup>19</sup>.

## ОЦЕНКА

Россия является одним из крупнейших в мире эмитентом выбросов CO<sub>2</sub>. Объем ее выбросов увеличивался, хоть и медленно, последние десять лет в силу экономического подъема, который идет с начала 2000 г. Стремление России модернизировать экономику и повысить эффективность энергетического сектора позволит сократить выбросы парниковых газов при выполнении задач развития экономики. Многие цели проводимой в настоящее время энергетической политики в случае их достижения могут действительно ограничить повышение объема выбросов CO<sub>2</sub> в будущем. Россия также установила конкретные цели и задачи политики в области изменения климата и продолжает развигать законодательство в этой сфере. Учитывая возможности для экономически эффективного сокращения выбросов, включая сопутствующие преимущества для местной экономики и общества, России следует рассмотреть возможность принятия на себя более передовой роли в усилиях, предпринимаемых мировым сообществом, направленных на заключение нового международного соглашения и движение по пути «декарбонизации».

Эффективная реализация поставленных задач энергетической политики в сочетании с надлежащим учетом связанного с этим сокращения выбросов парниковых газов может стать важным этапом вклада России в общемировое сокращение выбросов. Реализация задач по повышению энергоэффективности должна стать приоритетом для политических лидеров России, поскольку это принесет выгоды во многих областях – от снижения расходов на энергию до повышения качества воздуха и сокращения выбросов парниковых газов. Дальнейшая приверженность долгосрочному стратегическому подходу к решению климатических и энергетических проблем с помощью комплекса последовательных мероприятий может обеспечить России позицию сильного международного игрока в работе мирового сообщества над проблемами изменения климата.

Для эффективного согласования энергетической и климатической стратегий необходимы дополнительные нормативные и организационные мероприятия. Необходимо возложить ответственность за реализацию политики в данной сфере на ведущие министерства, включая Министерство энергетики Российской Федерации, и шаги в этом направлении уже предпринимаются. Другим проблемным моментом является нехватка квалифицированных кадров для решения климатических вопросов в министерствах.

России, как и другим странам, необходимы четкие и амбициозные долгосрочные цели снижения выбросов парниковых газов и политические меры, чтобы предприятия были заинтересованы в инвестициях в новые технологии с низкими объемами выбросов двуокиси углерода. Установление цен за выбросы (путем создания системы торговли разрешениями на выбросы или введения налогов на них) считается краеугольным камнем эффективной климатической политики. Несмотря на то что Россия движется к созданию внутренней системы цен на выбросы двуокиси угле-

19. Методы оценки влияния изменения климата на физические и биологические системы. – М. : Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), 2012.

рода, необходимо учитывать, что с момента создания такой системы до начала ее работы может пройти несколько лет. Дальнейшая разработка четкого плана действий в этом направлении и определение даты введения в действие может обеспечить определенность для компаний и создать условия для принятия ими решений об экономически эффективных способах реализации и соблюдения законодательства. В Правительстве Российской Федерации созданы две специальные группы по анализу возможностей использования национального рынка разрешений на выбросы двуокиси углерода в качестве стимула к сокращению выбросов парниковых газов. В настоящее время на высоком уровне обсуждаются варианты развития российского рынка разрешений на выбросы углерода. Настало время перейти от простого интереса и консультаций заинтересованных сторон к конкретным предложениям по мерам политики и к действиям. Первый шаг в этом направлении должен включать создание системы отчетности компаний по выбросам парниковых газов.

Однако имеющиеся рыночные и нерыночные барьеры, иногда препятствующие эффективной работе рынков, а также потребность в инновациях и использовании новых некоммерческих технологий требуют разработки дополнительных политических мер. В частности, следует рассмотреть меры, которые нацелены на содействие инновациям и поддержку инвестиций в новые технологии с низким уровнем выбросов двуокиси углерода. Руководство Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации также может рассмотреть вопрос о введении более жестких нормативов на загрязнение воздуха для электроэнергетических станций (в отношении ртути, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и ТП), что также может способствовать переходу к более эффективному и менее углеродоемкому производству электроэнергии. В России разработан целый комплекс политических мер, направленных на повышение энергетической эффективности. Они описаны в главе «Энергоэффективность». Необходимо предпринять меры по ускорению их реализации.

Доля выбросов транспортного сектора увеличивается, что влияет на качество воздуха в городах и объем парниковых газов, приводящих к изменению климата. Проводятся локальные мероприятия по снижению выбросов от транспорта, но Россия могла бы получить дополнительный выигрыш от комплексных мер в этой сфере, включая использование газа или биотоплива на транспорте, а также расширение и усовершенствование неавтомобильного городского общественного транспорта.

Сокращение объемов сжигаемого газа и неконтролируемых выбросов при добыче нефти и газа позволяет уменьшать выбросы парниковых газов в краткосрочной перспективе, а также открывает коммерческие возможности использования попутного газа. Реализация политики снижения неконтролируемых и сжигаемых выбросов должна стать еще одной сферой приоритетов Правительства Российской Федерации. Оно уже сделало важные шаги для достижения этой цели. Также следует оценить преимущества, связанные с использованием парниковых газов.

В настоящее время оценивается возможное воздействие изменения климата на энергетический сектор России, в частности на его инфраструктуру. Растет понимание экономического воздействия (включая издержки, связанные с отвлечением ресурсов из-за экстремальных погодных явлений) изменения климата на различные секторы экономики России, включая энергетический. Однако необходимо системно подходить к таким оценкам и использовать их заключения при разработке политических мер. Устойчивость энергетического сектора по отношению к климатическим процессам, достигнутая за счет предвосхищения будущих изменений, принесет пользу российской экономике в долгосрочной перспективе.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- Рассмотреть возможность принятия на себя роли более значимого игрока в усилиях мирового сообщества по «декарбонизации» и сокращению выбросов парниковых газов.*
- Согласовать стратегию в области изменения климата и энергетическую стратегию, а также содействовать сокращению нормативных выбросов парниковых газов путем реализации соответствующих энергетических и экологических мер; оценить возможности структурных изменений для решения проблем изменения климата, например путем замены старых электростанций на угле на новые высокоэффективные электростанции на основе технологии УХУ.*
- Обеспечить реализацию мер, связанных с повышением энергоэффективности и использованием возобновляемых источников энергии в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, а также документально зафиксировать связанное с этим сокращение выбросов парниковых газов.*
- Стимулировать реализацию мер по поощрению использования газа на транспорте, в первую очередь на общественном; рассмотреть политические меры, включая льготные тарифы, направленные на стимулирование более широкого использования железнодорожного транспорта для перевозки грузов.*
- Обеспечить полную реализацию норм, направленных на сокращение выбросов при добыче нефти; дополнить нормы мерами, стимулирующими использование метана угольных пластов.*



**ЧАСТЬ II**  
**АНАЛИЗ СЕКТОРОВ**





## 5. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

### Основные данные за 2012 г.

**Добыча\***: 654,4 млрд м<sup>3</sup>, +12 % по сравнению с 2002 г.

**Импорт\***: 33 млрд м<sup>3</sup>

**Объем чистого экспорта\***: 219 млрд м<sup>3</sup>, +13 % по сравнению с 2002 г.

**Доля природного газа**: 51,8 % общего первичного предложения энергии (ОППЭ) и 49,1 % производства электроэнергии

**Внутреннее потребление**: производство электроэнергии – 62,5 %, промышленность – 17,3 %, жилищный сектор – 8,2 %, транспорт – 7 %, другие преобразования – 4,4 %, коммерческий сектор – 0,7 %

\*Источник: Газпром.

## ОБЩИЙ ОБЗОР

За последние пять лет газовая промышленность России претерпела значительные изменения как в разведке и добыче, так и в транспортировке, хранении, переработке и сбыте газа, что положительно повлияло на обеспечение долгосрочной надежности его поставок по России, в страны Европы и по всему миру. ОАО «Газпром» успешно регулирует переход от разработки старых месторождений к освоению новых – в первую очередь Бованенковского. Быстрым темпом наращивают свою долю в производстве природного газа и независимые компании, в частности ОАО «НОВАТЭК». В перспективе добыча газа смещается на Ямал, а также в Якутию и Иркутскую область; все в большей степени добывается газ, богатый конденсатом, и разрабатываются более глубокие газоносные пласты.

Российские компании имеют возможность добывать намного больше газа, чем могут принять внутренний и зарубежные рынки. Частично модернизировалась и расширилась система внутренних газопроводов страны, наравне с этим с вводом газопровода «Северный поток» продолжила развиваться инфраструктура экспортных газопроводов, имеющая целью повышение надежности экспорта российского газа на европейские рынки. Кроме этого, Россия начала экспортировать сжиженный природный газ (СПГ) с сахалинского завода на Дальнем Востоке, который в будущем мог бы стать еще одним крупнейшим центром добычи для поставок на рынки стран Азии. Ряд новых проектов по производству СПГ, более или менее реализованных, позволит в среднесрочной и долгосрочной перспективе увеличить долю России в международной торговле СПГ.

Сектор переработки и сбыта в области снабжения и распределения газа также изменяется от монополии к олигополии. Регулируемые оптовые цены поднимались в последние годы, и независимые компании увеличивают свою долю рынка, получая выгоды от свободного ценообразования, снижения налоговой нагрузки в секторе разведки и добычи, а также улучшения доступа к трубопроводной системе. Все эти изменения сопровождаются важной работой по совершенствованию законода-

тельства, которую необходимо продолжать и оптимизировать для создания более конкурентоспособного, открытого и эффективного рынка газа, поддерживающего конкурентоспособность экономики.

Кроме того, в настоящее время России необходимо обеспечить успех своей стратегии, направленной на открытие новых маршрутов экспорта газа в бурно развивающийся Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР), и предпринимать шаги для получения прибыли от использования этой бесценной возможности.

## ПРЕДЛОЖЕНИЕ

---

Россия обладает самыми большими в мире запасами природного газа и является вторым по величине производителем газа в мире после Соединенных Штатов. Объем внутреннего производства в 2012 г. составил 654,4 млрд м<sup>3</sup>, в 2013 г. достиг почти 670 млрд м<sup>3</sup>. Доля попутного нефтяного газа (ПНГ) в 2012 г. составила 8,4 % общего объема добычи и постоянно увеличивалась, в результате чего объем добычи ПНГ вырос с 42,6 (2005 г.) до 54,7 млрд м<sup>3</sup> (2012 г.). В конце 2011 г. был достигнут максимальный объем суточной добычи газа – 2,1 млрд м<sup>3</sup> в сутки.

Государственная компания ОАО «Газпром»<sup>1</sup> является крупнейшим российским производителем газа (объем добычи – 487 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г., снижение на 5 % сравнительно с 2011 г., 487,4 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г.), добываемого из 127 месторождений и 7226 существующих скважин<sup>2</sup>. В 2012 г. добыча газа ОАО «Газпром» значительно сократилась, за последние десять лет меньший объем добычи наблюдался только один раз, и это в то время, когда компания начала разработку сверхгигантского Бованенковского месторождения и увеличила пиковый уровень добычи на Заполярном месторождении. В то же самое время ОАО «Газпром» сократило импорт среднеазиатского газа и закупки газа у независимых компаний, а его старые месторождения продолжали демонстрировать устойчивое снижение добычи. В 2013 г. добыча природного газа не изменилась, составив 487,4 млрд м<sup>3</sup>. В период осень-зима 2012/13 гг. объем максимальной ежедневной добычи газа составил 1658 млрд м<sup>3</sup> (+50 млн м<sup>3</sup> по сравнению с предыдущим годом). Добывающие мощности ОАО «Газпром» в 2014 г. составляют 600 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Причины того, что ОАО «Газпром» добывает меньше, чем мог бы, обсуждаются в последующих разделах. Среди них: отсутствие роста общих объемов экспорта, а также внутреннего потребления газа, стабильный импорт из средней Азии и Каспийского региона с 2010 г. и растущая конкуренция со стороны независимых компаний на внутреннем рынке.

Хотя ОАО «Газпром» и остается ведущим производителем газа в России с большим отрывом от конкурентов, его доля в общем объеме производства газа по России в последние годы неуклонно уменьшается. В России большая часть запасов газа добывается тремя компаниями: ОАО «Газпром» (73,1 %), ОАО «НОВАТЭК» (12,6 %) и ОАО «НК «Роснефть» (5 %). Действительно, доля производства так называемых «независимых» (под таким названием эти компании упоминаются в российском законода-

---

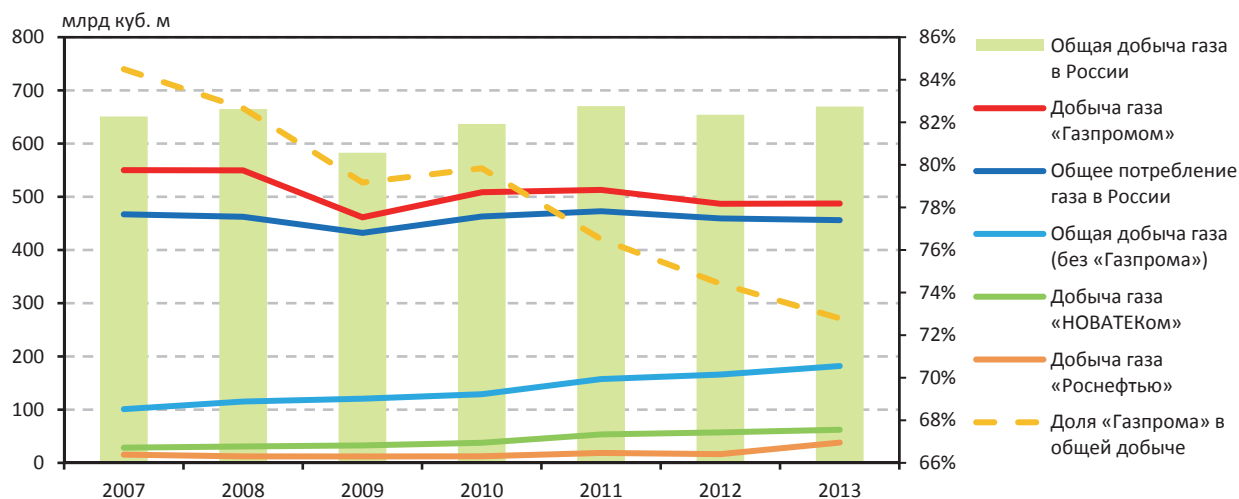
1. В сентябре 2013 г. государство владело контрольным пакетом акций (50,01 %) ОАО «Газпром» через ОАО «Роснефтегаз» (10,97 %), Росимущество (38,373 %) и ОАО «Росгазификация», где Росимуществу принадлежит 74,55 % акций, владеющему 0,889 % (действительная доля государства в данном блоке – 0,662 %). По данным на 8 июля 2013 г. еще 25,86 % акций ОАО «Газпром» находятся в обращении в виде депозитарных расписок. Дочерние структуры ОАО «Газпром» владеют 3,1 % акций компании.

2. ОАО «Газпром», годовой отчет за 2012 г., [www.gazprom.com/investors/reports/2012](http://www.gazprom.com/investors/reports/2012).

тельстве) производителей в общей доле добычи газа, не включая объем добычи ОАО «Газпром», постоянно повышается, в особенности это касается ОАО «НОВАТЭК». Вследствие этого доля ОАО «Газпром» в общем объеме добычи газа сократилась с 83,3 % в 2007 г. до 73 % в 2013 г. Причинами стали более низкий спрос внутри страны и снижение объемов экспорта газа на Украину, коммерческая стратегия компании и увеличение добычи независимыми производителями. Последние получили преимущество в связи с более благоприятным налоговым и коммерческим законодательством, например в отношении права продавать газ по нерегулируемым ценам.

Совокупный объем производства независимых производителей – «НОВАТЭК», «НК «Роснефть», «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Русснефть», «Татнефть» и «Башнефть» (приведены согласно объемам добычи газа, исключая объем производства совместных предприятий с участием ОАО «Газпром» и иностранных компаний) – сократился на 5 %: до 128,6 млрд м<sup>3</sup> (около 19 % общего объема производства газа в России) в 2012 г., что соответствует изменению объемов добычи ОАО «Газпром» в том году. Тем не менее данные показатели представляют собой значительный прирост по сравнению с уровнем добычи 2005 г. (79 млрд м<sup>3</sup>, или 12,3 % объемов добычи газа в России). При учете общей разницы между совокупным объемом добычи газа в России и объемом добычи ОАО «Газпром», который включает в себя объем газа, добытого в составе совместных предприятий с иностранными компаниями, получается, что эта разница представляет собой еще один рекордный показатель за 2012 г. – 167,4 млрд м<sup>3</sup>, что означает прирост в 62 % по сравнению с уровнем 2007 г., который составлял 104 млрд м<sup>3</sup>. Эта тенденция продолжилась и в 2013 г., когда добыча вне «Газпром» достигла 182 млрд м<sup>3</sup>.

**Рисунок 5.1** Добыча газа ведущими российскими компаниями, 2007–2013 гг.



Источники: Министерство энергетики Российской Федерации; годовые отчеты ОАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «НК «Роснефть», [www.novatek.com.tw/ir/AnnualReport.asp](http://www.novatek.com.tw/ir/AnnualReport.asp); Rosneft Annual Reports, [www.rosneft.com/Investors/results\\_and\\_presentations/annual\\_reports](http://www.rosneft.com/Investors/results_and_presentations/annual_reports); расчеты МЭА.

По данным на 1 января 2013 г., всего в России существует около 260 газодобывающих компаний, включая восемь вертикально интегрированных нефтяных компаний, 113 нефтяных компаний, 14 компаний, аффилированных с ОАО «Газпром», две компании, аффилированные с ОАО «НОВАТЭК», 128 независимых компаний и три компании, работающие в рамках Соглашений о разделе продукции (СРП). Некоторые иностранные компании участвуют в совместных предприятиях. К примеру,

ООО «СеверЭнергия» изначально образовалось как совместное предприятие с участием ОАО «Газпром нефть», ОАО «НОВАТЭК» и компаний Enel и Eni. Осенью 2013 г. Enel продала свою долю ОАО «НК «Роснефть», а Eni продала свою долю ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром нефть». Вслед за этим «Роснефть» и «НОВАТЭК» обменялись активами – акции «НОВАТЭК» в «Сибнефтегазе» взамен акций «Роснефти» в «СеверЭнергия». В итоге «НОВАТЭК» стал контролировать 59,8 % ООО «СеверЭнергия». Оно начало в 2012 г. промышленную добычу газа в объеме 1,8 млрд м<sup>3</sup> на Самбургском месторождении, первом для разработки. В декабре 2012 г. была введена в эксплуатацию вторая технологическая линия, и в 2013 г., объем добычи составил 5 млрд м<sup>3</sup>. После этого в марте «НОВАТЭК» объявил о дополнительной продаже акций «Газпром нефть», что понизило его долю до 50 %. В 2014 г. должна быть введена третья технологическая линия Самбургского месторождения, что доведет общую добычу до 7 млрд м<sup>3</sup>/г.. ООО «СеверЭнергия» владеет еще несколькими лицензиями на разработку месторождений в районе Нового Уренгоя (Яро-Яхинское, Северо-Часельское и Ево-Яхинское месторождения), которые приведут к дальнейшему увеличению объемов добычи: добыча начнется на Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях, совокупная добычная мощность составит более 21 млрд м<sup>3</sup> в год. К 2017 г. общий ежегодный объем добычи может достигнуть порядка 35 млрд м<sup>3</sup> (плюс к 145 тыс. барр. газового конденсата в сутки).

В связи с успехом пилотного проекта разработки трудноизвлекаемых газовых залежей туронского яруса Южно-Русское месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО), разрабатываемое совместным предприятием с участием ОАО «Газпром» и компаний EON и Wintershall, может обеспечить прирост производства на 5–8 млрд м<sup>3</sup> к текущему объему добычи 25 млрд м<sup>3</sup>.

Ряд некрупных газовых компаний успешно разрабатывают второстепенные месторождения, которые в целом содержат около 130 млрд м<sup>3</sup> запасов газа категории ABC1: это компании JGX Oil & Gas, Eurotek (Repsol YPF, Alliance Oil) и ООО «Севернефть-Уренгой». Около 14 подобных компаний производят небольшие объемы сухого газа (около 2 млрд м<sup>3</sup>), и еще 11 компаний собираются производить его. Также существуют нелицензированные нефтяные и газовые месторождения с общим объемом запасов категории ABC1 более 100 млрд м<sup>3</sup>. Препятствуют их разработке высокое содержание серы или организационные проблемы при совместной работе с местной компанией.

Как отмечалось ранее, за последние десять лет среди независимых производителей газа наибольшего увеличения производства добилось ОАО «НОВАТЭК», повысившее уровень добычи с 20,9 (2004 г.) до более 60 млрд м<sup>3</sup> (2013 г.). Прирост произошел благодаря началу разработки новых месторождений (вторая очередь Юрхаровского месторождения) и расширению перерабатывающих мощностей, а также приобретению активов: 51 % акций в ОАО «Сибнефтегаз» в 2010 г. (позже был произведен обмен), долю в ООО «СеверЭнергия», 49 % акций в «Нортгазе» в 2012 г. и консолидации акций в ООО «СеверЭнергия» и ООО «Нортгаз» в 2013 г. Таким образом, рост добычи не полностью связан с первоначальными месторождениями и ресурсами ОАО «НОВАТЭК». ООО «Нортгаз», совместное предприятие ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром» с их равным участием, владеет лицензией на Северо-Уренгойское газоконденсатное месторождение в ЯНАО, на котором в 2013 г. было добыто 3,5 млрд м<sup>3</sup>, а в 2014 г. ожидается добыча около 10 млрд м<sup>3</sup>, поскольку в эксплуатации будет уже 18 скважин. Компания более чем удвоила свои доказанные запасы до 1,75 трлн м<sup>3</sup> в 2012 г. по сравнению с уровнем 2008 г.

В результате слияния с ОАО «ТНК-ВР» ОАО «НК «Роснефть» опубликовало данные о росте производства газа (16,39 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г., 38,17 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г.) в основном благодаря добыче ПНГ<sup>3</sup>. ОАО «НК «Роснефть» четко нацелено выйти на внутренний рынок производства газа и экспортный сегмент рынка, что подкреплено потенциалом добычи ПНГ, рядом новых месторождений и продолжающимся приобретением активов. Компания готова к тому, чтобы стать значительным производителем природного газа в текущем десятилетии. В 2013 г. ОАО «НК «Роснефть» поэтапно приобрело 100 % акций ОАО «Итера», крупнейшего независимого производителя газа с уменьшающимися объемами производства (12,7 млрд м<sup>3</sup> в 2011 г.), но с большим портфелем конечных потребителей (в 2011 г. объем поставленной на рынок продукции достиг 23 млрд м<sup>3</sup>). ОАО «НК «Роснефть» также приобрело газовые активы компании «АЛРОСА» и стало контролировать «Сибнефтегаз». ОАО «НК «Роснефть» планирует развивать добычу газа на месторождениях Кынско-Часельской группы и в особенности на Харампурском месторождении в Западной Сибири (ЯНАО), разработка которого должна начаться в 2016 г. Первоначально добыча на этом месторождении составит 8 млрд м<sup>3</sup> в год при ожидаемом в долгосрочной перспективе ежегодном объеме добычи 20 млрд м<sup>3</sup>. Кроме того, наряду с ростом добычи и необходимостью следовать более строгим показателям по снижению объемов газа, сжигаемого на факельных установках, в ОАО «НК «Роснефть» будет расти производство ПНГ, поскольку компания активно преследует цели переработки ПНГ, в частности с Ванкорского нефтегазового месторождения.

После приобретения ОАО «ТНК-ВР» ОАО «НК «Роснефть» взяло за основу изначальные планы ОАО «ТНК-ВР» на 2011 г. по производству 35 млрд м<sup>3</sup> газа к 2020 г., что является приростом по сравнению с добычей ПНГ в объеме 13,2 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г. ОАО «ТНК-ВР» активно работало над максимальным расширением полезного использования ПНГ, и его дочернее предприятие ЗАО «Роспан Интернешнл» владеет лицензиями на разработку двух газоконденсатных месторождений в ЯНАО – Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского. ЗАО «Роспан Интернешнл», которое производило 3,5 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г., в настоящий момент разрабатывает газоконденсатные пласты глубокого залегания валанжинского яруса и ачимовских отложений на данных месторождениях. По данным ОАО «ТНК-ВР», была начата работа этапа 1, касающаяся наращивания объемов до 8,5 млрд м<sup>3</sup> к концу 2016 г. и до 16 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г.

## ТЕКУЩИЕ КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ ПО РЕГИОНАМ И МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

Западная Сибирь, в частности Надым-Пур-Тазовский район ЯНАО, – ключевые газодобывающие регионы России. Фактически на полуострове Ямал находится 27 % запасов газа России (11 трлн м<sup>3</sup>). В ЯНАО сосредоточено 80 % производственных активов ОАО «Газпром» и находится более 50 % запасов газа. Добыча газа на Ямбургском месторождении, принадлежащем ОАО «Газпром добыча Ямбург», немного уменьшилась в 2012 г., до 196 млрд м<sup>3</sup> с 203 млрд м<sup>3</sup> в 2011 г. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение – ключевое гигантское месторождение ОАО «Газпром», содержащее сухой газ в сеноманском ярусе, разрабатывается с 1978 г. Заполярное – гигантское месторождение «Газпром», которое разрабатывается с 2001 г., достигло пикового уровня добычи, большего, чем изначально планировалось: 112 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г. и 130 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г.<sup>4</sup>

3. URL: [www.rosneft.com/news/pressrelease/04022014.html](http://www.rosneft.com/news/pressrelease/04022014.html).

4. Обнаружено в 1965 г. Общие запасы Заполярного газового месторождения составляют 3,3 трлн м<sup>3</sup>, из которых 2,6 трлн находятся в сеноманском ярусе и 735 млрд в валанжинском ярусе.



В октябре 2012 г. на полуострове Ямал было введено в разработку гигантское Бованенковское месторождение ОАО «Газпром», оцененные запасы которого составляют 4,9 трлн м<sup>3</sup> газа. Цель его освоения – компенсировать спад объемов производства в трех крупных традиционных газодобывающих регионах (Уренгой, Ямбург, Медвежье). ОАО «Газпром» планирует направить еще 25 % своих капитальных вложений на завершение этого крупнейшего проекта в 2013–2020 гг. В 2012 г. добыча газа на Бованенковском месторождении составила 4,9 млрд м<sup>3</sup>, в 2013 г. – 22,8 млрд м<sup>3</sup>. На 2014 г. запланирована добыча газа в объеме 40,8 млрд м<sup>3</sup>. После 2017 г., когда ожидается эксплуатация 775 скважин, – вывод на проектную мощность 115 млрд м<sup>3</sup>, и, наконец, 140 млрд м<sup>3</sup> на более позднем этапе. Однако эти показатели могут быть пересмотрены в свете динамики спроса в России и за рубежом, а также снижения добычи на традиционных месторождениях. Бованенковское месторождение было введено в эксплуатацию позже, чем планировалось изначально (2011 г.), что, однако, оказалось оправданно в связи со снижением спроса, последовавшего за мировым экономическим и финансовым кризисом. В долгосрочной перспективе дополнительные объемы газа с данного месторождения позволят компенсировать ожидаемый спад производства на старых месторождениях (которые считаются истощенными в среднем на 60 %, по крайней мере в части сеноманских отложений) и станут источником увеличения производства при условии роста спроса в последующие несколько лет.

Наконец, на Дальнем Востоке объем добычи газа в настоящее время достигает около 28 млрд м<sup>3</sup>, в основном на Сахалине, откуда газ поступает на завод по производству СПГ.

## НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЗАПАСЫ

По данным на январь 2013 г., запасы государственной компании ОАО «Газпром» категории ABC1 насчитывают 35,1 трлн м<sup>3</sup>, что составляет 72 % всех газовых запасов Российской Федерации. По данным, опубликованным ОАО «НК «Роснефть» в 2013 г., запасы газа ОАО «НК «Роснефть» категории ABC1 составляют 6,1 трлн м<sup>3</sup> – они будут выглядеть меньшими при использовании классификации системы управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов (PRMS – Petroleum Resources Management System). К примеру, «Роснефть» располагает запасами в 1,3 трлн м<sup>3</sup> по этой классификации<sup>5</sup>.

### **Вставка 5.1** Российская система классификации запасов, последние изменения в ней и ее сравнение с международными стандартами

Российская система классификации запасов углеводородов основана на анализе геологических параметров. Хотя российские компании все больше и больше начинают придерживаться западных стандартов бухгалтерской отчетности в отношении своих запасов (классификация PRMS или правила Комиссии по ценным бумагам и биржам США – SEC), российские государственные и научные институты в своих сметных оценках используют российскую систему классификации запасов углеводородов, которая была сформирована еще в советское время.

В настоящее время российские недропользователи при оценке запасов углеводородов применяют временную классификацию запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (приказ Минприроды России от 07.02.2001 № 126 «Об утверждении временных положений и классификаций»).

5. URL: [www.rosneft.com/Upstream/Reserves](http://www.rosneft.com/Upstream/Reserves).



**Вставка 5.1** Российская система классификации запасов, последние изменения в ней и ее сравнение с международными стандартами (продолжение)

Согласно действующей классификации запасы углеводородов по степени изученности подразделяются на разведанные (категории А1, В1 и С1) и предварительно оцененные (С2).

Ресурсы нефти и газа также выделяют по степени их обоснованности: перспективные категории С3 и прогнозные Д1л, Д1 и Д2.

К категории А относятся запасы, которые были полностью подтверждены в результате бурения и добычи; к категории В – запасы, выявленные в ходе опытно-промышленной разработки месторождения; к категории С1 – запасы, оцененные для обнаруженных месторождений на основании полученных промышленных притоков нефти или газа, включая еще неразбуренные и неисследованные пласты, для которых, однако, имеются геофизические данные. Запасы категории С2 – предварительные оценки, основанные на данных геологических и геофизических исследований (геологоразведочных работ).

Количественная оценка ресурсов проводится на основании исследований на изученных геологическими и геофизическими методами площадях нефтегазозносного региона или по новым пластам месторождения, не вскрытого пока бурением.

С 2005 по 2013 гг. Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) совместно с российскими нефтегазовыми компаниями проводило работу по изменению действующей российской классификации.

Итогом стало создание новой классификации согласно приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.13 № 477 «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Ее применение ожидается с 2016 г. Согласно новой классификации запасы подразделяются по степени промышленного освоения и геологической изученности на категории А (разрабатываемые, разбуренные), В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С1 (разведанные) и С2 (оцененные).

К категории А относятся запасы, разбуренные эксплуатационными скважинами и разрабатываемые в соответствии с утвержденным проектным документом.

К категории В1 – запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом, и разбуренные поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа.

К категории В2 – запасы залежей, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом, изученные сейсморазведкой, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

К категории С1 – запасы, на которых промышленная разработка не велась и оценочные скважины не бурились, а оценки выполнены на основании геофизических и геолого-технологических исследований.

**Вставка 5.1** Российская система классификации запасов, последние изменения в ней и ее сравнение с международными стандартами (продолжение)

К категории С2 относятся запасы залежей, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

В настоящее время не существует прямого соответствия между российской классификацией и классификацией PRMS. Однако в целом отраслевые эксперты признают, что запасы категорий А, В и С1 (ABC1) в среднем находятся между доказанными и доказанными + вероятными; запасы категории С1 и частично С2 соответствуют вероятным и возможным технически извлекаемым запасам; запасы категорий С1 и С2 обычно технически извлекаемы, но необязательно экономически рентабельны. Запасы категорий А и В основаны на утвержденном проекте разработки, потому они обычно технически извлекаемы и экономически рентабельны. В отношении запасов газа российские оценки традиционно подразумевают коэффициент извлечения 1 (т. е. извлечение газа равно 100 %), поэтому оценки PRMS ниже значений категории ABC1.

Газовая промышленность в России претерпевает крупные изменения, их скорость в ближайшее десятилетие увеличится еще больше. Центр тяжести производства уже начинает смещаться от трех традиционно самых важных месторождений ОАО «Газпром» в Западной Сибири – Ямбургского, Уренгойского и Медвежьего – в сторону новых ресурсов в Надым-Пур-Тазовском регионе, на полуострове Ямал и Гыданском полуострове, в Восточной Сибири, в Карском море и на Дальнем Востоке. ОАО «Газпром» прогнозирует спад производства на осваиваемых в настоящее время компанией месторождениях в размере около 25 % к 2020 г. и 75 % к 2030 г. Как пример: вышеуказанные месторождения, разрабатываемые ОАО «Газпром» в Западной Сибири, давали около 470 млрд м<sup>3</sup> газа в 2010 г., но, как ожидает «Газпром», добыча резко упадет до чуть более 100 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г.<sup>6</sup> В то же самое время ОАО «Газпром» в среднесрочной перспективе будет далее наращивать производство на Бованенковском месторождении. Также в среднесрочной перспективе ожидается вероятный ввод в разработку новых месторождений на полуострове Ямал, в особенности Южно-Тамбейского, принадлежащего ОАО «НОВАТЭК», и Харасавэйского и Крузенштернского (ОАО «Газпром»). Дополнительные объемы добычи также ожидаются из более глубоких залежей на существующих месторождениях Западной Сибири, что должно замедлить их темпы выработки. Наконец, еще несколько более мелких проектов на существующих месторождениях должно обеспечить прирост производства. К таким проектам относится разработка глубоких отложений ачимовского яруса на существующих месторождениях в Надым-Пур-Тазовском регионе. Таким образом, согласно прогнозам в ближайшие несколько лет ЯНАО будет оставаться одним из основных газодобывающих регионов России.

В долгосрочной перспективе стратегически важными газодобывающими регионами станут арктический шельф (Баренцево море, Карское море), Восточная Сибирь и Дальний Восток (шельфовые месторождения Сахалина и Охотское море).

6. Презентация ОАО «Газпром» для инвесторов, 2013 – URL: [www.gazprom.com/investors/events-presentations/investor-day-feb-2013](http://www.gazprom.com/investors/events-presentations/investor-day-feb-2013).

## Добыча на месторождениях арктического шельфа (Баренцева моря)

Россия также является арктической державой, располагающей запасами углеводородов около 76,3 млрд т нефтяного эквивалента (н. э.), при этом объем извлекаемых запасов оценивается в 9,6 млрд т н. э. Запасы газа, оцениваемые в 21,4 трлн м<sup>3</sup>, намного превышают объемы нефтяных запасов данного региона. По данным агентства Роснедра, запасы в бассейне Баренцева моря включают в себя 2,2 млрд т нефти и 1,2 трлн м<sup>3</sup> природного газа. Несмотря на это нефтяным запасам, особенно в Карском море, будет, вероятно, отдаваться приоритет, поскольку для налаживания их разработки и экспорта требуется гораздо менее дорогостоящая инфраструктура.

Согласно последним изменениям (2008 г.) в Федеральном законе от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» в аукционах на получение лицензий на освоение континентального шельфа арктических районов России имеют право участвовать только компании с более чем пятилетним стажем морской разведки, в которых государственное участие составляет более 50 %. Это означает, что частным компаниям будет закрыт доступ в эти области, несмотря на то что, например, у ОАО «Лукойл» есть обширный опыт морской добычи (к примеру, Корчагинское месторождение в Каспийском море) и геологоразведочных работ в норвежском секторе Баренцева моря. Частные компании имеют доступ только в рамках границ внутренних и территориальных морей, таких как Каспийское, Азовское и Черное. В результате этого 80 % лицензий в Арктике уже было распределено между ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть».

Шаг вперед в разведочных работах на арктическом шельфе был сделан в 2012 и 2013 гг. в соответствии с Генеральной схемой развития нефтяной отрасли на период до 2020 г. ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» присудили определенное количество лицензий на геологическое изучение недр. Данные компании расширили объем геологических изысканий с целью оценки запасов этого региона. Когда было признано, что российским компаниям понадобятся зарубежные партнеры для успешной разработки сложного вида сырья, несколько независимых нефтяных компаний заключили соглашения, в большинстве случаев создающие зарегистрированные за рубежом совместные предприятия с ОАО «НК «Роснефть» по ведению разведочных работ на нескольких лицензионных участках в Карском, Баренцевом, Охотском и Черном морях. Хотя лицензией владеет российская компания, обычно подразумевается акционерное соглашение с 33,33%-м участием зарубежной компании в совместном предприятии, что подтверждает ее намерение финансировать разведочные работы в соответствии с лицензионными обязательствами, а также разрабатывать совместные технологии.

Независимым нефтяным компаниям, работающим совместно с указанными двумя российскими государственными компаниями, приходится работать в условиях повышенного риска, при этом они не могут владеть лицензиями. Согласно применяемым схемам, разработанным для разведочных работ на шельфе Арктики, эти компании являются миноритарными акционерами в зарегистрированных за рубежом совместных предприятиях, в которых российские государственные компании ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» являются мажоритарными акционерами. Иностраные компании настаивают на регистрации совместных предприятий за пределами России, мотивируя это тем, что таким образом можно добиться большей юридической безопасности, и российские компании и их зарубежные партнеры создали сложные договорные рамки для преодоления пробелов и неопределенностей в российском законодательстве. Таким образом, существует возможность дальнейшего прояснения российской законодательной и нормативной базы для обеспечения функционирования данных партнерств между иностранными и российскими компаниями.

В случае если будут обнаружены газовые или нефтяные залежи и будет решено перейти к стадии добычи, российский партнер возместит свою долю расходов на разведочные работы. Данные соглашения также включают в себя договор обоюдного участия в некоторых проектах, которые международные нефтяные компании ведут за рубежом (например, в Северной Америке, Северной Африке и в Северном море), что позволит ОАО «НК «Роснефть» получить опыт и развиваться на международном рынке и позволит иностранным партнерам понять преимущества такого сотрудничества. Соглашения по обмену активами поддерживаются Правительством Российской Федерации, и в будущем может быть заключено больше подобных соглашений. В результате первоначальные геологоразведочные работы с участием международных нефтяных компаний могут послужить началом второй волны международных партнерств в рамках новой модели соглашений о распределении рисков (после первого этапа в середине 1990-х) с применением соглашений о разделе продукции, при которых изначально российские компании являлись миноритарными акционерами. На данный момент такая модель распределения рисков согласована с заинтересованными иностранными компаниями и предлагает разумный подход к совместной разработке ресурсов, учитывая тот факт, что Россия дает четко понять, что она не хочет, чтобы иностранные компании владели лицензиями, и отвергает любой возврат к использованию соглашений о разделе продукции. Лицензиями владеет российская государственная компания, а зарубежная компания может заниматься разведкой от ее имени без получения лицензии. Тем не менее основной сложностью на данный момент является обеспечение эффективной законодательно-нормативной базы для гарантии того, что участие иностранной компании не будет прекращено после обнаружения месторождения, для определения роли оператора и для адаптации к факту, что лицензией владеет только российская компания, а также обеспечение твердой юридической базы, которая будет защищать миноритарные права иностранных партнеров.

**Таблица 5.1** Распределение лицензий на освоение блоков российского шельфа, включая арктический шельф и шельф Черного и Азовского морей (по состоянию на 31 декабря 2013 г.)

	Кол-во распределенных лицензий	Кол-во еще не удовлетворенных заявок
ОАО «Газпром»	36	13
ОАО «НК «Роснефть»	46	13
Прочие независимые компании	38	–

Источник: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, [www.mnr.gov.ru](http://www.mnr.gov.ru).

Правительство Российской Федерации предоставило налоговые стимулы для продвижения разведочных работ на морских участках Арктики, включая неограниченные освобождения от уплаты налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), от уплаты экспортной пошлины (однако с ограничениями до 2042 г. для ресурсов Арктики) и налога на имущество организаций, и амортизационные каникулы – см. табл. 5.2. Для проекта «Ямал СПГ» – континентального проекта – Правительство Российской Федерации ввело нулевой НДПИ до достижения накопленного объема добычи газа 250 млрд м<sup>3</sup> и нулевую пошлину на неограниченный период времени.

В концепции Энергетической стратегии на период до 2035 г., опубликованной в январе 2014 г.<sup>7</sup>, Правительство Российской Федерации поставило амбициозную задачу

7. <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html>.

повышения добычи на морских месторождениях Арктики до 10 % общей добычи газа в 2035 г. Достижение этой цели будет зависеть от затрат на добычу и транспортировку, особенно в случае транспортировки СПГ, и, следовательно, от налоговых стимулов со стороны Правительства Российской Федерации.

**Таблица 5.2** Основные геологоразведочные проекты с участием ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» и иностранных компаний

Иностранный партнер	Кол-во лицензионных участков	Блоки на шельфе	Примечания / структура сделки
<b>ОАО «Газпром»</b>			
Total	1	Штокмановское	Открытое в 1988 г. Штокмановское газоконденсатное месторождение в 600 км от Мурманска содержит, по оценкам, 3,8 трлн м <sup>3</sup> газа и 53,4 млн т газового конденсата. В 2013 г. разработка проекта была отложена до 2020 г. или даже до более позднего срока в связи с тем, что первоначальные партнеры ОАО «Газпром» – Total и Statoil – не приняли окончательное решение об инвестициях из-за трудностей, связанных с проектными решениями и стоимостью проекта. По данным ОАО «Газпром», разработка месторождения разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой и второй фазы позволит обеспечить ежегодную добычу на месторождении в объеме 23,7 и 47,4 млрд м <sup>3</sup> газа, соответственно. Месторождение должно выйти на проектную мощность, когда ежегодный объем добычи должен достичь 71,1 млрд м <sup>3</sup> , в конце третьей фазы*.
ОАО «Газпром» (50 % + 1), Royal Dutch Shell (27,5 % – 1), Mitsui (12,5 %), Mitsubishi (10 %).	1	«Сахалин-2»	Проект основан на первом российском СРП (ОАО «Газпром» приобрел пакет в 50 % + 1 акция у оператора проекта, «Сахалин Энерджи», в апреле 2007 г.). Это первый российский проект на шельфе, а также первый проект по производству СПГ, в рамках которого добытый газ продается ОАО «Газпром» в страны АТР на основе схем обмена активами с иностранными партнерами. Суммарные извлекаемые запасы углеводородов проекта – более 600 млрд м <sup>3</sup> газа и 170 млн т нефти и конденсата. Добывающие платформы стоят на глубине до 50 м в водах Охотского моря в 13–16 км от острова Сахалин. В феврале 2009 г. начал работу завод по производству СПГ. Первый танкер СПГ вошел в Токийский залив в Японии в апреле 2009 г. По соглашению, подписанному с компанией Shell Energy Europe об объемах в 22 млрд м <sup>3</sup> , «Газпром» предоставляет в распоряжение Shell газ на границе с Польшей и Германией, а взамен продает на рынке долю Shell в СПГ. Одним из вариантов дальнейшего развития проекта является строительство третьей технологической линии.
<b>ОАО «НК «Роснефть»</b>			
ExxonMobil	11	Лицензионные участки – Восточно-Сибирский –1 и Южно-Чукотский в Чукотском море; Усть-Оленекский, Усть-Ленский и Анисинско-Новосибирский в море Лаптевых; и Северо-Карский блок в Карском море	В обмен на право ведения разведочных работ на этих участках (на данном этапе соглашения имеют различный юридический статус и силу, и не все из них могут быть окончательными) ExxonMobil предполагает, что компания «НЕФТЕГАЗ Америка шельф ЛП» (Нефтегаз), непрямое независимое дочернее предприятие «Роснефти», приобретет 30 % акций в проекте разработки 20 глубоководных нефтегазовых блоков, которые принадлежат ExxonMobil; Согласно базовым условиям соглашения, подписанным отдельно, «Роснефть» (или ее дочерние предприятия) могут приобрести долю участия в размере 25 % в проекте Point Thomson Unit – газоконденсатном месторождении, которое входит в нефтегазоносный бассейн Северного склона Аляски. По оценкам, около 25 % известных газовых запасов Северного склона Аляски приходится именно на это месторождение.

Statoil	4	Лицензионные участки – Кашеваровский, Лисянский и Магадан-1 в Охотском море к северу от острова Сахалин и Персеевский в центре Баренцева моря.	В соответствии с лицензионными обязательствами необходимо выполнить бурение шести поисковых скважин с 2016 по 2021 гг. Компания Statoil будет финансировать геологоразведочные работы, необходимые для определения коммерческой стоимости лицензий. Три арктические лицензии распространяются на территорию 79 тыс. км <sup>2</sup> .
ENI	3	Федынский участок (38 тыс. км <sup>2</sup> ) расположен в незамерзающей части Баренцева моря. Центральнo-Баренцевский участок (16 тыс. км <sup>2</sup> ) примыкает к Федынскому с севера. Западно-Черноморский участок находится в Черном море.	По имеющимся данным, компания Eni уже приступила к выполнению 2D-сейсмике и строительству первой скважины.
Inpex	2	Шельфовые участки Магадан-2 и Магадан-3 в российском секторе Охотского моря.	В мае 2013 г. был подписан Меморандум о взаимопонимании, в результате которого компании Inpex были переданы эксклюзивные права на ведение переговоров по заключению окончательного соглашения, подписание которого ожидается к концу 2013 г. Согласно договоренностям, Inpex возместит «Роснефти» ранее понесенные расходы на освоение лицензионных участков, а также 33,33 % разового сбора, уплаченного российской компанией при получении лицензий. Также Inpex выплатит «Роснефти» бонус за каждое коммерческое открытие запасов нефти и газа пропорционально своей доле участия в проекте; обе компании планируют организовать совместное предприятие с целью ведения разведки на шельфовых участках.
CNPC (Китайская национальная нефтегазовая корпорация)	3	Участки, находящиеся в Баренцевом и Печорском морях (Западно-Приновоземельский, Южно-Русский и Медынский-Варандейский), а также участки на суше в Иркутской области, Красноярском крае и ЯНАО.	Предварительные соглашения были подписаны в марте 2013 г. Некоторые из этих участков никогда ранее не разведывались и достаточно неизученные.
Корпорация нефти и газа Вьетнама «Петровьетнам»		Участки, которые будут находиться в Печорском море	Стороны подписали меморандум о взаимопонимании в отношении возможного приобретения «Роснефть» доли участия в СРП в отношении блока 15-1/05 на континентальном шельфе Вьетнама.

\* URL: [www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/shp](http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/shp).

Источники: информация компаний: Total, [www.total.fr/](http://www.total.fr/); Gazprom [www.gazprom.com/](http://www.gazprom.com/); ExxonMobil <http://corporate.exxonmobil.com/en/>; Statoil. [www.statoil.com/](http://www.statoil.com/); ENI, [www.eni.com/en\\_IT/home.page](http://www.eni.com/en_IT/home.page); CNPC, <http://classic.cnpc.com.cn/en/>; Petrovietnam <http://english.pvn.vn/>.

Для обеспечения добычи в ближайшие десятилетия необходимо предпринимать дальнейшие шаги по ведению поисково-разведочного бурения. Компаниям предстоит еще многое сделать для того, чтобы извлечение запасов в регионе стало экономически обоснованным и проходило безопасно с сохранением устойчивости арктических экосистем. Российское правительство начало заниматься вопросами, связанными с защитой чувствительных арктических экосистем. Они рассматривают



ся в Стратегии развития арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г.

Разработка возможных арктических ресурсов сопряжена со значительными экологическими и технологическими трудностями в связи с необходимостью бурения в суровых климатических условиях с платформ, окруженных льдом, при очень низких температурах. Глубина моря не создает больших проблем при бурении, поскольку большинство ресурсов залегает на мелководье, возможна прокладка трубопроводов по дну моря, однако их эксплуатация будет сопряжена с большим риском в связи с тем, что они могут пролегать на маршрутах миграции айсбергов. За этим стоят огромные логистические и инфраструктурные сложности – для суровых климатических условий необходимо разработать и эксплуатировать специальные трубопроводы, сотни специализированных платформ и вспомогательных судов, десятки сейсморазведочных судов и инфраструктуру для тысячи рабочих.

Любая крупная авария с последствиями для окружающей среды может поставить под вопрос многие проекты в регионе. Поэтому чрезвычайно важно разработать очень надежную систему безопасности и защиты окружающей среды, одновременно обеспечив использование наиболее передовых технологий. Газпром совместно с норвежскими партнерами активно участвует в проекте «Баренц-2020», чтобы обезопасить добычу углеводородов в Баренцевом море. «Роснефть» совместно с ExxonMobil основала Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок в Санкт-Петербурге, который среди прочего занимается исследованием ключевых технологий разработки шельфа, таких как буровые установки, морские ледостойкие стационарные платформы и подводные системы подготовки к транспортировке. «Роснефть» и некоторые из ее иностранных партнеров, такие как Eni и Statoil, намерены поддерживать экологию региона на основании Декларации об охране окружающей среды и сохранении биологического разнообразия при разведке и разработке минеральных ресурсов арктического континентального шельфа Российской Федерации.

Потенциал Арктики для удовлетворения будущих потребностей в энергии мощный, но он может быть реализован только в случае, если экологические и технические сложности при добыче арктических ресурсов будут решены и к их разработке с самого начала будут применяться самые высокие стандарты. Любая авария может иметь катастрофические последствия для уязвимых арктических экосистем; любой неправильный шаг в отрасли может отложить начало разработки ресурсов Арктики на десятилетия. Ошибкам места не будет. Таким образом, экономическая деятельность в Арктике приведет к сильной взаимозависимости и потребует тесного сотрудничества всех участников. Укрепление сотрудничества на Крайнем Севере через Арктический совет или Совет Баренцева/Евроарктического региона станет ключевым для выработки и поддержания стандартов международного управления, необходимых для гарантии того, что коммерческие возможности, открываемые в Арктике, осваиваются при должном внимании к окружающей среде.

В таких условиях разработка арктических ресурсов является все еще неопределенной перспективой. Для нее потребуются не только нахождение извлекаемых ресурсов, но и внесение уточнений в нормативно-законодательную базу.



**Вставка 5.2** Решение вопросов транспортировки, техники безопасности и охраны окружающей среды при выполнении работ в Арктике

Работы в нефтегазовой отрасли ведутся в разнообразных климатических условиях. Однако в арктических условиях возникают задачи, присущие только этому региону. Одна из них – это необходимость обеспечения поисково-спасательных операций в удаленных областях при экстремальных погодных и климатических условиях (часто при ограниченной видимости). Данный регион создает чрезвычайные трудности для навигации судов в связи с миграцией айсбергов, что требует частого изменения маршрута и вызывает необходимость прибегать к помощи ледокольной проводки.

Аварии не исключены: но что делать в случае нештатной ситуации? На настоящий момент большая часть Арктики все еще недостижима для поисково-спасательных операций с привлечением вертолетов в связи с огромными расстояниями и отсутствием спасательных баз. Вертолеты могут быть укомплектованы дополнительными баками, чтобы повысить дальность полета, что, однако, ограничит возможность принятия на борт материала и пассажиров. Лед и большие расстояния значительно препятствуют локализации и ликвидации последствий нефтяных разливов (недостаточная доступность оборудования по первому требованию; медленные темпы биодegradации).

Короткий сезон бурения скважин также влияет на увеличение рисков: в случае если выброс происходит к концу сезона бурения, времени для бурения скважины для глушения выброса может не хватить и придется ждать до следующего года. Наконец, еще одной сложной задачей, требующей решения, является отсутствие полного и надежного спутникового покрытия для поддержки навигации и налаживания коммуникации.

Ключевым фактором в развитии арктических нефтегазовых проектов станет возможность транспортировки нефти и газа по Северному морскому пути для сокращения расстояния и времени на транспортировку между Атлантическим и Тихим океаном на одну треть – приблизительно до 26 дней и 7500 морских миль по сравнению с 38–42 днями через Суэцкий канал, со средней экономией 1 млн долл. при транспортировке большемерного груза. Такая возможность все чаще и чаще обсуждается (например, налаживание торговли между Европой и Азией через Северный морской коридор в российской Арктике через Берингов пролив, в обход Суэцкого канала), в то время как сотни судов ежегодно проделывают этот путь, часто в сопровождении ледоколов. Дополнительную поддержку обсуждения этой темы получили с развитием проекта «Ямал СПГ». 7 ноября 2012 г. танкер СПГ «Река Обь», зафрактованный компанией «Газпром маркетинг и трейдинг», вышел из норвежского порта Хаммерфест для доставки СПГ с арктического месторождения Снёвит на условиях немедленной поставки и достиг порта Тобата в Японии 29 дней спустя. По имеющимся сведениям, ОАО «НОВАТЭК» использовал Северный морской путь в 2012 г. для поставок 487 тыс. т стабильного газового конденсата в Китай.

Хотя льды тают быстро, налаживание регулярной и крупномасштабной доставки грузов по СМП с использованием крупнотоннажных нефтегазовых танкеров даже в летний период можно ожидать не ранее 2030 г., поскольку страховые компании стремятся минимизировать риски, и в связи с этим в настоящий момент ведущие судостроительные компании производят ограниченное количество специализированных судов для таких проектов, как «Ямал СПГ». В 2013 г. на транзит

**Вставка 5.2** Решение вопросов транспортировки, техники безопасности и охраны окружающей среды при выполнении работ в Арктике (продолжение)

по СМП приходилось около 1,2 млн т. По имеющимся данным, затраты на страхование перевозок все еще слишком высоки для открытия нового крупного торгового пути, и сложно правильно оценить риски для расчета страховых премий. Также трудно обеспечить своевременную поставку грузов. Кроме этого, такие перевозки требуют ледокольной проводки и обеспечения, что делает маршрут дорогостоящим даже при организации конвоя судов, и для этого понадобится организация большего ледокольного флота, только в случае если укрепленные суда ледового класса не имеются в наличии. На проекте «Ямал СПГ» подобные суда уже есть. Также при таких транспортировках, как и в случае морской разведки/добычи, могут потребоваться поисково-спасательные операции и локализация инцидентов. Одна авария с танкером, перевозившим дизельное топливо, уже произошла в 2013 г. Российский танкер «Нордвик» с 5 тыс. т дизтоплива на борту столкнулся с айсбергом в Карском море в начале сентября 2013 г. На организацию спасательной операции ушла одна неделя. По имеющейся информации разлива дизтоплива удалось избежать. Международная морская организация работает над разработкой Полярного кодекса, планируемого к принятию в 2015 г., который мог бы помочь определить и унифицировать стандарты безопасности и навигации. Арктический совет также работает над рядом важных мероприятий по защите окружающей среды. Поэтому в среднесрочной перспективе по данному пути можно будет перевозить только уголь, минералы, такие как никель, и груз в контейнерах, ибо они представляют меньшую угрозу для окружающей среды.

Источники: Интерфакс, Международное энергетическое агентство (МЭА).

## Восточная Сибирь и Дальний Восток

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.09.2007 г. № 340 утверждена государственная Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран АТР (Восточная газовая программа). Правительство Российской Федерации назначило ОАО «Газпром» ее координатором, поставив задачу повышения производства газа и объемов его экспорта из региона.

В среднесрочной перспективе (до 2018 г.) ожидается незначительный рост производства, однако в долгосрочной перспективе прирост производства будет гораздо больше. ОАО «Газпром» намерено разрабатывать месторождения на шельфе Сахалина, Ковыктинское газовое (Иркутский центр газодобычи) и Чаяндинское нефтегазоконденсатное (Якутский центр газодобычи) месторождения, газовые запасы которых оцениваются, соответственно, в 0,8, 1,5 и 1,3 трлн м<sup>3</sup>. На этих месторождениях проводятся геологоразведочные работы. Газ, который будет добываться на них, предназначен для внутреннего рынка и для экспорта в страны АТР.

ОАО «Газпром» объявило, что будет в первую очередь разрабатывать Чаяндинское месторождение, стоимость обустройства которого составляет 13,7 млрд долл., с выходом на пик производства в 2021 г в объеме 25 млрд м<sup>3</sup> в год (плюс достижение пиковой добычи нефти в 2027 г. на уровне 1,5 млн т в год). В октябре 2012 г. правление ОАО «Газпром» приняло окончательное инвестиционное решение по «Обоснованию инвестиций в обустройство Чаяндинского месторождения, транспорт и переработку газа» с

целью ввода месторождения в эксплуатацию в 2017 г. Однако ввод был перенесен на более поздний срок – не ранее 2019 г.<sup>8</sup>, причем вероятны дальнейшие задержки.

Пиковый уровень добычи на Ковыктинском месторождении может составлять до 35 млрд м<sup>3</sup> в год. «Газпром» недавно объявил, что добыча газа на Ковыктинском месторождении начнется в 2024 г. Оператор месторождения – ООО «Газпром добыча Иркутск» – недавно объявил, что начнет разработку месторождения в III квартале 2016 г.

Оба месторождения потребуют строительство дорогостоящих объектов очистки газа и очистки/хранения гелия. Предпочтение Чаяндинскому месторождению перед Ковыктинским имеет смысл, поскольку оно ближе к экспортным рынкам сбыта, так как Россия и Китай договорились об использовании «восточного маршрута». Богатый гелием газ с обоим месторождений должен перерабатываться на Белогорском газоперерабатывающем заводе, который должен быть построен ОАО «Газпром».

### Сахалин

Прирост добычи ожидается также и в Сахалинской области, где объем производства газа в 2012 г. составлял 27,6 млрд м<sup>3</sup>. В частности, ожидается прирост производства на проектах «Сахалин-1»<sup>9</sup> и «Сахалин-3», значительный прирост ожидается только в долгосрочной перспективе (после 2017 г.). В проекте «Сахалин-3» ОАО «Газпром» принадлежат лицензии на три морских участка: Киринский, Аяшский и Восточно-Одоптинский. По оценкам ОАО «Газпром», суммарные ресурсы газа этих участков составляют около 1,5 трлн м<sup>3</sup>. Киринское месторождение (глубина моря – 90 м) является приоритетным для ОАО «Газпром». Согласно оценкам, его запасы составляют 162,5 млрд м<sup>3</sup>, объем годовой добычи может достигнуть 5,5 млрд м<sup>3</sup>.

Данное месторождение станет первым морским проектом ОАО «Газпром», разрабатываемым на 100 % самостоятельно. В 2010 г. в границах Киринского участка ОАО «Газпром» открыло крупное Южно-Киринское месторождение, разведанные запасы газа которого на 160,9 млрд м<sup>3</sup> больше предварительно оцененных 403,1 млрд м<sup>3</sup>. По текущим прогнозам максимальный уровень добычи на проекте «Сахалин-3» прогнозируется в районе 16–20 млрд м<sup>3</sup>, но может быть и выше. В краткосрочной и среднесрочной перспективе на проекте «Сахалин-3» ОАО «Газпром» планирует выполнять сейсморазведку и продолжать разведочное бурение около 20 скважин в рамках проекта Сахалин-3, в частности на Киринском участке в 2013 г., планируется начать производство до 2 млрд м<sup>3</sup> газа к 2015 г.

Добыча на Южно-Киринском месторождении должна начаться не ранее 2019 г. и достичь пика в 16 млрд м<sup>3</sup> к 2023–2024 г., однако вероятны задержки в связи с обнаружением нефти на этом месторождении. Газ, добытый на данных месторождениях, планируется транспортировать на береговой объект по переработке газа по подводной трубопроводной системе и далее по газопроводу «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

---

8. Презентация ОАО «Газпром» для инвесторов, 2013 – URL: [www.gazprom.com/investors/events-presentations/investor-day-feb-2013](http://www.gazprom.com/investors/events-presentations/investor-day-feb-2013).

9. Данный проект является вторым проектом в России, реализуемым в рамках СПП, которое было подписано в 1996 г., и включает в себя участие «Роснефти» (20 %), ExxonMobil (30 %, оператор), Sodeco (30 %) и ONGC (20 %). В рамках проекта производятся небольшие объемы попутного газа, который в настоящий момент частично подвергается обратной закачке в пласт и частично распределяется среди потребителей в Хабаровском крае. В будущем существует возможность производства больших объемов газа в рамках проекта, который, по оценкам, содержит 485 млрд м<sup>3</sup> газа при условии наличия коммерческих возможностей его использования. – URL: [www.sakhalin-1.com](http://www.sakhalin-1.com).

Также стоит отметить, что «Роснефть», кроме участия в проекте «Сахалин-1», еще владеет лицензиями. Компания обнаружила значительные залежи газа: например, Венинский участок проекта «Сахалин-3», разработка которого начнется в скором времени совместно с Китайской нефтехимической корпорацией SINOPEC, содержит 33,7 млрд м<sup>3</sup> газа. «Роснефть» планирует построить свой собственный завод по производству СПГ, чтобы в будущем иметь возможность вывода своей газовой продукции на рынки, используя в основном свой газ из проекта «Сахалин-1» (см. ниже).

Для вывода сахалинского газа на региональные рынки и подготовки к экспорту газа в будущем ОАО «Газпром» также построило газотранспортную систему «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» общей протяженностью 1350 км, которая в конечном итоге сможет обеспечить ежегодную транспортировку до 30 млрд м<sup>3</sup> сахалинского газа в район Владивостока. Нынешняя пропускная способность этого трубопровода составляет 6–6,5 млрд м<sup>3</sup> при транспортировке около 2,2 млрд<sup>10</sup>.

### Попутный нефтяной газ. Сокращение объемов сжигания

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) в России является старой проблемой, для решения которой Правительство Российской Федерации недавно приняло более решительные меры. Поставлена жесткая задача сократить объемы сжигания и введены высокие штрафы для того, чтобы ускорить инвестиции в эту сферу. Сюда входит система штрафных платежей для компаний на основе их выбросов, которая также стимулирует инвестиции в проекты по использованию ПНГ.

Тем не менее этот более строгий подход был применен уже после того, как показатели и сроки сокращения объемов сжигания газа неоднократно сдвигались. Действительно, Правительство Российской Федерации в постановлении от 08.01.2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках» поставило цель сжигать не более 5 % ПНГ к 2012 г. и установило процедуру применения штрафов за нарушение этого показателя. Однако введение этих санкций было отложено до 2016 г.

Точный объем газа, сжигаемого на факельных установках, неизвестен, поскольку более чем на 50 % установок счетчики не установлены. На основании данных, полученных со спутников, Глобальное партнерство по сокращению объемов сжигания ПНГ рассчитало, что объем газа, сожженного на факелах в России в 2010 г., составил 35,2 млрд м<sup>3</sup>, что на 17 млрд меньше, чем было в 2007 г.

Однако те же данные показали, что в 2011 г. объем сжигаемого газа вырос еще на 1,8 млрд м<sup>3</sup> вместо ожидаемого сокращения<sup>11</sup>. Официальные российские данные ниже – 17 из 71,8 млрд м<sup>3</sup> добытого ПНГ в 2012 г.<sup>12</sup> Вне зависимости от того, каким на самом деле был этот показатель, который сложно оценить в связи с частым отсутствием приборов учета на факельных установках, большинство экспертов сходятся во мнении, что сжигание ПНГ является большой проблемой в России, которая до сих пор не решена.

10. Интерфакс, 24.01.2014.

11. На основании данных Глобального партнерства по сокращению объемов сжигания попутного нефтяного газа, образованного под эгидой Всемирного банка, и данных спутникового мониторинга Национального управления океанических и атмосферных исследований – URL: <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:22137498~menuPK:3077311~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html>; Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. Ежегодный обзор. Выпуск 3. – М.: WWF/KPMG, 2011.

12. Интерфакс. России нужно поставлять собственные нефтехимические продукты. 15 октября 2013 г. – URL: [www.interfax.com/newsinf.asp?id=451261](http://www.interfax.com/newsinf.asp?id=451261).

Текущая задача – сократить объемы сжигания добытого ПНГ до 5 % к 2016 г. Например, ОАО «Газпром» в 2012 г. провело утилизацию газа на уровне 70 %, включая 65,7 % по ОАО «Газпром нефть»<sup>13</sup>. По имеющимся данным большинство нефтяных компаний, включая ОАО «НК «Роснефть» (за возможным исключением ОАО «Татнефть» и «Сургутнефтегаз»), еще очень далеки от соблюдения уровня использования газа более 70 %. Ключевым препятствием при повышении уровня утилизации является отсутствие приборов учета, а также инфраструктуры для сбора и переработки газа, или же, например, объектов генерации электроэнергии для монетизации газа.

С начала 2013 г. резко увеличился размер платы за выброс продуктов сжигания ПНГ. 8 ноября 2012 г. Правительство Российской Федерации приняло постановление № 1148, устанавливающее новую формулу исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках. Повышающий коэффициент к нормативам платы за выброс продуктов сжигания ПНГ сверх установленной нормы в 5 % был сильно увеличен (с 4,5 до 12 в 2013 г.) и будет снова увеличен (с 12 до 25 в 2014 г.). Размер платы, таким образом, увеличен примерно в три раза в 2013 г. и в шесть раз в 2014 г. по сравнению с 2012 г. При этом у ПНГ появился приоритетный доступ к газотранспортной системе, закрепленный в законе «О газоснабжении в Российской Федерации»; были введены значительные унифицированные штрафы за сжигание ПНГ без приборов учета. По данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, штрафы за сжигание ПНГ сверх нормы находятся в пределах 500–600 млн долл. в год, т. е. примерно 13–16 млн долл. за 1 млрд м<sup>3</sup>.

Новое постановление также устранило пробелы в предыдущем документе от 2009 г., который не был таким подробным. Штрафы обычно накладываются федеральным природоохранным органом за недостаточную утилизацию ПНГ в размере, предусмотренном лицензионными соглашениями или законодательством.

Законодательство предусматривает отсрочку для новых месторождений, где требование по утилизации 95 % объемов добытого ПНГ не будет применяться на начальном этапе.

В целях обеспечения использования ПНГ и сокращения объемов его сжигания на факельных установках, а также в рамках политики замещения импорта отечественной продукцией Правительство Российской Федерации поддерживает развитие нефтехимической отрасли в России в районах нефтяных месторождений, вырабатывающих ПНГ, с целью извлечения выгоды из его запасов. Примером является комплекс по производству полипропилена «Тобольск-Полимер», принадлежащий ОАО «Сибур Холдинг», запущенный в 2013 г., затраты на строительство которого составили 2 млрд долл. Комплекс должен использовать приблизительно 5 млрд м<sup>3</sup> ПНГ в год. «Роснефть» также сейчас готовит подобные проекты на Дальнем Востоке России. Другой пример – строительство Южно-Приобского газоперерабатывающего завода, принадлежащего ОАО «Газпром нефть» и «Сибур», который должен начать работу в 2015 г.

В целом все эти дополнительные меры при условии полной реализации должны в ближайшие годы привести к ускоренному сокращению объемов сжигания ПНГ на факельных установках.

---

13. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2013 г. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).



## Нетрадиционный газ

Согласно данным Администрации энергетической информации США (US Energy Information Administration), технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в России составляют 285 трлн кубических футов (примерно 8 трлн м<sup>3</sup>), и Россия занимает девятое место в мире с примерно 4 % технически извлекаемых мировых ресурсов сланцевого газа<sup>14</sup>. По оценкам Научно-исследовательского института природного газа и газовых технологий «Газпром» (ООО «ВНИИГАЗ»), запасы нетрадиционного газа в России могут составлять 680 трлн м<sup>3</sup>, включая сланцевый газ, газ уплотненных песчаников и метан угольных пластов (МУП)<sup>15</sup>. Это в 2,5 раза больше, чем традиционные запасы, которые уже являются крупнейшими в мире. В их числе вероятные запасы МУП в России, которые оцениваются на уровне 84 трлн м<sup>3</sup>. Наиболее перспективные месторождения расположены на севере Восточной Сибири.

В настоящее время приоритетом для России является разработка ее очень крупных традиционных (включая более глубокие газоносные пласты, богатые конденсатом) и морских ресурсов газа. Запасы нетрадиционного газа еще не попали в поле зрения. В России распространено мнение, что газ, добываемый из сланцев, стоит в несколько раз дороже, чем газ, извлекаемый традиционными методами, и что сланцевый газ несет огромные издержки, связанные с окружающей средой. Президент и другие высокопоставленные лица в Правительстве Российской Федерации, так же, как и ОАО «Газпром», воздерживаются от поддержки разработки потенциала сланцевого газа в России. Тем не менее некоторые эксперты утверждают, что разработка кое-каких запасов нетрадиционного газа может быть дешевле, так как часть из них расположена намного ближе к местам потребления, что позволит сократить затраты на транспортировку.

Хотя ОАО «Газпром» в 2010 г. начал опытную разработку запасов МУП, добыча нетрадиционного газа в России находится на незначительном уровне – 4 млрд м<sup>3</sup> в год. Для разработки нетрадиционного газа в России потребуются оценка экономической целесообразности и рентабельности, сильная политическая поддержка, включая налоговые стимулы, а также передовые иностранные технологии и эксперты. Впрочем, некоторые пилотные проекты заслуживают разработки, особенно в районах, не подключенных к газотранспортной инфраструктуре. Однако для этого понадобится по меньшей мере дорожная инфраструктура вместе с квалифицированной рабочей силой, а также потенциальные потребители вблизи мест добычи.

## Прогнозы производства

В целом в краткосрочной и среднесрочной перспективе ОАО «Газпром» планирует обеспечить незначительный прирост добычи, а в краткосрочной перспективе уровень добычи предполагается практически неизменным. Данное снижение первоначальных прогнозов роста производства нельзя рассматривать изолированно от недавней стагнации спроса на российском и зарубежных рынках. ОАО «Газпром» планирует производить порядка 530 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г.<sup>16</sup>, в то время как у независимых компаний также есть амбициозные планы расширения присутствия на рынке, на котором резкий скачок спроса ожидать маловероятно. Вероятно, что за период 2014–2020 гг. независимые производители увеличат добычу на 40 млрд м<sup>3</sup> уже за контрактованного газа, что потребует от «Газпром» превращения в поставщика, по-

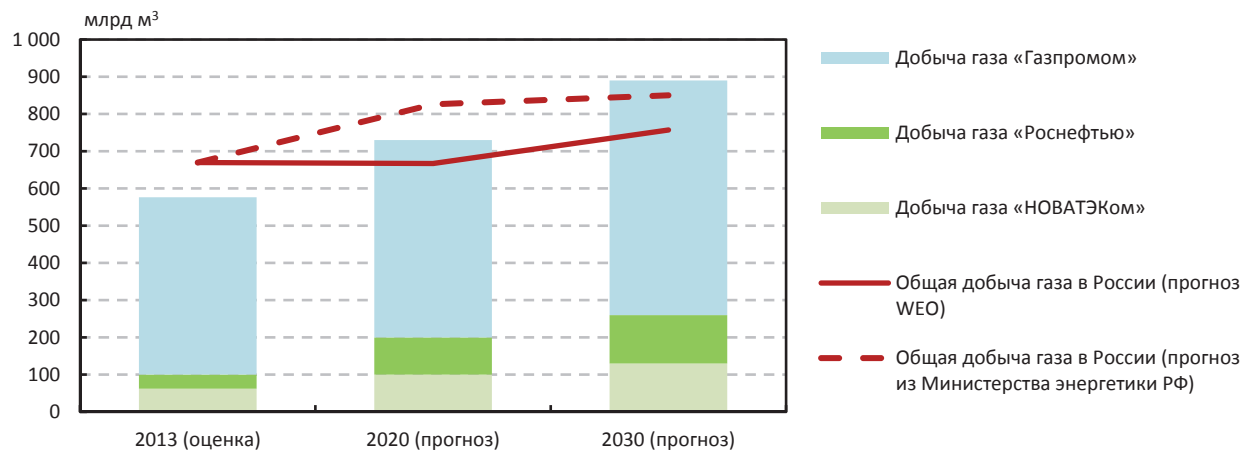
14. URL: [www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas).

15. URL: [www.bloomberg.com/news/2012-12-24/russia-may-hold-680-trillion-cubic-meters-of-unconventional-gas.html](http://www.bloomberg.com/news/2012-12-24/russia-may-hold-680-trillion-cubic-meters-of-unconventional-gas.html).

16. URL: [www.gazprom.com/f/posts/34/453539/2013-02-08-investor-day.pdf](http://www.gazprom.com/f/posts/34/453539/2013-02-08-investor-day.pdf).

крывающего колебания спроса, и, возможно, сохранения неизменной добычи или даже ее сокращения, если объемы экспорта в Европу и внутреннее потребление существенно не возрастут<sup>17</sup>.

**Рисунок 5.2** Прогнозы добычи газа в России до 2030 г.



Источники: презентация ОАО «Газпром» для инвесторов, 2013; информация от компаний «НОВАТЭК» и «Роснефть» (до 2020 г.): оценки МЭА; прогнозы Министерства энергетики Российской Федерации.

К 2020 г. и ОАО «НОВАТЭК», и ОАО «НК «Роснефть» планируют производить 100 млрд м<sup>3</sup>, в основном за счет разработки дополнительных месторождений и ресурсов в случае ОАО «НОВАТЭК», и дальнейшего поглощения других компаний и активов в случае ОАО «НК «Роснефть». В связи с этим доля ОАО «Газпром» в общем объеме производства, вероятно, продолжит тенденцию к снижению. Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 гг.», принятой в 2009 г., ожидается, что объем производства газа в России к 2020 г. будет в пределах 803–837 млрд м<sup>3</sup> в год, а к 2030 г. – в пределах 885–940 млрд м<sup>3</sup>. В январе 2013 г. Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г., где указаны немного более низкие объемы добычи газа – 783 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г. и 870 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г.<sup>18</sup> Министерство энергетики Российской Федерации опубликовало более оптимистический доклад, согласно которому к 2020 г. можно ожидать добычи газа в объеме 826 млрд м<sup>3</sup> в год<sup>19</sup>. Нет сомнения в том, что, учитывая объем запасов России и текущий темп реализации проектов, Россия и ее компании имеют все возможности, чтобы выйти на эти целевые показатели добычи. Однако совершенно неоднозначен тот факт, что Россия сможет найти достаточное количество потребителей в стране и за рубежом, которые купят весь этот газ, поэтому, скорее всего, данные прогнозы добычи газа будут уменьшены в связи с необходимостью отражать состояние дел на потребительском рынке. В результате «Обзора мировой энергетики 2013» МЭА приведены следующие ожидаемые цифры по производству газа в России: 667 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г., 692 млрд к 2025 г. и 757 млрд к 2030 г.<sup>20</sup>

17. Российские нефть и газ: два портрета маслом. Аналитический обзор Sberbank Investment Research. – 2013.

18. Министерство экономического развития Российской Федерации. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. – М., 2013; сокращенная версия: [www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130218\\_09](http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130218_09).

19. Интерфакс: еженедельник «Нефть и газ России и СНГ», 15 января 2014.

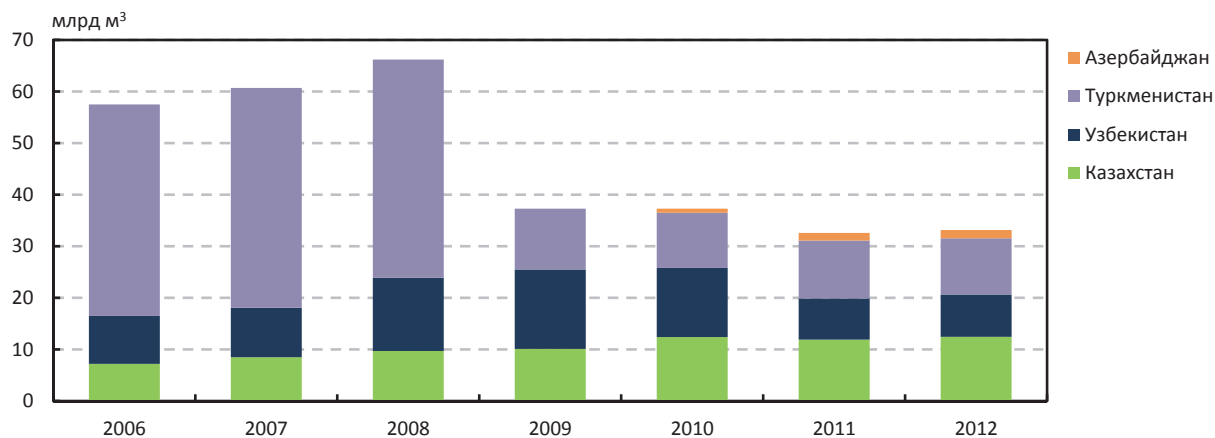
20. Обзор мировой энергетики – 2013. – Париж : МЭА.



## ИМПОРТ

ОАО «Газпром» и его аффилированные компании уже долгие годы занимаются импортом газа из стран Центральной Азии и Каспийского региона. Однако после кризиса 2009 г. объемы импорта сократились и в настоящее время сохраняются на уровне порядка 31 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Газ, импортируемый из этих стран, исторически использовался в дополнение к объемам газа, добываемым в России, для удовлетворения растущего спроса на внутреннем и внешнем рынке, когда объемы производства российского газа были недостаточными. Кроме того, трубопроводы с импортным газом удобно расположены для поставок газа на юго-восток России. Наконец, газ, закупаемый в этом регионе, позволил ОАО «Газпром» отгружать часть объемов в транзитном режиме на европейские рынки, избегая, таким образом, необходимости платить НДС и экспортные пошлины. Однако импорт, особенно из Туркменистана и Узбекистана, в последнее время сократился. Это связано, более высокими ценами на газ для потребителей стран бывшего Советского Союза, повлиявшими на снижение потребления российского газа, в особенности на Украине, экономическим кризисом 2009 г., который вызвал снижение спроса на газ на внутреннем и внешнем рынке, ростом потенциала собственного газового производства России, а также с повышением тарифов на импорт газа поставщиками из Средней Азии.

**Рисунок 5.3** Объемы импорта газа ОАО «Газпром», 2006–2012 гг.



Источник: Газпром.

## СПРОС

По объемам потребления газа Россия является второй после США страной в мире: объем потребления составлял 459,4 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г.<sup>21</sup> По данным за предыдущие периоды, в 2000–2007 гг. наблюдался стабильный быстрый рост потребления на уровне 2,3 % в год, затем он замедлился до 0,3 % в год в 2007–2012 гг. Значительный рост спроса в первой половине 2000-х гг. объясняется увеличением выработки электроэнергии, а также ростом промышленного потребления газа, вызванным увеличением объемов промышленного производства. За последние годы спрос на электроэнергию, производимую на объектах газовой генерации, также увеличился в некоторых регионах, что вызвано развитием крупных инфраструктурных проек-

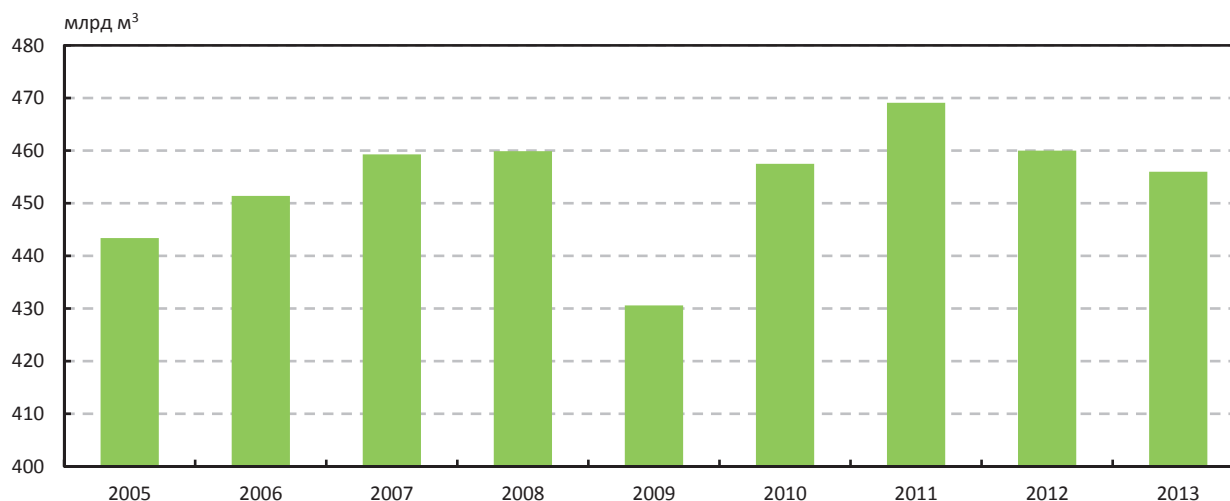
21. URL: [www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17135.html](http://www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17135.html).

тов. Это в особенности заметно в Ленинградской области в связи со строительством морского торгового порта Приморск, а также в Сахалинской области, где строится крупный завод по производству СПГ, на Ямале – в связи с развитием проектов разведки и добычи газа; подобная тенденция наблюдается в Тюменской и Московской областях. Таким образом, все это повлияло на резкий рост потребления газа, который был, однако, временным и территориально ограниченным. Согласно расчетам компании «Тройка диалог», если не принимать во внимание эти четыре региона, то средний ежегодный прирост потребления газа по России в период 2004–2011 гг. составлял только 0,5 %<sup>22</sup>.

После экономического и финансового кризиса рост ВВП и спроса на энергоресурсы в России замедлился, что повлияло на уровень потребления газа. Кроме этого, были введены в эксплуатацию более эффективные парогазовые установки, и рост промышленного спроса замедлился. В результате объем потребления газа в 2012 г. уменьшился на 13 млрд м<sup>3</sup> по сравнению с уровнем потребления 2011 г. (473 млрд м<sup>3</sup> в год). По предварительным данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса за 2013 г., предполагается сохранение этой тенденции с дальнейшим небольшим понижением потребления газа на 2,5 %, в основном из-за меньшего промышленного спроса на газ и электроэнергию (потребление в электроэнергетике снизилось на 2,6 млрд м<sup>3</sup> до 163,17 млрд м<sup>3</sup>), а также теплой погоды в декабре<sup>23</sup>.

По предварительным данным Министерства энергетики Российской Федерации, ожидается немного меньший спад – до 456 млрд м<sup>3</sup>, на 0,7 %<sup>24</sup>. В целом годовой спрос на газ очень зависит от погоды, особенно от того, насколько холодными и длинными бывают зимы, и от промышленного спроса, а также в возрастающей степени от того, насколько жаркое бывает лето, ввиду увеличения использования систем кондиционирования воздуха.

**Рисунок 5.4** Объемы внутреннего потребления газа в России, 2005–2013 гг.



Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, ЦДУ ТЭК.

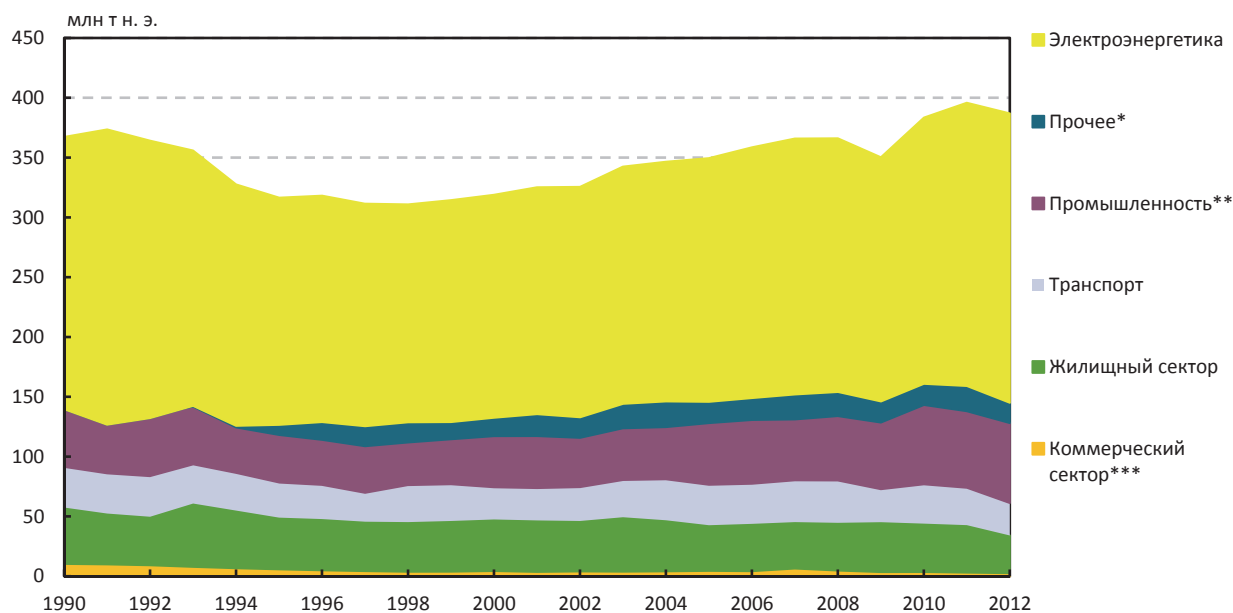
22. Российские нефть и газ: Застенчивая невеста. – М.: Сбербанк КИБ, 2012.

23. Интерфакс, 24.01.2014.

24. URL: [www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17359.html](http://www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17359.html).

Согласно прогнозам Правительства Российской Федерации, сделанным в рамках «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.», спрос на газ должен резко увеличиться к 2020 г. (примерно на 280 млрд м<sup>3</sup>) и достигнуть уровня 712–743 млрд м<sup>3</sup>. Однако согласно расчетам Института энергетических исследований РАН, при наилучшем сценарии развития спрос на газ к 2020 г. может увеличиться всего на 40 млрд м<sup>3</sup> и достичь только 471 млрд м<sup>3</sup>, что будет означать ежегодный рост спроса в размере 1,12 %<sup>25</sup>.

**Рисунок 5.5** Потребление природного газа по секторам экономики, 1990–2012 гг.



Примечание: млн т н. э. = миллион тонн нефтяного эквивалента. Общее потребление первичных энергоносителей (ОПЭ) по секторам потребления.

\* Прочее включает иное преобразование энергии и потребление энергетического сектора.

\*\* Промышленность включает неэнергетическое использование.

\*\*\* Коммерческий сектор включает коммерческие и коммунальные услуги, сельское и лесное хозяйство, рыболовство и прочее конечное потребление.

Источники: Энергетические балансы стран, не входящих в ОЭСР. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013.

Ключевыми причинами такого низкого роста спроса являются выросшие цены на газ на внутреннем рынке, развитие программ энергоэффективности в секторах промышленности и жилищного хозяйства, реструктуризация промышленности, низкий рост промышленного производства и спроса на электроэнергию, введение дополнительных современных парогазовых установок взамен устаревшей технологии и ввод в эксплуатацию атомных энергоблоков (см. главу «Атомная энергетика»). На этом фоне в публикации «Прогноз мировой энергетики – 2013» были также сделаны значительно более низкие прогнозы роста спроса на газ – до 493 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г. и 523 млрд м<sup>3</sup> в 2030 г.

25. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. / под ред. Макарова А. А., Григорьева Л. М., Митровой Т. А. – М. : ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук» ; Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2013.

**Рисунок 5.6** Потребление природного газа по секторам, 2012 г.

Источники: Росстат, [www.gks.ru](http://www.gks.ru); Институт энергетических исследований РАН, [www.eriras.ru/eng](http://www.eriras.ru/eng).

Около 40 % объемов потребления газа в России – 190 млрд м<sup>3</sup> – приходится на электроэнергетический сектор (поставки газа на многочисленные теплоэлектростанции России). Согласно прогнозам МЭА, в период до 2030 г. можно ожидать ровного спроса в электроэнергетическом секторе, что в основном обусловлено инвестициями в модернизацию существующих основных фондов и низким ростом спроса на электроэнергию. Системы центрального отопления и котельные России потребляют порядка 67 млрд м<sup>3</sup> газа в год, примерно 14 % объема потребления газа в России. Промышленный сектор, в основном химическая и в меньшей степени металлургическая промышленность, потребляет порядка 62 млрд м<sup>3</sup> газа в год, примерно 13 % общего объема. По данным ОАО «Газпром», на систему транспортировки газа приходится порядка 40-45 млрд м<sup>3</sup> газа из общих объемов потребления (в 2012 г. – 40,9 млрд м<sup>3</sup>). На потребителей в жилищном секторе приходится 11 % объема потребления газа. На 1 января 2013 г. ОАО «Газпром» поставляло газ в 69 регионов России, в 2012 г. «Газпром» потратил 37 млрд руб. (1 млрд долл.) на подключение 54 тыс. новых квартир и 473 котельных к системе газопроводов, построив дополнительно 3400 км новых трубопроводов. Согласно заявлениям ОАО «Газпром», средний уровень газификации природным газом в период 2005–2012 г. увеличился с 53,3 до 64,4 %, в том числе в городах – с 60 до 70 %, в сельской местности – с 34,8 до 53,1 %<sup>26</sup>. ООО «Газпром межрегионгаз» заключает контракты на газификацию с местными органами власти и разрабатывает генеральные схемы поставок газа. Регионам, в свою очередь, необходимо обеспечить потребительскую инфраструктуру – строительство распределительных сетей, перевод котельных на природный газ, работу с физическими лицами и обеспечение исполнения обязательств физлиц по своевременным платежам за поставленный газ.

В последнее время Правительство Российской Федерации поставило приоритетную задачу использования газа в транспортном секторе. Основание для такого развития было заложено в распоряжении Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 г. № 767-р «О регулировании отношений в сфере использования газового моторного топлива, в том числе природного газа в качестве моторного топлива». Уже в советское время, в 1970-х гг. примерно 1 млн единиц легкового и грузового автотранспорта

26. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2012 г. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).

работал на газе. Распоряжение № 767 нацелено на развитие использования газа (в том числе пропан-бутана, сжатого и сжиженного природного газа) в транспортном секторе, в особенности в качестве топлива для поездов и дорожных транспортных средств – автомобилей, автобусов, грузовиков, а также сельскохозяйственной техники. Оно предписывает создавать газозаправочные станции. Министерство транспорта Российской Федерации предусматривает план субсидирования сельского хозяйства и общественного транспорта. Согласно различным оценкам к 2020 г. можно ожидать потребления газа в транспортном секторе в объеме от 2,5–3 до 7 млрд м<sup>3</sup>, хотя сейчас этот объем практически равен нулю.

ОАО «Газпром» находится в авангарде развития рынка использования природного газа в качестве моторного топлива. Компания в 2012 г. образовала специализированное предприятие ООО «Газпром газомоторное топливо». ОАО «Газпром» также объединило усилия в этом направлении с производителем грузового автотранспорта ОАО «КамАЗ». Целью является расширение количества сетей газозаправочных станций в России и увеличение количества транспортных средств, работающих на природном газе. Предложения о разработке инфраструктуры для автомобилей, работающих на газомоторном топливе, были сделаны 69 регионам Российской Федерации, участвующим в программе газификации. По состоянию на начало 2013 г., Россия имела 246 газозаправочных станций (включая 210 станций, принадлежащих ОАО «Газпром»). Кроме того, имелось 90 тыс. автомобилей, работающих на КПГ, и было продано 390 млн м<sup>3</sup> КПГ (из них 348 млн м<sup>3</sup> ОАО «Газпром»). ООО «Газпром газомоторное топливо» намеревается инвестировать 1 млрд руб. (30 млн долл.) в размещение модулей по заправке природным газом на существующей сети АЗС «Газпром нефть» в 2013 г. ОАО «Газпром» нацелено перевести на газ в первую очередь муниципальный, пассажирский и грузовой сегменты транспорта.

## СИСТЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА

### ГАЗОПРОВОДЫ

ОАО «Газпром» является владельцем и монопольным оператором Единой газотранспортной системы (ГТС) России. У ОАО «Газпром» есть 17 специализированных газотранспортных дочерних предприятий, управляющих региональными системами транспортировки и распределения газа. В конце 2012 г. совокупная длина магистральных и распределительных газопроводов ОАО «Газпром» и его газотранспортных дочерних предприятий в России составляла 168,3 тыс. км. ГТС включает в себя 222 компрессорные станции, насчитывающие в общей сложности 3 738 газоперекачивающих агрегатов суммарной мощностью 43 870 МВт. Срок эксплуатации 42,6 тыс. км трубопроводов газотранспортной системы – менее 20 лет, 98 тыс. км – между 21 и 40 годами, 27 тыс. км – более 40 лет. Ежегодно ОАО «Газпром» проводит капитальный ремонт линейной части газопроводов протяженностью 2,4 тыс. км. По сообщениям, в 2012 г. на магистральных газопроводах произошло 16 технических неисправностей, т. е. 0,091 неисправности на 1 тыс. км.

За последние несколько лет ОАО «Газпром» направило большую долю своих капитальных вложений на строительство огромного количества новых газотранспортных систем в России для подсоединения новых центров добычи газа на Ямале, а также новой экспортной инфраструктуры, в особенности газопровода «Северный поток». Сюда входят магистральный газопровод «Грязовец – Выборг» и газопровод «Бованково – Ухта», который вышел на проектную пропускную способность 28,5 млрд м<sup>3</sup>.

Объем перекачки по ГТС в целом составил 683,26 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г. Средняя протяженность маршрутов транспортировки газа для внутреннего рынка – 2785 км, для экспортного рынка – 3430 км<sup>27</sup>.

## ИНФРАСТРУКТУРА ХРАНЕНИЯ ГАЗА

Огромный потенциал России по организации подземных хранилищ газа играет ключевую роль в обеспечении надежности газоснабжения в случае неисправности или аварии, особенно во время отопительного сезона, на который приходится пик потребления как на внутреннем, так и на экспортных рынках. Возможность наращивания суточного производства и транспортировки газа на нескольких участках газопроводной системы ограничена в связи с техническими параметрами и очень большой протяженностью транспортировки, поскольку скорость перекачки газа довольно незначительна.

На декабрь 2012 г. в России насчитывалось 25 объектов подземного хранения газа (17 из них – в истощенных месторождениях, 8 – в водоносных пластах) с суммарным объемом хранения газа 68,16 млрд м<sup>3</sup>. При этом наблюдалось небольшое увеличение объемов хранения по сравнению с уровнем 2011–2012 гг. Для успешного прохождения отопительного сезона 2012–2013 гг. ОАО «Газпром» закачало в хранилища 44,1 млрд м<sup>3</sup> газа и извлекло 66,2 млрд м<sup>3</sup>. ОАО «Газпром» заявляет, что в период пиковой нагрузки объемы сети подземных хранилищ газа гарантируют приблизительно 20 % поставок газа российским потребителям и на экспортный рынок, а в дни резких похолоданий данная цифра достигает 30 %. В пик отопительного сезона 2012–2013 гг. доля газа, поставляемого из подземных хранилищ в Российской Федерации, достигла 38,3 %. Рекордный отбор газа в объеме 0,725 млрд м<sup>3</sup> был зафиксирован 31 января 2014 г.

В январе 2012 г. резкое похолодание в Европе, включая Россию, подчеркнуло необходимость системы подземного хранения газа России, а также важность дальнейшего наращивания объемов хранения газа в России и в меньшей степени в Европе, где часто доступны довольно большие объемы хранения. ОАО «Газпром» начал инвестировать в расширение объемов хранилищ газа. Со времени отопительного сезона 2004–2005 гг. максимальный суточный объем отбора газа увеличился на 15 %.

В 2012 г. емкость хранилищ газа была увеличена на 1 млрд м<sup>3</sup>, а в 2013 г. ОАО «Газпром» ввело в эксплуатацию Калининградское подземное хранилище газа<sup>28</sup>. В настоящее время в России строятся еще два хранилища. В то же время «Газпром» расширяет свою инфраструктуру хранения газа на рынках ЕС с целью достичь к 2015 г. уровня в 5 млрд м<sup>3</sup> (в Нидерландах, Великобритании и Чешской Республике). К сезону 2013–2014 гг. ОАО «Газпром» планирует увеличить собственные мощности хранилищ газа с 66,28 до 69,01 млрд м<sup>3</sup>. К сезону 2015–2016 гг. ОАО «Газпром» планирует увеличить суточную производительность хранилищ до 819,6 млн м<sup>3</sup>. Это особенно важно, поскольку импорт газа из Каспийского региона и Средней Азии зимой может частично прерываться, как это произошло в январе 2014 г.

---

27. Государственная газовая программа.

28. Подземное хранилище будет иметь полноценную активную емкость в 800 млн м<sup>3</sup>, что является третьим объемом ежегодной потребности Калининградской области в газе (2,2 млрд м<sup>3</sup>). Максимальная суточная производительность достигает 12 млн м<sup>3</sup>, что намного превышает пик потребления в области в зимнее время (8 млн м<sup>3</sup>).



## СТРУКТУРА РЫНКА, РЕГУЛИРОВАНИЕ И РЕФОРМЫ

### ОПТОВЫЙ РЫНОК

#### Доступ к газовой инфраструктуре

Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации», регулирующий условия предоставления доступа к мощностям ГТС, обязал ОАО «Газпром» предоставлять доступ к своей системе независимым компаниям или же отказывать им в доступе, но только по обоснованным причинам. Доступ к газопроводной системе фактически положил конец монополии «Газпром» на ее использование. В 2012 г. услуги по транспортировке газа по ГТС ОАО «Газпром» в России были предоставлены 25 независимым компаниям<sup>29</sup>. В целом такое положение дел дало эффективные результаты, что означает большой шаг вперед к более конкурентному рынку.

И тем не менее ОАО «Газпром» продолжает оставаться собственником и оператором ГТС и, таким образом, имеет ключевое влияние на нее. В соответствии с Федеральным законом от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 14.07.1997 г. № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества ОАО «Газпром» предоставляет доступ к своим газопроводам независимым компаниям при наличии свободных мощностей в ГТС от места подключения до места отбора газа на предлагаемый поставщиком газа период поставки газа, если у них есть договор с покупателем, а газ соответствует техническим стандартам.

Доступ к свободным мощностям предоставляется для транспортировки сухого газа и ПНГ. Преимущественное право на заключение договоров поставки газа имеют поставщики для государственных, муниципальных, коммунально-бытовых и социальных нужд граждан.

В этих условиях ОАО «Газпром» может отказать в транспортировке, например по техническим причинам и из-за приоритетности собственных поставок. Законодательство не обеспечивает проведения закупок мощностей на справедливой конкурсной основе или прозрачный механизм определения маршрутов и протяженности транспортировок газа. Информация о технической возможности доступа к регулируемым услугам по транспортировке газа, о реализации заявок на доступ к услугам по транспортировке газа, а также об условиях регулируемых услуг по транспортировке газа, предоставляется на основании приказа Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) от 23.12.2011 г. № 893 «Об утверждении форм, сроков и периодичности раскрытия информации субъектами естественных монополий, оказывающими услуги по транспортировке газа по трубопроводам». Некоторые заинтересованные лица жалуются, что для заключения контрактов на транспортировку требуется слишком много времени – до двух месяцев (при норме в три недели) – и что они не очень гибкие. Контракты на хранение заключаются как одновременно, так и раздельно, однако реализация их может быть длительной и сложной.

Ведущие независимые производители газа, по-видимому, не имеют проблем с доступом к ГТС «Газпром» и удовлетворены процедурами и условиями доступа. Некоторые, однако, сетуют на то, что условия доступа могут быть несправедливыми и

29. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2012 г. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).

непрозрачными, и даже если доступ предоставляется, расстояние транспортировки может завывшаться, что ведет к неприемлемым расходам. Тем не менее в рамках однолетних контрактов на транспортировку независимые компании имеют возможность регулярно требовать изменений в объемах и маршрутах транспортировки и не отвечают по обязательствам «транспортируй или плати», что, в свою очередь, создает для «Газпром» проблемы балансирования объемов газа в газопроводной системе. Обычно заключение контракта занимает три недели. «Газпром» утверждает, что сложно управлять непредсказуемыми объемами независимых производителей, особенно когда в систему заходит больше газа, чем отбирается потребителями и когда высока нерегулярность отбора и поставок.

С 2009 г. ФАС России работает над обеспечением соблюдения законодательства и предотвращением несправедливого отношения. Служба возбудила несколько исков против ОАО «Газпром». В некоторых случаях производители или газораспределительные компании строят трубопроводы напрямую к объектам генерации электроэнергии, чтобы не использовать сети ОАО «Газпром».

Еще один ключевой вопрос, определяющий доступ к газопроводной системе, – тарифы на услуги по транспортировке газа для независимых компаний. До 1 августа 2006 г. существовал единый тариф на транспортировку 1 тыс. м<sup>3</sup> на 100 км. После 1 августа 2006 г. стал применяться новый метод расчета дифференцированных тарифов, предусматривающий две части: плату за пользование магистральными газопроводами (в рублях на 1 тыс. м<sup>3</sup>), ставка по которой определяется в зависимости от зон входа и выхода в ГТС, а также за дальность транспортировки, (ставка на перемещение 1 тыс. м<sup>3</sup> газа на 100 км). Этот тариф имеет понижающий коэффициент, так что, в принципе, чем больше расстояние транспортировки, тем ниже транспортный тариф на единицу пути. Тем не менее у независимых компаний все еще остаются сильные стимулы поставлять газ на кратчайшие расстояния от мест добычи. Тарифы на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам ОАО «Газпром», входящим в Единую систему газоснабжения, предлагаются «Газпром» и утверждаются ФСТ России. В соответствии с действующим методом тарифы рассчитываются исходя из средневзвешенного расстояния транспортировки от зоны входа до зоны выхода с учетом набора всех возможных маршрутов без дифференциации по индивидуальным газопроводам. Ставки за использование магистральных трубопроводов ОАО «Газпром» устанавливаются между зоной входа в газопроводную систему и зоной выхода из системы, а не отдельно для каждого газопровода. В целом в последние несколько лет наблюдался быстрый рост тарифов на транспортировку газа, выше уровня инфляции и немного ниже уровня повышений регулируемых оптовых цен на газ, при этом тарифы на транспортировку часто составляют порядка 50 % цены на газ для конечного потребителя. В настоящее время средний тариф на услуги по транспортировке газа на внутренний рынок и в государства Таможенного союза составляет 63,93 руб. (2 долл.) за 1 тыс. м<sup>3</sup> на 100 км. В качестве примера, к концу 2013 г. тариф на услуги по транспортировке газа по недавно построенному газопроводу «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» протяженностью 1800 км составлял 2400,75 руб. за 1 тыс. м<sup>3</sup> (примерно 72 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>). Средний тариф на услуги по транспортировке газа за пределы Таможенного союза (на экспорт) составляет 70,80 руб. (1,6 евро) за 1 тыс. м<sup>3</sup> на 100 км. При расчете тарифов на 2013 г. учитывается повышение расходов ОАО «Газпром» на уплату налога на имущество, вызванное постепенной отменой налоговых льгот на имущество в сфере магистрального трубопроводного транспорта.

## Участники рынка и тенденции реализации газа

На оптовом рынке газа России растет объем продаж газа независимыми поставщиками. Они или сами добывают газ, или закупают его у других производителей и перепродают. ОАО «Газпром» продает большую часть добываемого газа напрямую ООО «Газпром межрегионгаз» для дальнейшей поставки конечным потребителям. Раньше «Газпром» покупал небольшие объемы газа у независимых производителей, которые находили продажу на устье скважины более привлекательной, чем транспортировку газа потребителям, однако прекратил это делать.

Российский оптовый рынок четко сегментирован: согласно законодательству «Газпром» должен продавать газ промышленным, коммунально-бытовым потребителям и населению по регулируемым ценам, в то время как независимые производители могут продавать газ по нерегулируемым рыночным ценам, за исключением продаж населению. Эти производители пользуются льготными условиями налогообложения и возможностью продавать свой газ по ценам ниже регулируемых, но обеспечивающим прибыль и таким образом отбирают все большую долю рынка у ОАО «Газпром» в регионах, расположенных вблизи ключевых центров добычи газа.

В 2009–2012 гг., в периоды низкого спроса независимые производители, пользуясь более низкой себестоимостью, отчасти благодаря меньшему НДС и конкурентоспособности своих газовых ресурсов, продавали газ по ценам ниже регулируемых, по которым продавало газ ОАО «Газпром». 10 мая 2010 г., во время финансового кризиса Правительство Российской Федерации выпустило постановление № 311 «О внесении изменений в правила поставки газа в Российской Федерации», которое позволило покупателям ОАО «Газпром» приобретать газ на 10 % больше законтрактованного объема или, наоборот, на 20 % меньше. В таких условиях даже дочерние предприятия ОАО «Газпром», такие как ОАО «Мосэнерго», предпочли закупать газ по более низким ценам у независимых конкурентов ОАО «Газпром». Например, ОАО «НОВАТЭК» в 2012 г. подписало трехгодичный контракт на поставку 27 млрд м<sup>3</sup> газа. В том же 2012 г. По сообщениям ОАО «Газпром», газом независимых производителей полностью обеспечивались потребности Свердловской и Челябинской области. Большую долю в общих поставках газа в регионах независимые производители занимали в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре (73 %), Пермском крае (72 %), Новосибирской (55 %), Кемеровской (52 %), Томской (46 %) областях (с учетом поставок «независимого» газа через «Газпром межрегионгаз» и его дочерние региональные компании)<sup>30</sup>. Данная тенденция сохранится и в будущем, поскольку объем добычи газа независимыми производителями будет, скорее всего, значительно увеличиваться в условиях рынка с ограниченным ростом спроса и поставками газа независимыми компаниями по ценам ниже, чем у ОАО «Газпром», которому необходимо закладывать в свои тарифы более высокие ставки НДС и продавать газ на уровне регулируемых оптовых цен. В связи с этим существуют четкие признаки повышения продаж газа независимыми производителями на внутреннем рынке на фоне уменьшения объемов продаж ОАО «Газпром»: ОАО «НОВАТЭК» увеличило объем продаж газа на 9,7 % в 2012 г. по сравнению с 2011 г., и теперь ему принадлежит доля в размере 16 % на российском внутреннем газовом рынке, при этом ОАО «Газпром» в том же году продало газа на 5,4 % меньше, чем в 2011 г., и заняло 54 % российского внутреннего рынка с ежегодным объемом продаж 249,7 млрд м<sup>3</sup> по сравнению с 265 млрд м<sup>3</sup> в 2011 г. Таким образом, за послед-

30. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2012 г. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).

ние несколько лет доля ОАО «Газпром» на внутреннем рынке уменьшилась по сравнению с его долей в 2006 г., когда она составляла 73,1 % рынка при объеме продаж 316 млрд м<sup>3</sup>. В то же время выручка ОАО «Газпром» с продаж на внутреннем рынке постоянно увеличивалась, хотя ее значительная часть пошла на оплату НДС по более высокой ставке, применяемой к компании.

Согласно уже подписанным контрактам «Роснефть» взяла на себя обязательства по поставке 34 млрд м<sup>3</sup> газа в 2013 и 2014 гг., 37 млрд в 2015 г., 72 млрд в 2016 г. и 77 млрд в 2017 г. «Роснефть» объявила, что уже имеет подписанные контракты на поставку более 70 млрд м<sup>3</sup> газа в 2017 г. Компания также поставила себе долгосрочную цель увеличения коммерческой добычи газа до 100 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г. Это означает, что за минусом объемов, поступающих от ООО «ИТЕРА» и «ТНК-ВР», к 2020 г. «Роснефти» будет необходимо обеспечить прирост собственного производства примерно на 40 млрд м<sup>3</sup>. В качестве примера, в 2012 г. «Роснефть» подписала крупный контракт с ОАО «Интер РАО» на поставку до 875 млрд м<sup>3</sup> газа в период с 2016 по 2040 гг. (до 35 млрд м<sup>3</sup> в год) с намерением увеличить объем продаж в электроэнергетический сектор. ОАО «НОВАТЭК», в свою очередь, уверено в том, что сможет реализовать всю производимую продукцию.

В то время как ОАО «Газпром» поставляет газ во все субъекты России, подключенные к системе газоснабжения, ОАО «НОВАТЭК», например, сконцентрировало усилия на поставках газа в объеме 57 млрд м<sup>3</sup> (7 млрд м<sup>3</sup> в дополнение к объемам продаж трейдеров) в нескольких регионах: в 2013 г. компания поставила 14,6 млрд м<sup>3</sup> в Челябинскую область, 11,9 млрд м<sup>3</sup> в Москву и Московскую область, 7,8 млрд м<sup>3</sup> в Пермский край, 4,6 млрд м<sup>3</sup> в Костромскую область, 3,6 млрд м<sup>3</sup> в Оренбургскую область, 2,7 млрд м<sup>3</sup> в Ханты-Мансийский автономный округ, 2,2 млрд м<sup>3</sup> в Вологодскую область, 2,1 млрд м<sup>3</sup> в Свердловскую область, 2 млрд м<sup>3</sup> в Тюменскую область, 1,3 млрд м<sup>3</sup> в Санкт-Петербург, 7,8 млрд м<sup>3</sup> в Ямало-Ненецкий автономный округ<sup>31</sup>. По данным ОАО «Газпром», среднее расстояние транспортировки газа ОАО «Газпром» и его дочерних компаний более чем в 1,8 раза превышает аналогичный показатель независимых производителей<sup>32</sup>.

В 2014 г., по сообщениям, Правительство Российской Федерации рассматривало предложение, по которому «Газпром» получал бы право предлагать ценовые скидки до 15 % на регулируемые оптовые тарифы для промышленных потребителей. Во время подготовки этого текста подобное решение еще не было принято, но в случае его принятия «Газпром» получил бы возможность успешнее защищать свою рыночную долю на внутреннем оптовом рынке.

Несмотря на то что на оптовом рынке существует большее количество поставщиков газа, конкуренция неразвита. На самом деле независимые производители ограничивают продажи рынками, примыкающими к их центрам добычи, для того чтобы сократить расходы на транспортировку. Независимые поставщики начинают занимать доминирующие позиции в некоторых регионах, таким образом замещая ОАО «Газпром». В отдаленных регионах ОАО «Газпром» остается единственным поставщиком. Стимулирование конкуренции между ОАО «Газпром» и независимыми производителями в регионах, расположенных вблизи центров добычи, благоприятно скажется на конечных потребителях, но потребует создания справедливых условий для всех поставщиков газа.

---

31. Годовой отчет ОАО «НОВАТЭК», 2012 г. – URL: [www.novatek.com.tw/ir/AnnualReport.asp](http://www.novatek.com.tw/ir/AnnualReport.asp).

32. Годовой отчет ОАО «Газпром», 2012 г. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).

## Площадка торговли газом

Площадка торговли газом функционировала в экспериментальном режиме с ноября 2006 г. и была закрыта 1 января 2009 г. Всего было проведено торгов на 13,25 млрд м<sup>3</sup> газа, включая 7,4 млрд м<sup>3</sup> газа, принадлежащих ОАО «Газпром». Цены реализации газа на площадке были действительно конкурентоспособны далеко не во всех регионах России, но это дало повышение ликвидности и конкуренции на рынке. В принципе такая торговая площадка давала возможность получать более надежные и прозрачные сигналы об оптовой рыночной цене, зачастую отличающейся от уровня регулируемой, и оптимизировать краткосрочный спрос и предложение, что оказалось особенно важно для эффективной работы электроэнергетического рынка.

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 г. № 323 «О реализации природного газа на товарных биржах и внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ и доступа к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром» (Постановление № 323) разрешило ОАО «Газпром» и его аффилированным лицам реализовывать добытый ими газ на товарных биржах по свободным ценам в объемах до 15 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г. и до 17,5 млрд м<sup>3</sup> в год, начиная с 2013 г. Однако ОАО «Газпром» не имеет права реализовывать на бирже объемы, превышающие совокупный объем газа, проданного на бирже независимыми производителями. При этом из-за отсутствия нормативной базы, регламентирующей биржевую торговлю газом на существующих биржевых площадках, и запрета продажи газа ОАО «Газпром» на аналогах площадки торговли газом (торговой системе) определенные постановлением объемы газа реализованы не были. ОАО «Газпром» отстаивает возможность продавать газ не только на товарной бирже, но и через торговые системы, на основе действующего законодательства. В целом такая торговая площадка была бы эффективна при условии справедливого доступа третьих лиц к газотранспортной инфраструктуре. Под вопросом находится возможность поддержания ликвидности и конкурентоспособности рынка в условиях избыточного предложения. Тем не менее площадка могла бы стать эффективным инструментом оптимизации спроса и предложения. Действительно, долгосрочные контракты между российскими производителями газа и промышленными потребителями в большинстве случаев предусматривают низкий уровень свободы в отношении изменения цен на ежемесячной, еженедельной или ежедневной основе, поскольку минимальные и максимальные объемы в системе, построенной на принципе «бери или плати», устанавливаются обычно на квартальной или ежегодной основе. Газовая торговая площадка могла бы помочь конечным потребителям получить доступ к более свободным ценам уже в краткосрочной перспективе, особенно если обязательство предоставлять доступ третьим лицам ко всем объемам газа, продаваемым на торговой площадке, будет эффективно реализовано и закреплено.

Создание конкурентоспособной и эффективной торговой площадки, сопоставимой с транспортно-распределительным узлом Henry Hub в США или британской торговой площадкой National Balancing Point, – сложная задача. Большинство объемов газа на оптовом рынке реализуется по регулируемым ценам, оператор газотранспортной системы не является независимым, другие причины – география распределения газовых запасов и крупных промышленных регионов и инфраструктура, связывающая их между собой.

В январе 2013 г. Министерство энергетики Российской Федерации поручило ОАО «Газпром», Московской межбанковской валютной бирже (ММВБ) и Санкт-Петербургу



ской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ) запустить организованные торги газом в сентябре 2013 г. После этого началась подготовка к этому событию с участием Минэнерго России, Минэкономразвития России, ФАС России, Федеральной службы по финансовым рынкам (ФСФР России) и ОАО «Газпром». Однако данный вопрос включает в себя множество сложных моментов и технических вопросов, требует взаимодействия на межминистерском уровне, в связи с чем работа по запуску организованных торгов продолжается и в настоящее время.

### **Тарифы для оптового и розничного рынка**

ОАО «Газпром» продает газ для промышленного и жилищного сектора по регулируемым тарифам для оптового и розничного рынка. Цены на газ, продаваемый независимыми компаниями, не регулируются, за исключением газа, продаваемого населению. На основании параметров, определенных Минэкономразвития России в ежегодных прогнозах социально-экономического развития страны, ФСТ России на ежегодной основе тарифы или высшие и низшие пороговые значения цен, включая:

- оптовые тарифы на природный газ для секторов промышленности, энергетики, районного теплоснабжения на основании формулы цены, которая включает в себя обменный курс рубля к доллару и цены на мазут и газойль на европейских рынках. Любые изменения этих данных в формуле цены ведут к изменению оптовой цены на газ для промышленных потребителей;
- регулируемые цены на газ ОАО «Газпром» для жилищного сектора;
- тариф на транспортировку газа;
- метод расчета регулируемых цен для жилищного сектора.

Данные регулируемые оптовые и розничные тарифы являются весьма гибкими ввиду того, что они определяют прибыльность ОАО «Газпром» (одновременно с уровнем налогообложения), конкурентоспособность секторов промышленности и теплоэнергетики и покупательскую способность физических лиц. Регулируемые оптовые тарифы также устанавливают базовый уровень цен, который определяет прибыльность поставщиков газа независимых производителей. При установке данных тарифов ФСТ России принимает во внимание расстояние на транспортировку от основных крупных месторождений, чтобы учесть более высокие затраты ОАО «Газпром» при транспортировке газа удаленным потребителям, а также разные категории потребителей.

Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2007 г. № 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» ввело в действие новый механизм формирования цен и тарифов на газ. Регулируемая оптовая цена на газ должна была повышаться при достижении уровня равной доходности поставок газа на внутренний рынок и цен ОАО «Газпром» на продажу газа на экспортных европейских рынках, граничащих с ключевыми рынками. Кроме этого, был введен новый механизм формирования цен на газ, поставляемый ОАО «Газпром», который заключается в установлении предельных максимальных и минимальных уровней оптовых цен на газ для разных групп конечных потребителей. Регулируемая цена, устанавливаемая ФСТ России, определяет минимальный уровень цен. Максимальный уровень увеличения цен по сравнению с регулируемыми ценами был установлен в размере 10 % с 1 января 2011 г. Право определять цены на газ в диапазоне между этими уровнями было передано поставщикам и покупателям, новым потребителям, которые заключили свой первый контракт на поставку газа после 1 июля 2007 г.,



и поставщикам природного газа свыше законтрактованных объемов. Это позволило добиться большей гибкости в регулировании цен исходя из уровней потребления газа в различных отраслях, с учетом сезонных колебаний, а также, по соглашению с определенными потребителями, из таких факторов, как изменение цены в зависимости от графиков поставок, характера отбора газа из трубы в течение дня, недели и т. п.<sup>33</sup>

Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2010 г. № 1205 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» стимулировало движение к достижению равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки. Также оно установило переходный период с 2011 по 2014 гг., в ходе которого регулируемые оптовые цены на газ будут повышаться на 15 % в год на основании формулы цены, предусматривающей поэтапный переход к равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки и учитывающей стоимость альтернативных видов топлива. Планировалось, что с 2015 г. должна исчезнуть разница между экспортными ценами на газ за вычетом экспортной пошлины и транспортных издержек и оптовыми ценами на внутреннем рынке. Действительно, средние регулируемые оптовые цены (без НДС) стабильно повышались на 15 % в 2010 и 2011 гг.: с 2372,7 руб. (71,2 долл.) за 1 тыс. м<sup>3</sup> в 2010 г. до 2745 руб. (82,35 долл.) за 1 тыс. м<sup>3</sup> в 2011 г., и до 2961,3 руб. (88,83 долл.) за 1 тыс. м<sup>3</sup> в 2012 г.<sup>34</sup> Средняя цена продажи в России возросла с 1125 руб. (34 долл.) за 1 тыс. м<sup>3</sup> в 2006 г. до 2961 руб. (90 долл.) за 1 тыс. м<sup>3</sup> в 2012 г., достигнув повышения в 2,6 раза (в текущих ценах). Регулируемые цены должны были расти и дальше в соответствии с ключевыми параметрами Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 г. и на плановый период 2013–2015 гг. В нем указаны следующие верхние пределы для среднегодового роста оптовых цен с ежегодной индексацией начиная со второй половины года: в 2013 г. – 15 %, в 2014 г. – 15 %, в 2015 г. – 14,6–15 %. Однако позже, в 2013 г. Минэкономразвития России предложило сократить рост тарифов на газ для промышленных потребителей до 5 % в 2014–2015 гг. (в отличие от ранее планировавшихся 15 %) и до 10 % в 2016 г. В результате этого «Газпром» получил выгоды от роста тарифов за последние годы, и, согласно его отчетам, средние цены его продаж в России выросли с 1652 до 2964 руб. за 1 тыс. м<sup>3</sup> в 2012 г., достигнув повышения на 80 %. Однако за тот же период вырос НДПИ, так же, как и инфляция. В 2013 г. регулируемые цены на оптовом рынке выросли на 15 % и достигли 3393 руб. за 1 тыс. м<sup>3</sup> (около 106 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>).

Однако эти ежегодные повышения относительно уровня доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки стали подвергаться все большему и большему сомнению на фоне экономического кризиса и установления низких цен на газ в США. Внутренние промышленные потребители стали обращать внимание на необходимость сохранения конкурентоспособности российской экономики на фоне низких темпов ее роста и высокой инфляции. Кроме того, повышение уровня регулируемых оптовых цен уже позволило ОАО «Газпром» и особенно независимым производителям получить хорошую прибыль от добычи и поставок газа.

В 2013 г. Правительство приняло решение с 1 июля 2014 г. заморозить регулируемые тарифы на год, а затем, начиная с июля 2015 г., на двухлетний период ограничить рост тарифов уровнем инфляции. Решение о повышении цен всегда принимается в январе и реализуется в июле того же года. В Прогнозе социально-экономического

33. Газпром (2012), Годовой отчет 2011, [www.gazprom.com/f/posts/51/402390/annual-report-2011-eng.pdf](http://www.gazprom.com/f/posts/51/402390/annual-report-2011-eng.pdf).

34. Газпром (2013), Годовой отчет 2012, [www.gazprom.com/f/posts/55/477129/annual-report-2012-eng.pdf](http://www.gazprom.com/f/posts/55/477129/annual-report-2012-eng.pdf).

развития Российской Федерации в 2014 г. и на плановый период 2015–2016 гг. Минэкономразвития России предложило, что с 2016 г. формула расчета цен на природный газ для промышленных потребителей России должна включать в себя цены на газ на других рынках, включая рынок США. В 2014 г. прошли дополнительные обсуждения возможности дальнейшего изменения уровня цен, допускающего повышение сверх уровня инфляции.

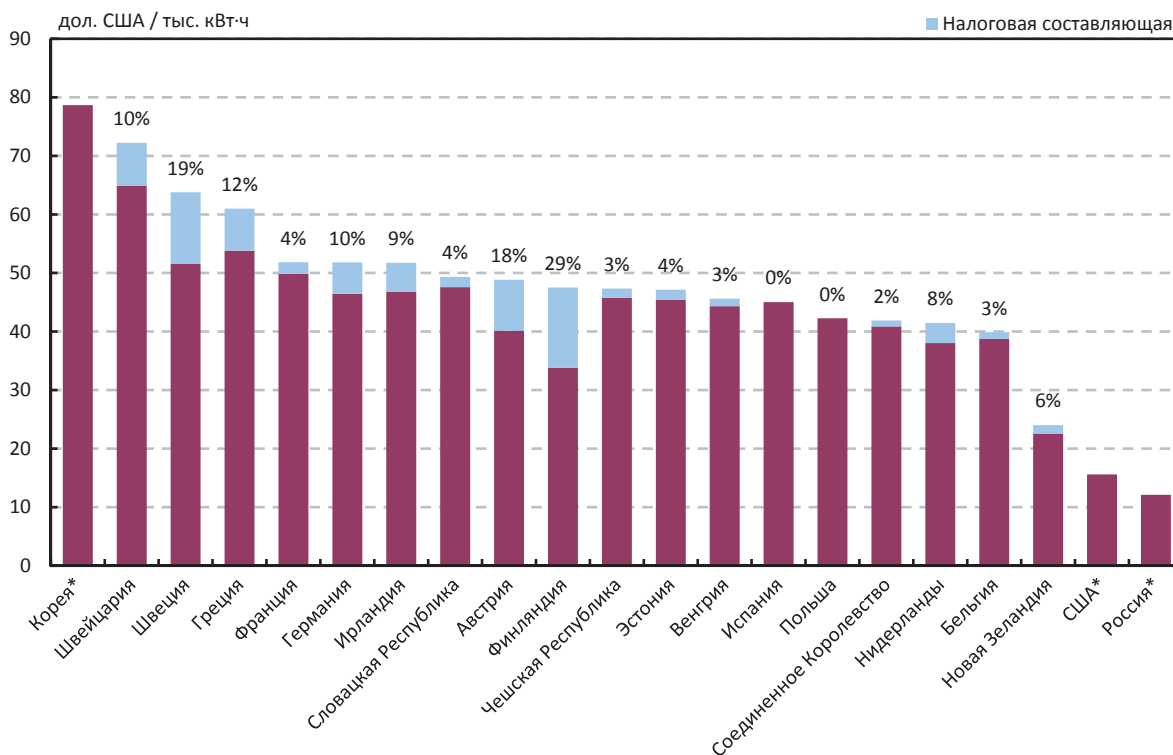
**Таблица 5.3** Оценки роста регулируемых оптовых цен на газ в 2014–2016 гг., %

	2014	2015	2016
Повышение оптовых цен на газ в среднем за год	7,6	2,2	4,9
С 1 июля	0	4,8	4,9

Источник: Сбербанк КИБ.

В 2016 году средняя оптовая цена на газ (без НДС) для российских потребителей должна достичь уровня примерно в 3700 руб. (около 112 долл.) за тыс. м<sup>3</sup>; точные величины зависят от инфляции. Из рис. 5.7 и 5.8 видно, что текущие уровни оптовых цен на газ сопоставимы с ценами, которые платят промышленные потребители в Соединенных Штатах или Канаде, но все еще в три-четыре раза ниже, чем в большинстве стран – членов Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР).

**Рисунок 5.7** Цены на газ для промышленности в России и странах – членах МЭА, 2013 г.

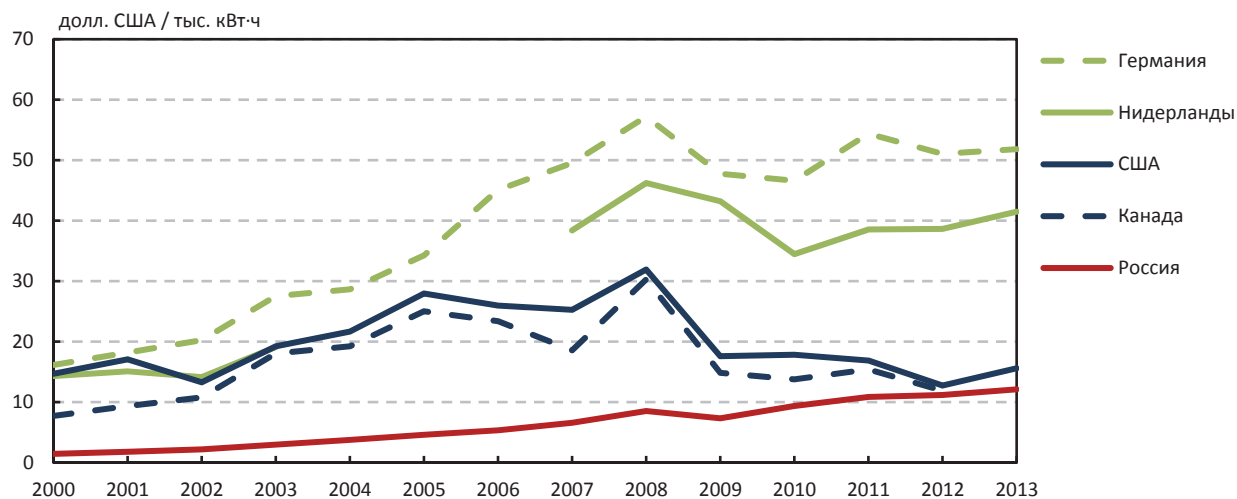


Примечание: данные отсутствуют для Австралии, Канады, Дании, Италии, Японии, Люксембург, Норвегии, Португалии и Турции.

\* Информация по налогам отсутствует.

Источник: Цены на энергию и налоги. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013.

**Рисунок 5.8** Цена на газ для промышленности в России и отдельных странах – членах МЭА, 2000–2013 гг.



Примечания: Данные по Нидерландам отсутствуют за 2004–2006 гг. Данные по Канаде отсутствуют за 2013 г.

Источник: Energy Prices and Taxes (Цены на энергию и налоги), МЭА/ОЭСР, Париж, 2013 г.

Регулируемые розничные цены на газ, поставляемый ОАО «Газпром» для физических лиц, устанавливаются на уровне ниже оптовых, поскольку поставки доступного газа населению являются ключевой социальной политикой, проводимой в государственной компании ОАО «Газпром». Экономически невыгодное положение ОАО «Газпром» в качестве монопольного поставщика, который продает газ для населения по относительно низким регулируемым ценам, компенсируется его почти полным доминированием в экспорте газа на рынки Европы. ФСТ России устанавливает диапазон минимального и максимального уровня цен, а региональные энергетические комиссии затем определяют уровень розничных цен на газ в регионе, который меняется в зависимости от категорий физических лиц и наличия или отсутствия приборов учета газа.

Розничные цены на газ, установленные ФСТ с июля 2013 г., находятся в диапазоне 2600–3100 руб. за 1 тыс. м<sup>3</sup> (без НДС) в зависимости от региона и составляют в среднем 2977 руб. за 1 тыс. м<sup>3</sup> (96 долл.) и до 4100 руб. за 1 тыс. м<sup>3</sup> в регионах, в которые идет приток инвестиций по их газификации<sup>35</sup>.

## НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Налогообложение газовой промышленности России играет важную роль в определении доходной части госбюджета (хотя и намного меньшую, чем в случае нефтяной промышленности, поскольку там налоги в целом выше), характера и объемов добываемых ресурсов, себестоимости производства компаний, в частности в отношении ОАО «Газпром» и независимых производителей, учитывая, что налоговая система применяет разные налоговые ставки для ОАО «Газпром» и для независимых производителей (в пользу последних). Основными налогами являются НДС (в 2013 г. он составлял 20 долл. на 1 тыс. м<sup>3</sup> для ОАО «Газпром» и 8 долл. для независимых производителей) и экспортная пошлина (30 % стоимости экспортируемого

35. URL: [www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/gas/citizens/415](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/gas/citizens/415).

объема газа). Правительство Российской Федерации недавно ввело ряд налоговых льгот и вычетов для стимулирования развития газодобычи и экспорта СПГ из арктических районов. В таблице ниже приведен обзор основных налогов, моделей и методологии расчета.

**Таблица 5.4** Основные налоги в газовой промышленности и их характеристики

Налог	Методы расчета ставки	Методы расчета вычетов и льгот	Размер налога / налоговый период	Примечания
НДПИ на природный газ (руб. / 1 тыс. м <sup>3</sup> )	<p>Согласно изменениям законодательства в середине 2013 г. формула расчета НДПИ включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднюю цену на нефть марки Urals на мировых рынках;</li> <li>– курс обмена доллара;</li> <li>– инфляцию;</li> <li>– экспортную пошлину на нефть;</li> <li>– цены на газ на внутреннем и внешнем рынке;</li> <li>– состав месторождения (пропорции газа и газового конденсата);</li> <li>– региональный поправочный коэффициент;</li> <li>– коэффициент тарифов на транспортировку газа.</li> </ul> <p>Базовая ставка на газ – 35 руб. / 1 тыс. м<sup>3</sup> На 1 января 2015 г. за 12 налоговых периодов (налоговый период – 1 месяц). Ставка НДПИ, помноженная на базовую стоимость условного топлива и коэффициент, характеризующий сложность извлечения газа и газового конденсата плюс показатель расходов на транспортировку газа. Если сумма окажется меньше нуля, то значение ставки НДПИ будет равным нулю.</p> <p>Размер транспортных затрат будет рассчитываться с 1 января 2015 г. и будет действовать 12 налоговых периодов (каждый по 1 мес.) с 1 января соответствующего года.</p>	<p>Понижающий коэффициент базовой ставки НДПИ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– региональный поправочный коэффициент до 0,1 (10 % налоговый вычет) для месторождений Ямала и Гыданского полуострова, Астраханской и Иркутской областей, Дальневосточного федерального округа, района Охотского моря и территорий с изолированной системой газоснабжения до 2033 г.;</li> <li>– региональный понижающий коэффициент для месторождений Ямала и Гыданского полуострова будет постепенно повышаться до размера базового коэффициента к 2025 г. Этот коэффициент будет подниматься до размеров базовой ставки в течение 12 лет от начала промышленной эксплуатации;</li> <li>– коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов до 0,5 (50 % вычет) от общей ставки;</li> <li>– коэффициент, характеризующий глубину залегания месторождения до 0,5 (50 % вычет) для залежей на глубине более 1700 м;</li> <li>– показатель, характеризующий расходы на транспортировку, включает три составляющих:</li> <li>– среднее расстояние транспортировки газа с месторождения в предыдущие два года и два коэффициента.</li> </ul>	<p>Дифференцированные ставки НДПИ, принятые в силу 1 июля 2014 г.;</p> <p>показатель расходов на транспортировку = 0 до 1 января 2015 г.</p>	<p>В случае ОАО «Газпром» ставка НДПИ будет корректироваться в сторону уменьшения на размер региональных вычетов его региональных аффилированных лиц.</p> <p>В случае замедления или остановки роста регулируемого тарифа на газ формула будет служить в роли амортизатора, хотя и ограниченного. На уровень налога также повлияют изменения мировых цен на нефть и соответственно экспортных цен долгосрочных контрактов, что благоприятствует «Газпром» наряду с региональными поправочными коэффициентами, поскольку добыча «Газпром» перемещается на Ямал.</p> <p>Независимые компании выказывали озабоченность по поводу расчетов по новой формуле исчисления налога в случае роста тарифов на транспортировку газа выше уровня инфляции.</p> <p>На 1 января 2015 г. специальный механизм компенсации налога будет учитывать возможные фактические колебания тарифа на транспортировку газа по сравнению с базовым уровнем (тариф 2013 г. с поправкой на инфляцию). Если в будущем фактические тарифы превысят базовый уровень, ставка НДПИ для природного газа будет поднята для налогоплательщиков, принадлежащих к Группе «Газпром» – владельцу российской Единой системы газоснабжения, – и будет понижена на такой же уровень для независимых компаний.</p>

Для ОАО «Газпром»			В руб. / 1 тыс. м <sup>3</sup> : 2012 г.: 509 2013 г.: 582 2014 г.: 622	Согласно изменениям в ч. 2 Налогового кодекса Российской Федерации, внесенными в ноябре 2011 г., предусмотрено повышение ставки НДС в 2,15 раза для газа ОАО «Газпром» и компаний, в которых он владеет более чем 50 % уставного капитала, с 1 января 2012 г. На 2013 и 2014 гг. ставки НДС должны были увеличиться, соответственно, на 14,3 и 6,9 %. По оценкам ОАО «Газпром», за период 2012–2014 гг. компания должна будет заплатить дополнительно 440 млрд руб. по сравнению с 2011 г., включая 114 млрд руб. в 2012 г.
Для независимых компаний			В руб. / 1 тыс. м <sup>3</sup> : 2012 г.: 251 2013 г.: 265 2014 г.: 278	
Попутный газ			0 за период	
Конденсат	Формула аналогична газу, но ставка налога для газа зависит от доли конденсата в общей структуре добычи		В руб. / 1 тыс. м <sup>3</sup> : 2012 г.: 556 2013 г.: 590 2014 г.: 647	
Экспортная пошлина для трубопроводного газа (для СПГ экспортная пошлина отсутствует)	30 % стоимости объема, идущего на экспорт, согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 30 августа 2013 г.	СПГ; шельф Арктики		Согласно изменениям, внесенным в Федеральный закон «О таможенных тарифах», с 1 апреля 2013 г. за расчет вывозных пошлин отвечает Минэкономразвития России
Налог на прибыль			Максимальный: 20 % Минимальный: 15,5 %	
НДС			18 %	

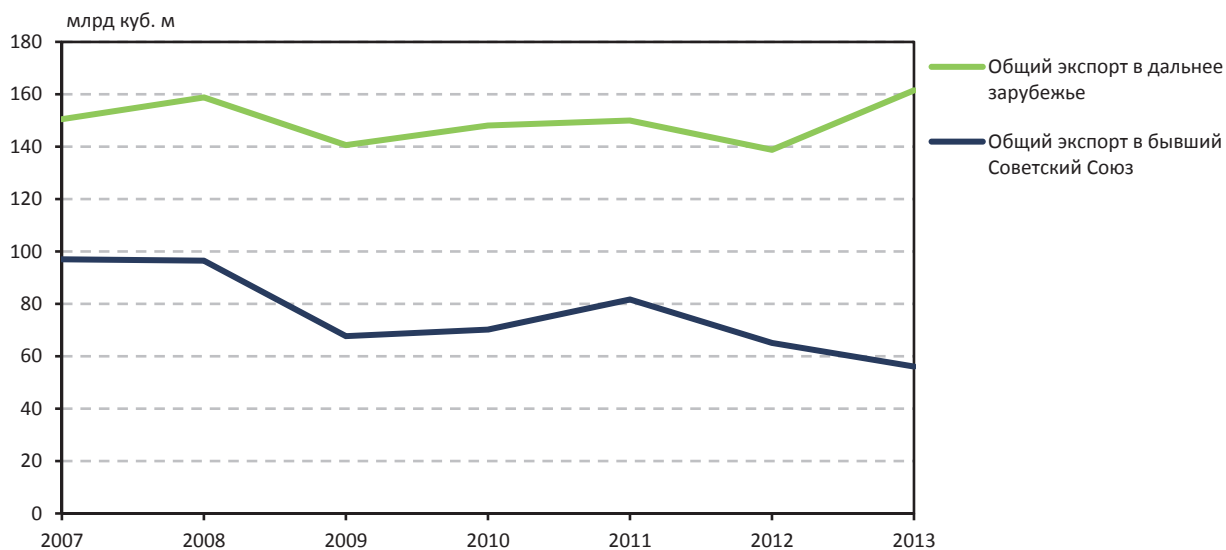
Источники: годовые отчеты ОАО «Газпром» за 2011 и 2012 гг. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com); компания Ernst & Young. – URL: [www.ey.com/RU/en/About-us/Our-people-and-culture/Our-history/Our-history---Ernst---Young-in-Russia](http://www.ey.com/RU/en/About-us/Our-people-and-culture/Our-history/Our-history---Ernst---Young-in-Russia); компания PricewaterhouseCoopers. – URL: [www.pwc.ru](http://www.pwc.ru); Министерство финансов Российской Федерации. – URL: [www.minfin.ru](http://www.minfin.ru); Интерфакс. – URL: <http://www.interfax.com>.

## ЭКСПОРТ ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Россия является крупнейшим экспортером газа в мире и играет ключевую роль в обеспечении региональной и глобальной энергетической безопасности. Федеральный закон от 18.07.2006 г. № 117-ФЗ «Об экспорте газа» (Закон № 117-ФЗ) дает ОАО «Газпром» исключительное право на экспорт газа по трубопроводам. ОАО «Газпром» экспортирует газ по трубопроводам в различные регионы в рамках долгосрочных контрактов: страны бывшего Советского Союза и страны Европы, включая Балканы и Турцию. В 2013 г. крупнейшими экспортными рынками ОАО «Газпром» были Германия (40,2 млрд м<sup>3</sup>), Турция (26,6 млрд м<sup>3</sup>), Украина (26 млрд м<sup>3</sup>), Италия (25,3 млрд м<sup>3</sup>) и Беларусь (более 20 млрд м<sup>3</sup>). За последние годы «Газпром» сумел

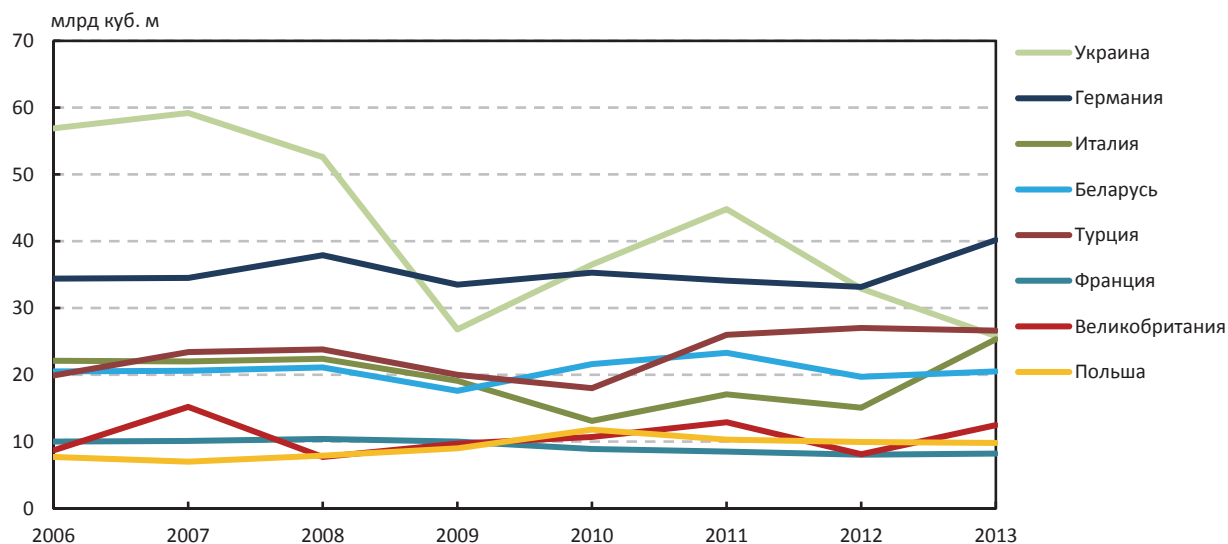
добиться выдающегося роста продаж в Германию и Италию. Основной тенденцией за последние пять лет стало снижение экспорта в страны бывшего Советского Союза, со 100 млрд м<sup>3</sup> (2006 г.) до примерно 60 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г., в основном за счет меньших объемов экспорта на Украину (рис. 5.10). В то же самое время экспорт ОАО «Газпром» в страны дальнего зарубежья (Европа за вычетом прибалтийских государств, Молдовы, Украины и Беларуси) достиг рекордно высоких значений в 2006 и 2007 гг., перед тем как упасть до 139 млрд м<sup>3</sup> в 2009 г. и снова вырасти до 161,5 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г. (рис. 5.9).

**Рисунок 5.9** Динамика общего экспорта ОАО «Газпром» в страны бывшего СССР и дальнего зарубежья в 2007–2013 гг.



Источники: годовые отчеты ОАО «Газпром» в период 2006–2013 гг. и пресс-релизы. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).

**Рисунок 5.10** Динамика экспорта ОАО «Газпром» на его ключевые экспортные рынки, 2006–2013 гг.



Примечание: данные за 2013 г. являются оценочными.

Источники: годовые отчеты ОАО «Газпром» в период 2006–2013 гг. и пресс-релизы. – URL: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com).



В 2013 г. экспорт на Украину достиг исторически низкого уровня 26 млрд м<sup>3</sup> из-за цен на газ, индексированными с учетом стоимости нефти, диверсификации импорта, использования угля и экономического кризиса на Украине, что привело к более низкому отбору газа. Низкий уровень экспорта на европейские рынки в 2012 г. (139 млрд м<sup>3</sup>) оказался краткосрочным, и в 2013 г. объемы экспорта вновь подскочили до 161,5 млрд м<sup>3</sup>. В отношении европейских газовых рынков объемы экспорта ОАО «Газпром» ограничиваются низкой конкурентоспособностью цен, индексированных с учетом стоимости нефти, на фоне роста конкуренции со стороны альтернативных источников энергии, особенно возобновляемых и угля, для генерации электроэнергии. Последствия экономического кризиса также могут объяснить снижение объемов экспорта. В координации с Правительством Российской Федерации ОАО «Газпром» до сих пор в основном придерживается индексации по ценам на нефть, делая возвратные платежи европейским клиентам по результатам новых переговоров по ценам или арбитражных процедур, обозначая таким образом свое предпочтение стратегии поддержки цен перед стратегией сохранения объемов экспорта. Это позволяет компании покрывать возросшие затраты на добычу и транспортировку за счет новых проектов в области разведки, добычи и транспортировки газа, а также покрывать высокие налоги на добычу и экспорт, сохраняя на разумном уровне норму прибыли. В среднесрочной перспективе компания ожидает повышения своего экспорта европейским потребителям на фоне оживления экономики, дефицитного мирового рынка СПГ и перенаправления поставок на рынки АТР, нестабильной политической ситуации на территории стран Северной Африки, сокращения внутреннего производства в Европе (например, в Нидерландах и Великобритании) и возможного роста спроса на газ для выработки электроэнергии и тепла. Однако приблизительные подсчеты показывают, что при текущих рыночных условиях и цене на углеродные выбросы в размере 10 евро за 1 т потребуются снижение цены на газ на 40 % по сравнению с нынешним уровнем цен на границе с Германией, чтобы конкурировать с более дешевым использованием угля для выработки электроэнергии (возможно при использовании современных парогазовых установок потребуются чуть меньшее снижение цены на газ). Экспорт российского газа в Европу, вероятно, возрастет, если газ станет более конкурентоспособным по сравнению с имеющимися альтернативами, если европейская экономика восстановится и если будет установлена реальная цена на углеродные квоты, которая постепенно приведет к частичному вытеснению угля из генерации электроэнергии. Диверсификация поставок газа в Европу из Каспийского и Черноморского регионов, Восточного Средиземноморья и Ирака вряд ли значительно повлияет на объемы будущего экспорта газа ОАО «Газпром» в европейские страны, хотя на некоторых из европейских рынков эти дополнительные альтернативные поставки газа, вероятно, будут способствовать развитию конкуренции.

## ЭКСПОРТ СПГ

За последние несколько лет Россия также приступила к реализации стратегии развития экспорта СПГ в страны АТР для получения доли на этом быстрорастущем рынке и диверсификации направлений экспорта газа, учитывая, что на традиционном для российского газа европейском рынке интенсивного развития большого дополнительного спроса на импорт газа ожидать не приходится. Данная стратегия сможет не только расширить возможности для экспорта в АТР, но и способствовать благоприятному развитию Арктики и Дальнего Востока. В настоящее время Россия разрабатывает свою газовую стратегию с целью увеличения объемов экспорта газа

в страны АТР. Принятая в 2009 г. «Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.» поставила задачу увеличить долю России в общей структуре экспорта газа в страны АТР с 0 % в 2008 г. до 10–12 % в 2013–2015 гг., 15–17 % в 2020–2022 гг. и 20 % в 2030 г. Вслед за этим в государственной программе «Энергоэффективность и развитие энергетики до 2020 г.», принятой в марте 2013 г., Россия поставила задачу получить к 2020 г. долю в 10,2 % на рынке глобальной торговли СПГ. Среди движущих причин такой цели стратегической политики – желание разрабатывать и монетизировать газовые запасы Восточной Сибири и Дальнего Востока, развивать эти регионы и диверсифицировать экспорт за пределы Европы, где потенциал роста объемов экспорта сравнительно ограничен.

Правительство Российской Федерации прямо поддерживает данный процесс и предлагает ключевые налоговые стимулы: освобождение от уплаты экспортной пошлины и НДС для проектов экспорта СПГ с месторождений на Ямале и на Дальнем Востоке, а также прямую финансовую и техническую поддержку. Порт Сабетта, в котором будет происходить отгрузка газа с завода ОАО «Ямал СПГ», будет построен на средства из федерального бюджета, также будут выделены атомные ледоколы для навигации в порту и ледокольной проводки. В настоящее время экспортная пошлина на СПГ в России отсутствует.

В 2009 г. Россия начала экспорт СПГ с завода «Сахалин-2», оператором которого является компания «Сахалин Энерджи» (Sakhalin Energy Investment Company) на основании СРП, заключенного с ней в 2011 г. Завод расположен на юге Сахалина и связан с морскими месторождениями трубопроводом длиной 800 км. В 2011 г. Россия экспортировала 10,6 млн т, и 10,8 млн т СПГ в 2012 г. — эквивалентно примерно 15 млрд м<sup>3</sup> природного газа — и 9,75 млн т СПГ в 2013 г.<sup>36</sup>.

С 2012 г. ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «НК«Роснефть» усиленно лоббировали получение права на экспорт СПГ в рамках их проектов в основном на Ямале и на Сахалине.

До 2006 г. российская государственная компания ОАО «Газпром» имела фактическую монополию на экспорт российского газа (за некоторыми исключениями, такими как компания «Итера»<sup>37</sup>), и эта монополия была заложена в Законе № 117-ФЗ<sup>38</sup>. Однако 30 ноября 2013 г. был утвержден и с 1 декабря 2013 г. вступил в силу Федеральный закон № 318-ФЗ<sup>39</sup>, который содержит изменения к статьям 13 и 24 Федерального закона «О государственном регулировании внешнеторговой деятельности» и к статьям 1 и 3 Закона № 117-ФЗ. Новый закон является решающим, так как он регулирует экспорт СПГ и открывает возможности экспорта СПГ компаниям, не относящимся к ОАО «Газпром».

Тем не менее согласно новому закону некоторые ключевые условия ограничивают право на экспорт СПГ: компаний, которые на 1 января 2013 г. располагали лицензиями на добычу газа, предусматривающими строительство завода по производству СПГ или добычу газа для сжижения; или компаний (и их дочерних компаний), в которых государство контролирует более 50 % акций, которые разрабатывают мор-

36. Более подробный обзор истории проектов производства СПГ в России и текущей ситуации см.: Российский СПГ: успеть на последний поезд. Т. Митрова. ИФРИ. № 16, декабрь 2013 г.; Russie.Nei.Visions – серия электронных публикаций; URL: [www.ifri.org/?page=detail-contribution&id=7920](http://www.ifri.org/?page=detail-contribution&id=7920).

37. «Итера» была независимой российской энергетической компанией, которая была объединена с «Роснефть» в 2013 г.

38. URL: [www.rg.ru/2006/07/20/gaz-export-dok.html](http://www.rg.ru/2006/07/20/gaz-export-dok.html).

39. URL: [www.rg.ru/2013/12/04/gaz-dok.html](http://www.rg.ru/2013/12/04/gaz-dok.html).

ские газовые месторождения на участках недр внутренних вод, территориальных морей и континентального шельфа России, включая Черное и Азовское моря, или добывают газ по проектам, разрабатываемым в рамках СРП, заключенных на время вступления в силу этого закона. В конечном итоге это означает, что в дополнение к ОАО «Газпром» разработкой проектов СПГ могут заниматься следующие компании: ОАО НК «Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», а также, возможно, ОАО «Газпром нефть» и ОАО «Зарубежнефть», если они получат лицензии на разработку морских месторождений и будут иметь газ для экспорта в виде СПГ. Стоит отметить, что до этого закона Правительство Российской Федерации опубликовало Федеральный закон № 268-ФЗ от 30 сентября 2013 г.<sup>40</sup>, предоставляющий налоговые и таможенные льготы компаниям, которые занимаются морской добычей углеводородов.

В то же время Правительство Российской Федерации все-таки будет надзирать за экспортом СПГ. Согласно статье 2(г) закона экспортеры будут обязаны предоставлять в Министерство энергетики Российской Федерации информацию о своих объемах экспорта газа в соответствии с требованиями, которые будут установлены Правительством Российской Федерации. Это означает следующее: хотя в изменениях и не указано прямо, что СПГ не может продаваться на рынке, где продается трубопроводный газ, либо на одном и том же рынке СПГ может продавать не более чем одна компания, Правительство Российской Федерации может управлять экспортом газа и организовывать его посредством строгих требований на более позднем этапе или внесением условий в лицензию.

Воздействие этой ограниченной либерализации экспорта СПГ будет важным для российской газовой промышленности и, возможно, также для иностранных рынков. Увеличение объемов российского экспорта СПГ на азиатский рынок может высвободить часть СПГ, перенаправленного из Европы в Азию, который мог бы вернуться в Европу и конкурировать с трубопроводным газом компании ОАО «Газпром», особенно при сближении цен в Европе и Азии. Кроме того, на таких европейских рынках, как Испания и Португалия, а также Великобритания, негазпромовский СПГ мог бы конкурировать с возможным в будущем экспортом ОАО «Газпром» со своего балтийского завода СПГ, если он будет развиваться.

В настоящее время по одному проекту экспорта СПГ принято окончательное инвестиционное решение («Ямал СПГ») и пять других разрабатываются компаниями ОАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «НК «Роснефть», причем некоторые в сотрудничестве с иностранными партнерами из Европы, Азии и Северной Америки (см. табл. 5.5). Однако эти проекты имеют различные характеристики в отношении стадии разработки, ресурсной базы (морская или на суше), расстояния транспортировки до рынков, целевых рынков и потребителей. Тем не менее основные потоки будут все-таки ориентированы на АТР.

Россия поставила себе далеко идущие цели, особенно учитывая тот факт, что объем мировых поставок СПГ сильно увеличится с вводом новых проектов в Австралии, Северной Америке и Восточной Африке. Однако Россия и ее компании имеют возможность успешно реализовать некоторые ключевые проекты только при соответствующей нормативно-законодательной базе, быстром эффективном развитии наиболее экономически оправданных проектов, поскольку возможность выйти на рынок продаж СПГ может очень скоро исчезнуть. Повышение спроса на газ в Китае ограничено реформой цен на газ и неопределенностью в области развития проектов

40. URL: [www.rg.ru/2013/10/04/syrje-dok.html](http://www.rg.ru/2013/10/04/syrje-dok.html).

добычи сланцевого газа вместе с ростом обеспокоенности в отношении экологии, однако Китай успешно заключил договоры на дополнительные поставки посредством СПГ, а также из Средней Азии и Мьянмы. Корея, Япония и Индия успешно заключают контракты на поставку СПГ из Северной Америки, Австралии и Катара, и таких контрактов может стать больше. Если все проекты будут завершены по плану, Россия будет располагать дополнительными мощностями для экспорта СПГ в Азию на уровне 36,5 млн т (50 млрд м<sup>3</sup>) к 2020 г. и 53 млн т (72 млрд м<sup>3</sup>) к 2025 г., а также экспортными газопроводными мощностями на уровне 38 млрд м<sup>3</sup> (28 млн т). Однако по реалистичной оценке не все проекты будут реализованы, и многое станет зависеть от того, сумеет ли ОАО «Газпром» открыть экспорт в Китай по газопроводу и какие из проектов СПГ будут наиболее экономически эффективными.

Возможности для российского газа сужаются ввиду высокой активности китайских, индийских, корейских и японских компаний в отношении подписания новых контрактов на поставки. Тем не менее на этом этапе Россия еще не окончательно отстала, хотя ей потребовалось много времени, чтобы ускорить использование своего потенциала СПГ. В среднесрочной и долгосрочной перспективе ОАО «Газпром», вероятно, будет развивать свои собственные проекты по трубопроводам и СПГ, и важная роль в открытии экспорта российского газа на азиатские рынки<sup>41</sup> будет принадлежать преимущественно ОАО «НОВАТЭК», а также ОАО «НК «Роснефть» совместно с иностранными партнерами.

### **Ямал**

Сразу же после принятия закона о либерализации СПГ, в декабре 2013 г. было принято окончательное инвестиционное решение о проекте «Ямал СПГ» (60 % – ОАО «НОВАТЭК», 20 % – Total, 20 % – CNPC). Это решение знаменует собой значительный прорыв, поскольку поддерживает наиболее продвинутый проект по экспорту СПГ, и это будет только второй завод по производству СПГ в России, причем без участия ОАО «Газпром» – весь проект пока что разрабатывался компанией ОАО «НОВАТЭК» и ее иностранным партнером Total. В совместное предприятие может войти четвертая компания или консорциум компаний, предположительно из Индии или Японии, с долей участия 9 %, что сократит присутствие ОАО «НОВАТЭК» до 51 %.

Добыча газа будет обеспечиваться за счет разработки Южно-Тамбейского месторождения, находящегося на суше, и он будет экспортироваться посредством трех технологических линий по 5,5 млн т в год. Общая производительность составляет 16,5 млн т в год. По информации ОАО «НОВАТЭК», ввод в эксплуатацию первой технологической линии намечен на конец 2016 г. с первыми коммерческими поставками в начале 2017 г., затем ввод второй линии – в 2018 г., третьей – в 2019 г. Однако можно ожидать некоторые задержки с вводом линий ввиду больших проблем с сооружением инфраструктуры, несмотря на то что работы начались еще до принятия инвестиционного решения (сообщалось о прибытии более 4 тыс. рабочих на месторождение в феврале 2014 г.). Сметные расходы проекта «Ямал СПГ» также увеличились с 20 до 27 млрд долл.

Торговая компания «Ямал СПГ» быстро и успешно подписала договоры купли-продажи с компаниями Total, ОАО «НОВАТЭК», Gas Natural Fenosa (2,5 млн т, или

---

41. Азиатские рынки включают Японию, Южную Корею, Китай, Китайский Тайбэй, Индию и другие азиатские страны, не являющиеся членами ОЭСР.

3,2 млрд м<sup>3</sup> в год на протяжении 25 лет), CNPC (3 млн т на протяжении 20 лет) и «Газпром Маркетинг энд Трейдинг Сингапур» (3 млн т на протяжении 20 лет), при этом стандартные ценовые формулы зависят от конкретного рынка. К примеру, цена по контракту с CNPC, по имеющимся данным, привязана к средней цене на нефть по индексу Japanese Crude Cocktail. По состоянию на май 2014 г. практически весь объем газа уже был законтрактован. Газ с «Ямал СПГ» может поставляться в страны АТР по Севморпути летом или же через Суэцкий канал в зимний период с перевалкой груза на более крупные суда в некоторых европейских морских портах. До 16 танкеров-газовозов ледового класса ARC7, способных ходить в арктических водах без сопровождения ледоколов были заказаны на судостроительных верфях Daewoo в Корее.

Сразу же после принятия окончательного инвестиционного решения вслед за запросом со стороны ОАО «НОВАТЭК» Правительство Российской Федерации опубликовало новое распоряжение от 19 декабря 2013 г. № 2413-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации № 1713-р»<sup>42</sup> («О развитии производства СПГ на полуострове Ямал»<sup>43</sup>). В соответствии с новым распоряжением на второй завод для экспорта СПГ на базе газовых месторождений Гыданского полуострова были распространены правовые нормы, действующие для проекта «Ямал СПГ». Для второго завода, который также может иметь три технологические линии совокупной мощностью 16,5 млн т, будет введен нулевой НДС до достижения накопленного объема добычи газа в 250 млрд м<sup>3</sup> и нулевая экспортная пошлина. В данный момент ведутся технико-экономическое обоснование и разведочные работы.

И наконец, ОАО «НК «Роснефть» также сможет развивать свой собственный проект в этом регионе, используя порт Сабетта, построенный на федеральные средства, а еще, возможно, аэропорт. Компания в настоящее время ведет разведку в близлежащих прибрежных районах и, вероятно, сможет обнаружить значительные экономически извлекаемые запасы газа.

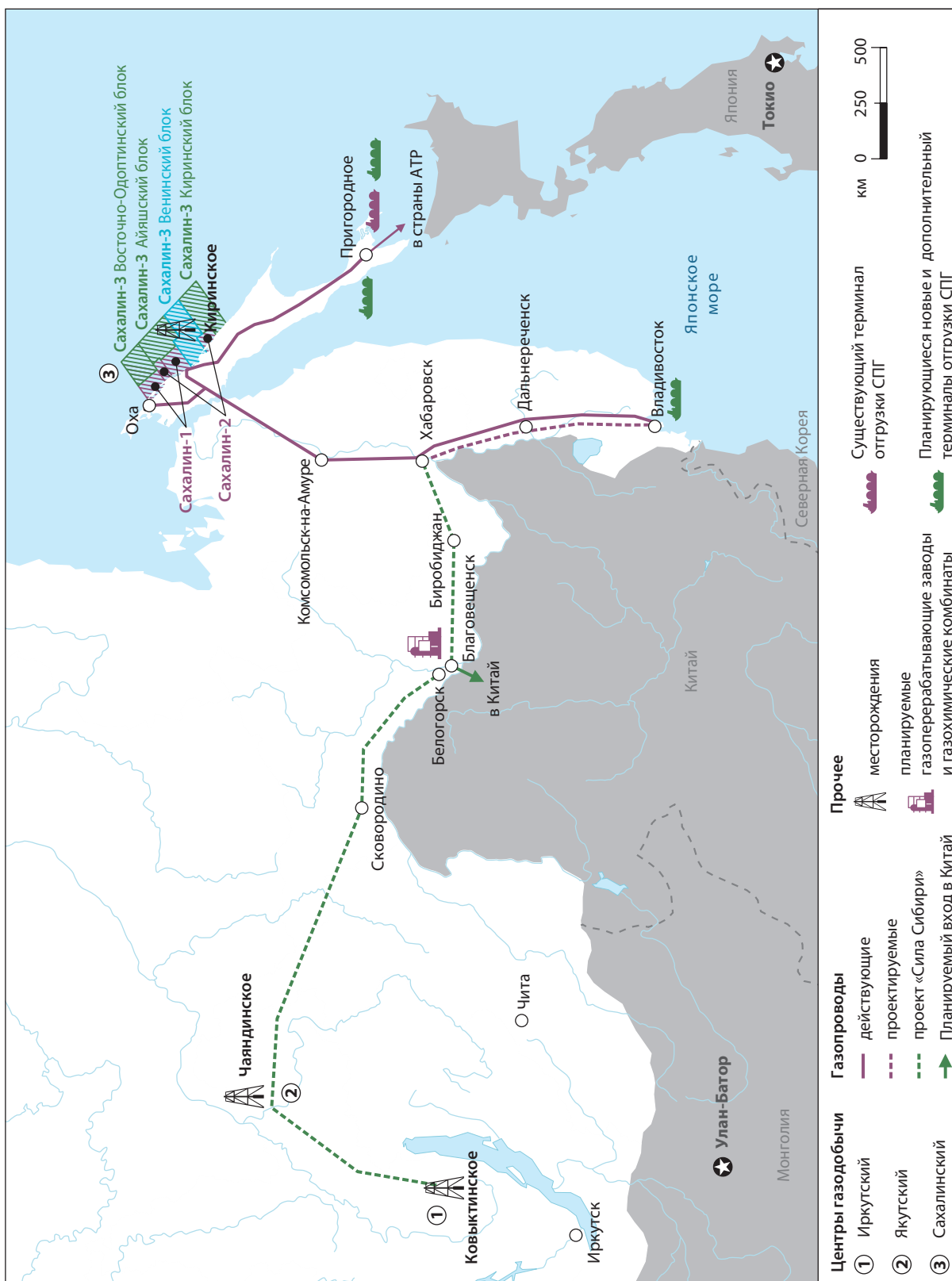
## Восточная Сибирь и Дальний Восток

**Расширение проекта «Сахалин-2 СПГ»:** проект продвигается консорциумом «Сахалин Энерджи», управляющим проектом «Сахалин-2» (ОАО «Газпром» – 50 % + 1, «Шелл» – 27,5 % – 1, «Митцуи» – 12,5 %, «Митцубиши» – 10 %), однако структура возможного расширения еще не определена. Он направлен на строительство третьей технологической линии на заводе «Сахалин-2 СПГ», хотя ресурсная база еще не определена. По первоначальному проекту мощность завода составляла 9,6 млн т в год. Ресурсной базой будут месторождения на шельфе Кириновское и, как вариант, Южно-Кириновское, однако «Газпром» также рассматривает использование его в качестве основного источника поставок для Владивостокского завода СПГ. Этот проект базируется на шельфовом газе, однако представляет собой достаточно конкурентоспособный вариант с учетом небольших расстояний транспортировки от источника газа до завода СПГ и уже имеющейся инфраструктуры. Важная роль в нем принадлежит иностранным компаниям.

42. URL: [archive.government.ru/gov/results/12612](http://archive.government.ru/gov/results/12612).

43. URL: [government.ru/media/files/41d4ad1ad99d96ff0f7f.pdf](http://government.ru/media/files/41d4ad1ad99d96ff0f7f.pdf).

Рисунок 5.11 Новые проекты экспорта газа на Дальнем Востоке



Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

Источники: ОАО «Газпром», МЭА.



**Проект «Сахалин-1 СПГ»** планируется к реализации компаниями ОАО «Роснефть» совместно с ExxonMobil. Компании, уже участвующие в проекте «Сахалин-1», также могут присоединиться (текущая долевая структура проекта: «ЭксонМобил» – 30 %, «СОДЕКО» – 30 %, индийская компания «Ойл энд Нэчурал Гэз Корпорэйшн» – 20 %, ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» – 20 %). Проект будет состоять из завода по сжижению газа, который будет введен в эксплуатацию к 2019 г., на его строительство будет потрачено приблизительно 15 млрд долл. На начальном этапе производительность завода ожидается в районе 5 млн т в год (или 7 млрд м<sup>3</sup>), однако на более поздних этапах она может быть расширена до 15 млн т в год. На завод будет поставляться газ в рамках проекта «Сахалин-1» (текущий объем добычи пока ниже его потенциала, но он может быть реализован на более поздних этапах), в особенности из шельфовых запасов в 485 млрд м<sup>3</sup> таких месторождений, как Чайво, Одопту и Аркутун-Даги на севере Сахалина, а также из других месторождений при наличии на них извлекаемых запасов газа. По некоторым объемам имеются предварительные договоренности с покупателями: с компаниями «Витол» (на 2,75 млн т), «Марубени Корпорейшн» (1,25 млн т) и «СОДЕКО» (1 млн т). «Роснефть» и «Марубени Корпорейшн» подписали Меморандум о стратегическом сотрудничестве в рамках проекта «Сахалин-1 СПГ». ОАО «Газпром» вело переговоры с консорциумом проекта «Сахалин-1» о покупке газа будущей добычи в свой портфель, однако переговоры закончились безуспешно осенью 2013 г. Развитие этого проекта потребует строительства, возможно, относительно дорогого завода, порта для работы будущего проекта и трубопроводной инфраструктуры для работы одной технологической линии.

**Проект «Владивосток-СПГ»**, разрабатываемый ОАО «Газпром», предполагает строительство завода по производству СПГ в районе города Владивостока. На первоначальном этапе производительность завода составит 10 млн т в 2018 г. с возможностью расширения мощностей до 15 млн т (20 млрд м<sup>3</sup>). Общая стоимость проекта оценивается ОАО «Газпром» в 13,5 млрд долл. Компания планирует завершить предварительное проектирование в III квартале 2014 г. Газ для первых двух технологических линий придет издалека, с сахалинских шельфовых месторождений Кириновское и Южно-Кириновское, потенциальная общая добыча на которых составит более 20 млрд м<sup>3</sup> в год. ОАО «Газпром» оценивает добычу на Южно-Кириновском месторождении в 16 млрд м<sup>3</sup> в год, но по другим оценкам его производительность может быть даже выше. В настоящее время пробурено четыре скважины, и еще две ожидаются в 2014 г. Однако эти месторождения могут также давать нефть, которую необходимо разрабатывать в первую очередь, и поэтому могут не достичь своевременно достаточной готовности для выполнения нынешних планов по экспорту. Кроме того, имеется принудительное обязательство по поставкам в Хабаровский и Приморский край. Кроме добычи сахалинского газа, ОАО «Газпром» может также сжижать газ Чаяндинского и Ковыктинского месторождений. По оценкам экспертов, этот проект может оказаться достаточно дорогим и потребует строгого контроля расходов. Однако преимущество проекта «Владивосток-СПГ» в том, что магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» уже построен и необходимо будет только увеличить количество и мощность компрессорных установок<sup>44</sup>. Стоит отметить сильный синергетический эффект между проектом «Владивосток-СПГ» и проектом поставок газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири».

Выполнение обоих проектов делает их более привлекательными экономически, потому что они могут использовать одни и те же источники газа и практически те

же газопроводы. Однако ОАО «Газпром» не имеет экспортных налоговых льгот для добычи газа на суше на Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях.

**Проект газопровода «Сила Сибири» до северо-восточного Китая** позволит транспортировать газ с Чаяндинского и Ковыктинского месторождений в северо-восточный Китай. При этом газ пойдет на СПГ-терминал во Владивостоке и/или по газопроводу в Китай «восточным» маршрутом от Благовещенска до Хейлонгянга. Это будет не самый короткий путь в Китай, и строительство газопровода обойдется примерно в 27 млрд долл. Переговоры по соглашению о покупке газа идут с 2006 г., когда было подписано рамочное соглашение о поставке 68 млрд м<sup>3</sup> по двум газопроводам (алтайский маршрут и восточный маршрут). Хотя частичные договоренности в отношении окончательного маршрута транспортировки газа были достигнуты, от проекта алтайского газопровода отказались, в начале 2014 г. переговоры все еще продолжались. Одним из обсуждаемых вопросов является структура формирования цены, поскольку, судя по имеющимся данным, CNPC настаивает на более низкой цене, чем предлагает ОАО «Газпром». В сентябре 2013 г. было достигнуто обязывающее соглашение по объемам газа (38 млрд м<sup>3</sup> в год), периоду поставки (30 лет, начиная с 2018 г.), объемам, отбираемым по принципу «бери или плати», и пункту доставки. Кроме того, еще неизвестно, будет ли ОАО «Газпром» настаивать на предоплате за определенные объемы газа для финансирования инфраструктуры и будет ли CNPC настаивать на получении доли участия в разведке и добыче. Китай подписал крупные договоры на поставку газа с Туркменистаном, что должно довести суммарные объемы поставок к 2020 г. до 65 млрд м<sup>3</sup>, однако данный газ вряд ли составит конкуренцию российскому газу, который предназначается для потребления на северо-востоке страны, а также в районе Пекина.

**Таблица 5.5** Основные российские СПГ-проекты – в стадии строительства или планируемые

Проект	Компания	Инвестиционное решение	График и мощность	Договорной или потенциальный покупатель	Инвестиции	Источник газа
Ямал-СПГ	НОВАТЭК (60 %) Total (20 %) CNODC (20 %)	Принято окончательное решение	СПГ 1 16,5 млн т 1-я ТЛ: 2017 г., 2-я ТЛ: 2018 г., 3-я ТЛ: 2019 г.	CNPC: 3 млн т (15 лет) Газ Натурал Феноса: 2,5 млн т	СПГ-завод: 27 млрд долл. Порт Сабетта: 47,3 млрд руб.	Южно-Тамбейское месторождение
СПГ-проект на Гыданском полуострове	НОВАТЭК	Планируется	2022–2025 гг.			Салмановское и Геофизическое месторождения
Сахалин-1 СПГ	Роснефть ExxonMobil	Предварительное проектирование	1-я ТЛ: 2018 г. (5 млн т)	СОДЕКО: 1 млн т Marubeni: 1,25 млн т Vitol: 2,25 млн т	СПГ-завод: 15 млрд долл.	Для 1-й ТЛ: Сахалин-1. Для будущего расширения: Сахалин-3 и 5
Владивосток-СПГ	Газпром (меморандум о взаимопонимании с японскими компаниями)	Предварительное проектирование	1-я ТЛ: 2018 г., 2-я ТЛ: 2020 г., 3-я ТЛ: ? (по 5 млн т)	Отсутствует	СПГ-завод: 13,5 млрд долл. Газопровод: 24,5 млрд долл. Разведка Чаяндинского месторождения: 13,7 млрд долл.	1-я и 2-я ТЛ: Сахалин-3 3-я ТЛ: Чаяндинское и Ковыктинское месторождения (после 2024 г.)
Сахалин-2, 3-я ТЛ	Газпром Shell	Предпроектные изыскания	1-я ТЛ: 2018 г. (5 млн т)	Отсутствует	СПГ-завод: 5–7 млрд долл.	Сахалин-3

Примечание: ТЛ - технологическая линия; CNODC – дочерняя компания CNPC.

Источники: «Газпром»; «Роснефть»; «НОВАТЭК», оценки МЭА.

Кроме того, ОАО «Газпром» в настоящий момент планирует осуществление новых инфраструктурных проектов экспорта газа на европейские рынки, чем дает понять, что эти рынки остаются важными для компании и продолжат оставаться таковыми и в будущем. Это действительно становится важным, поскольку вполне вероятно, что прочие российские компании, такие как ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «НК «Роснефть», будут развивать экспорт газа в страны АТР, в то время как конкуренция в поставках газа по трубопроводам в Европу со стороны этих компаний маловероятна. Развитие дополнительной экспортной инфраструктуры указывает на то, что ОАО «Газпром» прогнозирует увеличение объемов экспорта газа на эти рынки в будущем, несмотря на растущую конкуренцию с альтернативными поставщиками и с поставщиками альтернативных видов топлива. Задача ОАО «Газпром» – повысить уровень надежности своих поставок газа.

### **«Балтийский СПГ»**

Целью данного проекта является строительство завода по производству СПГ под Санкт-Петербургом мощностью 10 млн т. На данный момент проект находится на стадии завершения разработки обоснования инвестиций. Точное местоположение завода еще предстоит определить. Газ в рамках проекта может экспортироваться первоочередным образом в Европу, где существует большое количество незадействованных регазификационных мощностей, или же в страны Латинской Америки. ОАО «Газпром» планирует ввести первую технологическую линию в эксплуатацию к 2019 г.

### **Регазификационный терминал для приемки СПГ в Калининградской области**

Осенью 2013 г. Газпром объявил, что для повышения энергетической безопасности региона рассматривается возможность строительства регазификационного терминала в Калининградской области, которая потребила около 2,2 млрд м<sup>3</sup> газа в 2012 г. Терминал будет объединен с инфраструктурой хранения газа, имеющейся в области, и начнет работу в конце 2017 г.<sup>45</sup>

### **Газопровод «Южный поток»**

Этот проект строительства газопровода с пропускной способностью 63 млрд м<sup>3</sup> в год должен объединить черноморское побережье России с Болгарией через четыре отвода и трубопроводную систему, насчитывающую восемь компрессорных станций в России, две в Болгарии и две в Сербии. Проект находится в активной стадии разработки. В сентябре 2013 г. совет директоров утвердил подробный график строительства, согласовал долгосрочный бюджет компании и подтвердил, что первая морская нитка газопровода будет введена в эксплуатацию до конца 2015 г. Кроме этого, ООО «Газпром экспорт» и компания South Stream Transport B.V. подписали соглашение о транспортировке газа.

### **Газопровод «Северный поток 3–4»**

Также обсуждается дальнейшее расширение газопровода «Северный поток» с добавлением третьей и четвертой ниток к двум существующим и наращиванием мощности компрессорных станций. Строительство двух новых ниток, по информа-

45. Коммерсант, 25 ноября 2013 г. – URL: [www.kommersant.ru](http://www.kommersant.ru).

ции ОАО «Газпром», планируется начать в 2015 и 2017 гг. с вводом в эксплуатацию в декабре 2018 г. и январе 2020 г. Данный проект тоже будет, скорее всего, зависеть от развития спроса в Европе, а также достижения соглашения между партнерами относительно такого расширения.

## ОЦЕНКА

---

### ОБЪЕМ ГАЗОВЫХ ЗАПАСОВ И ЭКСПОРТА В РОССИИ

Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. предусматривает значительное увеличение спроса на внутреннем рынке в ближайшие десятилетия, темпами, намного превышающими прогнозы МЭА и других научных институтов. В то же самое время стратегия должным образом делает акцент на большой потенциал энергоэффективности в России. При успешном повышении энергоэффективности, особенно в секторах электроэнергетики и промышленности, и если рост экономики останется на уровне 2–3 % в год или ниже этого, спрос на газ на внутреннем рынке России будет ощутимо ниже ожидаемого. При разработке документов долгосрочной энергетической стратегии, которые влияют на инвестиционные решения, Правительству Российской Федерации необходимо четко учитывать ожидаемые положительные изменения в энергоэффективности. На экспортных рынках маловероятно значительное повышение спроса на российский газ сверх уровня 153–167 млрд м<sup>3</sup> для Европы (категория «дальнее зарубежье») и 55–60 млрд м<sup>3</sup> для стран бывшего Советского Союза (категория «Содружество независимых государств», СНГ). На этом фоне, по всей видимости, существующие объемы добычи и инвестиционные проекты в стадии реализации, которые при текущих ценах на внутреннем рынке уже рентабельны, в среднесрочной перспективе могут создать значительный переизбыток предложения по сравнению с ожидаемым спросом на внутреннем и экспортном рынке. Такая ситуация таит в себе значительный риск того, что существенные инвестиции в российскую газовую промышленность могут оказаться выброшенными на ветер и привести к значительным убыткам для ОАО «Газпром» и косвенно для всего бюджета России. С учетом сказанного приоритетом должно быть достижение 95%-го уровня использования ПНГ к 2016 г. ввиду экологического ущерба от его сжигания в факелах и коммерческих перспектив, связанных с его использованием. Прогресс, достигнутый за прошлые годы в ряде компаний, оказался слишком медленным.

Во избежание данной ситуации российская энергетическая политика должна разрабатывать только наиболее экономически эффективные ресурсы и проекты и найти выходы на новые рынки для российского газа, поскольку спрос на внутреннем и внешних рынках будет, вероятно, основным сдерживающим фактором для развития потенциала добычи российского газа. Возможные варианты включают следующее: обеспечение более высокой доли российского газа в энергобалансе Европы; развитие новых экспортных каналов в Азию и на иные новые рынки, такие как рынок СПГ и трубопроводы Восточной Сибири; развитие более конкурентного внутреннего рынка, что, в свою очередь, обеспечит конкурентоспособность энергоемких отраслей российской промышленности. Правительству Российской Федерации необходимо продолжать уделять внимание использованию газа в транспортном секторе, поскольку это может позволить увеличить потребление газа на внутреннем рынке и высвободить объемы нефти и нефтепродуктов для экспорта. Еще одним вариантом будет повышение уровня налогообложения в разведке и добыче

с целью обеспечения добычи наиболее конкурентоспособного сырья. С целью обеспечения большей доли российского газа в энергобалансе Европы потребуются альтернативная стратегия экспорта, которая поможет восстановить конкурентоспособность и рентабельность объектов газовой генерации электроэнергии в Европе.

Правительство Российской Федерации, «Газпром», «Роснефть» и «НОВАТЭК» совершенно верно оценили первоочередность проектов экспорта газа в страны АТР, в основном через объекты экспорта СПГ, и независимым компаниям, соответствующим определенным условиям, наконец законодательно был обеспечен доступ к экспорту СПГ. МЭА положительно оценивает данные приоритеты, поскольку в этом регионе быстро растет спрос на газ, ему потребуются более надежные и конкурентоспособные поставки газа, которые могут быть обеспечены за счет российских проектов. Большинство российских проектов производства СПГ очень удобно расположены для обслуживания рынка АТР, что благоприятно скажется на энергетической безопасности данного региона. Рынок для экспорта российского газа найдется, несмотря на конкуренцию со стороны новых поставщиков газа – Австралии, Северной Америки, Восточной Африки, поскольку спрос в регионе растет. Поэтому сейчас у России есть замечательная возможность разрабатывать новые газовые ресурсы и развивать экспорт на новые рынки. Это потребует обеспечения конкурентоспособности цен на газ, поскольку рост спроса будет ограничен чрезвычайно высокими ценами. Приоритетами также должны быть быстрые стратегические решения и развитие проектов. Действительно, некоторым из разрабатываемых в настоящее время проектов не хватает последовательности и четкости, что уже может заставить некоторых из потенциальных потребителей отказаться от идеи закупки российского газа и сосредоточить внимание на альтернативных вариантах. Фактор надежности будет играть важную роль, и для того чтобы добиться успеха в стратегии экспорта СПГ, России понадобится западное участие, поскольку иностранные компании могут поделиться опытом управления проектами и способствовать получению финансирования для них.

Поэтому чрезвычайно важно провести эффективную либерализацию экспорта СПГ. Возможное использование механизмов контроля со стороны Правительства Российской Федерации по предоставлению доступа к экспорту газа на основе контрактов, цен, потребительского и экспортных рынков может оказаться медленными и предполагать многочисленные процедуры, открыть путь влиянию и отодвинуть сроки реализации проектов и заключения договоров купли-продажи. В связи с этим важно обеспечить реализацию конкурентоспособных и реалистичных проектов с целью обеспечения быстрого начала экспорта газа, конкурентоспособности поставок и налоговых поступлений в бюджет. Также существенно, чтобы Правительство Российской Федерации рассматривало экспорт СПГ и трубопроводного газа как взаимодополняющие виды экспорта и создавало условия налаживания взаимосвязей между ними и оптимизации экспорта в целом. Правительству Российской Федерации необходимо признать, что ключевой задачей сейчас становится не контроль трубопроводов сбыта или экспортной инфраструктуры, в особенности в Европе, а налаживание гибкости и конкурентоспособности экспорта.

В перспективе очень важно, чтобы Правительство Российской Федерации дало возможность российским продавцам СПГ адаптироваться к, возможно, более конкурентной ценовой среде АТР, где будет увеличиваться экспорт СПГ из Северной Америки по ценам транспортно-распределительного узла Henry Hub или по ценам, определенным на основе смешанных гибких ценовых показателей. Вследствие это-

го ожидается растущее давление в сторону перехода к более конкурентоспособным поставкам СПГ, которые, среди прочего, потребуют большей гибкости ценообразования и ослабления традиционной привязки к ценам на нефть с полной индексацией. Это чрезвычайно важно для поддержания спроса, особенно учитывая тот факт, что уголь – более конкурентоспособное топливо для производства электроэнергии в регионе.

Правительству Российской Федерации необходимо принять быстрое стратегическое решение по определению первоочередности проектов на основе последовательности действий и газовых ресурсов. Правительству Российской Федерации необходимо отдавать приоритет тем проектам, материально-сырьевая база которых находится в непосредственной близости от объекта производства СПГ, а также имеет большую хорошо развитую потребительскую базу. Это, однако, означает, что не все из предусмотренных сейчас проектов окажутся экономически целесообразными и не все будут реализованы одновременно, особенно учитывая то, что некоторые из этих проектов претендуют на одну и ту же материально-сырьевую базу или одни и те же рынки. По этой причине существует потенциальное ограничение возможностей ресурсной базы для наращивания дополнительных объемов экспорта с Сахалина. Согласно оценкам Министерства энергетики Российской Федерации, к 2020 г. добыча газа на Сахалине достигнет 47 млрд м<sup>3</sup> в год. Однако эксперты и компании сомневаются, что это возможно, и обращают внимание на конкуренцию за эти ресурсы с целью поставок газа населению. Текущий уровень газификации региона составляет 10 % населения, в то время как Правительство Российской Федерации намерено увеличивать его, что может привести к дополнительному росту потребления в объеме 7 млрд м<sup>3</sup> в год – не говоря уже об объемах экспорта, необходимых для обеспечения рентабельности проектов производства СПГ<sup>46</sup>. В то же самое время начало экспорта по трубопроводам в Китай должно стать стратегическим приоритетом, который также в долгосрочной перспективе сможет повысить ценовую конкурентоспособность газа, производимого в рамках проекта «Владивосток-СПГ», поскольку больше газа будет направляться по газопроводу «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

## РЕГУЛИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО РЫНКА

Внутренний рынок газа в России значительно изменяется с постепенной либерализацией или, по крайней мере, сокращением доминирующей роли «Газпром» в связи с ростом добычи и оптовых поставок газа независимыми производителями благодаря благоприятным условиям налогообложения и доступу к трубопроводной инфраструктуре и постепенным ростом уровня регулируемых цен за последние годы. По сути, до сих пор еще идет переходный период, при котором был достигнут значительный прогресс, но все равно пока преобладают детали регулируемой системы. Для создания эффективного и конкурентоспособного рынка необходимы справедливое и предсказуемое регулирование, а также завершение программы либерализации. Возможности для дальнейшего проведения реформ включают в себя:

- Предоставление эффективного доступа к трубопроводной системе третьим лицам за счет раскрытия информации о участках с низкой пропускной способностью и объемах инвестиций, необходимых для их устранения, разработки нормативно-правовых аспектов доступа к трубе и балансировки газотранспортной

---

46. Коммерсант, 17 июля 2013 г. – URL: [www.kommersant.ru](http://www.kommersant.ru).



системы (в систему поставляется количество газа, отличное от того, что могут забрать потребители, плюс неравномерность отбора и поставок газа). Такую возможность может предоставить недавнее распоряжение, подписанное Председателем Правительства Российской Федерации, призывающее к подготовке изменений в законодательстве с целью «развития конкуренции на газовых рынках и транспортировке трубопроводами», которые ожидаются в сентябре 2014 г.

- Предсказуемые и справедливые тарифы на транспортировку газа: на данный момент в связи с большими расстояниями доля тарифов на транспортировку газа в конечной цене газа для потребителей составляет 50 %, а иногда и больше. Это позволяет «Газпром» получать достаточные доходы от транспортировки газа и, таким образом, компенсировать свои более высокие транспортные затраты при поставках в труднодоступные регионы, а также некоторые из капиталоемких проектов в сфере газопроводного транспорта. Для того чтобы рынок продолжал развиваться, цена на транспортировку газа должна увеличиваться в меньшей степени, чем регулируемая оптовая цена на газ. Инвестиции в новую газотранспортную инфраструктуру помогут снизить перегрузки. Слияние ценовых и торговых зон или повышение требований к устранению перегрузок и распределению мощности стимулировало бы эффективность инвестиций в сети. Тарифы должны иметь в своей основе четкий элемент контроля расходов; кроме того, необходимо больше стимулировать компании поставлять газ в удаленные регионы. Возможно, следовало бы ввести более высокие коэффициенты по сравнению с имеющимися на основе среднего расстояния транспортировки между месторождениями и конечными потребителями: чем короче расстояние, тем выше должны быть тарифы, и наоборот. Поскольку ОАО «Газпром», играющее ключевую роль в установлении тарифов, контролирует Правительство Российской Федерации, необходимо, чтобы оно обеспечило внедрение ФСТ России независимых механизмов контроля затрат, о которых сообщает ОАО «Газпром», и чтобы «Газпром», в свою очередь, удерживал свои затраты на транспортировку в разумных пределах, получая при этом честную компенсацию за то, что он является единственным поставщиком газа в удаленные регионы. Необходимо найти решения, которые позволят по возможности положить конец перекрестному субсидированию ОАО «Газпром» продаж газа на дальние расстояния за счет установления возможно более высоких тарифов для независимых компаний, пользующихся менее длинными маршрутами транспортировки газа.
- Необходимость для ОАО «Газпром» научиться получать выгоду от более гибкого спроса на газ по нерегулируемым ценам, чтобы иметь возможность эффективной конкуренции с независимыми производителями. Это также может привести к развитию конкуренции в целях обеспечения наиболее рентабельных поставок газа. В результате Правительству Российской Федерации необходимо разрешить ОАО «Газпром» продавать все возрастающие объемы газа промышленным потребителям по цене ниже регулируемой оптовой цены.

## НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ В АРКТИКЕ

Для успешного партнерства между российскими государственными компаниями и международными нефтяными компаниями необходимо также ликвидировать пробелы в законодательстве, особенно в свете того, что такое сотрудничество больше не строится на основе СРП. Законодательные и нормативные требования должны учитывать необходимость снижения экономических, финансовых и юридических

рисков, которые несут иностранные партнеры, чтобы в будущем они смогли более свободно инвестировать в развитие капиталоемких проектов по мере успешного завершения геологоразведочных работ. Более того, данные вопросы необходимо решать, чтобы совместные предприятия могли привлекать внешнее финансирование, а это подразумевает, что банки должны быть уверены в том, что риски – особенно риски иностранных партнеров – обоснованы и отражены в договорной и нормативно-правовой базе. В этой связи это также является стратегическим интересом ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть», поскольку 70% инвестиций в такие проекты должно составлять финансирование первоочередного долга. Иностранные акционеры и банки могут оценивать текущие условия как крайне неопределенные, что может затруднить привлечение приемлемых долгосрочных кредитов.

Компании, объединяющиеся в совместные предприятия, для участия в геологоразведочных работах, должно быть гарантированное право на участие в освоении месторождения в случае обнаружения запасов углеводородов. В рамках контрактов предоставления услуг на условиях риска, которые избраны российскими государственными компаниями, есть место для дальнейшего уточнения и прояснения роли и статуса иностранных компаний, в особенности операторов месторождений, по отношению к владельцу лицензии и российскому партнеру, а также российскому государству.

В целом в существующем законодательстве, регулирующем ведение проектов на континентальном шельфе Российской Федерации, необходимо прописать обязанности международных нефтяных компаний, выступающих в роли операторов и держателей лицензий. Необходимо уяснить роль оператора как владельца и оператора активов на шельфе; кроме этого, законодательство должно способствовать принятию на себя иностранными компаниями роли оператора месторождения. Концепция оператора уже была введена в налоговое законодательство, чтобы иностранные компании, выступающие в роли операторов, могли извлекать выгоду из применения налоговых льгот на проектах на шельфе Арктики, но ее еще предстоит определять и дополнять дальше. Концепцию оператора необходимо внести и разъяснить в Федеральном законе «О континентальном шельфе Российской Федерации», поскольку концепция управляющей компании является запутанной и может означать подрядчика, а не оператора. Иностранные компании также необходимо защитить от одностороннего аннулирования лицензий государством или от участия в любых спорах или разногласиях между государством и российской компанией – держателем лицензии. Необходимо также отметить, что действующий Гражданский кодекс Российской Федерации не учитывает особый характер рискованных договоров. Он позволяет расторгать контракты с компенсацией только прямых расходов, что неприемлемо. Необходимо прояснить отношения между государственной компанией и оператором и допустить их регулирование иностранным законодательством. В целом нужно четко скоординировать необходимые изменения законодательства между собой для обеспечения систематичности изменений.

Важным вопросом, который потребует дальнейшего прояснения законодательства в свете проектов экспорта СПГ или нефти, является реализация ресурсов на условиях, которые могли бы обеспечить справедливые и предсказуемые преимущества для международных нефтяных компаний и покрыть расходы на разведку/добычу с привлекательным уровнем прибыли – через возможность получения доли в ресурсах в качестве платежа в натуральной форме, снижения цены на покупку части ресурсов или вознаграждения за услуги. Законодательству необходимо обеспечить

равное принятие решений в рамках совместного предприятия о том, каким образом газовые ресурсы лучше вывести на рынок с целью продажи и кто получит от этого выгоду. Действительно, для жизнеспособности законодательно-нормативной базы и привлечения иностранных инвесторов иностранным партнерам в совместных предприятиях будет необходимо предоставить полное право на участие в выводе газа на рынок или на получение платежей в натуральной форме, разумеется, при одновременном соблюдении условий, которые, возможно, будут определять монополизированный экспорт газа.

Также необходимо освободить компании, работающие на основе контрактов на оказание услуг на условиях риска, от уплаты НДС на услуги и работы. Еще один аспект: важные инфраструктурные объекты часто находятся за пределами компании, реализующей проект, что создает новые проектные риски для иностранных компаний, зависящих от развития инфраструктуры компанией-партнером или государством. По тем же причинам такая инфраструктура также должна иметь право на налоговые стимулы. Необходимо ввести в действие изменения в налоговом законодательстве в том виде, как они содержатся в Постановлении № 323. И в конце концов, что немаловажно, законодательно-нормативная база должна обеспечить облегчение механизмов финансирования проектов с участием иностранных партнеров и максимально удешевить его, для чего потребуются предусмотреть полное и прогнозируемое определение рисков. Чтобы иметь возможность развивать проекты, также важно обеспечить рабочую силу в этих регионах и особенно привлечь иностранных рабочих.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- *Способствовать развитию конкуренции на российском оптовом рынке газа посредством:*
  - *улучшения доступа к инфраструктуре для третьих сторон и повышения прозрачности и эффективности регулирования системы входа/выхода, хранения и транспортировки в целом;*
  - *разрешения ОАО «Газпром» продавать больше газа по нерегулируемым ценам;*
  - *развития торговых площадок для торговли газом;*
  - *внедрения разумных тарифов на транспортировку газа с понижающим коэффициентом, которые бы стимулировали поставки газа независимыми компаниями на дальние расстояния.*
- *Разработать новый и реалистичный прогноз развития спроса и предложения и адаптировать налоговую политику для того, чтобы избежать перепроизводства газа и поддержать разработку наиболее эффективных ресурсов и инфраструктурных проектов.*
- *Обеспечить выполнение к 2016 г. поставленной задачи по уменьшению сжигания ПНГ и достижения 95%-го уровня утилизации попутного ПНГ.*
- *Содействовать быстрому развитию экспорта газа в страны АТР путем поддержки наиболее рентабельных проектов и создания прогнозируемой нор-*

*мативно-правовой базы; продолжить обсуждение преимуществ, которые несет в себе изменение стратегии экспорта газа в Европу с целью обеспечения повышения конкурентоспособности газа.*

- Продолжать развивать использование газа в транспортном секторе, в частности на общественном, железнодорожном и грузовом автомобильном транспорте с обеспечением необходимых налоговых и законодательных стимулов.*
- Продолжать разработку и адаптацию законодательного и нормативного регулирования для лицензионных участков разведки и добычи в Арктике с целью стимулирования притока инвестиций и разработки ресурсов иностранными компаниями при их совместной работе с российскими государственными компаниями, а также обеспечить высокий уровень защиты окружающей среды.*

## 6. НЕФТЬ

### Основные данные за 2012 г.

**Объемы добычи нефти\***: 517 млн т, 10,73 млн барр./сут.

**Объемы экспорта нефти**: 248,9 млн т н. э., +29,8 % с 2002 г.

**Мощности нефтепереработки\***: 298 млн т

**Внутреннее потребление**: 163,3 млн т н. э. (транспорт – 35,8 %, промышленность – 29,4 %, собственное потребление нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и энергетических объектов – 17 %, генерация электроэнергии – 10,2 %, население – 3,9 %, коммерческие и государственные услуги – 3,7 %)

**Доля нефти**: 21,8 % общего первичного предложения энергии (ОППЭ) (2011) и 2,6 % в выработке электроэнергии

\* Источник: Министерство энергетики Российской Федерации

## ОБЩИЙ ОБЗОР

Российский нефтяной сектор играет важнейшую роль в экономическом развитии России и энергетической безопасности как страны, так и всего мира. В 2012 г. Россия являлась вторым по величине экспортером нефти в мире и крупнейшим экспортером среди стран, не входящих в Организацию стран – экспортеров нефти (ОПЕК), но при этом также пятым в мире потребителем нефти. В настоящее время объемы добычи жидких углеводородов в России достигли исторического максимума и в основном обеспечиваются за счет зрелых месторождений. Небольшое число новых месторождений помогли обеспечить рост добычи, но в среднесрочной перспективе ключевым фактором роста добычи жидких углеводородов, скорее всего, будет газовый конденсат. В то же время главная задача для России сегодня заключается в минимизации ожидаемого спада добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири, который значительно замедлился и стабилизировался, что было обусловлено вводом в эксплуатацию достаточного количества новых месторождений для компенсации спада. Основные способы решения этой задачи: применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в Западной Сибири, разработка запасов нетрадиционной нефти, добыча газового конденсата, освоение новых месторождений, особенно в Восточной Сибири, проведение геологоразведки на континентальном шельфе (арктическом, черноморском, каспийском, охотском), а также добыча газоконденсатных жидкостей (ГКЖ). Для поддержания экспорта нефти на текущих уровнях России также потребуются ограничить рост потребления нефтепродуктов за счет повышения стандартов энергоэффективности и ускорить перевод общественного, грузового, железнодорожного и легкового автомобильного транспорта с бензина на природный газ и сжиженный нефтяной газ. Необходимость освоения следующего поколения нефтяных ресурсов и замещения старых месторождений подводит нефтяную отрасль России к важнейшему переломному момен-

ту с точки зрения навыков, технологий и затрат. Российской нефтяной отрасли потребуются беспрецедентные уровни инвестиций и технологической модернизации наряду с привлечением зарубежного опыта и капитала. Основные российские компании осознают стоящую перед отраслью задачу и уже начали создавать объединять усилия с независимыми нефтяными компаниями, а также увеличивать свои инвестиции; вместе с этим Правительство Российской Федерации начало принимать меры поддержки перехода от разработки менее затратных ресурсов на разработку более затратных. Чтобы этот процесс был успешным, необходимо принять ряд дополнительных политических мер, которые и будут выделены в этой главе. Правительство ввело значительные налоговые льготы с целью стимулировать освоение следующего поколения российских нефтяных ресурсов, которое может потребовать дальнейших корректировок для того, чтобы отразить изменения в ценах на нефть, жесткий контроль специфических затрат на добычу, транспортировку и экспорт. В частности, для освоения этих более затратных ресурсов в традиционных и новых регионах нефтедобычи приоритет должен быть отдан наиболее рентабельным источникам нефтедобычи. Правительству Российской Федерации также потребуются изыскивать новые источники пополнения бюджета через диверсификацию экономики, поскольку необходимые налоговые льготы могут привести к снижению налоговых поступлений от добычи нефти в долгосрочном периоде.

---

## ПРЕДЛОЖЕНИЕ

---

### УРОВЕНЬ НЕФТЕДОБЫЧИ

Объемы добычи нефти и газового конденсата в России достигли в 2012 г. среднего уровня 10,73 млн барр./сут., или 517 млн т (+1,2 % к предыдущему году), и в 2013 г. общая добыча жидких углеводородов достигла 10,87 млн барр./сут., причем 10,09 млн барр./сут. пришлось только на нефть. Рекордно высокие цифры добычи в последние годы достигнуты на фоне средней цены нефти экспортной марки Urals, составлявшей 108,8 долл./барр. в 2013 г. (в 2011 г. – 110,3 долл./барр.), и улучшения налоговых условий, благодаря которому активизировалось бурение. Россия в 2012 и 2013 гг. была вторым в мире производителем жидких углеводородов, уступая Саудовской Аравии и опережая США; на долю России пришлось около 12 % совокупной мировой добычи. Эти уровни превысили и без того высокий сценарий нефтедобычи, предусмотренный Энергетической стратегией до 2030 г.

В России, по данным Министерства энергетики Российской Федерации, примерно половина чистого прироста добычи была обеспечена разрабатываемым ОАО «НК «Роснефть» Ванкорским месторождением в Восточной Сибири (на 3,1 млн т, или около 62 тыс. барр./сут.)<sup>1</sup>. Рост добычи также наблюдался на других месторождениях: в центральном блоке Талаканского месторождения, принадлежащего ОАО «Сургутнефтегаз» (добыча в 145 тыс. барр./сут. в 2013 г.), и на месторождениях, разрабатываемых «Роснефтью» в Тюменской области в рамках Уватского проекта. В Западной Сибири продолжился небольшой спад добычи (–0,2 % к предыдущему

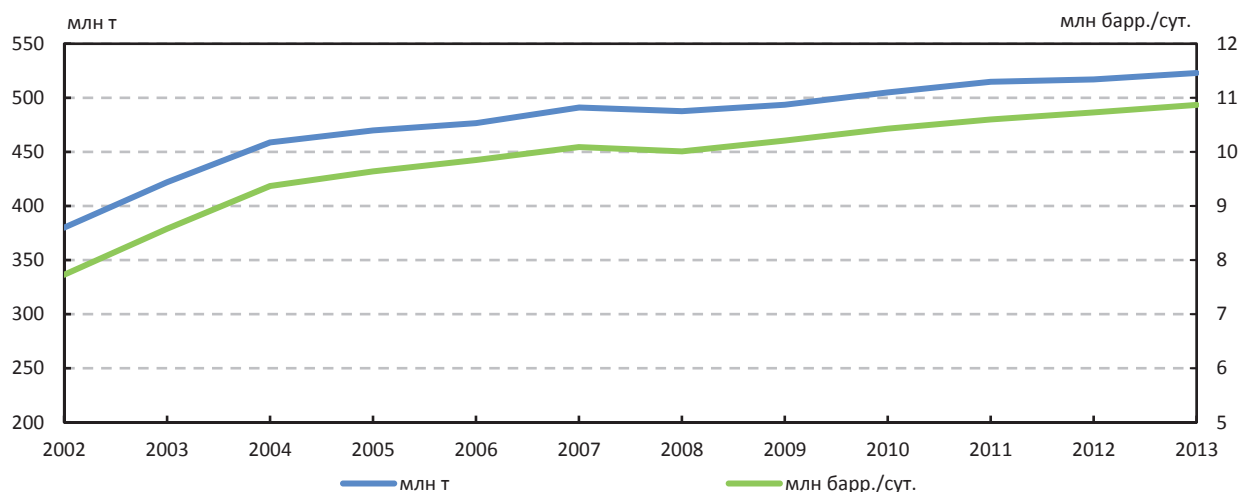
---

1. Для вполне точного перевода единиц недостает информации, так как неизвестно количество разных продуктов в общей добыче. Перевод единиц в этой главе должен дать читателю лишь общее представление о величинах, которые, впрочем, должны быть близки к полностью точной картине.



году)<sup>2</sup>, хотя темпы спада и снизились по сравнению с изменением в 2011 г. относительно 2010 г. (–1,5 %)<sup>3</sup>. Месячные объемы российской добычи достигли рекордных уровней – 10,12 млн барр./сут. нефти и 10,89 млн барр./сут. в совокупности жидких углеводородов (сентябрь 2013 г.). Этот рекорд был побит уже в октябре 2013 г., когда добыча нефти, согласно расчетам, достигла 10,19 млн барр./сут., а совокупная добыча жидких углеводородов – 10,96 млн барр./сут. На более зрелых месторождениях Западной Сибири спад за период с января 2012 г. был незначительным (около 30 тыс. барр./сут.) при объемах добычи чуть более 300 млн т<sup>4</sup> (около 6,2 млн барр./сут.). Месторождения Восточной Сибири более чем восполнили этот спад: рост добычи в период с января 2012 г. по сентябрь 2013 г. составил приблизительно 170 тыс. барр./сут. В целом за период с 2008 г. добыча на выработанных месторождениях Западной Сибири, спад которой наблюдался в середине 2000-х гг., была стабилизирована.

**Рисунок 6.1** Совокупная добыча жидких углеводородов в России в 2002–2013 гг.



Примечание: по данным Министерства энергетики Российской Федерации, совокупная добыча жидких углеводородов в России в 2013 г. составила 523 млн т, или 10,53 млн барр./сут. Поскольку плотность газоконденсата меньше, а часть российской добычи действительно представляет собой газоконденсатные жидкости, Международное энергетическое агентство (МЭА) преобразует цифры добычи «Газпрома» и «НОВАТЭКа», используя другой переводной коэффициент, что приводит к более высоким объемным величинам и добавляет базовые параметры для газоконденсатных жидкостей. Фактически российские правительственные данные не делают различий между сырой нефтью и газоконденсатом, равно как и составом газоконденсатных жидкостей, отсюда и неточности в количестве баррелей.

Источники: МЭА, Министерство энергетики Российской Федерации.

В начале 1990-х гг. нефтедобыча, рост которой в конце советской эпохи уже стагнировал, уменьшилась еще больше в результате разделения единой системы добывающих мощностей на множество региональных самостоятельных компаний, ни одна из которых не обладала достаточным капиталом для инвестиций. Наибольшее падение добычи было зафиксировано в 1996 г., а затем, в период 2000–2005 гг., наблюдался резкий рост. Он был обеспечен восстановлением объемов поставок из Западной Сибири, которое, в свою очередь, стало возможным благодаря реоргани-

2. Итоги работы нефтегазового комплекса и угольной промышленности Российской Федерации в 2012 г. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2013.

3. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», подпрограмма 3 «Развитие нефтяной отрасли». – Министерство энергетики Российской Федерации, 2013.

4. Там же.

зации основных производителей нефти и применению более современных методов контроля за разработкой месторождений, в частности относительно заводнения месторождений. По мере увеличения цен на нефть и объемов добычи Правительство Российской Федерации получило возможность повышать уровень налогообложения в отрасли, тогда как нефтяные компании, хотя поначалу и с трудом, стали показывать прибыль и увеличивать инвестиции<sup>5</sup>. В последние семь лет темпы ежегодного прироста стали более умеренными вследствие некоторого общего спада добычи в Западной Сибири. Спад этот, тем не менее, замедлился и даже отчасти приостановился, особенно в последнюю пару лет, благодаря более активному использованию горизонтального бурения и вводу в строй нескольких новых месторождений в традиционных регионах нефтедобычи. Новые источники введены в эксплуатацию на Сахалине, а позднее – в других, материковых районах Восточной Сибири. Следует также отметить значительный потенциал Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, несмотря на то что за 70 лет, прошедших с начала добычи, более 60 % извлекаемых запасов этого региона уже добыто. Добыча в Волго-Уральском бассейне непрерывно повышалась в период 2000–2012 гг. до почти 120 млн т в год, хотя ежегодные темпы роста снизились после 2006 г. В основном это обусловлено большими инвестициями нефтяных компаний, применением современных технологий и усовершенствованным контролем за разработкой месторождений, организацией работ на месторождениях, особенно в отношении применения заводнения. В 2012 г. более 90 % добычи по-прежнему обеспечивали зрелые месторождения, открытые до 1990 г.<sup>6</sup>, и, поскольку Волго-Уральский бассейн не исключение, в будущем ожидается прогрессирующее снижение добычи на этих месторождениях. По другим оценкам, в 2013 г. добыча на новых месторождениях, ГКЖ и добыча в рамках соглашений о разделе продукции (СРП) составили в сумме чуть менее 16 % общей добычи углеводородов<sup>7</sup>.

## СРЕДНЕ- И ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗЫ ДОБЫЧИ

В среднесрочной перспективе добыча жидких углеводородов может немного увеличиться: по оценкам Сбербанка, нетто прирост добычи жидких углеводородов может составить в совокупности около 750–800 тыс. барр./сут. к 2018 г., причем на долю «Газпром нефти» придется 221 тыс. барр./сут., «СеверЭнергии» – 216 тыс., ОАО «ЛУКОЙЛ» – 154 тыс., «Роснефти» – 188 тыс., «Газпрома» – 109 тыс. и «Башнефти» – 42 тыс., и это большей частью компенсирует любой спад добычи в Западной Сибири<sup>8</sup>. Согласно Среднесрочному отчету МЭА по нефтяному рынку за 2013 г., как и Обзору мировой энергетики за 2013 г., за 2013–2018 гг. совокупная добыча жидких углеводородов в России немного увеличится (до примерно 10,76 млн барр./сут.). Дополнительные 1,3 млн барр./сут. от новых месторождений и повышение нефтеотдачи низкопроницаемых обычных пластов перекроют 3-процентный средний спад добычи на старых месторождениях. Газовый конденсат добавит около 300 тыс. барр./сут. на протяжении прогнозного периода, так что газовые компании

5. Всесторонний и подробный обзор этого периода см. в: Тейн Густафсон. Колесо фортуны: битва за нефть и власть в России. – Кембридж: Белкнаппресс, издательство Гарвардского университета, 2012. – 662 с.

6. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 г. – М.: ЛУКОЙЛ, 2013. – URL: [www.lukoil.ru/static\\_6\\_5id\\_2202\\_.html](http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2202_.html).

7. Российские нефть и газ – две свадьбы и одни похороны: инвестиционное исследование. – М.: Сбербанк КИБ, 2014. – С. 49.

8. Нефть и газ России. Два портрета маслом. – Сбербанк КИБ, 2013. – С. 31.

фактически превращаются в нефтяные<sup>9</sup>. По оценкам Сбербанка, на газоконденсат, вероятно, придется 50 % роста с основной долей этих объемов у «СеверЭнергии». Сбербанк полагает, что на фоне роста объемов добычи газоконденсата и некоторой дополнительной добычи на новых месторождениях потребуется спад добычи на 3,8 % в год на старых месторождениях, чтобы сделать неизменной суммарную добычу жидких углеводородов в России. Однако поскольку спад на освоенных месторождениях, вероятно, будет намного меньшим, как это видно в последние годы, в среднесрочной перспективе добыча должна продолжить рост, хотя и небольшой<sup>10</sup>.

Правительство Российской Федерации уверено, что в долгосрочной перспективе нефтедобыча продолжит расти, хотя и незначительно. Энергетическая стратегия до 2030 г. предусматривает постепенный рост нефтедобычи в течение ближайших десятилетий до уровня 505–525 млн т (около 10,3–10,8 млн барр./сут.) в 2020–2022 гг. и 530–555 млн т (около 10,9–11,4 млн барр./сут.) в 2030 г. Дополнительная добыча планируется на уровне 31–34 млн т в год. В последнем прогнозе Правительство Российской Федерации намеревается стабилизировать годовую добычу нефти и конденсата до 2020 г. на уровне не менее 510 млн т (около 10,5 млн барр./сут.)<sup>11</sup>, а к 2030 г. – на уровне 525 млн т, при условии реализации потенциала добычи сланцевой нефти<sup>12</sup>.

Однако в сценарии новых стратегий Обзора мировой энергетики – 2013 МЭА ожидает, что добыча жидких углеводородов в России начнет постепенно снижаться, до 10,4 млн барр./сут. в 2020 г. и до 9,5 млн барр./сут. в 2035 г.

Разница между этими прогнозами обусловлена разными взглядами на скорость и темпы спада добычи в Западной Сибири и темпы развития нефтедобычи на новых месторождениях в Восточной Сибири и в Арктике. По данным Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 г., добыча нефти в Восточной Сибири увеличится более чем семикратно, а доля месторождений Восточной Сибири в совокупной нефтедобыче страны, как ожидается, вырастет с 3 % в 2008 г. до 18–19 % в 2030 г.

По данным «Обзора мировой энергетики-2013», добыча нефти на существующих месторождениях сократится с приблизительно 10 млн барр./сут. в 2012 г. до примерно 4 млн барр./сут. в 2035 г., т. е. на 60 %. Таким образом, главная задача для России заключается в постепенной компенсации потери в нефтедобыче на существующих сегодня месторождениях в объеме 6 млн барр./сут. на протяжении ближайших 20 лет.

По прогнозам МЭА, добыча ГКЖ в Западной Сибири значительно увеличится, а темпы роста добычи в Восточной Сибири будут ниже в силу затрат на освоение. Тем не менее совокупная добыча ГКЖ, как ожидается, увеличится более чем на 300 тыс. барр./сут. в ближайшие пять – восемь лет и достигнет совокупного уровня почти 800 тыс. барр./сут.<sup>13</sup>. Этому будет способствовать строительство технологических ни-

9. Среднесрочный обзор рынка нефти. – Париж : МЭА, 2013.

10. Российские нефть и газ – две свадьбы и одни похороны : инвестиционное исследование. – М. : Сбербанк, 2014. – С. 50–55.

11. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», подпрограмма 3 «Развитие нефтяной отрасли». – Министерство энергетики Российской Федерации, 2013.

12. Интерфакс, 7 ноября 2013 г., исходя из долгосрочного прогноза на период до 2030 г., опубликованного Министерством экономического развития Российской Федерации.

13. Обзор мировой энергетики – 2011. – Париж : МЭА, 2011.

ток стабилизации газа, подобных двум недавно введенным в эксплуатацию новым установкам на Пуровском заводе «НОВАТЭКа» (в 2013 г. было переработано 4,8 млн т, или около 99 тыс. барр./сут., и итоговая мощность завода после расширения составит 11 млн т, или около 226 тыс. барр./сут.), а также более низкий уровень налогообложения ГКЖ по сравнению с нефтью. Себестоимость добычи нефти на новых месторождений находится в диапазоне 6–10 долл. за 1 барр. в силу их удаленности и ограниченности инфраструктуры, в то время как в развитых районах нефтедобычи Западной Сибири затраты на добычу нефти оцениваются на уровне 4–8 долл. за 1 барр. По прогнозам МЭА, доля востока России в совокупной добыче увеличится с 7 % в 2010 г. всего до 11 % в 2030 г., однако добыча ГКЖ, возможно, изменит этот прогноз, в зависимости от жирности газа, который планируется здесь добывать.

Главная задача будет заключаться в привлечении инвестиций и опыта, необходимых для освоения новых методов и следующего поколения российских нефтяных ресурсов, будь то сланцевая нефть, методы повышения нефтеотдачи, ГКЖ, новые месторождения или ресурсы в труднодоступных областях арктического шельфа. Эти варианты приведут к значительному росту затрат на добычу, поскольку потребуют более совершенных технологий, увеличения объемов бурения, проектных специалистов и менеджеров самого высокого класса, которых зачастую приходится привлекать из иностранных компаний-партнеров. Иллюстрирует такое изменение масштабов с точки зрения затрат и технологий пример с трубами для устройства скважин. При стандартном для Западной Сибири вертикальном бурении требовались трубы, отвечающие стандартам Американского института нефти (API), стоимостью порядка 1 тыс. долл. за 1 т; для одной скважины требовалось 300 т труб. Скважины, необходимые для освоения баженовской свиты, должны противостоять более высоким давлению и коррозии, и для них требуются высококачественные трубы стоимостью около 3 тыс. долл. за 1 т, 400–450 т на одну скважину. Наконец при бурении на шельфе требуются высококачественные трубы стоимостью 3–4 тыс. долл. за 1 т, на скважину требуется около 1 тыс. т – т. е. стоимость труб примерно в 10 раз выше по сравнению со стоимостью труб, необходимых для обычной, простой вертикальной скважины. Эта цифра может быть немного меньшей для российского арктического шельфа, отличающегося малыми глубинами. Российскому рынку поставок и сервисов, включая ОАО «Трубная металлургическая компания», придется адаптировать продукцию и предложения к таким новым требованиям.

## ОСВОЕНИЕ МАТЕРИКОВЫХ РЕСУРСОВ

### Западная Сибирь: МУН

Пик нефтедобычи в Западной Сибири пришелся на 1988 г. (415 млн т, около 8,5 млн барр./сут.), затем добыча упала до самых низких уровней в 1996–1999 гг. и снова возросла и достигла пика в 2006 г., в частности с оживлением добычи на сверхгигантском Самотлорском месторождении<sup>14</sup>. В этом регионе сосредоточена большая часть российских запасов нефти, и по прогнозам он еще долго будет оставаться крупнейшим нефтедобывающим центром России. Темпы спада могут зависеть от четырех факторов: успешного совершенствования методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) на существующих месторождениях, разработки сланцев баженовской свиты, добычи ГКЖ и освоения нескольких новых месторождений.

14. См.: Тейн Густафсон. Колесо фортуны: битва за нефть и власть в России. – Кембридж : Белкнаппресс, издательство Гарвардского университета, 2012. – 662 с.

Существует потенциал компенсации спада добычи за счет повышения коэффициента извлечения нефти с помощью МУН<sup>15</sup>. Фактически итоговый коэффициент извлечения нефти в России составляет 30 %; это ниже среднемирового уровня, и геологи считают, что есть возможности для улучшения этого показателя. Для сравнения – в США он находится в диапазоне 35–43 %, в Норвегии – 46 %. Добыча с применением МУН составляет всего 3 % совокупной добычи в России; а в США – более 10 %<sup>16</sup>. До сих пор повышение коэффициента извлечения не считалось приоритетной задачей, и он увеличивался медленно: с 2008 г. всего на 2 %<sup>17</sup>.

В России огромный потенциал применения МУН, и Правительство Российской Федерации ставит задачу достичь улучшения коэффициента извлечения нефти до 0,47 к 2020 г.<sup>18</sup> При применении МУН в Западной Сибири высокая плотность скважин может стать спорным вопросом, однако развитой инфраструктура, а также доступная и обученная рабочая сила – благоприятные факторы. В целом главным препятствием до сих пор остается отсутствие стимулов к освоению новых, но более дорогостоящих скважин в этом районе, поскольку нет налоговых преимуществ. Еще одно препятствие – отсутствие доступного углекислого газа для закачки несмешивающегося газового агента, через который газ смешивается с нефтью либо растворяется в нефти, снижая ее вязкость и делая ее более пригодной для вытеснения водой<sup>19</sup>.

Действительно, внедрение МУН повысит издержки на бурение и операционные затраты, поскольку потребуются бурить новые, более совершенные скважины. Также увеличатся затраты на эксплуатацию и химические реагенты, закачку газа или пара для подогрева нефти наряду с нагнетанием воды, обеспечивающим стабильность дебетов. В частности, на зрелых месторождениях или на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов вместе с нефтью извлекается все больше и больше воды. Применение новых технологий может помочь увеличить коэффициент извлечения, а привлечение инвестиций упрощается, поскольку вся инфраструктура для добычи уже присутствует.

### **Западная Сибирь: сланцевая нефть и другие трудноизвлекаемые ресурсы**

Помимо повышения нефтеотдачи пластов Западная Сибирь обладает огромным потенциалом добычи из новых залежей сланцевой нефти (баженовская свита)<sup>20</sup>, а также других трудноизвлекаемых ресурсов в ачимовских толщах (выше баженовской свиты) и тюменских толщах (ниже нее) – см. рис. 6.2.

15. ПНП можно определить как набор технологий, позволяющих добывать больший процент нефти, который остается в недрах после первичной и вторичной добычи. Более подробно см.: Обзор мировой энергетики – 2013. – Париж : МЭА, 2013. – С. 437–441.

16. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 г. – М. : ЛУКОЙЛ, 2013. – URL: [www.lukoil.ru/static\\_6\\_5id\\_2202\\_.html](http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2202_.html).

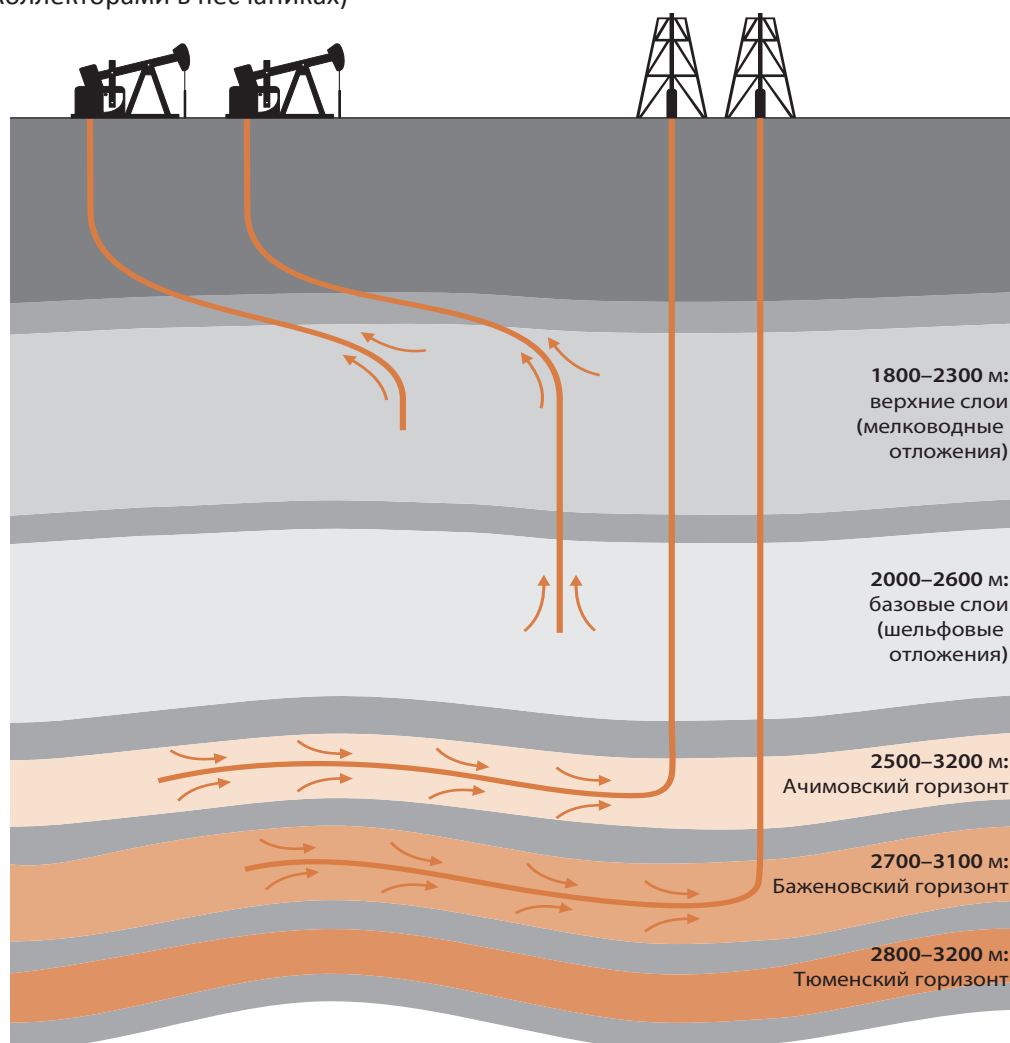
17. Институт энергетической стратегии. Презентация группе экспертов МЭА в июле 2013 г.

18. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», подпрограмма 3 «Развитие нефтяной отрасли». – Министерство энергетики Российской Федерации, 2013.

19. Обзор мировой энергетики – 2013. – Париж : МЭА, 2013.

20. Баженовская свита расположена в карбонатно-глинисто-кремнистых толщах, которые были открыты в 1970-х гг. Эта свита является основной нефтематеринской породой для коллекторов традиционной нефти в Западной Сибири со сверхнизкой проницаемостью, но высокой насыщенностью нефтью, залегающих на глубинах от 2 до 3,5 км на площади более 1 млн км<sup>2</sup>. Общая толщина баженовской свиты и ее коллекторов – от 3 до 8 м.

**Рисунок 6.2** Геологическая структура трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири (сравнительно с коллекторами в песчаниках)



Источники: ОАО «НК «Роснефть»; МЭА. Обзор мировой энергетики – 2013. – Париж : МЭА, 2013.

При высоких ценах на нефть с учетом технологического прогресса и понимания необходимости компенсировать спад добычи обычной нефти в России потенциал добычи сланцевой нефти в стране в последнее время оказался в центре внимания российской нефтяной отрасли. На самом деле, несмотря на большие различия в оценках потенциала запасов, многие согласны с тем, что он огромен. По оценкам экспертов, ресурсный потенциал и потенциал добычи нефти даже выше, чем в Арктике.

Согласно отчету компании Эдвансд Ресорс Интернешнл (Advanced Resources International, ARI), представленному в составе отчета Управления энергетической информации США, в России крупнейшие в мире запасы сланцевой нефти: ее ресурсы составляют 1243 млрд барр., из которых 74,6 млрд приходится на технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти только в баженовской свите<sup>21</sup>.

21. Управление энергетической информации США (Energy Information Administration, EIA). Технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти и сланцевого газа. Оценка 137 сланцевых залежей в 41 стране за пределами США. – EIA, 2013. – URL: [www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersviii\\_xiii.pdf?zscb=94365156](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersviii_xiii.pdf?zscb=94365156).



По данным Министерства энергетики Российской Федерации, совокупные запасы баженовской свиты в начале 2012 г. составляли 501 млн т (примерно 3758 млн барр.): 284 млн т категорий ABC1 и 217 млн т категории C2 (см. вставку 6.1 с объяснением российской системы классификации запасов). Эти огромные различия вызваны отличающимися предположениями о том, какие ресурсы являются технически извлекаемыми и рентабельными и на возможные значения коэффициента извлечения.

В недавнем исследовании Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО высказано мнение о том, что средний коэффициент извлечения сланцевой нефти в России находится в вероятных пределах 2–3 %, и поэтому экономически эффективные запасы не следует преувеличивать, прогноз добычи в России несопоставим с месторождением Баккен (США)<sup>22</sup>. Основная часть запасов находится на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО – Югра) – 489 млн т<sup>23</sup> (около 3668 млн барр.). По данным Федерального агентства по недропользованию, к 2025 г. нефтедобыча из баженовской свиты может достичь 52 млн т в год<sup>24</sup> (около 1,1 млн барр./сут.), или приблизительно 10 % существующей нефтедобычи.

В 2013 г. Правительство Российской Федерации ввело крупные налоговые льготы для трудноизвлекаемой нефти, которые сделали возможным ускорение геологоразведочных работ и опытно-промышленную разработку сланцевой нефти. В законе ресурсы классифицированы по проницаемости, толщине, истощенности месторождения, размеру коллектора; предусмотрены коэффициенты, уменьшающие ставку налога на добычу полезных ископаемых (см. раздел по налогам). В трудноизвлекаемую категорию входит сланцевая нефть баженовских залежей, а также высоковязкая нефть, извлекаемая из коллекторов, например с использованием метода нагревания пластов паром (вытеснение нефти паром).

В качестве положительного отклика на налоговые льготы основные компании, владеющие лицензиями на добычу в Западной Сибири, уже готовятся провести пробное бурение в целях разработки этих ресурсов совместно с рядом международных нефтяных корпораций: «Газпром нефть» – с Shell (в рамках совместного предприятия Salym Petroleum), ExxonMobil – с «Роснефтью». Statoil с «Роснефтью» объявили в 2012 и 2013 гг. о заключении договоров о совместной разведке и оценке коммерческой целесообразности освоения ресурсов. Shell и «Газпром нефть» планируют опытные работы на Пальяновской площади бажено-абалакского горизонта Краснотинского месторождения, а также на баженовском горизонте Салымского месторождения. ExxonMobil и «Роснефть» изучают баженовский горизонт уже эксплуатируемого Приобского месторождения, а Statoil с «Роснефтью» исследуют сланцевые ресурсы Ставрополя на юге России<sup>25</sup>.

Текущая добыча из баженовских горизонтов составляет около 1 млн т нефти в год<sup>26</sup>. Хотя крупнейшие российские нефтедобывающие компании создают союзы с ино-

22. Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым Баккеном? – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2013.

23. Министерство энергетики Российской Федерации.

24. Интерфакс, 7 ноября 2013 г., Москва.

25. Хендерсон Джеймс. Потенциал добычи сланцевой нефти в России. – Оксфордский институт энергетических исследований, 2013. – URL: [www.oxfordenergy.org/2013/10/tight-oil-developments-in-russia](http://www.oxfordenergy.org/2013/10/tight-oil-developments-in-russia).

26. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 г.– М. : ЛУКОЙЛ, 2013. – URL: [www.lukoil.ru/static\\_6\\_5id\\_2202\\_.html](http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2202_.html).

странными компаниями для привлечения опыта освоения сланцевой нефти, по ряду причин пока что неясно, выиграет ли Россия от «золотого века» сланцевой нефти и когда это произойдет.

Российская отрасль пока что находится на этапе тестирования различных технологий, и более конкретных и надежных результатов следует ожидать только в конце 2014 г. или в 2015 г. Геология российских недр в этих районах отличается от структур североамериканских залежей<sup>27</sup> по толщине и пористости. Баженовский горизонт, кроме того, сильно разнороден по структуре и менее хрупок, чем залежи Баккена в Северной Дакоте. Кроме того, как это наблюдается в Соединенных Штатах, производительности скважин могут сильно различаться. Неясно, будут ли высокие дебиты, получаемые в начале разработки, достаточными для покрытия затрат до начала спада и достаточно ли скважин для того, чтобы вести промышленную добычу. В ходе пробной эксплуатации скважин, необходимой для того чтобы определить, где именно сосредоточены ресурсы и каков наилучший метод их извлечения – это одна из самых серьезных технических проблем. Как следствие, на момент подготовки этого материала по-прежнему высока неопределенность в отношении объемов извлекаемых экономически оправданными методами ресурсов<sup>28</sup>. На этом фоне Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО полагает, что в среднесрочной перспективе уровни добычи останутся скромными, и более вероятно, что рост добычи придет с малопроницаемых коллекторов ачимовского и тюменского пластов<sup>29</sup>.

Также ощущается нехватка материальной базы (в особенности установок для многоэтапного гидроразрыва пласта) и квалифицированного персонала для эксплуатации этого оборудования. Для освоения российского потенциала сланцевой нефти потребуются достаточно быстро и по разумной цене пробурить тысячи горизонтальных скважин. Средние затраты на бурение и заканчивание скважины составляют в США 8–8,5 млн долл., и вопрос в том, насколько выше будет средняя стоимость скважины в России – наиболее сложные скважины могут стоить до 15 млн долл. По итогам недавнего исследования было подсчитано, что в ближайшие десять лет необходимо построить до 275 новых буровых установок, чтобы выполнить планы добычи, для чего потребуются инвестиции в размере около 15 млрд долл.<sup>30</sup>

Кроме того, хотя в некоторых районах существующие лицензии допускают бурение на более глубокие горизонты, во многих случаях, тем не менее, необходимо будет приобретать лицензии, что может занять некоторое время.

Кроме того, партнерства с западными компаниями пока что находятся на ранних стадиях, и в России не хватает малых и средних компаний, располагающих капиталом для принятия рисков и высокой способностью к адаптации – именно они сыграли одну из ключевых ролей в американской «сланцевой революции». Освоение

---

27. Подробное обсуждение вопросов геологии трудноизвлекаемых ресурсов и технических задач добычи см.: Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым Баккеном? – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2013.

28. Хендерсон Джеймс. Потенциал добычи сланцевой нефти в России. – Оксфордский институт энергетических исследований, 2013. – URL: [www.oxfordenergy.org/2013/10/tight-oil-developments-in-russia](http://www.oxfordenergy.org/2013/10/tight-oil-developments-in-russia).

29. Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым Баккеном? – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2013.

30. Хендерсон Джеймс. Потенциал добычи сланцевой нефти в России. – Оксфордский институт энергетических исследований, 2013. – URL: [www.oxfordenergy.org/2013/10/tight-oil-developments-in-russia](http://www.oxfordenergy.org/2013/10/tight-oil-developments-in-russia).

ресурсов сланцевой нефти (light tight oil) в США шло методом проб и ошибок, но уроки, полученные в процессе освоения, могут оказаться неприменимыми к российским ям. И когда российские компании изучат риски освоения ресурсов сланцевой нефти в сравнении с возможностями капиталовложения в альтернативные проекты, они могут прийти к логичному выводу, что в российском контексте альтернативные объекты инвестиций просто являются более предпочтительными. И последнее, но не менее важное: несмотря на предоставленные Правительством Российской Федерации налоговые преференции в отношении трудноизвлекаемых запасов нефти, эти льготы могут быть недостаточными для стимулирования инвестиций. Причина – огромные затраты на разработку, особенно с учетом того, что некоторые дорогостоящие скважины могут оказаться сухими или же их дебиты будут недостаточными, чтобы экономически оправдать добычу. Главный вопрос, на который предстоит ответить: будут ли компании удовлетворены доступным им уровнем дохода, когда определятся с размером затрат на освоение и потенциалом добычи. Возможно, потребуются дальнейшие консультации между компаниями и Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством финансов Российской Федерации. Экспортные пошлины, возможно, придется скорректировать для обеспечения жизнеспособности этих проектов, что в данном случае означало бы шаг в направлении налогообложения прибыли по проектному принципу. Правительству Российской Федерации также следует решить, стоит ли отдавать месторождения, освоение которых может быть экономически оправдано только при исключительно низких налоговых режимах, приоритет перед другими объектами инвестиций, такими как МУН на традиционных месторождениях.

На этом фоне Обзор мировой энергетики – 2013 МЭА оценивает потенциал добычи на уровне 200 тыс. барр./сут. к 2018 г. с возможностью дальнейшего увеличения в более отдаленной перспективе. Одним из ключей к этим богатейшим залежам являются налоговые льготы. Новое законодательство, вступившее в силу в 2014 г., предусматривает длительное освобождение от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), и это хорошо приняла отрасль, однако можно было бы обсудить реструктуризацию нормативно-правовой базы, чтобы ориентировать ее на налогообложение прибыли, а не объема добытого сырья. Кроме того, для дальнейшего развития может также потребоваться снижение ставок экспортной пошлины.

#### **Вставка 6.1 «Сланцевая революция» в России? Уроки США**

Добыча нетрадиционной нефти в США росла такими темпами, что там произошла настоящая революция. Она позволила стране восстановить и ускорить нефтедобычу настолько, что США с высокой вероятностью вскоре обгонят Россию по совокупным объемам добычи жидких углеводородов.

Ключевые факторы, способствующие буму нефтедобычи в США:

- технологический прогресс в отношении многоэтапного гидравлического разрыва и горизонтального бурения скважин;
- высокие цены на нефть;
- очень крупная и эффективная индустрия нефтесервиса, обеспечивающая отрасль буровыми установками и скважинами по очень доступным и конкурентным ценам, что необходимо, чтобы справиться со стремительным уменьшением объемов добываемой нефти;

**Вставка 6.1 «Сланцевая революция» в России? Уроки США (продолжение)**

- зрелые и эффективные национальные финансовые институты: венчурные компании и частные фирмы, готовые финансировать независимые компании и более открытые для различных форм частного финансирования;
- хорошо развитая инфраструктура секторов транспортировки и сбыта, достаточные объемы водоподачи;
- благоприятный инвестиционный климат и условия, позволяющие тысячам нефтяных компаний без проблем входить на рынок, такие как простое лицензирование, а также создание рабочих мест и способствование экономическому процветанию, что стимулирует принятие местным населением;
- благоприятная налоговая среда;
- многочисленная и квалифицированная рабочая сила;
- последнее, но не менее важное: благоприятная нормативно-правовая среда, когда собственники земли владеют ресурсами недр и могут заключать договоры о разведке с нефтяными компаниями.

Из сравнения с Россией видно, что многие из этих условий удовлетворены (хотя в силу различий в геологии некоторые технические и геологические уроки не могут быть прямо применены). Однако ключевые отсутствующие элементы – очень крупная и эффективная индустрия нефтесервисов, предоставляющая вышки и скважины по конкурентным ценам и при превосходной готовности, а также, возможно, налоговая среда, полностью стимулирующей привлечение инвестиций.

**Газоконденсатные жидкости**

На российской совокупной нефтедобыче будет благоприятно сказываться также и рост объемов добычи жирного газа в предстоящие годы, вследствие чего граница между нефтяными и газовыми компаниями будет постепенно размываться, как это происходит в других странах. Жирный газ валанжинских залежей, в отличие от сухого газа традиционного сеноманского яруса, залегает на большей глубине (как правило, от 1700 до 3200 м, по сравнению с 1100–1700 м для сухого газа), под большим давлением и при более высоких температурах. Другие газонасыщенные структуры – ачимовские залежи, расположенные ниже валанжинских, и туронские плотные газовые коллекторы, залегающие выше сеноманского яруса. В октябре 2013 г. возросшая добыча ГКЖ внесла немалый вклад в общий рекордный показатель добычи жидких углеводородов, зарегистрированный в России, особенно в главном российском газодобывающем регионе, Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО).

Газ, добываемый в новых регионах, например в Восточной Сибири и на Сахалине, также содержит больше жидкостей по сравнению с газом традиционных районов газодобычи в ЯНАО, так что с освоением новых ресурсов количество жидкостей на единицу сухого газа только увеличивается. Темпы инвестиций в строительство газоперерабатывающих заводов, где происходит отделение ГКЖ, слишком медленные, поэтому в настоящее время на рынке реализуется лишь малая часть этана и около половины бутана и пропана. Однако дальнейшее развитие газоперерабатывающих мощностей является важной частью стратегии Министерства энергетики Российской Федерации: на ближайшие десять лет запланирован ввод дюжины за-

водов – новых или после переоснащения. У компаний есть мощный стимул вкладывать средства в перерабатывающие мощности, так как эти жидкости весьма рентабельны и вносят весомый вклад в общую рентабельность проектов по разведке и добыче газа. Фактически цена нефти и налоговый режим в настоящее время весьма благоприятны для ГКЖ, что уже побудило такие компании, как «НОВАТЭК», инвестировать в газоперерабатывающие производства и развивать экспорт ГКЖ. «НОВАТЭК» может зарабатывать на конденсатах 40–42 долл. за 1 барр., в то время как средняя прибыль за 1 барр. у российских производителей нефти в конце 2013 г. была около 14 долл.<sup>31</sup> Это вносит весьма высокий вклад в рентабельность газовых месторождений компании и обеспечивает доступ к экспортным рынкам, в то время как сетевой газ поставляется только на внутренний рынок. За последние несколько лет добыча ГКЖ в России возросла до беспрецедентного уровня. Этот рост будет продолжаться. Исследования «Сбербанк КИБ» показывают, что на жирный газ будет приходиться 60 % совокупного роста добычи жидких углеводородов в России в период 2013–2020 гг.<sup>32</sup>

«Газпром» – крупнейший производитель ГКЖ в России – регистрирует стабильный рост добычи: 11,3 млн т (около 263 тыс. барр./сут.) в 2010 г., 12,1 млн т (около 282 тыс. барр./сут.) в 2011 г., 12,9 млн т (около 300 тыс. барр./сут.) в 2012 г.; добыча газового конденсата в «Газпроме» увеличилась на 15 % к предыдущему году<sup>33</sup>. По данным компании, добыча вырастет до 18,1 млн т (около 420 тыс. барр./сут.) в 2016 г. «Сбербанк» в своем анализе прогнозирует, что «НОВАТЭК» и аффилированные с ним компании в 2013–2017 гг. нарастят добычу ГКЖ на 17 млн т (около 396 тыс. барр./сут.), причем доля собственно «НОВАТЭКА» составит 5,9 млн т (около 137 тыс. барр./сут.) по сравнению с 4,2 млн т (около 109 тыс. барр./сут.) в 2013 г. (в совокупности это составит около 20 % общей российской добычи газовых конденсатов). В частности, проекты «СеверЭнергии» становятся символом бума добычи жирного газа в России и постепенно обгоняют месторождения сухого газа. Только «СеверЭнергия», акционером которой является «НОВАТЭК» с долей 50,8 %, может добыть одну треть этого совокупного объема газовых конденсатов<sup>34</sup>.

### **Проекты освоения новых месторождений в развитых районах добычи**

В Западной Сибири многие новые нефтяные месторождения не так велики, как те, которые известны с советского периода. В 2011 г. «Роснефть» получила лицензию на Наульское нефтяное месторождение с запасами более 50 млн т (около 367 млн барр.). Начало промышленной добычи ожидалось в 2014 г.

«Башнефть» и «ЛУКОЙЛ» создали совместное предприятие «Башнефть Полюс» для освоения нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова в Тимано-Печорском бассейне за Полярным кругом. Извлекаемые запасы составляют около 140 млн т (около 1026 млн барр.). «Башнефть» приобрела эту лицензию в 2011 г., на месторождении им. Р. Требса опытно-промышленная добыча началась в конце 2013 г. Объем нефтедобычи к концу 2013 г. составлял 0,3 млн т (около 6 тыс. барр./сут.), про-

31. «НОВАТЭК» засматривается на нефть // ArgusFSUEnergy. – 14 ноября 2013 г.

32. Нефть и газ России. Два портрета маслом. – Сбербанк КИБ, 2013.

33. Вебсайт ОАО «Газпром»: [www.gazprom.ru](http://www.gazprom.ru).

34. Нефть и газ России. Два портрета маслом. – Сбербанк КИБ, 2013; НОВАТЭК объявил предварительные производственные показатели за четвертый квартал и весь 2013 г. – URL: [www.novatek.ru/en/press/releases/index.php?id\\_4=823](http://www.novatek.ru/en/press/releases/index.php?id_4=823).

гноз на 2014 г. составляет 0,9 млн т (около 18 тыс. барр./сут.). Начало промышленной добычи запланировано на 2016 г., достижение максимального уровня добычи нефти – 4,8 млн т (около 96 тыс. барр./сут.) – ожидается к 2020 г., когда будут введены в эксплуатацию около 200 скважин. «Башнефть» владеет еще четырьмя лицензиями в Тимано-Печорском нефтеносном бассейне. «ЛУКОЙЛ» недавно приобрел право на разработку Имилорского месторождения, расположенного в Западной Сибири, с запасами нефти категорий ABC1 и C2, составляющими 193,7 млн т (около 1420 млн барр.).

### **Восточная Сибирь: новые месторождения**

Ожидается, что Восточная Сибирь внесет большой вклад в прирост добычи углеводородов в России в период до 2035 г., особенно поскольку в отношении региона введены налоговые льготы (см. раздел «Налогообложение»). В дополнение к Ванкорскому месторождению «Роснефть» также планирует разрабатывать Юрубчено-Тохомское и Верхнечонское месторождения. Согласно правительственным данным, доля Восточной Сибири в совокупной нефтедобыче составляла приблизительно 6,7 % в 2012 г., но может увеличиться до 16 % к 2030 г.<sup>35</sup>

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение, введенное в эксплуатацию в 2009 г. «Роснефтью», является крупнейшим месторождением нефти и газового конденсата из открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет, причем запасы оцениваются на уровне 3 млрд баррелей. Ванкорское месторождение расположено в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, но с административной точки зрения оно находится в Восточной Сибири. Извлекаемые запасы Ванкорского месторождения в настоящее время оцениваются на уровне 524 млн т (около 3,84 млрд барр.) нефти и газового конденсата. Объемы добычи на месторождении растут – до 18,3 млн т (около 367 тыс. барр./сут.) в 2012 г. и 22 млн т в 2014 г. (442 тыс. барр./сут.) – и продолжат расти вплоть до достижения максимального уровня добычи нефти – 25 млн т в год<sup>36</sup> (около 502 тыс. барр./сут.) за счет совместной разработки Сузунского, Тагульского и Лодочного месторождений, приобретенных как часть компании ТНК-ВР. «Роснефть» построила 500-километровый трубопровод от Пурпе до Самотлора (см. раздел «Инфраструктура»), связывающий Ванкорскую группу месторождений с системой «Транснефти» и создающий связку с трубопроводом «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) и восточными рынками.

Юрубчено-Тохомское месторождение – одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений Красноярского края. Его запасы нефти категорий ABC1 + C2 составляют 348 млн т (около 2,61 млрд барр.), и оно расположено не более чем в 100 км от Куюмбинского месторождения, второго по величине в регионе (запасы ABC1 + C2 составляют 530 млн т, или 3,97 млрд барр.). Юрубчено-Тохомское месторождение будет разрабатываться совместным предприятием с участием «Газпромнефти» и «Роснефти». Начало добычи запланировано на 2017 г. В целях транспортировки и экспорта этой нефти в IV квартале 2016 г. будет завершено строительство трубопровода протяженностью 603 км и пропускной способностью 15 млн т в год (около 308 тыс. барр./сут.) от Куюмбы, где расположено это и ряд других месторождений, до Тайшета – начала ВСТО.

35. Интерфакс, 7 ноября 2013 г., исходя из долгосрочного прогноза Министерства экономического развития на период до 2030 г.

36. [www.rosneft.ru](http://www.rosneft.ru)



Возможные запасы Верхнечонского месторождения в Иркутской области, оператором которого является дочернее общество Роснефти «Верхнечонскнефтегаз», составляют 434 млн барр. нефти и газового конденсата. Промышленная добыча начата в 2008 г., пик ожидается на уровне 150 тыс. барр./сут.

В 2013 г. «Роснефть» присоединила ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» к дочернему обществу «Роснефти» ООО «РН-Восточная Сибирь»; это позволит «Роснефти» поставить на баланс запасы Среднеботуобинского месторождения и увеличить добычу в Восточной Сибири. Сразу же после объявления новости о консолидации «Роснефтью» «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация подписали меморандум, предусматривающий создание совместного предприятия по освоению и добыче нефти на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении – одном из крупнейших в Восточной Сибири. Добыча началась в сентябре 2013 г. и достигла уровня 19 тыс. барр./сут. к ноябрю 2013 г. Ожидается, что к 2017 г. ее объемы возрастут до 5 млн т в год (около 100 тыс. барр./сут.).

### **Другие проекты освоения новых месторождений**

На Ямале не только планируется рост объемов добычи ГКЖ, здесь также реализуются проекты освоения новых нефтяных месторождений. Одним из них является Восточно-Мессояхское месторождение, разрабатываемое «Газпромнефтью» и «Роснефтью», где первая нефть была добыта в ходе опытно-промышленной эксплуатации в 2012 г. Партнеры по проекту заявляют, что более точная оценка запасов нефти и объемов нефти, поступающих из скважин, будет доступна в 2014 г. и что по предварительным оценкам максимальный уровень добычи нефти может быть достигнут к 2022–2023 гг. на уровне 10 млн т нефти и 5 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

## **ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ**

### **Каспийский бассейн**

В недрах российской акватории Каспийского моря, как и прикаспийских земель, содержатся значительные ресурсы нефти. Весьма активно нефтедобычу в этом регионе развивает «ЛУКОЙЛ». Доказанные запасы нефти месторождения им. Юрия Корчагина, открытого в 2000 г., составляют 270 млн барр. Это первое крупное шельфовое месторождение, которое будет разрабатываться в российском секторе Каспийского моря. Добыча начата в 2010 г., темпы ее роста были самыми высокими среди нефтяных месторождений «ЛУКОЙЛа», объемы выросли до 454,8 тыс. т (около 9 тыс. барр./сут.) в 2012 г. Прогнозируется дальнейший рост до 2,5 млн т в год (около 50 тыс. барр./сут.). Месторождение им. В. Филановского – крупнейшее шельфовое месторождение в российской акватории Каспийского моря с извлекаемыми ресурсами более 1 млрд барр. – открыто в 2005 г. Его ввод в эксплуатацию ожидается в 2016 г., нефть, добываемая там, будет освобождена от экспортной пошлины в 2016–2022 гг. Вероятные объемы добычи – 6,2 млн т (около 127 тыс. барр./сут.) нефти и конденсата в год. Начало разработки Центрального месторождения на Каспийском море, которая должна происходить в рамках соглашения о разделе продукции (СРП) между «ЛУКОЙЛом», «Газпромом» и «КазМунайГазом», вероятно, задержится из-за споров о юридической форме разработки месторождения<sup>37</sup>.

## Охотское море, Сахалин

«Роснефть» начала работы по геологоразведке и анализу воздействия на окружающую среду на блоках в Охотском море (Лисянский, Кашеваровский и Магадан-1) в июле 2013 г. совместно со Statoil. Совокупные потенциальные извлекаемые ресурсы составляют 1741 млн т нефтяного эквивалента (н. э.). Пик добычи на проекте Сахалин-1 был достигнут в 2007 г. на уровне приблизительно 11,2 млн т в год (229 тыс. барр./сут.), и с тех пор добыча понемногу снижается. Однако дополнительные объемы от месторождений Одопту-море (с 2009 г.) и Аркутун-Даги, где первую нефть планируется получить в 2014 г., могут поднять добычу до 225 тыс. барр./сут. к 2020 г. В ноябре 2013 г. совокупная добыча на Сахалине-1 и Сахалине-2 составила 252 тыс. барр./сут. На Сахалине-3 также существует потенциал наращивания объемов нефтедобычи, однако ожидать начала промышленной добычи здесь в ближайшее время не следует. Наконец, Газпром с высокой вероятностью будет добывать газовый конденсат на Киринском и Южно-Киринском месторождениях, особенно на Южно-Киринском.

## Черное и Карское моря

В апреле 2012 г. «Роснефть» и Eni создали совместное предприятие в целях разведки Западно-Черноморской площади. Площадь охватывает акваторию площадью 8600 км<sup>2</sup> на глубинах от 600 до 2250 м. Лицензионными обязательствами предусмотрено бурение двух разведочных скважин в 2015–2016 гг. «Роснефть» заявляет, что совокупные извлекаемые запасы по итогам некоторого объема сейсморазведки могут составлять приблизительно 10 млрд баррелей.

В 2013 г. «Роснефть» и ExxonMobil образовали совместные предприятия для проектов на Черном (ООО «Туапсеморнефтегаз») и Карском (ООО «Карморнефтегаз») морях. Они начнут работы по реализации проектов в качестве операторов. В каждом из проектов доля Роснефти – 66,67 %, а ExxonMobil – 33,33 %. Начальные затраты по разведке двух районов оценивались в более чем 3,2 млрд долл., большая часть из которых будет финансироваться ExxonMobil. Начало буровых работ запланировано на 2014 г.

## Арктика

Хотя от арктических ресурсов ожидают многого, прогнозы МЭА по нефтедобыче в Арктике, приведенные в Обзоре мировой энергетики, остаются скромными – 0,11 млн барр./сут., 1,1 % совокупной добычи в России к 2035 г. Существующее законодательство ограничивает доступ частных компаний к шельфовым месторождениям вне совместных предприятий с «Газпромом» или «Роснефтью». «Роснефть» и ExxonMobil намереваются провести разведочное бурение в 2014 г. в Карском море. Правительство Российской Федерации предоставило полное освобождение от НДС и экспортной пошлины до 2042 г., однако для привлечения более значительных инвестиций, вероятно, потребуются дополнительные стимулы с учетом высоких прогнозируемых затрат на добычу. Таким образом, полное освоение этого потенциала – дело отдаленного будущего, для которого потребуется более полное знание об уровне извлекаемых экономически целесообразными методами запасов на шельфовых лицензионных участках.

Тем не менее в декабре 2013 г. «Газпром» начал разработку Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море и планирует добывать 7 тыс. барр./сут., или

300 тыс. т нефти, в 2014 г. (месторождение передается «Газпромнефти»). Как ожидается, максимальный уровень добычи, будет достигнут в 2016 г. и составит 6 млн т в год (около 139 тыс. барр./сут.), однако возможны задержки. Это месторождение, открытое в 1989 г., расположено на шельфе Печорского моря, в 60 км от береговой линии, на глубине 19–20 м. Внимание к месторождению привлекла недавняя попытка активистов «Гринпис» забраться на платформу, для того, чтобы выразить опасения относительно состояния окружающей среды (см. раздел «Арктика» главы «Природный газ»). Проект предусматривает бурение 36 скважин с помощью двух технологических судов ледового класса и двух танкеров ледового класса. Запасы составляют около 70 млн т (около 595 млн барр.) нефти. Компания Total является оператором проекта по разработке Харьягинского месторождения в 60 км на север от Полярного круга в Тимано-Печорском бассейне в рамках СРП, предусматривающего добычу 5 тыс. барр./сут. Это единственное действующее ныне СРП в дополнение к проектам на Сахалине.

Важнейшее значение будут иметь соблюдение высоких технологических, экологических стандартов и стандартов безопасности, прозрачность деятельности, и процедуры представления отчетности. В частности, ликвидация нефтяных разливов и аварийное реагирование в такой чувствительной среде, как арктический шельф, должны быть надежными, гибкими и эффективными, чтобы сократить до минимума потенциальное воздействие на окружающую среду. Необходимо разработать методы для выбора наиболее подходящих, эффективных и безопасных технологий, а нормативно-правовое регулирование должно включать в себя самый передовой опыт в этой области, в частности принятие подходов Incident Command System (Системы управления в чрезвычайных ситуациях). Федеральный закон от 30.12.2012 г. № 287-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон „О континентальном шельфе Российской Федерации“ и Федеральный закон „О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации“» является хорошим шагом в этом направлении и только выиграет от дальнейшего расширения.

## РЫНОЧНАЯ СТРУКТУРА СЕГМЕНТА ДОБЫЧИ

Количество компаний – владельцев лицензий на недропользование, которые вели добычу нефти и газового конденсата в России в 2012 г., составляло 301, в том числе:

- 124 компании и организации, входящие в структуры восьми вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), каждая из которых объединяет разведку, добычу, переработку, распределение и розничную реализацию («Газпром» и «Газпромнефть» считаются как единая компания);
- 174 независимые компании, на долю которых пришлось 12 % совокупной добычи в 2012 г. (крупнейшей из них является «Томскнефть», намного опережающая ближайших конкурентов);
- три консорциума, работающие по трем СРП, – Сахалин-1, Сахалин-2 и Харьягинскому. На долю СРП пришлось около 2,7 % совокупной добычи в 2012 г.

Четыре ключевые компании – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Газпром нефть» – добывают примерно 71 % совокупного объема (данные за 2013 г.). В российской нефтяной отрасли произошли действительно коренные изменения. В начале 2000-х гг. частные нефтедобывающие компании («Юкос», «Сибнефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз») способствовали росту нефтедобычи. С середины

2000-х гг. нефтедобыча концентрировалась в руках контролируемых государством компаний («Роснефть», «Газпром нефть»), а крупных частных компаний в конце 2013 г. осталось лишь две: «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз». В 2013 г. «Роснефть» поглотила ТНК-ВР, так что на долю одной «Роснефти» пришлось немногим менее 40 % совокупной российской добычи нефти и конденсата – 4,2 млн барр./сут. (в 2013 г.)<sup>38</sup>. На частные компании приходится около 57 % общей добычи жидких углеводородов в России, однако в среднесрочной перспективе эта доля, вероятно, уменьшится, поскольку в ближайшие годы «Газпром нефть» и «Роснефть», похоже, увеличат добычу. В этом заключается коренное отличие от ситуации в конце 1990-х – 2000-х гг., когда основной прирост объемов добычи практически полностью обеспечивался частными компаниями, которые внедрились в отрасль с собой современные технологии и методы управления.

#### **Вставка 6.2** Восемь российских ВИНК

**ОАО «НК «Роснефть».** «Роснефть» – крупнейшая ВИНК, сформировавшаяся в результате приобретения активов, ставшего возможным после масштабной приватизации российской нефтяной отрасли. «Роснефть» создана в 1993 г. как государственное предприятие на базе активов, ранее принадлежавших «Роснефтегазу» – правопреемнику Министерства нефти и газа СССР. В 1995 г. «Роснефть» правительственным указом была преобразована в ОАО. Общие объемы добычи прежней «Роснефти» и приобретенного ею ОАО «ТНК-ВР Холдинг» (переименованного в ОАО «РН-Холдинг») в настоящее время составляют около 40 % совокупной добычи России. «Роснефть» планирует ввести в эксплуатацию 12 новых месторождений в 2013–2015 гг., что позволит увеличить добычу на 400 тыс. барр./сут. к 2017 г. и на 800 тыс. барр./сут. к 2020 г. Однако из-за спада добычи на зрелых месторождениях общий рост нефтедобычи, вероятнее всего, будет ограничен приблизительно 1 % в течение этого периода.

**ОАО «ЛУКОЙЛ».** Официально зарегистрированная на бирже компания «ЛУКОЙЛ» – вторая по величине в России и крупнейшая в мире частная и торгуемая на бирже нефтегазовая компания по объемам доказанных запасов нефти. Компания добывает 16,5 % российской нефти и обеспечивает 17,7 % объемов нефтепереработки.

В России основная ресурсная база компании расположена в Западной Сибири. Выручка в 2012 г. составила 139,1 млрд долл., чистая прибыль – 11 млрд долл. Добыча в июле 2013 г. возросла до 1,73 млн барр./сут., что обусловлено усилиями компании по преодолению спада на зрелых месторождениях Западной Сибири и недавней покупкой ОАО «ЛУКОЙЛ» таких компаний как ЗАО «Самара-нафта» с добычей 51 тыс. барр./сут., ЗАО «КалмТатнефть» и приобретения, включая «Самара-нафта» с добычей 51 тыс. барр./сут., и ЗАО «Кама-Ойл». Компания также реализует крупные проекты за рубежом, управление которыми осуществляется из региональной штаб-квартиры в Дубае.

**ОАО «Сургутнефтегаз»** – третья по величине нефтедобывающая компания России, на долю которой приходится почти 13 % объемов российской нефтедобычи. Выручка 2012 г. составила 42 млрд долл., чистая прибыль – 5,7 млрд долл. Компания была создана в 1993 г. в результате приватизации.

38. Консолидированная финансовая отчетность (IFRS) за 12 месяцев 2013 г. – Роснефть. – 04 февраля 2014 г.

**Вставка 6.2** Восемь российских ВИНК (продолжение)

**ОАО «Газпром нефть», дочерняя компания «Газпрома»,** занимается разведкой и добычей нефти и газа, сбытом и дистрибуцией нефти, производством и реализацией нефтепродуктов. Доказанные запасы нефти компании составляют 915 млн т по классификации PRMS (система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов). «Газпром нефть» работает в большинстве крупнейших нефтегазовых регионов России: в ХМАО, ЯНАО, Томской и Омской областях, а также в Чукотском автономном округе.

**ОАО «Татнефть»** занимает пятое место в России по объемам нефтедобычи на проектах внутри страны. Компания создана в 1950 г., ее управление находится в ведении Республике Татарстан. «Татнефть» владеет большинством лицензий на добычу нефти на территории Татарстана; компания расширяет ресурсную базу за счет освоения запасов в Республике Калмыкия, Оренбургской, Самарской, Ульяновской областях и Ненецком автономном округе. Ее доказанные запасы нефти в 2010 г. составляли 862,2 млн т (около 6320 млн барр.).

**ОАО «НГК «Славнефть»** – совместное предприятие «Роснефти» (приобретшей долю вместе с ТНК) и «Газпром нефти». Компания учреждена в 1994 г. Государственным комитетом Российской Федерации по управлению имуществом (86,3 %) и Министерством государственного имущества Республики Беларусь (7,2 %). Годовой объем всех дочерних обществ этой холдинговой компании составляет приблизительно 18 млн т нефти; ее НПЗ ежегодно перерабатывают более 25 млн т углеводородов и производят более 5 млн т бензина. «Славнефти» принадлежат лицензии на разведку и добычу нефти и газа на 31 лицензионном участке в Западной Сибири (ХМАО – Югра) и в Красноярском крае.

**ОАО «АНК «Башнефть»** держит марку одной из наиболее динамично растущих добывающих компаний: ее темпы добычи растут на 3 % в год, достигнув 320 тыс. барр./сут. Владелец компании, изначально принадлежавшей Республике Башкирия, в 2009 г. стала группа корпорация ОАО «АФК „Система“». Объемы добычи компании еще увеличатся после начала добычи с 1 августа 2013 г. на нефтяных месторождениях Требса и Титова с совокупными запасами более 1 млн барр., расположенных в богатой нефтью Тимано-Печорской провинции.

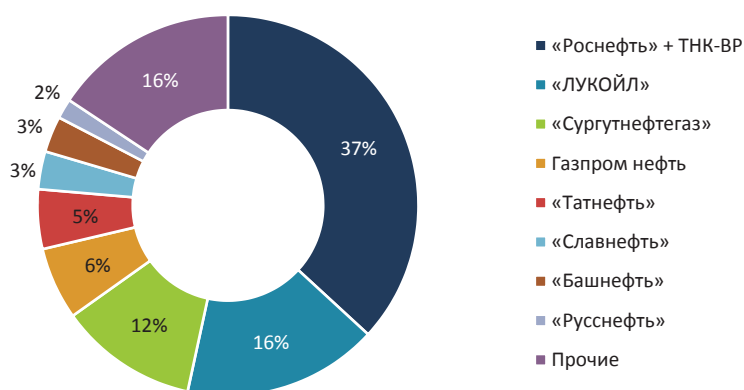
**ОАО «НК «РуссНефть»** была создана в сентябре 2002 г. в результате приобретения части активов «Славнефти». «РуссНефть» находится на десятом месте среди российских нефтяных компаний по объемам нефтедобычи (независимая компания ОАО «Томскнефть» опережает «РуссНефть» по объемам нефтедобычи). Добыча в 2012 г. составила 13,9 млн т (около 279 тыс. барр./сут.). «РуссНефть» работает в 11 регионах России, а также в странах Содружества независимых государств (СНГ) и в Западной Африке. Всего компанией разработано 166 нефтяных и газовых месторождений.

В целом российские нефтяные компании не имеют больших достижений с точки зрения корпоративного управления, прав акционеров, прозрачности и раскрытия сведений о собственниках. «Сургутнефтегаз», третья по величине российская нефтедобывающая компания, отличается непрозрачной структурой акционеров, что удивительно с учетом ее роли и значения. Это создает неопределенность. В целом на российском нефтяном рынке существует большой потенциал повышения прозрачности у добывающих и транспортных компаний, экспортеров и трейдеров.

Источники: годовые отчеты и вебсайты компаний; Кловвер Чарльз. Оказывается, российский пазл трудно сложить // FinancialTimes. – 23 октября 2013 г.

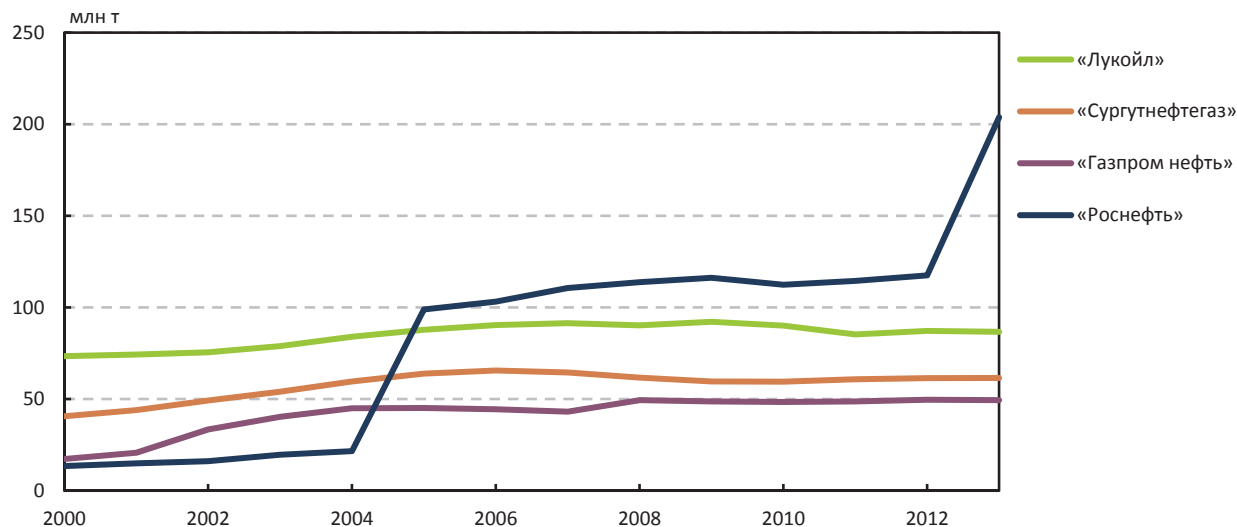
Следует отметить, что газовые компании также добывают все больше жидких углеводородов и даже начинают развивать добычу нефти: «НОВАТЭК» планирует ввести в эксплуатацию Ярудейское месторождение в 2015 г., достижение максимального уровня добычи нефти – 2,5 млн т (81 тыс. барр./сут.) – ожидается в 2016 г. Согласно информации Сбербанка, принадлежащая «НОВАТЭКу» компания «Север-Энергия» обеспечит почти 50 % роста добычи жидких углеводородов в период 2013–2017 гг.; добыча газоконденсата, по прогнозам, вырастет с 0,2 млн т (около 4,7 тыс. барр./сут.) в 2013 г. до 3,9 млн т (около 90 тыс. барр./сут.) в 2017 г.<sup>39</sup>

**Рисунок 6.3** Структура российской нефтедобычи по компаниям, 2013 г.



Источники: Nefte Compass, Интерфакс.

**Рисунок 6.4** Динамика добычи сырой нефти и газоконденсата ведущими российскими нефтяными компаниями за 2000–2013 гг.



Примечание: добыча «Роснефти» с 2005 г. включает добычу «Юкоса» и с 2013 г. – добычу ТНК-ВР, хотя приобретение ТНК-ВР было завершено в марте 2013 г.

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации.

<sup>39</sup> Российские нефть и газ – две свадьбы и одни похороны : инвестиционное исследование. – М. : Сбербанк, 2014. – С. 51.



## СПРОС

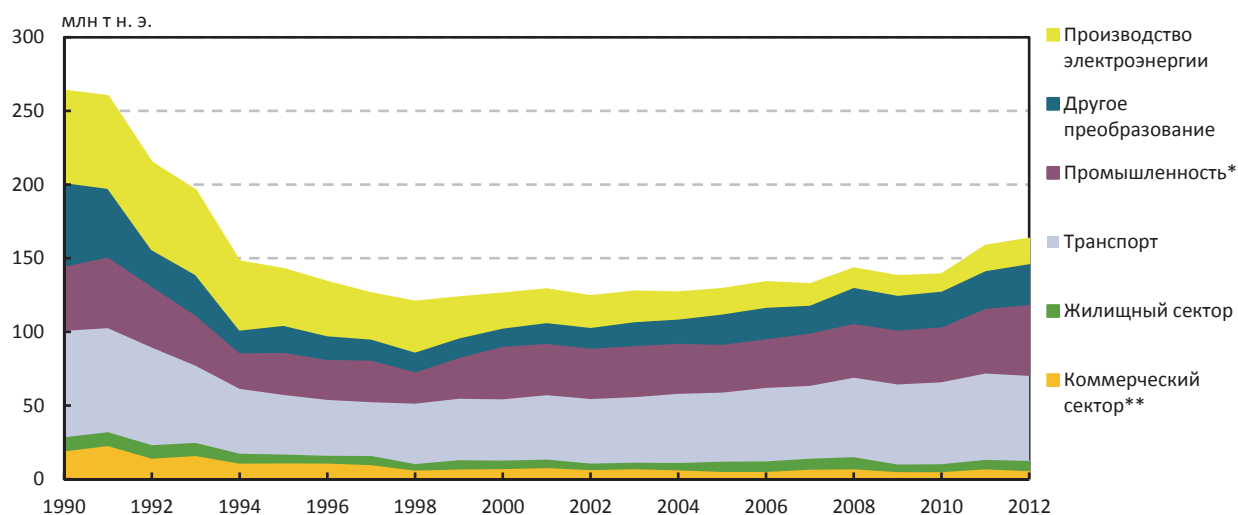
## ПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

На фоне активного экономического роста в 2000-е гг. спрос на нефтепродукты в России в тот период рос весьма быстро. Данные компании «Петромаркет» свидетельствуют, что потребление бензина увеличилось в 2012 г. на 4 % по сравнению с предыдущим годом и достигло 34,5 млн т. Потребление авиационного топлива составило 9 млн т (+3,5 %). Крупные коммерческие аэропорты потребляют 70 % авиационного топлива, а на долю аэропортов Москвы (Домодедово, Шереметьево и Внуково) приходится более половины российского рынка. Потребление мазута возросло на 3,5 % к предыдущему году и составило 23,7 млн т (около 419 тыс. барр./сут.). С другой стороны, потребление дизельного топлива в 2012 г. составило 28,2 млн т (576 тыс. барр./сут.), снизилось на 2 % относительно 2011 г., как и спрос на вязкий мазут.

На ближайшие годы прогнозируется сравнительно быстрый рост спроса, хотя и не столь высокими темпами, как в 2000-е гг., так как предполагается небольшое повышение эффективности. Например, средняя эффективность российского автомобильного парка, как ожидается, будет расти приблизительно на 1 % в год на протяжении 2010–2015 гг. с ускорением до 1,3 % в 2015–2020 гг. Средние российские темпы роста потребления ожидаются на уровне чуть более 3 % в год в 2012–2018 гг., причем прогноз на период после 2014 г. предусматривает постепенное снижение роста<sup>40</sup>.

В целом по предварительным данным потребление нефти в России выросло на 4,1 %, на 2014 г. прогнозировался рост на 2,9 % до уровня 3,5 млн барр./сут.<sup>41</sup>

Рисунок 6.5 Спрос на нефть по секторам, 1990–2012\* гг.



Примечание: Предварительные данные за 2012 г. Общее потребление первичных энергоносителей (ОППЭ) по секторам.

\* Промышленность включает неэнергетическое использование.

\*\* Коммерческий сектор включает коммерческие и коммунальные услуги, сельское/лесное хозяйство, рыбную ловлю и прочее конечное потребление.

Источники: Статистика по энергетике стран за пределами ОЭСР. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013; данные, предоставленные странами.

40. Среднесрочный отчет по нефтяному рынку за 2013 г. – МЭА : Париж, 2013.

41. Отчет по нефтяному рынку за январь 2014 года. – МЭА, 2014.

Благодаря растущему среднему классу и экономическому росту на российском рынке ежегодно продается около 2,9 млн автомобилей, и темпы роста ожидаются на уровне 5–6 % до 2020 г., когда объем продаж новых автомобилей может превысить 4 млн в год. Но эти цифры могут быть ниже, если рост валового внутреннего продукта (ВВП) останется на уровне 1–3 %. Он будет содействовать увеличению спроса на бензин, особенно соответствующий более высоким стандартам качества. Ключевая тенденция, которая может ограничивать спрос на нефтепродукты в транспортном секторе, помимо повышения энергоэффективности автомобилей, заключается в том, что в крупных городах все больше россиян меняют привычки использования личных автомобилей по мере того, как парковочные места дорожают, ухудшается ситуация с дорожными пробками, а работа общественного транспорта, напротив, совершенствуется. Кроме того, россияне все чаще покупают автомобили меньшего размера – это также внесет свой небольшой вклад в снижение темпов роста спроса на бензин.

Вертикально интегрированные компании контролируют 90 % рынка бензинов в России. Федеральная антимонопольная служба (ФАС России) следит за тем, чтобы не было недобросовестной конкуренции, так как во многих регионах на рынке доминирует весьма ограниченное число компаний, контролирующих около 40 % рынка. В 2013 г. ФАС России потребовала от «Роснефти» (после поглощения ТНК-ВР) продать АЗС в шести областях: Орловской, Смоленской, Тамбовской, Костромской, Саратовской и Самарской. В большинстве случаев есть один НПЗ, удовлетворяющий почти весь региональный спрос. С учетом размеров территории сложно обеспечить достаточный уровень конкуренции в таких обстоятельствах. Независимым розничным сетям сложно выдерживать те же уровни цен, что и у вертикально интегрированных розничных предприятий, даже если они закупают нефтепродукты на биржах. В ноябре 2013 г. средняя цена бензина А-95 составляла 33 руб. (0,77 евро) за литр в Москве, дизельного топлива – почти столько же. В середине 2000-х гг. дизельного топлива продавалось примерно на 30 % меньше, чем бензина. Однако рост спроса привел к тому, что цены на эти виды топлива практически сравнялись.

Российские нефтепродукты поставляют интегрированные нефтяные компании, отчасти – через спотовый рынок с ежемесячными объемами продаж около 3,5 млн т нефти (почти пятая часть всей нефти, потребляемой в России). Нефть на внутреннем спотовом рынке закупают в основном те НПЗ, которые не располагают собственной нефтью либо обладают недостаточными объемами. Некоторые участники рынка не считают такую спотовую биржу эффективной, поскольку она не оказывает влияния ни на прозрачность сделок, ни на ценообразование, ни на конкуренцию.

По мере модернизации автопарка и в связи с началом реализации стратегии модернизации НПЗ в России внедряются более высокие стандарты качества топлива. Страна приняла европейские стандарты содержания токсичных веществ в выбросах, которые применяются к автомобилям, как отечественным, так и импортным. В январе 2013 г. Россия приняла решение запретить топливо стандарта Евро-3 с 31 декабря 2014 г., а топливо стандарта Евро-4 с 31 декабря 2015 г., так что впоследствии на рынке останется лишь продукция стандарта Евро-5.

Чтобы поспособствовать переходу на более качественные нефтепродукты, акциз на нефтепродукты дифференцирован так, чтобы более высококачественные продукты (стандартов Евро-4 и Евро-5) имели приоритет по сравнению с продуктами более низкого качества. За период 2012–2015 гг. налоговые ставки повысятся больше для низкокачественных нефтепродуктов, чем для высококачественных.

В отношении бензина в 2015 г. акциз на продукцию стандарта ниже Евро-3 будет повышен с примерно 7500 до почти 13 332 руб./т, для стандарта Евро-4 – с 6800 до 10 858 руб./т, а для стандарта Евро-5 ставка налога будет составлять 5000–7750 руб./т.

В отношении дизельного топлива в 2012–2015 гг. акциз на продукцию стандарта ниже Евро-3 возрастет с примерно 3000 до 7735 руб./т, для стандарта Евро-4 – с примерно 3500 до 5970 руб./т. Для сравнения, налоги на продукцию стандарта Евро-5 будут расти медленнее, с 3500 до 5244 руб./т.

На российском розничном рынке в апреле – июле 2011 г. возникал дефицит, который сопровождался скачком цен. Одной из причин было то, что нефтяные компании экспортировали более значительные объемы бензина, стремясь получить выгоду от разницы в ценах на внутреннем и зарубежных рынках – последние возросли, а внутренние регулируемые цены оставались неизменными, в период, когда курс рубля был слабым.

В январе – июле 2013 г. нефтяные компании увеличили экспорт бензина на 31,7 %. Как следствие, спотовые объемы, доступные розничным сетям, снизились, вынудив их платить большие надбавки к цене закупаемых объемов бензина, что затем отразилось на розничной цене бензина, которая выросла на 30 % за месяц, достигнув приблизительно 31,7 руб. (0,95 долл.) за литр в июле. Резкий рост цены также был следствием скачкообразного роста спроса на нефтепродукты в связи с закупками нефтепродуктов, для создания запасов в преддверии проведения операций по техническому обслуживанию на нескольких НПЗ, а также роста спроса со стороны сельскохозяйственного сектора. Министерство энергетики Российской Федерации рекомендовало компаниям сократить экспорт и увеличить импорт из Беларуси. В попытке ограничить экспорт бензина Правительство Российской Федерации затем ввело высокую экспортную пошлину на бензин. В настоящее время российский рынок нуждается в импорте бензинов с Мозырского НПЗ в Беларуси.

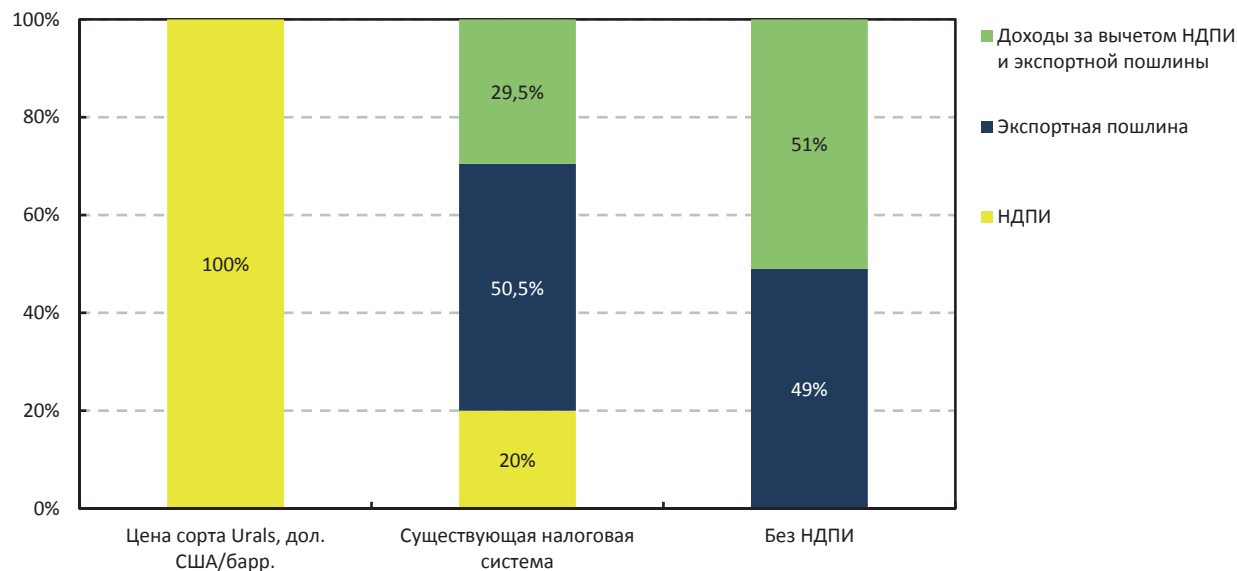
Сложная проблема для розничного рынка – контрафактная продукция, источником которой является либо незаконная нефтепереработка, либо незаконное смешивание топлив. Причем объемы такой продукции могут значительно увеличиваться по мере повышения стандартов качества и соответствующего роста цен, что может подстегивать спрос потребителей на низкокачественную и более дешевую продукцию и стимулировать незаконную торговлю низкокачественными продуктами и манипуляции с качеством топлива, например к смешиванию различных марок топлива. Таким образом, контроль качества, инспекции и уголовные расследования будут играть все более важную роль в сдерживании противоправной деятельности.

## НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Добыча и экспорт нефти являются одним из главных источников пополнения российского бюджета – около 35–40 % в год – через обложение НДС и экспортной пошлиной. Уровни налога высоки в сравнении с газом и представляют собой фундаментальную проблему с точки зрения их влияния на уровни затрат и прибылей компаний, и, соответственно, на уровни добычи и экспорта, а также с точки зрения уровней поступлений бюджета. Сложность для государства заключается в поддержании правильного баланса между этими фундаментальными показателями и

обеспечении наиболее оптимального результата для российского бюджета. До сих пор у Правительства Российской Федерации получалось устанавливать такой уровень налогов, который давал возможность роста уровня добычи<sup>42</sup>.

**Рисунок 6.6** Обзор текущих уровней налогообложения традиционной нефти



Источник: МЭА; Ernst & Young; PricewaterhouseCoopers.

Серьезной задачей на будущее станет применение правильных уровней налогообложения, а также других мер нормативно-правового регулирования для сохранения добычи на этом очень высоком уровне или минимизации ее спада. Стоит отметить, что, по сообщениям, в марте 2014 г. Правительство Российской Федерации рассматривало снижение экспортных пошлин почти на четыре пятых – до уровня, применяемого в Казахстане, и взамен двукратное увеличение НДС. Это гармонизировало бы экспортные пошлины среди членов Таможенного Союза (Россия, Казахстан, Беларусь), однако зависело бы от результата обсуждений среди стран-членов и, очевидно, вызвало бы вопросы, какие компании выиграют или проиграют от таких неожиданных и радикальных изменений в налогах и насколько предсказуемым станет налогообложение.

### Налог на добычу полезных ископаемых

Этот налог начисляется на объемы извлекаемых жидких углеводородов. Он составляет около 20 % стоимости нефти исходя из цены нефти 100 долл./барр.

В последние годы Правительство Российской Федерации ввело ряд налоговых льгот с целью стимулировать освоение нефтяных ресурсов на Дальнем Востоке. В 2013 г. Правительство Российской Федерации провело крупную налоговую реформу, введя в действие пакет законов для стимулирования освоения трудноизвлекаемых и труднодоступных нефтяных ресурсов, предоставляющих дополнительные налоговые льготы (снижение ставки налога, налоговые послабления и каникулы), в частности для проектов на арктическом шельфе, нефти плотных коллекторов и

42. Обзор налогообложения нефти с начала века см.: Тейн Густафсон. Колесо фортуны: битва за нефть и власть в России. – Кембридж : Белкнаппресс, издательство Гарвардского университета, 2012. – С. 369–381.

сверхвязкой нефти, т. е. трудноизвлекаемых ресурсов. Одновременно с этим Правительство Российской Федерации повышает ставки НДС на другие виды нефтедобычи, что заставило ведущие нефтяные компании опасаться за рентабельность некоторых проектов в секторе апстрим, особенно поскольку они также столкнулись с ростом тарифов на железнодорожные перевозки.

**Таблица 6.1** Ключевые характеристики налога на добычу полезных ископаемых

Ставка налога: базовая ставка НДС на нефть (год: руб./т)	Формула	Освобождения/льготы в зависимости от местоположения
2012 г.: 446 2013 г.: 470 2014 г.: 493 2015 г.: 530 2016 г.: 559	<p>Формула расчета:</p> $\text{НДС} = C \cdot \text{Кмц} \cdot \text{Кв} \cdot \text{Кз} \cdot \text{Ктриз} \cdot \text{Ктриз-и},$ <p>где:</p> <p>C – базовая ставка НДС (470 руб./т в 2013 г.; 493 руб./т в 2014 г.; 530 руб./т в 2015 г.; 559 руб./т в 2016 г.);</p> <p>Кмц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяемый налогоплательщиками:</p> $\text{Кмц} = (\text{Мц} - 15) \cdot C / 261,$ <p>где Мц – средняя мировая цена нефти марки Urals за налоговый период; C – ставка обменного курса долл. / руб., установленная Центральным банком России;</p> <p>Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр.</p> <p>Если Кв находится в диапазоне от 0,8 до 1, он рассчитывается следующим образом:</p> $\text{Кв} = 3,8 - 3,5 \cdot D / H,$ <p>где D – накопленный объем нефтедобычи на конкретном участке недр согласно Государственному реестру запасов по состоянию на 1 января (–1) календарного года; H – начальные извлекаемые запасы нефти.</p> <p>Если степень истощения превышает 1, Кв = 0,3.</p> <p>Во всех прочих случаях Кв = 1;</p> <p>Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов, предполагает снижение НДС для месторождений с извлекаемыми запасами до 5 млн т нефти, а также для малых и новых залежей с темпом падения добычи менее 5 %. Кз не применяется в отношении нефти, добываемой на месторождениях, подпадающих под нулевую базовую ставку.</p> $\text{Кз} = 0,125 \cdot \text{Нз} + 0,375,$ <p>где Нз – начальные извлекаемые запасы нефти;</p> <p>Ктриз – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти, принимающий значения 0; 0,2; 0,4; 0,8; 1 в зависимости от характеристик нефтяной залежи (проницаемость, нефтенасыщенность и т. п.);</p> <p>Ктриз-и – коэффициент трудноизвлекаемых запасов нефти, находящийся в диапазоне от 0,3 до 1.</p>	<p>Нулевая ставка НДС применяется к новым месторождениям, расположенным в:</p> <p>Республике Саха, Иркутской области, Красноярском крае, за Северным полярным кругом, на шельфе Азовского, Охотского, Черного и Каспийского морей, на полуострове Ямал, в ЯНАО.</p> <p>Нулевая ставка применяется только к новым месторождениям до определенного уровня объемов добычи или времени разработки.</p> <p>Кроме того, специальные правила применяются к новым месторождениям на континентальном шельфе: нулевая ставка для таких месторождений устанавливается до года согласования технологической схемы разработки, после чего применяется льготное налогообложение</p>

Источник: компании Ernst & Young, PricewaterhouseCoopers.

В отношении шельфовых ресурсов Федеральный закон от 30.09.2013 г. № 268-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации» ввел специальный налоговый режим для добычи углеводородов на существующих и новых месторождениях, расположенных в пределах внутренних и территориальных вод России и на континентальном шельфе России, включая

шельф острова Сахалин. Закон предусматривает разделение российского континентального шельфа на четыре категории в зависимости от местоположения и уровня сложности шельфового проекта. Масштаб и продолжительность периода действия льготы по НДС различаются в зависимости от категории, причем понижающий коэффициент НДС находится в диапазоне от 5 до 30 % мировой цены на нефть. Новый налоговый режим применяется ко вновь открытым шельфовым залежам нефти и газа, введенным в промышленную эксплуатацию на 1 января 2016 г. Началом промышленной добычи на залежи считается дата, когда по данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых впервые отмечается, что уровень выработки извлекаемых запасов углеводородов (за исключением попутного газа) превысил 1 %. Срок действия налоговых льгот варьируется от 31 марта 2022 г. до 31 марта 2042 г. в зависимости от категории залежи.

**Таблица 6.2** Льготы по налогу на добычу полезных ископаемых для шельфовых ресурсов

Категория шельфовых участков	Параметры налоговых льгот
<i>Категория 1:</i> месторождения, залегающие полностью в Азовском море или на 5 и более 0 % в Балтийском море	30 % на 60 месяцев с момента начала добычи, но не позднее 31 марта 2022 г.
<i>Категория 2:</i> месторождения, залегающие на 50 % и более в Черном море (на глубинах до 100 м), в Печорском море, Белом море, Каспийском море, южном секторе Охотского моря	15 % на 84 месяца с момента начала добычи, но не позднее 31 марта 2032 г.
<i>Категория 3:</i> месторождения, залегающие на 50 % и более в глубоководной части Черного моря, северном секторе Охотского моря, южной части Баренцева моря	10 % (за исключением природного горючего газа) на 120 месяцев с момента начала добычи, но не позднее 31 марта 2037 г. 1,3 % в отношении природного горючего газа на 120 месяцев с момента начала добычи, но не позднее 31 марта 2037 г.
<i>Категория 4:</i> месторождения, залегающие на 50 % и более в Карском море, северной части Баренцева моря и восточной Арктике	1 % в отношении извлекаемого природного горючего газа; 4,5 % в отношении прочих углеводородов, извлекаемых компаниями, не имеющими лицензии, на экспорт сжиженного природного газа; 5 % в прочих случаях на 180 месяцев с момента начала добычи, но не позднее 31 марта 2042 г.

Источники: компании Ernst & Young, PricewaterhouseCoopers.

**Таблица 6.3** Льготы по НДС для трудноизвлекаемых ресурсов

Ресурсы, в отношении которых введены налоговые льготы на 1 сентября 2014 г.	Ставка НДС	Дополнительные меры
Баженовские, абалакские (ХМАО), хадумские (Волго-Уральский бассейн), доманские (юг России) залежи	Нулевая	К ставке НДС применяется понижающий коэффициент Ки в течение определенного срока с 1 января года, в котором достигается 1 % степень выработки пласта. 180 налоговых периодов (календарный месяц) = 15 лет
Тюменские отложения	0,8 от базовой	120 налоговых периодов (календарный месяц) = 10 лет
Коллекторы со сверхнизкой проницаемостью и толщиной ≤10 м	0,2 от базовой	
Коллекторы со сверхнизкой проницаемостью и толщиной >10 м	0,4 от базовой	
Единичные коллекторы трудноизвлекаемой нефти	От 1 до 0,3	

Источники: компании Ernst & Young, PricewaterhouseCoopers.



В отношении трудноизвлекаемых ресурсов также введен ряд налоговых стимулов, которые были высоко оценены отраслью как большой шаг вперед. Эти стимулы описаны в таблице 6.3. Однако реализация налоговых льгот в некоторых случаях может оказаться сложной. Например, создание обособленной инфраструктуры учета и измерений для пластов трудноизвлекаемой нефти, расположенных в границах уже разрабатываемых участков недр, потребует значительных капиталовложений, вследствие чего снизится экономическая рентабельность проектов по освоению трудноизвлекаемых запасов нефти, несмотря на предоставление налоговых льгот по НДС. Правительство Российской Федерации еще не приняло метод определения проницаемости и толщины пластов. До тех пор пока это не произойдет, компании будут применять коэффициент истощения исходя из данных, включенных в Государственный баланс запасов полезных ископаемых на 1 января 2012 г.

### Экспортная пошлина

Экспортная пошлина также играет одну из ключевых ролей, поскольку это – самый значительный налог, около 50 % стоимости сырой нефти. Ставка пошлины различается для экспорта сырой нефти и нефтепродуктов: последний поощряется более низкими ставками налога для того, чтобы стимулировать развитие отечественного сектора нефтепереработки. Нефть и нефтепродукты экспортируются беспошлинно в страны Таможенного союза (Казахстан, Беларусь).

30 сентября 2013 г. Президент Российской Федерации подписал Федеральный закон № 263-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 31 Закона Российской Федерации „О таможенном тарифе“». Он изменил действующие ставки экспортной пошлины и установил будущие базовые ставки НДС в отношении нефти. Новые ставки вступили в силу с 1 января 2014 г.

Закон устанавливает следующие ставки НДС на 1 т добытой нефти, увеличившиеся относительно текущей базовой ставки (470 руб.):

- 493 руб. в 2014 г.;
- 530 руб. в 2015 г.;
- 559 руб. с 1 января 2016 г.

Максимальная ставка экспортной пошлины на сырую нефть снижается (посредством снижения коэффициента в формуле) с текущих 60 % до:

- 59 % в 2014 г.;
- 57 % в 2015 г.;
- 55 % с 1 января 2016 г.

По данным ряда источников в СМИ, изменения также включают в себя снижение уровня экспортной пошлины на светлые нефтепродукты (за исключением бензина), устанавливаемого указом Правительства Российской Федерации, на ежемесячной основе с текущих 66 % от пошлины на нефть до:

- 65 % в 2014 г.;
- 63 % в 2015 г.;
- 61 % с 1 января 2016 г.

**Таблица 6.4** Ставки экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты

Продукция	Ставка пошлины	Комментарий
Сырая нефть	Снижение до 395,9 долл./т с 1 ноября 2013 г., с 416,4 долл./т в октябре 2013 г.	Максимальная экспортная пошлина на нефть снизится с 60 % в 2013 г. до 59 % в 2014 г., 57 % в 2015 г. и 55 % в 2016 г.
Светлые и темные нефтепродукты	66 % пошлины на нефть, 261,2 долл./т с 1 ноября 2013 г. (274,8 долл./т. с 1 октября 2013 г.)	Пошлина на дизельное топливо также снизится с текущих 66 % от экспортной пошлины на нефть до 65 % в 2014 г., до 63 % в 2015 г. и 61 % в 2016 г. Прогнозируется увеличение экспортной пошлины на мазут с 66 % в 2013 г. до 75 % в 2014 г. и 100 % в 2015 г.
Сверхвязкая нефть	снижение до 39,5 долл./т с 41,6 долл./т, действующей с 1 октября 2013 г.	
Бензин	Исходя из коэффициента 0,9 пошлины на нефть с 1 ноября 2013 г.: снижение до 356,3 долл./т с 374,7 долл./т в октябре 2013 г.	Экспортная пошлина на бензин и нефть останется на уровне 90 % пошлины на нефть
Сжиженный нефтяной газ	192,9 долл./т с 1 ноября 2013 г. В настоящее время: 208,3 долл./т	

Источники: компании Ernst & Young, PricewaterhouseCoopers.

Аналогичные налоговые льготы на освоение трудноизвлекаемых и труднодоступных ресурсов касаются и налогообложения экспорта. В таблице ниже приведены льготы для шельфовых месторождений.

**Таблица 6.5** Льготы по экспортной пошлине для шельфовых месторождений

Тип месторождения	Параметры налоговых льгот
Новые шельфовые месторождения углеводородов, подпадающие под категории 1 и 2	Полное освобождение до 31 марта 2032 г.
Новые шельфовые месторождения углеводородов категорий 3 и 4	Полное освобождение до 31 марта 2042 г.
Шельфовые месторождения углеводородов, расположенные на 50 % или более в южной части Охотского моря, если уровень выработки составляет менее 5 % на 1 января 2015 г.	Освобождение до 1 января 2021 г.

Источники: компании Ernst & Young, PricewaterhouseCoopers.

В отношении трудноизвлекаемых ресурсов льготы по экспортной пошлине пока что не введены, за исключением нефти, добываемой на нефтяных месторождениях, где более 80 % запасов приурочены к отложениям тюменской свиты, при определенных обстоятельствах.

Ресурсы Восточной Сибири и Сахалина также облагаются экспортной пошлиной по пониженным ставкам с целью стимулировать их освоение и компенсировать затраты на дорогостоящую инфраструктуру, которую необходимо создавать в этих регионах.

## НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ

Хотя российская система нефтепереработки – третья по величине в мире после США и Китая, с мощностями по первичной перегонке нефти в 5,8 млн барр./сут. на конец 2013 г., большинство НПЗ страны неэффективны и недостаточно модернизированы, производят высокую долю нефтепродуктов с низкой добавочной стоимостью, таких как мазут. Средняя глубина переработки на НПЗ составляла 71,5 % в

2012 г.<sup>43</sup> В Энергетической стратегии до 2030 г. Правительство Российской Федерации поставило задачу повысить глубину переработки до 83 % к 2020–2022 гг. и до 89–90 % к 2030 г.

Эта цель была сформулирована еще раз в Государственной энергетической программе Российской Федерации «Об энергоэффективности и развитии энергетики», разработанной Министерством энергетики Российской Федерации и утвержденной Правительством Российской Федерации 3 апреля 2013 г.<sup>44</sup> В ней поставлена задача достичь глубины переработки не менее 90 % к 2020 г. и наращивать мощности нефтепереработки на 20 %, чтобы достичь 304 млн т в год (около 6,3 млн барр./сут.) с 256 млн т в год (около 5,3 млн барр./сут.) в 2011 г. Впоследствии государственные и прочие ВИНК получили указание инвестировать в модернизацию НПЗ и наращивание их мощностей. С целью поощрить это развитие Правительство Российской Федерации предоставило два весомых налоговых стимула. Во-первых, более благоприятный экспортный режим для нефтепродуктов по сравнению с нефтью и прогрессивное налогообложение тяжелых нефтепродуктов с выходом на уровень нефти к 2015 г. (так называемый режим «60-66-90-100», введенный в 2011 г.). Во-вторых, пониженный акцизный налог на высококачественные нефтепродукты (бензин и дизельное топливо).

Объемы переработки на российских НПЗ увеличились с 3,9 млн барр./сут. в 2004 г. до 4,7 млн в 2008 г. и 5,2 млн в 2012 г. Летом 2013 г. объемы переработки установили новый рекорд, превысив 5,7 млн барр./сут., что соответствует впечатляющему – почти на 40 % – росту по сравнению с предыдущими восемью годами. Согласно данным Министерства энергетики Российской Федерации, в 2013 г. объемы переработки НПЗ выросли на 2,3 % по сравнению с предыдущим годом и достигли 271 млн т (около 5,6 млн барр./сут.), включая 38,5 млн т бензина, 71,6 млн т дизельного топлива и 74,8 млн т мазута<sup>45</sup>.

За 2008–2012 гг. на российских НПЗ улучшение средней глубины переработки и увеличение доли выхода светлых нефтепродуктов происходили медленнее, чем ожидалось. Одна из причин заключается в том, что низкая ставка пошлины на экспорт мазута по сравнению с нефтью привела к росту маржи НПЗ простой конфигурации, несмотря на низкую добавленную стоимость производимой ими продукции. Фактически дифференцированные экспортные пошлины создали стимул не инвестировать в модернизацию НПЗ. Еще одна причина заключается в том, что обязательное повышение стандартов качества топлива несколько раз откладывалось, в связи с чем возникла некоторая неопределенность и проблемы для компаний, которые осуществили инвестиции без возможности полностью получить выгоду. Это также способствует дефициту высококачественных нефтепродуктов, который может возрасти, если планы модернизации будут откладываться. Тем не менее Правительство Российской Федерации решило резко повысить экспортную пошлину на

43. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», подпрограмма 3 «Развитие нефтяной отрасли». – Министерство энергетики Российской Федерации, 2013; The Oil and Gas Journal. Термин «глубина переработки» используется в основном в России, он представляет собой сумму нефтепродуктов минус мазут минус топливо, потребляемое на собственные нужды НПЗ, минус потери. Выражается как функция производительности в расчете на сырую нефть.

44. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); Принята государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» на 2013–2020 гг. – URL: [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174).

45. Вебсайт Министерства энергетики Российской Федерации: [www.minenergo.gov.ru](http://www.minenergo.gov.ru).

тяжелые нефтепродукты в ближайшие два года – см. раздел о налогообложении – что с большой вероятностью приведет к сокращению экспорта и создаст экономические затруднения для тех НПЗ, которые не смогли модернизироваться. В то же время экспортная пошлина на высококачественные нефтепродукты снизится, доход от инвестированных средств увеличится, и российские НПЗ с сложной конфигурацией, которые модернизируются или уже модернизировались, смогут реализовать более высокую маржу нефтепереработки, в особенности по сравнению с конкурентами в Европе. НПЗ с простой конфигурацией столкнутся со значительным снижением маржи при новом режиме экспортных пошлин.

«Роснефть» располагает наибольшими мощностями нефтепереработки (примерно 40 %), сосредоточенными на девяти крупных НПЗ в России совокупной мощностью первичной переработки 54 млн т (около 1,1 млн барр./сут.): Комсомольском, Туапсинском, Новокуйбышевском, Куйбышевском, Сызранском, Ачинском и Ангарской нефтехимической компании, а также Рязанском и Саратовском НПЗ, ранее принадлежавших ТНК-ВР. Совокупный объем выпуска нефтепродуктов «Роснефтью» в 2012 г. достиг 48,8 млн т (около 1 млн барр./сут.).

В 2013 г. пять НПЗ ОАО «ЛУКОЙЛ» представляли 17 % совокупных мощностей нефтепереработки, причем все выпускали продукты стандарта Евро-5 и располагали долей 54 % общего объема выпуска светлых нефтепродуктов. Нефтеперерабатывающие мощности ОАО «ЛУКОЙЛ» в России в 2012 г. составляли 45,7 млн т в год (около 940 тыс. барр./сут.), фактические объемы нефтепереработки в России составили 44,3 млн т (около 910 тыс. барр./сут.).

Третья по величине компаний в России по мощностям нефтепереработки и объемам выхода нефтепродуктов – «Газпромнефть». Компания владеет двумя большими НПЗ – Московским и Омским, а также 50 % доли НПЗ «ЯНОС» в Ярославле. В 2012 г. компания произвела в России 36,7 млн т (около 752 тыс. барр./сут.) нефтепродуктов.

Следует также отметить, что в России действует около 70 мини-НПЗ, причем некоторые, по имеющимся данным, на непрозрачных условиях, поскольку их продукцию невозможно должным образом отслеживать и контролировать. В отдельных случаях их продукция реализуется на внутреннем рынке, часто, по имеющимся сведениям, нелегально, или же экспортируется под видом мазута, который пока что облагается налогом по менее высокой ставке.

Объемы выпуска нефтепродуктов в 2012 г. включали 21 % бензина, 26 % дизельного топлива, 28 % мазута, 4 % керосина 21 % других нефтепродуктов. С 2002 г. производство нефти и бензина почти удвоилось, в то время как выход газа и дизельного топлива, топочного мазута, сжиженного нефтяного газа и авиационного топлива типа керосина увеличился примерно на 30 %. Российские НПЗ производят более 100 млн т (около 2 млн барр./сут.) моторных бензинов и дизельного топлива в год, причем 20 % бензинов и 55 % дизельного топлива экспортируется. Остальное реализуется внутри страны<sup>46</sup>. Производство бензинов стандарта Евро-5 уже увеличилось на 69 % за последние пять лет, с 10 млн т (около 232 тыс. барр./сут.) в 2009 г. до 16,5 млн т (около 382 тыс. барр./сут.), но этого по-прежнему недостаточно для удовлетворения внутреннего спроса.

Ключевые компании планируют модернизировать существующие НПЗ. «Роснефть» собирается инвестировать 960 млрд руб. (29 млрд долл.) в совокупности до 2017 г.

46. Argus. Моторное топливо России. 2013.

в строительство нефтехимического комплекса на Дальнем Востоке мощностью 30 млн т в год (около 616 тыс. барр./сут.) после завершения трех запланированных этапов, если они будут завершены (первый этап – 240 тыс. барр./сут. – вероятно, окончится после 2020 г.). Комплекс будет включать 24 млн т (около 482 тыс. барр./сут.) нефти и 6 млн т (около 146 тыс. барр./сут.) нефти (Дальневосточная нефтехимическая компания) и специализироваться на производстве полимеров.

Реализация этого проекта будет зависеть от различных факторов, включая доступность сырой нефти. Входная мощность Грозненского НПЗ будет составлять 1 млн т сырой нефти. «Роснефть» также модернизирует Комсомольский НПЗ, завершение планируется к 2017 г., что увеличит мощности первичной переработки на НПЗ компании до 17,7 млн т (около 364 тыс. барр./сут.) с текущих 8 млн т, или 160 тыс. барр./сут.

Проект расширения мощностей Туапсинского НПЗ до 12 млн т завершен; в результате мощность НПЗ увеличилась с 4,2 млн т (около 86 тыс. барр./сут.) до 12 млн т в год (около 247 тыс. барр./сут.) при очень высоком показателе эффективности и большой доле производства топлива стандарта Евро-5. «Роснефть» планирует производить 46 млн т (около 1,1 млн барр./сут.) моторных топлив почти исключительно стандарта Евро-5 к 2017 г. при практически нулевом объеме их производства в 2012 г., а также увеличить долю светлых нефтепродуктов, включая дизельное топливо, с 56 % в 2012 г. до 80 % в 2017 г., следуя показателям, заложенным в инвестиционной программе в 25 млрд долл.<sup>47</sup> Посредством этой программы компания также рассчитывает увеличить объемы нефтепереработки до 90,4 млн т в год (около 1,9 млн барр./сут.) при средней глубине переработки 80,2 %.

**Таблица 6.6** Характеристики крупнейших НПЗ России

НПЗ	Владелец	Технический потенциал (млн т)	Объем нефтепереработки в 2012/2013 гг. (млн т)	Индекс Нельсона
Омский	Группа «Газпрома»	21,4	20,95/20,23	8,1
Киришский Нижегородский	«Киришнефтеоргсинтез» «ЛУКОЙЛ»	21,2 17,5	16,05/17,16	6,3
ЯНОС	Группа «Газпрома», «Славнефть»	15,2	15,28/15,04	5,3
Саратовский Рязанский	Группа «Газпрома», «Роснефть»	11,7 18,0	16,32/17,20	5,3
Пермский	«ЛУКОЙЛ»	13,5	13,12/12,83	7,9
Московский	Группа «Газпрома»	12,2	10,67/11,08	4,7
Волгоградский	«ЛУКОЙЛ»	11,3	11,38/11,09	5,4
АНХК	«Роснефть»	11,0	10,05/10,13	4,6

Источники: сведения компаний; Министерство энергетики Российской Федерации.

«Газпром нефть» также инвестирует в модернизацию своих нефтеперерабатывающих активов, в число которых в настоящее время входят Московский и Омский НПЗ, производящие топливо стандарта Евро-4 – Евро-5, к 2015 г. и планирует достичь 90 % глубины переработки к 2020 г. Успешное завершение программы инвестиций

47. URL: [www.rosneft.ru](http://www.rosneft.ru).

в расширение и модернизацию производственных мощностей будет зависеть от стабильности системы налогообложения экспорта и акцизного налогообложения.

В соответствии с четырехсторонними соглашениями, заключенными нефтяными компаниями с ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом, нефтяные компании берут на период до 2020 г. обязательства по осуществлению инвестиционной программы по строительству и модернизации российских нефтеперерабатывающих мощностей и достижению объемов выпуска нефтепродуктов, удовлетворяющих требованиям технических регламентов. Модернизация российских нефтеперерабатывающих мощностей включает реализацию вторичной переработки и вторичных процессов для обеспечения качества на внутреннем рынке моторного топлива.

## ИНФРАСТРУКТУРА

---

### МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

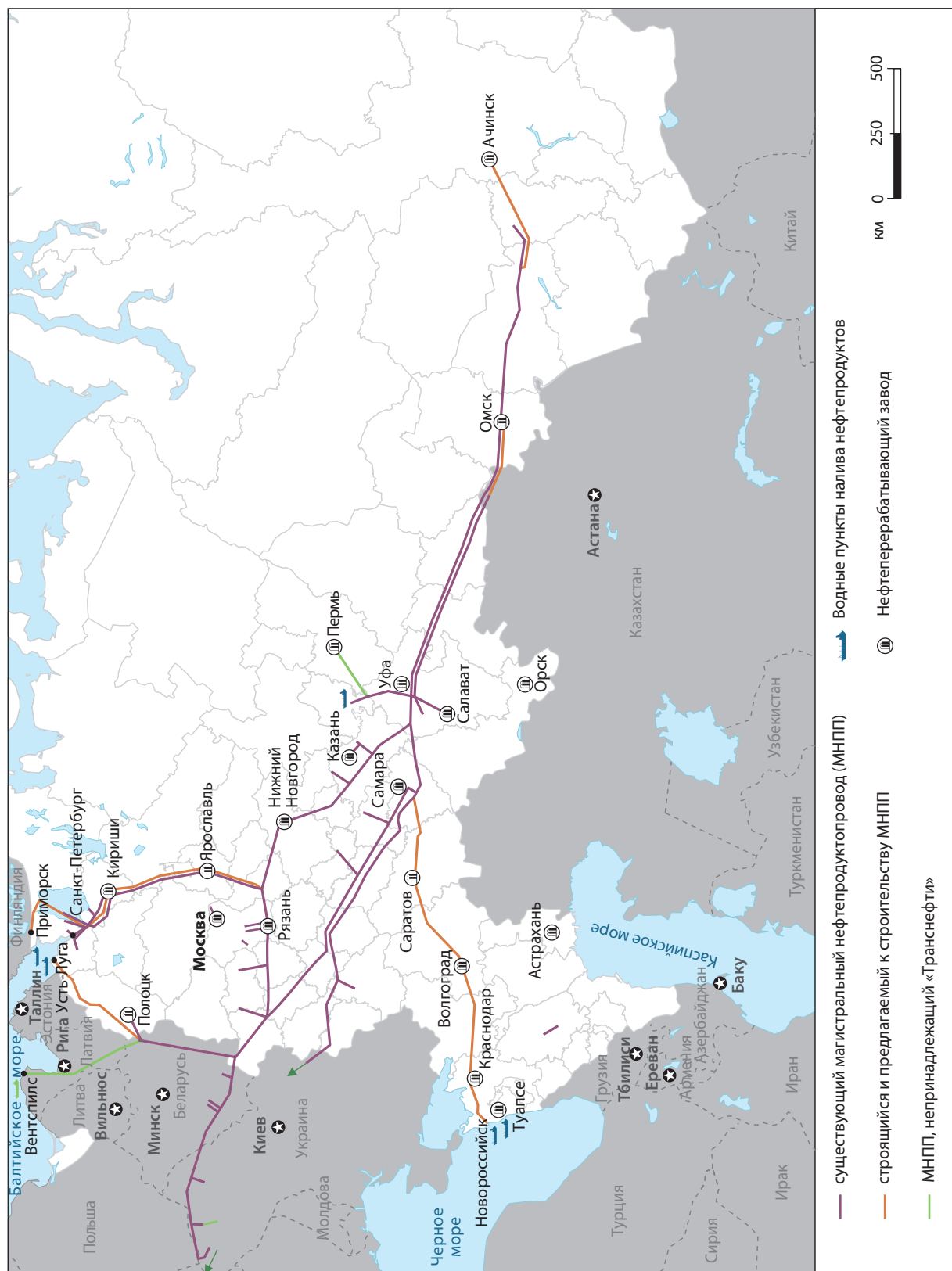
Российская нефтепроводная система, оператором которой является государственная компания «Транснефть», – естественная монополия, в целом функционирует относительно эффективно, и в большинстве случаев к ней обеспечивается доступ третьим лицам. Мощности транспортировки нефти и нефтепродуктов распределяются в соответствии с объемами добычи в регионах. Тем не менее часто возникают споры о финансировании расширения инфраструктуры и о транспортных тарифах между «Транснефтью» и ведущими российскими производителями и экспортерами нефти.

«Транснефть» эксплуатирует более 53 тыс. км магистральных нефтепроводов и 19 тыс. км нефтепродуктопроводов с более чем 500 насосными станциями и более чем 20 млн м<sup>3</sup> резервуарных емкостей. По трубопроводам транспортируется 93 % российской нефти и более 20 % нефтепродуктов. «Транснефть» разрабатывает предложения по изменению тарифов на транспортировку для каждого крупного маршрута и трубопровода и представляет их в Федеральную службу по тарифам (ФСТ России), которая затем решает, изменять или нет тарифы в соответствии с предложениями.

Ввиду роста нефтедобычи и модернизации НПЗ возникла необходимость расширения системы нефте- и нефтепродуктопроводов. В период 2010–2013 гг. «Транснефть» поставила перед собой цель построить 3539 км трубопроводов и 18 насосных станций, инвестировав в это 509,6 млрд руб. В предыдущие годы «Транснефть» считала своим приоритетом нефтепроводы, однако сейчас ее крупнейшие текущие проекты касаются в основном нефтепродуктопроводов. В соответствии со схемой развития системы нефтепродуктопроводов до 2020 г. эта система, оператором которой является специализированное дочернее общество «Транснефти» – «Транснефтепродукт», будет расширена с текущих 600 тыс. барр./сут. (30 млн т в год) до более чем 1 млн. Сложность в том, чтобы модернизировать и расширить инфраструктуру трубопроводной транспортировки нефтепродуктов и сохранить ее конкурентоспособность относительно железнодорожных перевозок, которые играют ключевую роль в транспортировке нефтепродуктов в России. В целом и «Транснефть», и «Транснефтепродукт» озабочены финансированием этих дорогостоящих проектов развития инфраструктуры, что приводит к сложным переговорам с Правительством Российской Федерации, ФСТ России и добывающими компаниями в отношении тарифов и финансирования инвестиционных планов.



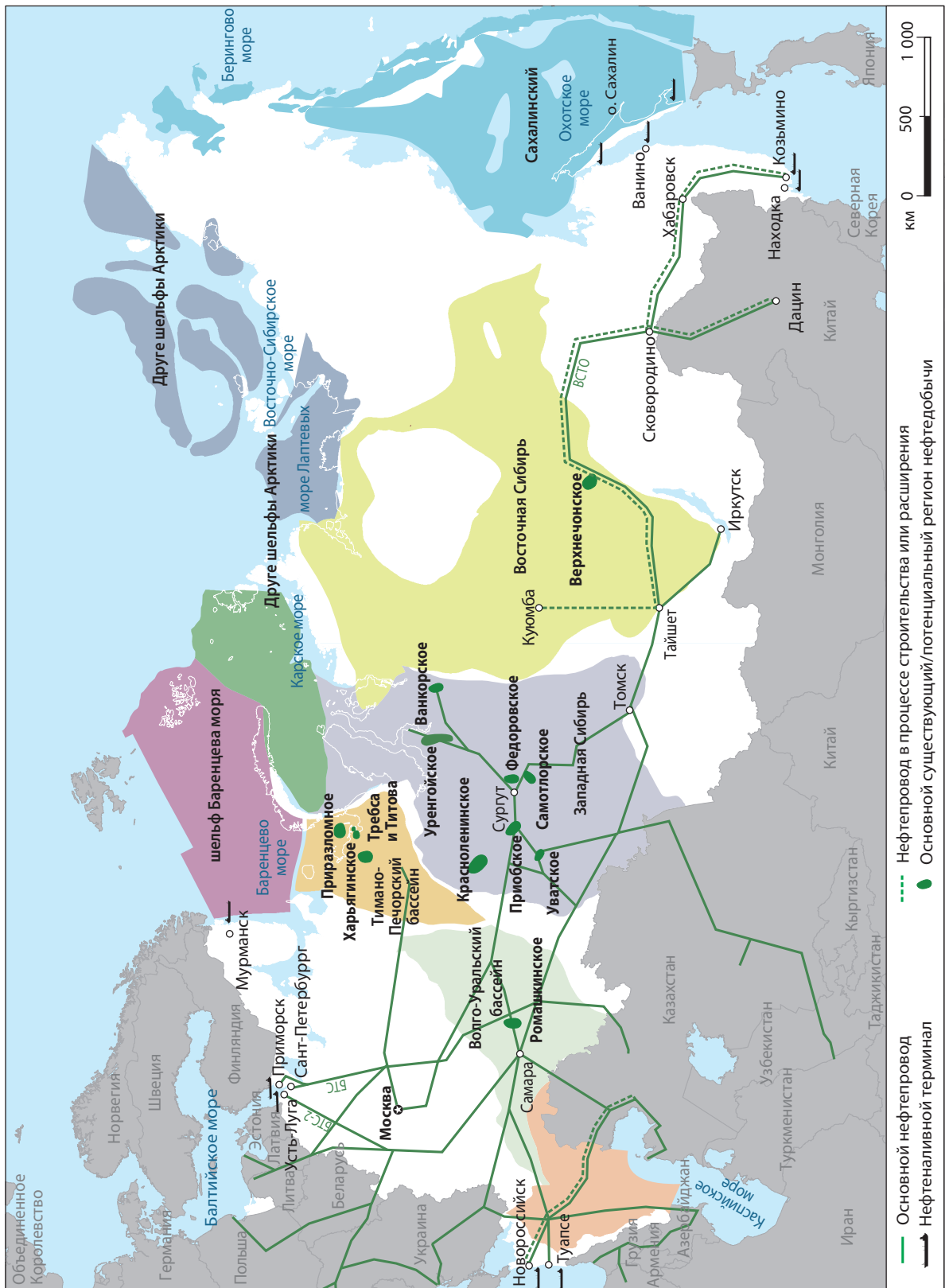
Рисунок 6.7 Нефтепродуктопроводы «Транснефти»



Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

Источники: МЭА; «Транснефть».

Рисунок 6.8 Система нефтепроводов «Транснефти»



Источники: МЭА; «Транснефть».

Казахская нефть также транспортируется транзитом по территории России до различных пунктов и рынков: железнодорожным транспортом до Беларуси и Украины или для дальнейшего транзита по нефтепроводу «Дружба», или до балтийских портов, а также по трубопроводу Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) из Западного Казахстана в российский черноморский порт Новороссийск, где нефть переваливают на океанские танкеры для дальнейшей поставки. Этим трубопроводом протяженностью 1580 км и пропускной способностью 35 млн т (около 719 тыс. барр./сут.) было перекачано почти 30,6 млн т нефти сорта CPC Blend через терминал «Южная Озерейка-2» в 2012 г. КТК в настоящее время расширяет пропускную способность трубопровода до 76 млн т (около 1,6 млн барр./сут.) к 2015 г. в целях поставки на рынки нефти Кашаганского месторождения и, возможно, дополнительных объемов нефти сорта Тенгиз. Расширение, однако, идет с некоторыми задержками. В то же время некоторая часть казахской нефти также транспортируется в Россию по нефтепроводу Атырау – Самара. Через КТК прошло примерно 50 % совокупного казахского экспорта нефти в 2012 г., а по трубопроводному маршруту Узень – Атырау – Самара в 2012 г. было перекачано около 15 млн т – т. е. 22 % совокупного экспорта. Два эти трубопровода вместе взятые пропустили через себя две трети экспорта казахской нефти. Наконец, по трубопроводу Баку – Новороссийск транспортируется также некоторое количество азербайджанской нефти. Госнефтекомпания Азербайджана SOCAR экспортировала 2 млн т нефти по этому маршруту в 2012 г. и сократила объемы транспортировки до 35 140 барр./сут. в 2013 г. Транзит по этому трубопроводу был приостановлен осенью 2013 г. из-за коммерческих разногласий, и перспективы его дальнейшего использования неясны. Срок действия российско-азербайджанского межправительственного соглашения, предусматривающего ежегодную транспортировку 5 млн т нефти, истек 14 февраля 2014 г., и на момент написания этого текста не был продлен. По сообщениям, «Транснефть» также перекрыла нефтепровод от Ширвановки в Азербайджане до Махачкалы. Нефтепровод Махачкала – Новороссийск остается действующим и используется, и есть сведения, что «Транснефть» ведет работу по привлечению поставок нефти из Туркменистана, а также дополнительных поставок из Казахстана для этого маршрута.

По Балтийской трубопроводной системе (БТС) нефть транспортируется из Тимано-Печорского, Западно-Сибирского и Волго-Уральского регионов на Приморский морской терминал, расположенный в Финском заливе. Пропускная способность БТС-1, введенной в эксплуатацию в 2006 г., – 76,5 млн т нефти в год. Строительство второй магистральной линии трубопровода от Унечского узла трубопровода «Дружба» возле российско-белорусской границы до терминала Усть-Луга в Финском заливе со 172-километровым ответвлением на Киришский НПЗ началось в 2009 г. Изначально планировалось, что строительство БТС-2 пропускной способностью 65 млн т в год (около 1,3 млн барр./сут.) произойдет в два этапа. Мощность перекачивающих систем на первом этапе ограничена 30 млн т (около 616 тыс. барр./сут.). Срок реализации второго этапа еще не определен. Первая очередь БТС-2 была введена в эксплуатацию в конце 2011 г. с пропускной способностью 30 млн т. В 2012 г. объем перекачки по этому трубопроводу составил всего 15 млн т (около 308 тыс. барр./сут.) нефти.

В 2011 г. «Транснефть» ввела в эксплуатацию трубопровод Пурпе – Самотлор протяженностью 429 км и пропускной способностью 25 млн т в год (около 514 тыс. барр./сут.). Он может сыграть стратегически важную роль в обеспечении поставок российской нефти в Азиатско-Тихоокеанский регион, поскольку связывает ряд нефтяных месторождений с трубопроводом ВСТО. Цель проекта заключается в

транспортировке нефти с месторождений ЯНАО и севера Красноярского края, включая Ванкорское месторождение, на российские и зарубежные нефтеперерабатывающие заводы.

### **Новые проекты, расширение, мощности**

«Транснефть» в настоящее время обсуждает либо активно разрабатывает ряд ключевых инфраструктурных проектов:

- Транспортировка нефти от черноморских портов в Средиземноморье в обход пролива Босфор: проект нефтепровода Бургас – Александруполис, предусматривающий погрузку нефти в танкеры в Новороссийске, выгрузку в Бургасе (Болгария), транспортировку по короткому трубопроводу до Александруполиса (Греция) и повторную погрузку в танкеры большего объема; или же нефтепровод Самсун – Джейхан (500 км, пропускная способность 50 млн т в год, или около 1 млн барр./сут.), предусматривающий погрузку нефти в танкеры в Новороссийске, выгрузку в трубопровод в Самсуне и повторную погрузку в танкеры в Джейхане. Оба проекта все еще упоминаются «Транснефтью», но приостановлены по ряду причин, включая вопросы, связанные со стоимостью проекта и экологией.
- Нефтепродуктопроводы «Север» и «Юг»: проект «Юг» предусматривает строительство продуктопровода пропускной способностью 8,7 млн т в год (около 178 тыс. барр./сут.) и протяженностью 1465 км по маршруту Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск. Он позволит экспортировать большие объемы дизельного топлива из порта Новороссийска в европейские и другие страны. Ввод трубопровода в эксплуатацию намечен на 2018 г., мощности его будут загружены в основном ОАО «ЛУКОЙЛ», по имеющимся данным, 3 млн т в год (около 62 тыс. барр./сут.) дизельного топлива уже законтрактованы<sup>48</sup>. Нефтепродуктопровод «Север» протяженностью 600 км связывает Второво и Приморск. Первая очередь уже введена в эксплуатацию, ее пропускная способность составит 15 млн т в год (около 308 тыс. барр./сут.). Дополнительная нитка трубопровода должна быть введена в строй к 2018 г.
- В начале 2014 г. «Транснефть» должна была приступить к строительству 603-километрового трубопровода пропускной способностью 15 млн т в год от Куюмбинского месторождения до Тайшета – начальной точки трубопровода ВСТО. Трубопровод, связывающий совместно разрабатываемое «Роснефтью» и «Газпром нефтью» Куюмбинское месторождение, а также Юрубчено-Тохомское месторождение «Роснефти», должен быть завершен в IV квартале 2016 г. В начале 2014 г., по информации «Транснефти», договоры на транспортировку по этому нефтепроводу еще ожидали подписания<sup>49</sup>.
- Трубопровод Заполярье – Пурпе протяженностью 490 км и пропускной способностью 45 млн т в год (около 925 тыс. барр./сут.) от нефтеперекачивающей станции (НПС) «Заполярье» до НПС «Пурпе» предназначен для транспортировки нефти, добываемой на месторождениях в ЯНАО и на севере Красноярского края. Он свяжет нефтяные месторождения Ямала с нефтепроводом ВСТО. Строительство началось, должно быть завершено в IV квартале 2016 г., оно будет

---

<sup>48</sup>. Россия борется с проблемами нефтепродуктопроводов // NefteCompass. – 17 октября 2013 г.

<sup>49</sup>. Интерфакс, 19 декабря 2013г.

включать три этапа. Первая очередь должна быть введена в эксплуатацию в конце 2014 г. Загрузка нефтепровода зависит от соглашений с «Роснефтью», так как он планировался в то время, когда компания ТНК-ВР еще была независимой и «Роснефть» имела другие варианты транспортировки, которые требуют изменения для планирования загрузки нефтепровода.

- Трубопровод Андреевка – Уфа – Субханкулово – Альметьевск – Кстово для транспортировки жидких углеводородов, в том числе добываемых в береговых районах российской Арктики.

ФАС России подготовила законопроект, согласно которому точный уровень расходов на проекты нефтепродуктопровода для включения в тариф будет либо устанавливаться Правительством Российской Федерации, либо фиксироваться в отдельных договорах между «Транснефтью» и нефтяными компаниями, заинтересованными в строительстве или расширении конкретного трубопровода. «Транснефть» давно пытается внести поправки в законодательство, которое запрещает финансировать строительство и модернизацию системы нефтепродуктопроводов путем повышения тарифов на транспортировку сырой нефти.

## Порты

«Транснефть» и другие частные нефтяные компании России создали ряд ключевых объектов портовой инфраструктуры для экспорта сырой нефти и нефтепродуктов через Черное, Балтийское и Баренцево моря на азиатско-тихоокеанские рынки. Они располагают значительными мощностями и обеспечивают гибкость.

**Таблица 6.7** Основные порты для экспорта нефти

Порт (наименование, местонахождение)	Пропускная способность (нефть и нефтепродукты)	Потоки 2011 г. (млн т)	План расширения	Комментарий
Приморск	1,5 млн барр./сут.	50,6		Крупнейший российский терминал, поставки на который организованы по трубопроводу БТС-1
Новороссийск	950 тыс. барр./сут.	26,9		Второй по величине российский терминал
Козьмино	500 тыс. барр./сут.	21,3	1 млн барр./сут.	Расположен в Приморском крае на Дальнем Востоке России, транспортировка нефти ВСТО
Усть-Луга	30 млн т	17,2	может быть расширен до 38 млн т	Новейший из крупных нефтяных терминалов (введен в эксплуатацию в 2012 г.); поставки на терминал организованы по трубопроводу БТС-2; резервуарный парк терминала – 40 тыс. м <sup>3</sup> по сжиженному нефтяному газу в изотермических резервуарах и 10 тыс. м <sup>3</sup> в резервуарах высокого давления, а также 100 тыс. м <sup>3</sup> по светлым нефтепродуктам
Туапсе (Черное море, юго-восточнее Новороссийска)	Нефтепродукты: 350 тыс. барр./сут.	6,7		Наблюдается сокращение объемов на 34 % к предыдущему году
Варандей	12 млн т	3		В среднесрочной перспективе объемы экспорта, вероятно, увеличатся в результате присоединения новых месторождений

Источники: «Транснефть», NefteCompass.

## ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Россия – ключевой экспортер нефти, и с ростом нефтедобычи объемы экспорта нефти в 2000-е гг. росли, с 144,4 млн т (около 3 млн барр./сут.) в 2000 г. до 239,7 млн т (4,9 млн барр./сут.) в 2012 г., что представляет около 40 % совокупной добычи. В 2013 г. экспорт нефти немного (на 2 %) сократился, до величины 234 млн т (около 4,8 млн барр./сут.). За последние годы в немалой степени благодаря экспортному налоговому законодательству, дающему преимущество экспорту нефтепродуктов перед экспортом сырой нефти, первый значительно вырос, тогда как второй немного упал. За период 2001–2011 г. экспорт нефтепродуктов более чем удвоился (с 63 до 132 млн т) и после этого продолжил рост до 150 млн т.

Пунктами назначения экспорта сырой нефти в 2012 г. были основные порты Европы, включая Нидерланды (17 %) – в основном для торговли через Германию (8,6 %), и Италия (9 %), а также страны Восточной Европы – Польша (9,2 %) и Беларусь (7,4 %). Китай также является значительным экспортным маршрутом – на его долю приходилось 8,7 % общего объема. В 2013 г. на экспорт сырой нефти и нефтепродуктов приходилось около 70 % общей добычи жидких углеводородов в России – снижение с величины в 76 % в 2010 г.

В Энергетической стратегии до 2030 г. предполагается, что объемы экспорта нефти и нефтепродуктов останутся стабильными на уровне приблизительно 315–330 млн т в год (около 6,8 млн барр./сут.). В наиболее актуальных прогнозах Правительства Российской Федерации ожидается рост общего экспорта нефти с 240 млн т (около 4,9 млн барр./сут.) в 2012 г. до 263 млн т (около 5,4 млн барр./сут.) в 2030 г.<sup>50</sup>

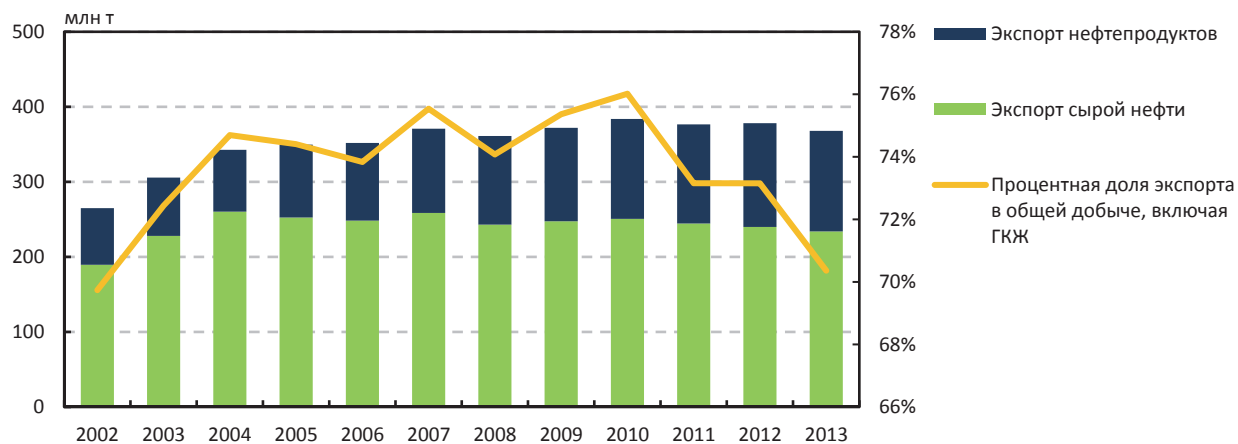
Эти ожидания противоречат прогнозам МЭА, согласно которым объемы экспорта российской нефти и нефтепродуктов в ближайшие 20 лет будут сокращаться. В Обзоре мировой энергетики – 2013 прогнозируется, что совокупный экспорт нефти (сырой нефти и нефтепродуктов) снизится с 7,8 млн барр./сут. в 2012 г. до 6,2 млн в 2035 г. по причине роста внутреннего спроса и в еще большей степени спада добычи. Это сокращение экспорта в сочетании с общим ростом экономики означает, что доля нефтяных доходов в ВВП может упасть с более чем 15 % до менее 7 %.

По прогнозам МЭА, экспорт нефти из России сократится на 1 млн барр./сут. в период с 2012 г. по 2035 г. до 4,2 млн барр./сут. по причине сокращения объемов добычи нефти. Объемы производства НПЗ сократятся к 2035 г. на 600 тыс. барр./сут., по мере того как изменения налогового режима будут ограничивать возможности, доступные НПЗ простой конфигурации. Как следствие, совокупные объемы экспорта нефтепродуктов также сократятся примерно на 600 тыс. барр./сут. до 1,9 млн барр./сут., причем сокращение коснется в первую очередь экспорта малоценного мазута. В то же время экспорт более ценного дизельного топлива возрастет благодаря модернизации НПЗ, экспорт сжиженного нефтяного газа также вырастет в силу увеличения объемов добычи ГКЖ.

50. Интерфакс, 7 ноября 2013 г., по данным Долгосрочного прогноза на период до 2030 г. Министерства экономического развития Российской Федерации.

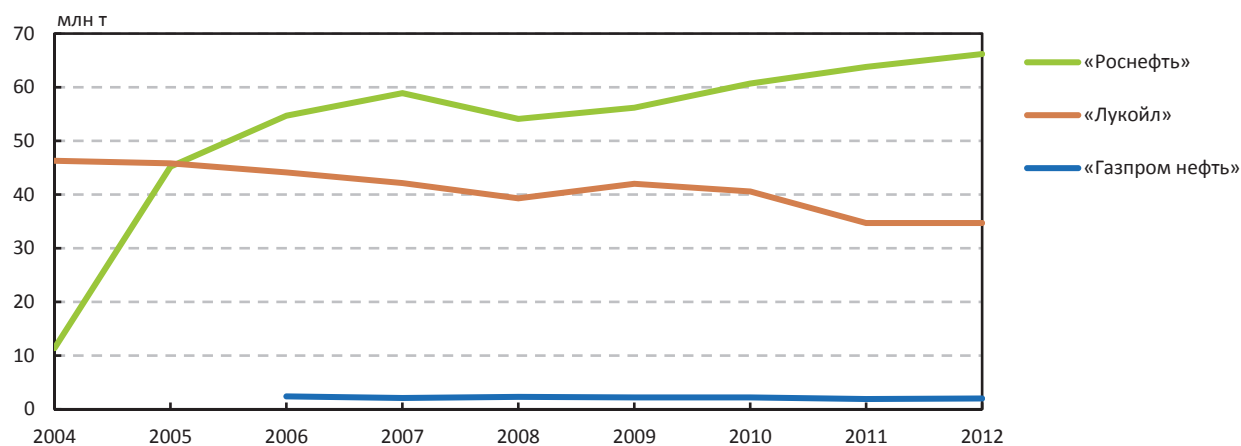


**Рисунок 6.9** Российский экспорт нефти и нефтепродуктов (млн т) и доля экспорта в суммарной добыче жидких углеводородов, 2000–2013 гг.



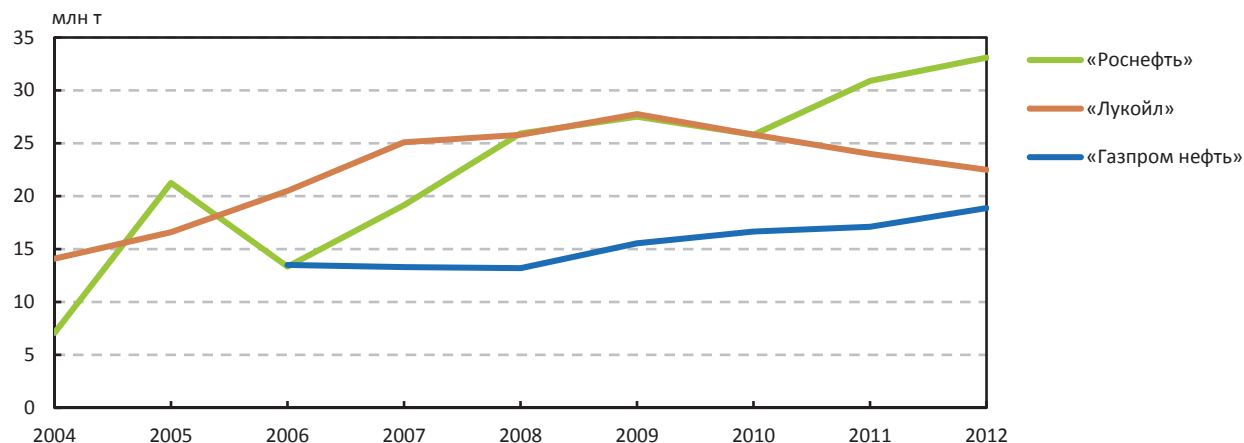
Источники: Росстат, Банк России.

**Рисунок 6.10** Экспорт сырой нефти ведущими компаниями России, 2004–2012 гг.



Источник: информация компаний.

**Рисунок 6.11** Экспорт нефтепродуктов ведущими компаниями России, 2004–2012 гг.



Источник: годовые отчеты компаний.

## ЭКСПОРТНЫЕ МАРШРУТЫ И РЫНКИ

Структура российского нефтяного экспорта значительно изменяется с точки зрения экспортных маршрутов и соотношения нефти и нефтепродуктов. Можно выделить семь ключевых изменений.

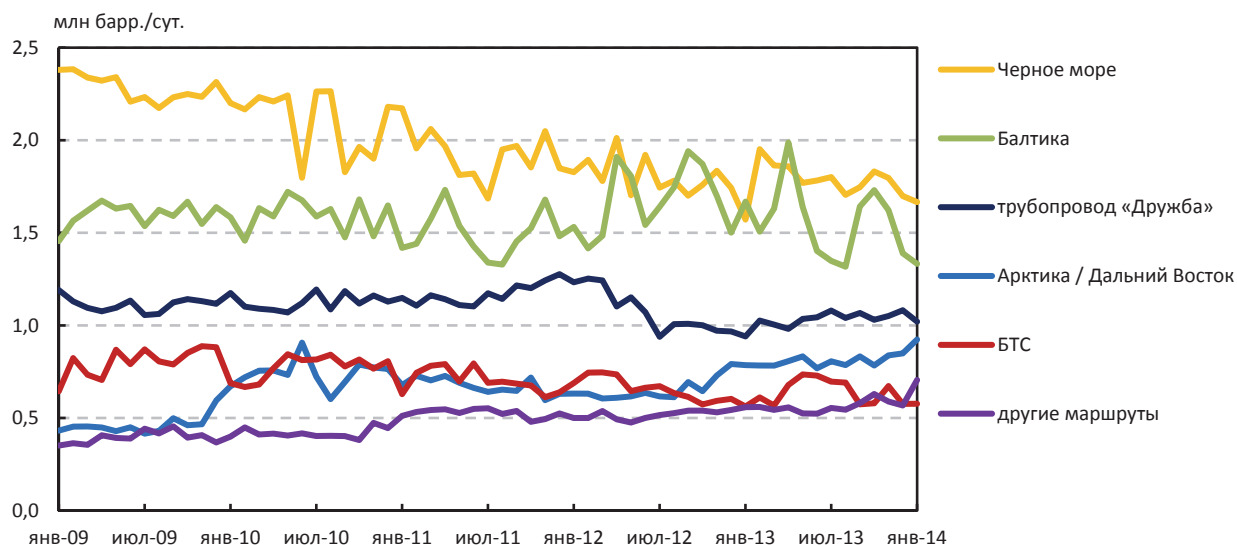
- Основная часть экспорта российской сырой нефти направляется на рынки, не относящиеся к странам бывшего Советского Союза. Согласно данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса, рынки стран бывшего Советского Союза (исключая прибалтийские государства) в 2013 г. получили 28 млн т нефти, а другие рынки – 206,8 млн т.
- За период после 2009 г. и ввода в строй трубопровода ВСТО Россия начала экспортировать значительные и растущие объемы нефти в Азиатско-Тихоокеанский регион, в то время как объемы экспорта нефти на европейские рынки за последние годы несколько снизились – до уровня 77 % общего экспорта сырой нефти, не в последнюю очередь из-за переориентации некоторых объемов нефти с Запада на Восток, а также увеличения экспорта нефтепродуктов. Эта тенденция сохранится в среднесрочной перспективе, по мере того как будут вводиться в строй новые трубопроводы, питающие ВСТО, а также с учетом растущего спроса на российскую нефть в этом регионе. Поскольку общий экспорт нефти вряд ли будет расти теми же темпами, что и экспорт в Азиатско-Тихоокеанский регион, доля европейских рынков энергоносителей в совокупном объеме российского экспорта нефти будет неуклонно сокращаться в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем экспорте российской сырой нефти в зарубежные страны выросла с 6 % в 2008 г. до 20,4 % в 2012 г.<sup>51</sup> на 1,7 млн т (около 35 тыс. барр./сут.), т. е. на 5,7 % к 2011 г. сократился экспорт в страны СНГ, в особенности на Украину (–3,9 млн т, около 80 тыс. барр./сут.) по причине прекращения поставок сырой нефти в марте 2012 г. Правительство Российской Федерации прогнозирует, что экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона будет представлять до 33 % совокупного российского экспорта нефти к 2020 г.<sup>52</sup>
- На западном направлении нефтяного экспорта ключевой тенденцией является увеличение объемов экспорта морским транспортом через вновь выстроенные Приморский и Усть-Лужский терминалы на Балтийском море за счет экспорта нефти по системе трубопроводов «Дружба» и через черноморские порты. Введение в эксплуатацию ВСТО также отрицательно сказывается на объемах перекачки по трубопроводу «Дружба».
- Доля экспорта нефтепродуктов растет с момента вступления в силу с 1 октября 2011 г. нового режима налогообложения российской нефтяной отрасли (режим «60-66-90»). Особенно заметного роста экспорта нефтепродуктов следует ожидать в Азиатско-Тихоокеанский регион, как только будут введены в строй запланированные «Роснефтью» мощности нефтепереработки для обслуживания этого экспорта, т. е. после введения в эксплуатацию в 2020 г.

51. Итоги работы нефтегазового комплекса и угольной промышленности Российской Федерации в 2012 г. – М. : Министерство энергетики Российской Федерации, 2013.

52. Интерфакс, 7 ноября 2013 г., по данным Долгосрочного прогноза на период до 2030 г. Министерства экономического развития Российской Федерации.

- Благодаря многочисленным вариантам (рис. 6.12) экспортных маршрутов российские производители и экспортеры нефти могут весьма эффективно удовлетворять растущий спрос и ориентировать экспортные потоки на маршруты, обеспечивающие самые высокие цены нетбэк. Экспортный потенциал России действительно значительно превышает фактические и будущие объемы экспорта, особенно в Европе, и, соответственно, страна располагает всем необходимым для максимизации экспортных доходов.

**Рисунок 6.12** Потоки по основным направлениям экспорта, январь 2009 г. – январь 2014 г.



Источники: Argus, МЭА.

- Что касается нефтепродуктов, здесь сохранится тенденция общего снижения объемов экспорта, по оценкам Правительства Российской Федерации – со 134 млн т (около 2,8 млн барр./сут.) в 2012 г. до 104 млн т (около 2,1 млн барр./сут.) в 2030 г., в основном по причине сокращения экспорта тяжелого мазута. В то же время экспорт высококачественного дизельного топлива, в частности через Новороссийск и Приморск, после окончания строительства нефтепродуктопроводов «Север» и «Юг», увеличится, как и экспорт керосина и газойля прочего назначения.
- Российские НПЗ, видимо, будут отгружать больше дизельного топлива стандарта Евро-5 в Европу во второй половине текущего десятилетия, по некоторым оценкам – в пределах 300 тыс. барр./сут. в среднесрочной перспективе и до 900 тыс. барр./сут. в долгосрочной, в зависимости от системы налогообложения экспорта, темпов модернизации российских НПЗ и тенденций внутреннего спроса на нефтепродукты.

### Экспорт по ВСТО

В Энергетической стратегии России до 2030 г. поставлена цель увеличить объемы экспорта нефти в Азиатско-Тихоокеанский регион с 8 % общего экспорта в 2008 г. до 22–25 % к 2030 г. Эта цель является стратегическим приоритетом Правительства Российской Федерации. Дискуссия об экспорте нефти и газа из Восточной России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона ведется с 1970-х гг., однако только со

строительством нефтепровода ВСТО появилась возможность начать перекачку крупных объемов нефти по этому новому экспортному маршруту. Пока что Россия вполне успешно реализует свою стратегию – объемы ее экспорта в Китай стабильно растут, и в 2012 г. на них приходилось уже 20 % ее совокупного экспорта.

Строительство трубопровода ВСТО началось в 2006 г., полномасштабная эксплуатация терминала Козьмино – в декабре 2009 г., эксплуатация ВСТО-2 – в ноябре 2012 г. Общая протяженность трубопровода – 4740 км, текущая пропускная способность – 30 млн т в год (около 616 тыс. барр./сут.). Трубопровод планируется расширять и далее, так что итоговая пропускная способность достигнет 50 млн т в год (около 1 млн барр./сут.) к 2014 г. ВСТО был построен в две очереди. Первая очередь – ВСТО-1 – заключалась в строительстве магистрального нефтепровода из Тайшета (Иркутская область) до Сковородина (Амурская область) пропускной способностью 30 млн т в год (около 616 тыс. барр./сут.) и протяженностью 2694 км, а также строительство нефтеналивного порта Козьмино в районе Находки. В декабре 2009 г. ВСТО-1 был сдан в эксплуатацию, а от Сковородина до Козьмина нефть перевозили железнодорожным транспортом. По итогам второй очереди строительства (ВСТО-2) был проложен основной магистральный трубопровод Сковородино – Козьмино, а также соответствующим образом увеличена пропускная способность ранее построенного трубопровода Тайшет – Сковородино, с тем чтобы увеличить общую пропускную способность до 58 млн т в год (около 1,2 млн барр./сут.) к 2014 г. и до 80 млн т в будущем. В 2013 г. экспорт по маршруту через Козьмино достиг 427 тыс. барр./сут., он вырос на 30 % по сравнению с предыдущим годом, а экспорт через ответвление на Китай вырос на 4,4 % до величины в 316 350 барр./сут.

В 2011 г. введено в эксплуатацию ответвление ВСТО в Китай, соединяющее Сковородино в России через уезд Мохэ с Дацином в северо-восточной провинции Китая Хэйлунцзян. При общей протяженности около 63 км в России и 960 км в Китае трубопровод позволяет транспортировать 20 млн т (около 410 тыс. барр./сут.) нефти из России в Китай ежегодно, в настоящее время годовые объемы перекачки составляют 15 млн т (около 308 тыс. барр./сут.). В 2013 г. «Роснефть» и «Транснефть» договорились увеличить пропускную способность ответвления Сковородино – Мохэ до 20 млн т к 2015 г. и до 30 млн т к 2018 г.

Трубопровод ВСТО открывает для России историческую возможность экспортировать еще большие объемы нефти в Азиатско-Тихоокеанский регион, особенно в Китай. До ввода в строй трубопровода ВСТО российский экспорт нефти в этот регион был ограничен объемами поставок с проектов Сахалин-1 и Сахалин-2 и железнодорожными поставками в Китай, а также небольшими объемами перекачки по казахскому трубопроводу в Китай. Открытие этого важного маршрута экспорта нефти имеет стратегическое значение и для покупателей в Азиатско-Тихоокеанском регионе, таких как Китай или Япония, поскольку позволяет им диверсифицировать источники поставок, снизив зависимость от Ближнего Востока, проливов Ормузд и Малакка, и получить доступ к надежному, близко расположенному ресурсу, что само по себе будет способствовать удовлетворению растущего спроса, особенно в Китае. В силу географической близости возможно осуществлять поставки быстрее по сравнению с нефтью, поставляемой из Ближнего Востока, которую необходимо транспортировать на значительно большие расстояния. Вот почему экспорт нефти по ВСТО стратегически важен как для России, так и для ее покупателей.

«Роснефть» является главной движущей силой роста объемов экспорта нефти по ВСТО до Козьмина, но в особенности – по ответвлению ВСТО в Китай. В 2010 г.

«Роснефть» договорилась с КННК о поставках 15 млн т в год (около 308 тыс. барр./сут.) нефти в течение 20 лет с 2011 г. по 2030 г., и в 2012 г. объемы экспорта нефти в Китай по трубопроводу ВСТО достигли 330 тыс. барр./сут. Порт Козьмино пропускал через себя в среднем 435 тыс. барр./сут. в 2013 г., основными экспортными рынками были США (27 %), Япония (19 %), Китай (18 %) и Южная Корея (13 %).

Дальнейшие изменения на нефтяном рынке Азиатско-Тихоокеанского региона в зоне влияния ВСТО ожидаются в связи с новой договоренностью между «Роснефтью» и КННК. В 2013 г. они заключили сделку на 270 млрд долл. об удвоении поставок нефти в Китай с 2018 г. на срок 25 лет. Как следствие ежегодные объемы экспорта должны вырасти с 15 млн т в год (около 308 тыс. барр./сут.) до 30 млн т в год (около 616 тыс. барр./сут.).

Сделка включает постепенное внесение китайской стороной предоплаты в размере 70 млрд долл., по имеющимся данным, примерно под 2,63 % (годовая выплата около 1,8 млрд долл.) В этом случае Китай станет крупнейшим импортером российской нефти (в настоящее время эту позицию занимает Германия). «Роснефть» и КННК через свое совместное предприятие «Восток-Нефтехимия» (с долями 49 и 51 %) также прорабатывают проект строительства НПЗ в Тяньцзине мощностью 13 млн т в год для переработки части нефти, поставляемой в Китай по ответвлению ВСТО, и дальнейшей реализации нефтепродуктов на рынке Северного Китая.

Принятые «Роснефтью» в 2013 г. дополнительные обязательства по поставкам в Китай и текущие обсуждения дополнительных поставок в Китай компании Sinorec и на НПЗ в Тяньцзине (проект, разрабатываемый совместно с КННК) породили дискуссии относительно наличия мощностей транспортировки и объемов нефтедобычи для их выполнения, и в особенности – потребуется ли в этой связи перенаправление объемов экспорта нефти с Европы на восток. Стороны, в частности «Роснефть» и «Транснефть», пришли к соглашению о финансировании повышения пропускной способности ответвления ВСТО – Китай до 30 млн т (около 616 тыс. барр./сут.), что откроет в будущем путь для увеличения экспорта.

**Таблица 6.8** Транспортировка нефти и экспорт нефти по системе ВСТО в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, 2013 и 2018 гг.

	2013	2018 (прогноз)
ВСТО-1 (Тайшет – Сковородино, 2694 км)	30 млн т, 616 тыс. барр./сут.	50 млн т, 1 млн барр./сут.
Сковородино – китайская граница / Мохэ, 63 км	15–20 млн т, 308–410 тыс. барр./сут.	30 млн т, 616 тыс. барр./сут.
ВСТО-2 (Сковородино – Козьмино, 2060 км)	30 млн т, 616 тыс. барр./сут.	50–65 млн т, 1–1,3 млн барр./сут.
Экспорт нефтепроводом ВСТО через терминал Козьмино	300 тыс. барр./сут.	600 тыс. барр./сут.
Нефтехимический комплекс (Роснефть)	0	200 – 480 тыс. барр./сут.
Комсомольский НПЗ	7.1 млн т	17.7 млн т (после 2017)
Хабаровский НПЗ	88 тыс. барр./сут.	160 тыс. барр./сут.

Источники: «Транснефть», Интерфакс, Рейтер.

В целях поставок нефти по трубопроводу ВСТО запланированы два новых трубопровода. Строительство 490-километрового трубопровода Заполярье–Пурпе будет завершено к 2014–2016 гг., пропускная способность составит 900 тыс. барр./сут.

Трубопровод позволит транспортировать нефть с полуострова Ямал (Мессояхское, Сузунское, Тагульское и другие месторождения). 730-километровый трубопровод Куюмба – Тайшет свяжет месторождения Иркутской области (Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское) с ВСТО; ввод его в эксплуатацию ожидается в 2016 г., пропускная способность составит 300 тыс. барр./сут. Наконец, если эти проекты в сегментах разведки, добычи и транспортировки не будут завершены по графику, «Роснефть», вероятнее всего, перенаправит танкерный экспорт нефти из Козьмина, чтобы компенсировать недостающие поставки, в Китай.

Будет освоен ряд новых месторождений, в особенности «Роснефтью», с целью увеличить добычу нефти для экспорта в Азиатско-Тихоокеанский регион.

**Таблица 6.9** Ключевые нефтяные месторождения, нефть которых будет направляться в трубопровод ВСТО

	Оператор	Извлекаемые запасы (млн т)	Год ввода в эксплуатацию	Регион
Ванкорское	«Роснефть»	524	2009	Красноярский край
Юрубчено-Тохомское	«Газпром нефть», «Роснефть»	498,9	2016	Красноярский край
Верхнечонское	«Роснефть»	434	2008	Иркутская область
Среднеботуобинское	«Роснефть» и КННК	134 (C1 + C2)	2014	Иркутская область
Талаканское	«Сургутнефтегаз»		2008	Якутия
Куюмбинское	«Роснефть», «Газпром нефть»	504,7 (C1 + C2)	2017	Красноярский край
Сузунское	«Роснефть»	44,9	2016	Красноярский край
Тагульское	«Роснефть»	данных нет	2017	Красноярский край
Лодочное	«Роснефть»	данных нет	2017	Красноярский край

Источники: «Роснефть»; «Сургутнефтегаз»; «Газпром нефть».

«Роснефть» также освоила новый маршрут нефтяного экспорта в Китай через Казахстан путем обмена объемов до 7 млн т в год (144 тыс. барр./сут.) на период 2014–2019 гг. Достигнутое «Роснефтью» соглашение об обмене с Казахстаном вступило в действие с 1 января 2014 г. Согласно пятилетнему межправительственному соглашению между Казахстаном и Россией (которое может быть продлено еще на пять лет), включающему в качестве сторон «Роснефть», «КазТрансОйл» и «КазМунайГаз», «Роснефть» поставляет 7 млн т (140 тыс. барр./сут.) нефти в Китай через Казахстан посредством нефтепровода Прииртышск – Атасу – Алашанькоу. Оплата транзита началась в январе 2014 г. Согласно дополнительному протоколу объемы транспортировки могут вырасти до 10 млн т (около 205 тыс. барр./сут.), однако это потребует модернизации нефтепровода<sup>53</sup>.

Другие компании также с высокой вероятностью увеличат объемы поставок нефти по ВСТО в будущем, в особенности такие как «Башнефть», «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз». Экспортные квоты распределяются Министерством энергетики Российской Федерации ежеквартально. «Транснефть» выпускает портовые графики, как правило, примерно за два месяца до дат погрузки.

53. Интерфакс, 25.12.2013.



Ряд проектов на Дальнем Востоке также потребуют дополнительного выделения пропускной способности ВСТО в дополнение к объемам, предназначенным для экспорта в Китай или через Козьмино. Потребление нефти, добытой в Восточной Сибири, также может вырасти, так как «Роснефть» планирует к 2020–2025 гг. выстроить в пункте окончания трубопровода ВСТО Дальневосточный нефтехимический комплекс мощностью от 200 до 480 тыс. барр./сут. Проект ожидает утверждения Министерством энергетики Российской Федерации на момент написания этого обзора. Своевременный ввод в эксплуатацию объекта и его мощность будут зависеть от доступности сырой нефти после исполнения экспортных контрактов с Китаем. «Роснефть» также модернизирует Комсомольский НПЗ с увеличением производительности до 120–140 тыс. барр./сут. (8 млн т в год) к 2017 г. НПЗ, который в настоящее время снабжается по железной дороге, будет подключен к системе ВСТО отдельным трубопроводом. Кроме того, Хабаровский НПЗ, который сейчас модернизируется для переработки 120 тыс. барр./сут., будет подключен к системе ВСТО для получения сырой нефти.

Сырая нефть ВСТО торгуется с премией к ближневосточному бенчмарку – сорту Dubai, хотя изначально она торговалась с дисконтом к Dubai. Действительно, нефть ВСТО содержит меньше серы, она легче сорта Dubai, а также удобнее с географической точки зрения – этим и обусловлена премия относительно поставок Dubai. Пока цены на смесь ВСТО превышают цены на Dubai, нельзя говорить, сможет ли смесь ВСТО стать азиатским бенчмарком и насколько возможно сохранить или увеличить премию. Пока что сложно оценить, сможет ли смесь ВСТО стать ценовым эталоном для Азиатско-Тихоокеанского региона, или же помешают проблемы, например с качеством нефти. Чтобы достичь этой цели, российские компании с высокой вероятностью могут перенаправлять в ВСТО более легкую и малосернистую нефть Западной Сибири, чтобы уравновесить ею объемы с повышенным содержанием серы. Кроме того, продвижение этого сорта нефти потребует увеличения поставок нефти на открытый рынок, а также увеличения числа трейдеров для обработки этих объемов.

Расчеты показывают, что, если все эти экспортные проекты будут реализованы, а НПЗ и нефтехимический комплекс на Дальнем Востоке – построены в соответствии с планами, потребуются дополнительные объемы добычи с пока что не освоенных новых месторождений.

## **Экспорт на европейские и мировые рынки**

### **Через черноморские порты**

Объемы экспорта нефти через порты Черного моря (рис. 6.12) довольно нестабильны, но демонстрируют общую тенденцию к снижению в последние годы, по мере того как приоритеты «Транснефти» и других компаний меняются в пользу экспорта нефти через новые терминалы в Приморске, в особенности в Усть-Луге. Суточные объемы отгрузки в Новороссийском порту в настоящее время находятся, как правило, в диапазоне 500–750 тыс. барр./сут. в сравнении с 800 тыс. барр./сут. несколько лет назад. По сообщениям, в 2013 г. средняя отгрузка составляла 540 тыс. барр./сут. по сравнению с немногим менее 600 тыс. барр./сут. в 2012 г. Россия может столкнуться с проблемами качества нефти на этом экспортном маршруте, а именно с повышенным содержанием серы, по мере того как малосернистая нефть будет отвлекаться на восточные маршруты или потребляться российскими НПЗ.

Экспорт из Туапсинского порта также снижается по мере роста использования легкой сибирской нефти на принадлежащем «Роснефти» Туапсинском НПЗ.

#### По трубопроводу «Дружба» и через порты Усть-Луги и Приморска

После ввода в эксплуатацию трубопроводных систем БТС-1 и БТС-2 совокупной экспортной мощностью около 2,1 млн барр./сут., а также трубопровода ВСТО-2, экспорт российской нефти по трубопроводу «Дружба» на Украину и в Центральную Европу сократился (рис. 6.12). Трубопроводные системы БТС-1 и БТС-2 были построены с целью снизить зависимость от транзита через прибалтийские республики (БТС-1), через Беларусь и Украину (БТС-2), а также как дополнительное средство диверсификации поставок до Атлантики. Украина и Беларусь в 2011 г. и 2012 г. даже направляли потоки реверсом по одной из двух ниток нефтепровода «Дружба» пропускной способностью 17 млн т в год, чтобы обеспечить поставки азербайджанской нефти на Мозырский НПЗ. Объемы экспорта по трубопроводу «Дружба» составляли в 2013 г. порядка 1 млн барр./сут.

Общие объемы экспорта нефти через западные порты и трубопроводы России также снижаются по причинам структурного характера по мере увеличения экспорта нефтепродуктов, включая продукты переработки газоконденсатных жидкостей, вместо экспорта нефти. В более краткосрочной перспективе колебания изменения объемов экспорта объясняются стратегией России, направленной на преодоление дисконта по сорту Urals (составляющему, как правило, 1–2 долл./барр.), обусловленного более высоким содержанием серы, что требует больших затрат на переработку и достижения ценового паритета с нефтью Brent. Изменения объемов экспорта также объясняются колебаниями маржи нефтепереработки в России – когда маржа высокая, экспорт сырой нефти проявляет тенденцию к небольшому снижению. Например, в июне 2013 г. ежедневные поставки нефти в Приморск сократились до 953 тыс. барр./сут. со среднего уровня около 1,4 млн барр./сут. в прошлые годы (а в среднем за 2013 г. составили 1,08 млн барр./сут.). В 2013 г. общие объемы экспорта через Приморск понизились на 21 %, так как потоки были перенаправлены в Усть-Лугу для снижения нагрузки на перегруженный Приморский порт. Экспорт через Усть-Лугу, составлявший 464 тыс. барр./сут. в июне 2013 г., увеличился до 538 тыс. барр./сут. в ноябре 2013 г., средний уровень за 2013 г. составил около 460 тыс. барр./сут., в том числе и потому, что через Усть-Лугу пошла нефть, ранее экспортировавшаяся через Гданьск<sup>54</sup>. Хотя совокупные отгрузки через Усть-Лугу и Приморск обычно достигают примерно 1,9 млн барр./сут. при общей пропускной способности 2,1 млн барр./сут., изменения в транспортируемых объемах нефти могут быть весьма значительными. Еще одним фактором могут стать плановые ремонты на НПЗ весной и осенью, которые приводят к увеличению объемов экспорта сырой нефти, или же формирование НПЗ запасов сырья на лето и на зиму, что, напротив, приводит к снижению. Наконец, нефтедобывающие компании также могут придерживаться выделенные им экспортные квоты в ожидании снижения пошлины на нефть в следующем месяце.

В среднесрочной перспективе поставки по трубопроводу «Дружба», вероятнее всего, останутся на том же уровне – 1 млн барр./сут. В июле 2013 г. «Роснефть» подпи-

54. Блумберг. Экспорт Urals падает из-за того, что российские НПЗ придерживают нефть: рынки энергоносителей; Руперт Роулинг и Джейк Рудницки // Интерфакс. – 7 июня 2013 г.; Нефтегазовый еженедельник «Россия и СНГ». – 7 ноября 2013 г.

сала договор с литовской нефтяной компанией Orlen на поставку 8 млн т в год (около 161 тыс. барр./сут.) до 2016 г. – 2,4 млн т в год (около 49 тыс. барр./сут.) – в Чешскую Республику (очевидно, здесь также имеет место некая договоренность об обмене объемами с ОАО «ЛУКОЙЛ» в отношении квот на прокачку по трубопроводу ВСТО). «Газпром нефть» располагает квотой на поставку 600 тыс. т в Чешскую Республику.

### Через Варандей

ОАО «ЛУКОЙЛ» находится в уникальной ситуации, поскольку оно владеет Варандейским терминалом на Баренцевом море, который снабжается через его собственный нефтепровод от нескольких его месторождений в Тимано-Печорском регионе, включая Южно-Хыльчюуское месторождение, и который дает возможность экспорта со стационарного морского ледостойкого отгрузочного терминала. Пропускная способность терминала составляет 12 млн т, но в 2012 г. он использовался на четверть мощности из-за пониженных объемов добычи на месторождениях. Однако к этому порту присоединяются другие месторождения, такие как им. Требса и им. Титова, разрабатываемые компанией «Башнефть-Полюс» (совместное предприятие «Башнефти» и ОАО «ЛУКОЙЛ»), и в близком будущем экспорт через него может увеличиться. «ЛУКОЙЛ», по сообщениям, собирается сертифицировать экспортируемую сырую нефть и ввести банк качества, чтобы стабилизировать качество нефти<sup>55</sup>.

## ОЦЕНКА

### РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

Проведенная Правительством Российской Федерации в 2013 г. реформа налогообложения сектора разведки и добычи, дополнившая ранее принятые аналогичные меры по Восточной Сибири, должна содействовать началу разработки следующего поколения нефтяных ресурсов России. Эта реформа также отражает решимость Правительства Российской Федерации поддерживать нынешние высокие уровни нефтедобычи в долгосрочной перспективе. В то же время эта задача весьма сложна, поскольку спад добычи на существующих месторождениях неизбежен и необходимо будет не только ограничить его, но и компенсировать новыми объемами добычи жидких углеводородов.

Правительству Российской Федерации следует тщательно сбалансировать подход к тому, каким ресурсам и в каких масштабах оно предпочтет дать налоговые преимущества, поскольку доступные для освоения ресурсы, позволяющие поддерживать высокие уровни добычи, различаются по экономическим параметрам, потенциалу и затратам. Возможно, не стоит отдавать приоритет месторождениям с наибольшей себестоимостью добычи.

Правительство Российской Федерации должно тщательно сбалансировать процедуру предоставления приоритета внедрению МУН на действующих старых месторождениях Западной Сибири и предусмотреть способствующие этому налоговые стимулы. Такой подход Россия ранее не применяла. В настоящее время для старых месторождений стимулов имеется немного, и поэтому МУН в России используются

55. URL: [www3.energyintel.com/WebUploads/gei-moscow/media-files/nc-story-24-10-three.html](http://www3.energyintel.com/WebUploads/gei-moscow/media-files/nc-story-24-10-three.html).

недостаточно. Существующим регионам нефтедобычи следует уделять больше внимания, так как эти методы могут стать самыми простыми и менее затратными способами поддержания уровней нефтедобычи в долгосрочной перспективе, в особенности поскольку инфраструктура здесь уже создана и может обеспечить значительный прирост добычи. Для этого также потребуются создать малым и средним нефтяным компаниям благоприятные условия для доступа к лицензионным участкам и месторождениям и сосредоточиться на повышении нефтеотдачи от малых истощенных месторождений, которые в противном случае оказались бы заброшенными. Также следует и далее поддерживать коммерциализацию добычи ГКЖ, благоприятные налоговые режим для использования этих ресурсов.

По мере развития разведочного бурения сланцевой нефти и получения более полного представления о геологических, технических и экономических возможностях и проблемах освоения этих ресурсов Правительству Российской Федерации следует повторно проконсультироваться с представителями отрасли на предмет оценки необходимости дополнительных корректировок системы налогообложения. Реализация потенциала добычи сланцевой нефти в России экологически и экономически приемлемым способом является важным элементом российской стратегии в отношении будущей добычи и экспорта нефти, стоит продолжать мониторинг данного направления. Правительство Российской Федерации также могло бы получить выгоды от возможного перехода на налогообложение каждого проекта по прибыли, что произошло бы в случае отмены НДС и экспортной пошлины, так как существующих налоговых стимулов в некоторых случаях может быть недостаточно. То же касается и арктических проектов, которые относятся к еще более отдаленному будущему, но где бессрочная отмена экспортной пошлины уже представляется необходимой для обеспечения жизнеспособности этих проектов. Подход, предполагающий первоочередное осуществление пилотных проектов, позволил бы постепенное продвижение в этом направлении. Указанные шаги должны сопровождаться значительными улучшениями корпоративного и оперативного управления государственными компаниями, на долю которых теперь приходится большая часть российской добычи, с тем чтобы обеспечить полную прозрачность издержек, в особенности через прозрачные и полностью конкурентные тендерные торги. По мере изменений Министерству финансов Российской Федерации потребуется обеспечить недопущение раздувания этих издержек и сокрытия прибылей.

Уже достигнут прогресс в сближении методов расчетов запасов и резервов с международными стандартами и открытой публикации этих сведений. Дальнейший потенциал развития имеется в сферах финансовой отчетности, общей прозрачности и открытость конкурсов наряду с прозрачностью структуры собственников компаний, тендерных сделок и отчетности. Правительству Российской Федерации необходимо также создать в России активную и конкурентоспособную отрасль нефтесервисных услуг, которая сможет предоставлять услуги по бурению с использованием современных технологий по разумным и конкурентоспособным ценам.

## ЭКСПОРТНЫЕ РЫНКИ

МЭА приветствует проводимую Правительством Российской Федерации и нефтяными компаниями России работу по диверсификации экспортных рынков, что укрепляет глобальную энергетическую безопасность.

Правительству Российской Федерации следует содействовать с ОАО «Транснефть» и ведущими нефтедобывающими компаниями России в продолжении диалога и

сотрудничества в отношении планирования будущего экспорта нефти в Азиатско-Тихоокеанский регион. Необходимо предоставлять равные возможности всем участникам рынка, если есть интерес к продвижению марки нефти ВСТО как эталонной для Азиатско-Тихоокеанского региона. Здесь необходимо наличие множества поставщиков и прозрачность денежных потоков и заключаемых сделок. Правительству Российской Федерации также следует обеспечить, чтобы арбитраж между экспортными нефтяными потоками, ориентированными на восток и на запад, не приводил бы к дефициту углеводородов или колебаниям цен, которые порождали бы спекуляции и могли бы поставить под угрозу безопасность поставок нефти в некоторые страны Европы.

## РЫНКИ ПЕРЕРАБОТКИ И СБЫТА

МЭА приветствует проводимую Правительством Российской Федерации работу по повышению стандартов качества топлива и поддержке модернизации российских НПЗ. Правительству Российской Федерации следует гарантировать отсутствие дополнительных задержек поставок топлива с введением новых стандартов качества топлива, а также удостовериться, что компании выполняют обязательства по модернизации своих НПЗ и увеличению потенциала производства нефтепродуктов стандарта Евро-5, чтобы не допустить дефицита нефтепродуктов в дальнейшем. Кроме того, Правительству Российской Федерации необходимо ужесточить контроль за качеством топлива и за деятельностью мини-НПЗ и АЗС, производящих или реализующих поддельную или разбавленную посторонними примесями продукцию. Действительно, переход на более высококачественные нефтепродукты с высокой вероятностью будет сопровождаться повышенной активностью производителей контрафактных нефтепродуктов либо ростом сбыта более дешевых и низкокачественных нефтепродуктов. Правительству Российской Федерации также следует повышать прозрачность розничного рынка посредством создания региональных систем ценовой информации и мониторинга для всех потребителей, а также расширения возможностей ФАС России по мониторингу динамики цен.

## СТАТИСТИКА ПО ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯМ

Значительная доля России в совокупном объеме ресурсов, добыче и экспорте ископаемого топлива обуславливает ее важнейшую роль в обеспечении достаточности и надежности мировых поставок энергоресурсов. Мировые рынки энергоносителей переживают период неопределенности, так что вопрос прозрачности рынков важен как никогда. В эпоху изменений тенденций на глобальных рынках нефти, включая резкий рост потребления в странах, не входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), и изменений на нефтяной карте мира роль России возрастает. Стране следует обеспечивать своевременную публикацию статистических данных по энергоносителям на основании методов МЭА/ОЭСР, стандартизированных в соответствии с условиями других международных организаций, собирающих статистические данные об энергетике, таких как ООН, и следить за своевременностью и достаточностью сведений, передаваемых для включения в статистику МЭА и Организации совместной инициативы по нефтяной статистике (JODI). Кроме того, России следовало бы рассмотреть раздельное предоставление данных по ГКЖ и конденсату, которые часто объединяются в статистике.

**РЕКОМЕНДАЦИИ**

Правительству Российской Федерации следует:

- Сделать приоритетом применение МУН на старых месторождениях и обеспечить создание необходимой базы для освоения трудноизвлекаемых ресурсов нефти. Для этого потребуются соблюдать баланс между последовательностью и предсказуемостью нормативной базой и налогового режима и обеспечением гибкости и способности адаптироваться к меняющимся экономическим, технологическим и местным геологическим реалиям.
- Продолжать адаптировать налогообложение (НДПИ и экспортную пошлину) по мере необходимости предсказуемым, единообразным и последовательным образом в целях стимулирования инвестиций в новые технологии добычи, в особенности применительно к трудноизвлекаемым ресурсам, чтобы можно было воспользоваться экономией от масштабов и эффективности. Также следует гарантировать, чтобы меняющиеся ставки налогообложения не исказили принимаемые добывающими компаниями экономические решения; готовиться к постепенному переходу на систему налогообложения по прибыли в секторе разведки и добычи.
- Продолжать поощрять зарубежные партнерства и привлечение иностранных инвестиций, создавать более благоприятную инвестиционную и нормативную среду для малых и средних компаний, работающих в секторе разведки и добычи либо в индустрии нефтесервисных услуг, для поощрения конкуренции и создания динамичного рынка нефтесервисных услуг, способного обеспечить специфические потребности МУН, извлечения сланцевой нефти и освоения других трудноизвлекаемых ресурсов.
- Продолжать повышать качество продуктов нефтепереработки и конкурентоспособность секторов нефтепереработки и розничной торговли, а также обеспечить эффективный мониторинг и контроль над качеством и конкуренцией.
- Продолжать способствовать повышению прозрачности рынка и оперативно внедрять статистику, основанную на международных стандартах, методах и механизмах отчетности.



## 7. УГОЛЬ

### Основные данные (2013 г., оценочные)

**Добыча каменного угля:** 274 млн т, +80 % с 2000 г.

**Добыча лигнита:** 78 млн т, –11 % с 2000 г.

**Импорт:** 30 млн т

**Экспорт:** 143 млн т

**Доля угля (2012 г.):** 17,3 % общего предложения первичной энергии (ОППЭ) и 15,7 % производства электроэнергии

**Внутреннее потребление (2012 г.):** производство энергии – 62,4 %, прочие виды преобразования – 17,4 %, промышленность – 16,9 %, коммерческий сектор и коммунальные услуги – 2 %, жилой сектор – 1,2 %

## ОБЩИЙ ОБЗОР

Россия располагает одними из самых богатых месторождений угля в мире и является одним из ведущих мировых производителей угля. Большая часть угольных запасов России находится в основном в Сибири и на Дальнем Востоке, что создает проблемы для их коммерческого освоения, так как требуется длительная транспортировка для их доставки на внутренний и зарубежный рынки. Это делает весьма дорогостоящей транспортировку угля к основным пунктам назначения в стране и особенно на зарубежные рынки. Россия занимает третье место в мире по экспорту угля после Австралии и Индонезии и играет значительную роль в обеспечении бесперебойности поставок по всему миру. Поскольку добыча угля – отрасль трудоемкая и базируется в удаленных районах, производство угля также является важным аспектом социальной и региональной политики. На этом фоне уголь мог бы играть ведущую роль в энергетическом балансе России, однако этому препятствует конкуренция со стороны относительно более дешевого и имеющегося в значительных количествах газа, особенно в европейских регионах России.

После распада и приватизации бывшей государственной отрасли в 1990-е гг. угольный сектор российской экономики столкнулся с рядом тяжелых проблем. Среди них – нехватка современного угледобывающего оборудования, необходимость оптимизации неприбыльных шахт, недостаток квалифицированной рабочей силы и открытость влиянию мировых рынков. Эти трудности были преодолены, и сейчас уголь стал важной частью энергетического баланса России, он обеспечивает примерно 16 % выработки электроэнергии и 17 % общего предложения первичной энергии (ОППЭ).

В январе 2012 г. Правительство Российской Федерации утвердило Долгосрочную программу развития угольной промышленности России на период до 2030 г. с целью модернизации угледобычи и создания благоприятной деловой среды для угольной отрасли. Целью стратегии является повышение добычи до 390 млн т, из

которых 170 млн т предназначены на экспорт, а остальные 220 млн т – для внутреннего рынка в связи с прогнозируемым увеличением генерации электроэнергии с использованием угля.

Дополнительная добыча угля в будущем определена в диапазоне 325–430 млн т в зависимости в основном от динамики железнодорожных тарифов и транспортных расходов. В настоящее время Правительство Российской Федерации дорабатывает программу, однако в этих цифрах важно то, насколько добыча угля зависит от транспортных тарифов. Следствием одной из стратегических целей Правительства Российской Федерации стало развитие новых мест добычи на Дальнем Востоке, что упростило бы проблемы доставки и улучшило бы конкурентоспособность экспорта российского угля на азиатских рынках. В общем достижение этих целей будет зависеть от изменения цен на газ в России, роста валового внутреннего продукта, роста спроса на электроэнергию и ее потребления энергоемкими отраслями, развития крупных гидроэлектростанций в Восточной Сибири, стандартов защиты окружающей среды, устранения участков с низкой пропускной способностью в транспортной инфраструктуре и в области экспорта, а также от уровня спроса на зарубежных рынках.

## ПРЕДЛОЖЕНИЕ

---

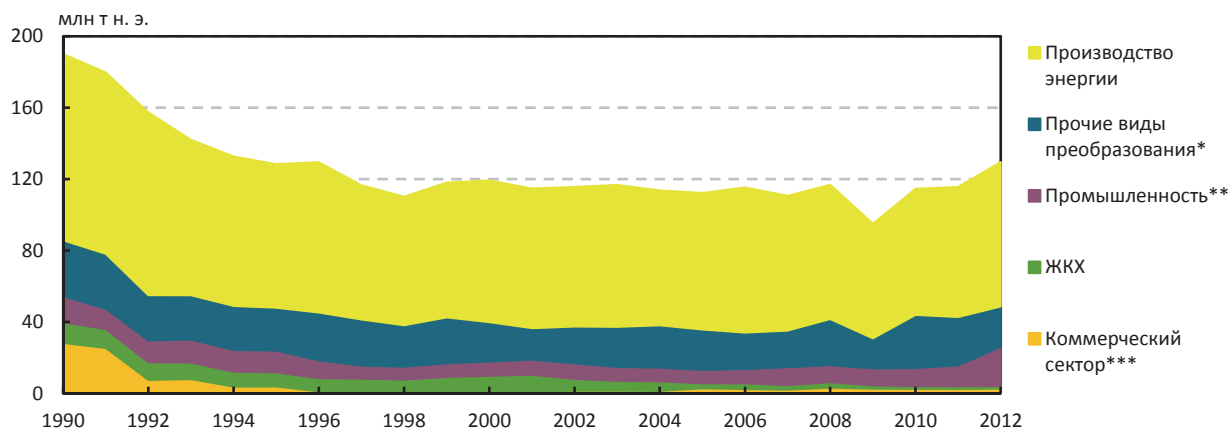
Согласно данным Федерального института геонаук и природных ресурсов Германии<sup>1</sup>, на долю России приходится 160 млрд т запасов угля, что составляет более 15 % мировых запасов и обеспечивает стране третье место в мире после США и Китая. Мировые запасы каменного угля (т. е. запасы для коммерческого использования) составляют примерно 755 Гт, из них на долю России приходится 69 Гт, или 9,1 %. На основе этих данных Россия занимает четвертое место после США (29,8 %), Китая (23,9 %) и Индии (10,2 %). Мировые запасы лигнитов оцениваются в 283 Гт, по этому показателю Россия занимает первое место, обладая примерно 91 Гт (32 %), за ней следуют Австралия (15,6 %), Германия (14,3 %) и США (10,8 %). Согласно данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, общие запасы угля в России даже больше: на уровне 194,7 млрд т по состоянию на январь 2013 г.

В 2011 г. в России уголь, в том числе каменный и бурый (лигнит), обеспечил 129,6 млн т условного топлива в нефтяном эквиваленте (н. э.), или 17,3 % ОППЭ, причем эта доля снизилась с 18,6 %, достигнутых в 2002 г.

По состоянию на 2012 г. Россия является шестым по значимости производителем каменного угля в мире после Китая, США, Индии, Индонезии и Австралии. В 2012 г. она произвела 272,7 млн т каменного угля. Россия занимает второе место по добыче лигнитов (77,8 млн т в 2012 г.) после Германии. Добыча каменного угля увеличилась на 81 % с 2000 г., в то время как добыча лигнитов сократилась на 11 %. На рис. 7.1 показано изменение ОППЭ угля по каждому сектору потребления с 1990 г. со значительным снижением после распада Советского Союза.

---

1. Исследование энергетики – 2012: запасы, ресурсы и доступность энергетических ресурсов. – Ганновер : Федеральный институт геонаук и природных ресурсов Германии (BGR), 2011.

**Рисунок 7.1** ОППЭ угля по секторам потребления, 1990–2012 гг.

Примечание: Данные по 2012 году являются предварительными. ОППЭ по секторам потребления.

\* Прочие виды преобразования включают в себя коксовые и доменные печи и собственное использование энергии.

\*\* Промышленность включает в себя сферы использования, не связанные с получением энергии.

\*\*\* Коммерческий сектор включает в себя жилой и коммерческий секторы, коммунальные услуги, сельское/лесное хозяйство, рыболовство и иные виды конечного потребления.

Источники: Энергетические балансы стран, не входящих в ОЭСР. – Париж: МЭА/ОЭСР, 2013; данные, предоставленные странами.

В 2012 г. добыча угля в рядовом виде составила 354,9 млн т. Из этого количества 156 млн т было обогащено<sup>2</sup> и 319 млн т – продано, из них 185 млн т на внутреннем рынке, 134 млн т – экспортировано (116 млн т энергетического и 18 млн т коксующегося угля). Кроме того, 30 млн т было импортировано (в основном из Казахстана), таким образом, поставки угля на внутренний рынок составили 209 млн т. Из общего объема добычи 71 %, или 251 млн т было получено открытым способом разработки, а остальное – подземным.

Распределение по географическим регионам показано в табл. 7.1; регионы, в которых сосредоточены основные запасы, обозначены на карте (рис. 7.2).

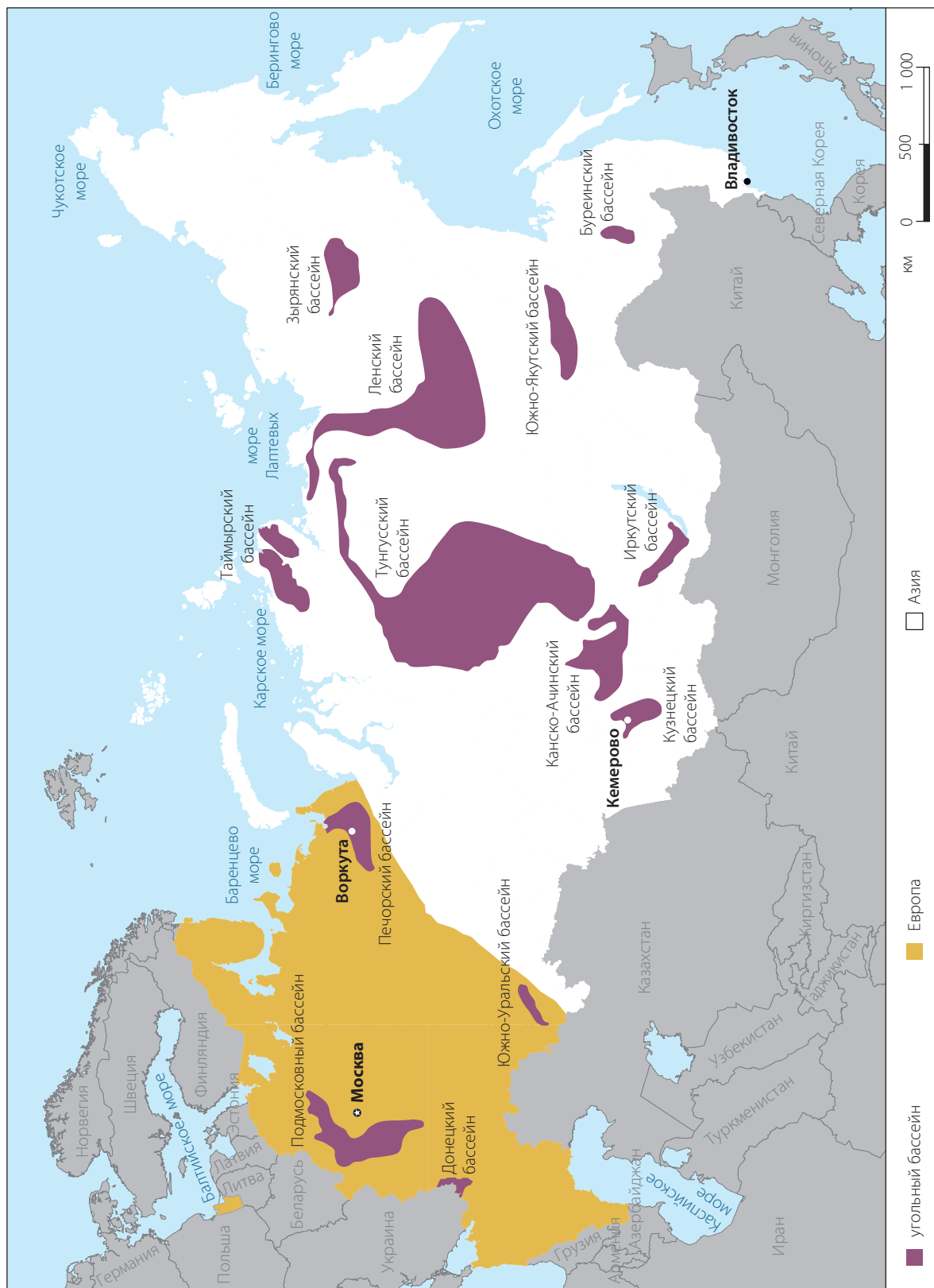
**Таблица 7.1** Добыча угля в основных регионах (2013 г.)

Федеральный округ	Регион	Добыча (млн т)
Сибирский	Кемеровская область	203
Сибирский	Красноярский край	38
Сибирский	Забайкальский край	21
Сибирский	Республика Хакасия	14
Сибирский	Иркутская область	13
Сибирский	Новосибирская область	5
Северо-Западный	Республика Коми	14
Дальневосточный	Республика Саха (Якутия)	13
Дальневосточный	Приморский край	8
Дальневосточный	Хабаровский край	5
Дальневосточный	Сахалинская область	4

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации.

2. Имеется в виду подготовка и обогащение угля как мокрым, так и сухим способом.

Рисунок 7.2 Угольные бассейны в России



Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

Источник: МЭА.

В 2012 г. добыча антрацитов составила 14 млн т, энергетического битуминозного угля – 187 млн т, коксующегося угля – 76 млн т, а лигнита – 78 млн т.

В настоящее время 11 крупных угольных компаний обеспечивают порядка 70 % добычи. Основные производители – ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания» (СУЭК) (97,5 млн т в 2012 г.) и ОАО «УК „Кузбассразрезуголь“» (45 млн т); добывающие в основном энергетический уголь и ориентированные на экспорт. Добычу коксующегося угля контролируют вертикально интегрированные металлургические холдинги, на долю которых приходится 90 % всей добычи; основные группы – «Евраз», ОАО «Северсталь» и ОАО «Мечел».

## ПОТРЕБЛЕНИЕ

Как и в большинстве стран мира, уголь в России используется в основном для производства электроэнергии, на его долю приходится 28,3 % потребления ископаемого топлива. В 2012 г. потребление энергетического угля на внутреннем рынке составило 172 млн т. В последние годы объемы энергетического угля на внутреннем рынке сократились. Потребления угля в электроэнергетике слегка выросло (до 108 млн т), в основном ввиду небольшого роста выработки электроэнергии на угле в Сибири из-за уменьшения выработки на гидроэлектростанциях. Согласно данным Правительства Российской Федерации, сегодня имеется 184 ТЭС/ТЭЦ, работающих на угле, общей мощностью 60,91 ГВт; многие из них вырабатывают как тепловую, так и электрическую энергию<sup>3</sup>. На централизованное теплоснабжение и коммунальный сектор в 2012 г. пришлось 24 млн т, причем потребление угля устойчиво снижается. Всего в 2012 г. на угольные электростанции было поставлено 99,9 млн т угля.

В 2012 г. Россия была пятым по величине производителем стали в мире после Китая, Японии, США и Индии. Сталелитейная промышленность является основным потребителем коксующегося угля.

Большинство российских цементных заводов работает на газе; только 5 из 50 заводов в Сибири и на Дальнем Востоке страны потребляют уголь.

Уровень потребления угля в значительной мере обусловлен конкуренцией с газом и, следовательно, тесно связан с изменениями цен на газ. В 2000-х гг. перспективы российского внутреннего угольного рынка были многообещающими, что связывалось с ожидавшимся ростом цен на природный газ (см. раздел «Природный газ»), которые должны были достичь уровня экспортных цен (за вычетом расходов на транспортировку и пошлин). Это повысило бы конкурентоспособность угля на внутреннем рынке и изменило бы топливный баланс электроэнергетики в европейской части России и на Урале, что могло бы даже привести к строительству новых электростанций, работающих на угле, и, в конечном счете, к повышению потребления угля для выработки электроэнергии. Однако регулируемые цены на газ увеличились не так сильно, как первоначально предполагалось, отчасти из-за роста объема поставок газа на электростанции со стороны независимых производителей по ценам ниже регулируемых, так что перспективы для угля в электроэнергетике стали менее оптимистичными.

3. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Смотря вперед, можно сказать, что будущее внутреннего рынка угля будет определяться следующими факторами:

- степенью использования угольных ТЭС во всех регионах, в первую очередь в Сибири. Это будет зависеть от достижения проектной мощности Богучанской и Саяно-Шушенской ГЭС, а также от реализации проектов строительства новых алюминиевых заводов;
- уровнем регулируемых оптовых цен на газ, который будет определяющим для развития спроса на уголь для электростанций европейской части России и Урала;
- успехами в модернизации и строительстве новых угольных энергоблоков в рамках договоров о предоставлении мощности<sup>4</sup>. Сдача этих новых мощностей планируется на 2013–2016 гг. Ожидается, что новые угольные энергоблоки дадут 2736 МВт, еще 1000 МВт планируется получить в результате модернизации станций;
- степенью возможного перевода действующих цементных заводов с газа на уголь и строительства новых цементных заводов, работающих на угле.

Основной объем энергетического угля на внутреннем рынке продается на условиях годовых контрактов по фиксированной цене, однако доля поставок по контрактам, заключенным на срок свыше года, например три – пять лет, постепенно повышается. Цены в таких контрактах устанавливаются изначально или индексируются в зависимости от инфляции. Коксующийся уголь в основном продается по контрактам, срок действия которых составляет от шести месяцев до одного года. Спотовые поставки используются ограниченно, для удовлетворения краткосрочных потребностей.

Цены на уголь на внутреннем рынке изменяются в зависимости от вида угля и типа контракта. Цены на энергетический и коксующийся уголь близки к уровням экспортных цен за вычетом транспортировки. Поскольку используемый на внутреннем рынке энергетический уголь, как правило, низкокалорийный, на него предоставляется скидка. Цены на лигнит обычно формируются в отрыве от цен на международном рынке, на основе переговоров между потребителями и поставщиками. Высокосортный уголь занимает отдельную нишу рынка, цена на него определяется в зависимости от качества и вида использования.

Несмотря на то что развитие рынка демонстрирует весьма положительные признаки, такие как отсутствие вмешательства Правительства Российской Федерации, особенно в вопросах ценообразования, рынок по-прежнему далек от того, чтобы быть конкурентоспособным, прозрачным и ликвидным. Согласно поправке к распоряжению Правительства Российской Федерации от 10.02.2011 г. № 167-р для повышения прозрачности обо всех контрактах, превышающих 1 млн т, необходимо сообщать на одной из товарных бирж.

---

## ЭКСПОРТ

---

Более трети добываемого в России угля поступает на экспорт (143 млн т в 2013 г.), 70 % которого приходится на атлантический рынок. Россия, к примеру, является важнейшим поставщиком угля в ЕС. Правительство Российской Федерации планирует увеличение объемов экспорта угля до 2030 г., в частности в Азию. Таким обра-

---

4. См. раздел «Электроэнергия».



зом, к 2030 г. общий объем экспорта может составить 170 млн т, равномерно распределенных между азиатско-тихоокеанским и атлантическим рынками. Прогнозы Международного энергетического агентства (МЭА) более осторожны и предусматривают рост объема экспорта до 2020 г., но затем пик и спад к 2035 г. до уровней ниже 2011 г. к 2035 г.<sup>5</sup>

В то время как большая часть российского угля потребляется на внутреннем рынке, наибольший потенциал роста сектора связан с экспортом. Несмотря на интенсивные дебаты об изменении климата и разнообразие политических течений во всем мире по борьбе с ним, нельзя отрицать тот факт, что за последнее десятилетие уголь дал миру почти такое же количество дополнительной первичной энергии, как и все остальные виды топлива вместе взятые: ископаемые, ядерное топливо и энергия из возобновляемых источников. Потребление угля увеличивается в основном в Китае и Индии, но и в остальном мире оно также не снижается.

С учетом существования ограниченного количества стран с обширными запасами и конкурентоспособной ценой, растущий спрос все в большей степени удовлетворяется за счет импортируемого угля, в результате чего международная торговля растет быстрее, чем спрос. В 2012 г. торговля перевозимым по морю энергетическим углем выросла (как росла и в течение предыдущих 18 лет), достигнув впечатляющего показателя, особенно учитывая, что на этот период пришелся кризис 2008 г. и технологический кризис в Азии. В Европе из-за внедрения схемы торговли квотами на выбросы, а также из-за кризиса импорт угля так и не достиг уровня 2005 г. В табл. 7.2 представлено изменение объемов импорта в основных странах мира.

**Таблица 7.2** Сравнение объемов импорта в основные импортирующие страны, 2007 и 2012 гг.

Страна	Объемы импорта в 2007 г. (млн т)	Объемы импорта в 2012 г. (млн т)
Китай	51	289
Япония	187	184
Индия	50	160
Корея	88	126
Китайский Тайбэй	65	65
<b>Все пять стран</b>	<b>441</b>	<b>824</b>

Примечание: Приведенные в табл. 7.2 цифры демонстрируют впечатляющий средний годовой показатель роста 13,3 %.

Источник: МЭА (2013), Среднесрочный доклад о состоянии рынка угля.

В среднесрочной перспективе прогнозы МЭА показывают, что эта тенденция вряд ли прекратится, хотя необходимо принять во внимание несколько аспектов. Объемы импорта в Китай значительно зависят от уровня цен на внутреннем и международном рынках. Япония, Республика Корея и Китайский Тайбэй, не имея собственных ресурсов (Корея производит небольшие объемы), полностью зависят от импорта. Вследствие снижения выработки электроэнергии на атомных станциях в Корее и в Японии объемы импорта в этом регионе будут значительными, особенно в Корее,

5. Это основной сценарий Прогноза развития мировой энергетики – 2013, согласно которому будет внедрена новая политика в области изменения климата для сдерживания повышения температуры не выше 4 °С.

где будут запущены в эксплуатацию новые ТЭС на угле. Индия, занимающая промежуточную позицию, будет импортировать значительные объемы из ЮАР, Австралии и Индонезии, но импорт российского угля непривлекателен в связи с географическим положением. В дополнение к упомянутым странам другие страны Ассоциации государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН), вероятнее всего, увеличат потребление угля. В Европе, несмотря на благоприятное соотношение цены угля и цены газа, невразумительные экономические перспективы, внедрение возобновляемых источников энергии и вывод из эксплуатации ряда объектов согласно требованиям Директивы о крупных топливосжигающих установках более чем нивелируют увеличение потребления угля от ввода в эксплуатацию значительных новых мощностей угольных ТЭС в Германии и Нидерландах. Снижение собственной добычи угля в Германии, Испании и Великобритании компенсирует падение импорта, однако в конечном счете итоговый результат – значительное смещение торговли углем в Тихоокеанский регион.

Если говорить о долгосрочной перспективе, то прогнозы МЭА предусматривают, что с учетом характеристик населения и экономики Китая объемы импорта угля достигнут пика вскоре после 2020 г., хотя Индия и другие страны АСЕАН займут лидирующие позиции за счет продолжающегося сильного роста импорта.

Что касается поставок, то конкуренция здесь очень ограничена. Все объемы экспорта энергетического угля, перевозимого морским путем, обеспечиваются шестью странами: Индонезией, Австралией, Россией, США, Колумбией и ЮАР. Если добавить Канаду, то же самое относится и к коксующемуся углю. А если мы включим в это число Казахстан (энергетический уголь) и Монголию (коксующийся уголь), то же самое применимо к экспортным объемам угля, перевозимым по морю и по суше. Ключевые новые тенденции прослеживаются в тех же странах, за исключением Мозамбика. Несмотря на недавние проблемы, Мозамбик обладает обширными конкурентоспособными запасами угля, которые когда-то будут доступны для экспорта. Ликвидность финансовых рынков угля повышается, и все больше инструментов хеджирования становятся доступными для защиты от волатильности, распространяясь на большее количество географических регионов и разнообразие типов и свойств угля. Российский уголь является крайне конкурентоспособным, если учесть расходы на его добычу, однако, принимая во внимание расстояние до портов, транспортные расходы приобретают решающее значение. Ввиду недостатка хеджирования для железнодорожных перевозок речь идет не только о затратах, но и о гибкости. В следующем разделе рассматриваются эти аспекты.

Однако импорт в Россию – совершенно иная история, никак не связанная с динамикой экспорта. Импорт угля поступает в Россию из Казахстана еще с советских времен, поскольку недалеко от границы расположен ряд ТЭС, проектным топливом для которых является уголь из Казахстана. Примечательно, что поставка угля из Казахстана в Россию – наиболее крупные объемы в мире экспорта по суше.

## ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ РОССИЙСКОЙ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

### Конкурентоспособность, безопасность и транспортировка

Поскольку приватизация завершилась в начале 2000-х гг., время государственной плановой неприбыльной промышленности давно прошло, и российская угольная промышленность, работая без государственных дотаций, стала в общем эффективной и конкурентоспособной. Недавние изменения в ней даже превзошли ожидания. За последние пять лет угледобывающие мощности расширились примерно на 80 млн т, а углеобогащительные мощности – на 40 млн т. В авангарде этих изменений находился Кузбасс. Тем не менее имеется ряд задач, которые угольная промышленность должна решить в ближайшие годы.

В стране, где в значительной мере доступен дешевый газ, спрос на уголь станет испытывать давление со стороны газа, который будет более важен в европейской части России, а с учетом того, что оптовые тарифы регулируются, он станет зависеть от политических решений. Российская угольная промышленность стоит перед проблемой существенной нехватки квалифицированных рабочих. Средняя глубина шахт растет (с 380 м в 2000 г. до 425 м в 2010 г.). Это увеличивает эксплуатационные расходы, а также приводит к удорожанию инвестиций. В отношении экспортных рынков проблемные участки в железнодорожной инфраструктуре, особенно в направлении Дальнего Востока, сдерживают развитие угольной промышленности.

Несмотря на усовершенствования углеобогащительных мощностей, которые привели к росту объемов обогащения угля на 30 % в 2012 г. по сравнению с 2007 г., качество российского угля все еще далеко от международных стандартов, особенно в отношении угля для внутреннего потребления. Согласно полученной в 2010 г. информации средняя теплотворная способность угля, потребляемого для выработки электроэнергии, была ниже 4,8 тыс. ккал на 1 кг, в значительной мере из-за его высокой зольности. Это создает экологические проблемы вместе с рекультивацией земель, поврежденных добычей угля, утилизацией отходов, выбросами метана, а также всем, что связано с использованием угля, прежде всего на электростанциях: выбросы, обращение с золой и пр.

Безопасность является проблемой в большинстве угледобывающих стран в мире, особенно в тех, где значительна доля подземной добычи. Россия не является исключением: в 2012 г. произошло 0,15 смертельных случаев на 1 млн т по сравнению с 0,48 в 2010 г. Однако следует обратить внимание на все еще действующие устаревшие технические регламенты в угледобыче, скудные инвестиции в инфраструктуру на некоторых шахтах и частую нехватку современного горного оборудования, порой из-за ограничений на импорт. Низкая производительность (1880 т на человека в год) отчасти является результатом этих проблем и также связана как с экономическими проблемами, так и с безопасностью.

Очень специфическая российская проблема – нехватка квалифицированной рабочей силы, особенно в малозаселенных районах, где ожидается развитие угледобычи. Этот недостаток, вероятно, будет приобретать все большее значение, так как доля добычи в Восточной Сибири и Южной Якутии, по прогнозам, увеличится.

Что касается налогов, сейчас российские производители угля платят налог на добычу полезных ископаемых в размере примерно 0,7 долл. за 1 т энергетического угля и 1,6 долл. за 1 т коксующегося угля, при этом имеются изменения в зависимости от

конкретной шахты. В соответствии с новым распоряжением, принятым в декабре 2013 г., для месторождений Дальнего Востока и Восточной Сибири предусмотрены льготные ставки налога. После трехлетнего периода освобождения от уплаты налогов с момента начала работы ставка налога постепенно повышается между четвертым и десятым годом, когда она становится равной ставке на остальной территории страны. Разработка месторождений на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири требует больших инвестиций ввиду отсутствия инфраструктуры и суровых условий. В принципе, такая налоговая система положительно влияет на развитие этих территорий. Однако суммы, о которых идет речь, не очень значительны, причем освобождение от налогов предназначено лишь для новых объектов, поэтому эффект от этого ожидается умеренный.

### **Конкурентоспособность – наземная транспортировка**

С учетом расстояния от центров добычи до центров потребления и портов особое значение приобретает эффективная сеть железных дорог, особенно потому, что потенциал роста связан с экспортом. В 2013 г. примерно 300 млн т угля было перевезено по железной дороге, что немногим меньше 25 % всех грузов. Частые заторы, старые вагоны и отсутствие четких рамок для развития новой инфраструктуры являются основными проблемами, связанными с инфраструктурой. Заторы и неразвитая инфраструктура могут ограничить рост объемов экспорта угля, предназначенного для Азиатско-Тихоокеанского региона.

Одновременное развитие железных дорог и портов является ключевым, однако трудноразрешимым вопросом, поскольку большинство портов развиваются за счет частных средств, тогда как железные дороги являются монополией, управляемой ОАО «Российские железные дороги». Кроме того, возможности увеличения пропускной способности портов ограничены.

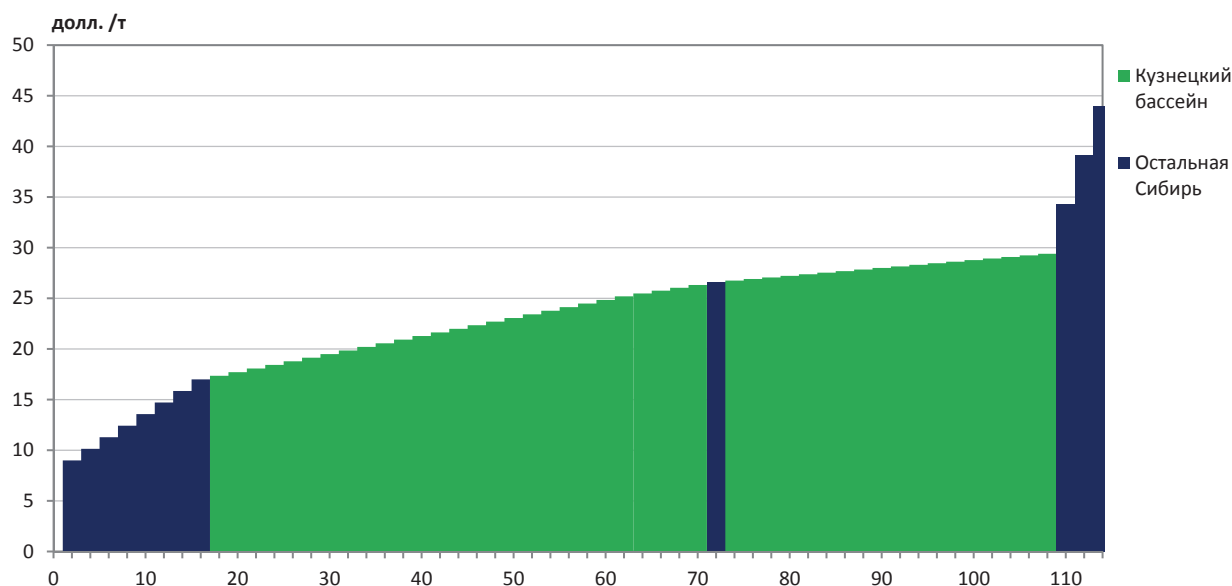
В то время как российский уголь является относительно недорогим по сравнению со стоимостью добычи на мировом уровне (несмотря на рост затрат за последние годы, обусловленный повышением расходов на электроэнергию, материалы и топливо, а также ростом зарплат, превышающим эффект от повышения производительности труда), районы добычи угля в основном удалены от центров потребления и экспортирующих портов. В соответствии с данными, собранными в 2012 г., лишь 142 млн т, или 40 % отечественного угля было перемещено на расстояние менее 500 км, 115 млн т перевезено на расстояние свыше 4 тыс. км, из этого количества 14 млн т переместилось более чем на 6 тыс. км. Это имеет значение, так как Кемерово находится на расстоянии 4411 км от Новороссийска, 4732 км от Мурманска и 5306 км от Ванина. Среднее расстояние на внутреннем рынке составило 850 км, а для экспортируемого угля – 4400 км. Следовательно, расходы на внутреннюю наземную транспортировку остаются ключевым фактором, влияющим на конкурентоспособность и рентабельность российского угля.

Поскольку капиталовложения в добычу угля ниже капиталовложений, необходимых для добычи нефти или газа, краткосрочные предельные издержки, или денежные затраты FOB (ФОБ) значительно влияют на конкурентоспособность угля. Структура затрат ФОВ отличается от страны к стране и даже от шахты к шахте. Более того, она подвержена сильным изменениям, и то же самое справедливо для ее составляющих. Основными компонентами затрат ФОВ обычно являются затраты на добычу и наземную транспортировку, среди других важных расходов также расходы на подготовку и обогащение угля, накладные расходы, плата за разработку недр и др.

Структура расходов на добычу различна для разных методов. Несмотря на то что точная структура зависит от конкретной шахты и производителя, добыча открытым способом, преобладающая в России (70 % добычи), как правило, нуждается в большем количестве дизельного топлива, автопокрышек или взрывчатки. Подземная добыча, обеспечивающая оставшиеся 30 %, требует более значительных затрат, большего количества электроэнергии и металла.

На рис. 7.3 показана кривая денежных затрат на добычу экспортируемого российского энергетического угля; налицо высокая конкурентоспособность расходов на добычу, большая часть угля находится ниже уровня 30 долл. за 1 т, а значительное количество – ниже 20 долл. за 1 т.

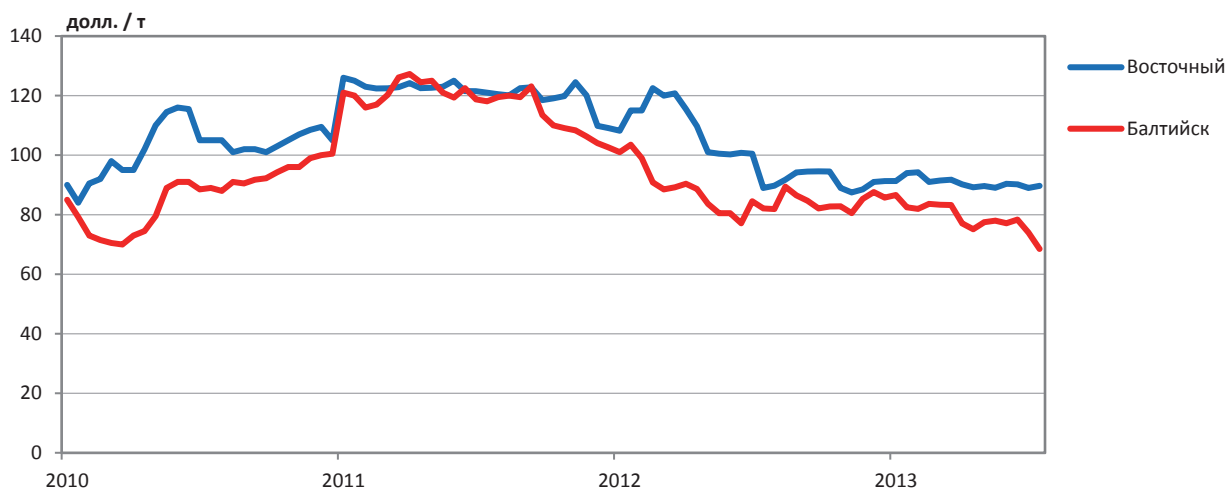
**Рисунок 7.3** Кривая стоимости добычи экспортируемого российского энергетического угля



Источник: анализ МЭА на основе данных Wood Mackenzie.

Таким образом, становится очевидным, что в России ввиду низких затрат на добычу и больших расстояний от центров добычи до потребителей или портов расходы на наземную транспортировку являются ключевой проблемой для конкурентоспособности угля. На самом деле расходы на перевозки железнодорожным транспортом могут составлять одну треть от расходов FOB для используемого на внутреннем рынке угля и намного больше половины расходов FOB для экспортируемого энергетического угля. В случае с коксующимся углем, расходы на добычу которого выше, эта доля не столь высока, но все же значительна, так как транспортные расходы могут составлять примерно 25–30 % от затрат FOB.

На рис. 7.4 показано последнее изменение расходов FOB в балтийских и дальневосточных портах. Он показывает, что при уровнях цен 2011 г. экспорт угля из России был рентабельным даже при высоких транспортных расходах. Однако маржа стремительно сократилась в течение последнего года, и теперь некоторые производители едва получают прибыль.

**Рисунок 7.4** Расходы ФОБ на энергетический уголь из портов Восточный и Балтийск, 2010 – май 2013

Источник: McCloskey (2013), Отчеты по углю McCloskey 2010–2013, McCloskey's, Лондон, <http://cr.mccloskeycoal.com>.

Как правило, расходы на транспортировку товаров железнодорожным транспортом в России выводятся в результате сложного и многокомпонентного процесса. Общая сумма расходов зависит от многих факторов, включая направление транспортировки, расстояние, возможность получения скидок на тарифы, наличие в собственности составов, объем транспортировки и вид перевозимых товаров. Таким образом, любое упрощение рискованно. Но, как правило, тариф, установленный Федеральной службой по тарифам (ФСТ России), включает плату за использование инфраструктуры и локомотивов, которые принадлежат монополисту – Российским железным дорогам, а также плату за использование вагонов поездов, их рынок конкурентный, и в нем также участвуют Российские железные дороги.

ФСТ России – это федеральный исполнительный орган, отвечающий за определение ряда тарифов, в частности на железнодорожные грузоперевозки. Тарифы устанавливаются на основе средних расходов на поддержание транспортной сети с небольшой маржой постановлением Федеральной энергетической комиссии России от 17.06.2003 г. № 47-т/5 «Тарифы на перевозки грузов и услуги инфраструктуры, выполняемые Российскими железными дорогами» (Прейскурант № 10-01), в котором приведены базовые уровни. Эти уровни обновляются в соответствии с коэффициентами с учетом обоснованных затрат и стандартных прибылей (утвержденных ФСТ России), а также пределов, установленных прогнозом социально-экономического развития России.

Тарифы на транспортировку угля разделяются по двум составляющим: стоимость вагонов поезда и стоимость инфраструктуры и локомотивов, куда входит стоимость электроэнергии или дизельного топлива, если оно применимо, так как большая часть железнодорожного транспорта электрифицирована.

Для грузов первого, второго и третьего классов назначаются различные тарифы. Классы определяются с учетом доли транспортных расходов в конечной цене товаров. К первому классу относятся транспортные расходы свыше 15 % конечной цены, ко второму – от 15 до 8 %, а к третьему – ниже 8 %. Баланс между тремя тарифами должен обеспечить необходимый доход Российским железным дорогам. Другая особенность заключается в том, что, в то время как тарифы на уголь устанавливаются



ся из расчета на полувагон (примерно 70 т), транспортировка нефти рассчитывается «за тонну». Уголь является грузом первого класса; это означает, что тарифы на его перевозку ниже, чем на транспортировку других продуктов. Нефть, например, относится к третьему классу, а удобрения – ко второму.

В декабре 2013 г. ФСТ России приняла решение индексировать железнодорожные тарифы в течение пяти лет и установила инфраструктурную составляющую тарифа на уровне 0 %, по сравнению с ежегодным ростом в 4,1–4,9 % в предыдущие годы.

Хотя российская железнодорожная сеть является одной из крупнейших в мире, развитие угольной промышленности сдерживается ее проблемными участками. Предполагаемая длина проблемных участков основной сети составляет более 8,1 тыс. км из примерно 125 тыс. км основных путей. В соответствии с Долгосрочной программой развития угольной промышленности России на период до 2030 г. объемы экспортируемого угля должны увеличиться вдвое, причем рост планируется на всех направлениях, в особенности на Дальнем Востоке, согласно прогнозам о переносе центра активности в Тихоокеанский регион. Следовательно, железнодорожная сеть требует огромных инвестиций для сокращения проблемных участков и для развития дополнительной пропускной способности, в первую очередь на восточном направлении.

ОАО «Российские железные дороги», сформированное в ходе структурной реформы железнодорожной системы, отвечает за инфраструктуру и движение по транспортной сети. Среди амбициозных целей компании – интеграция национальных железнодорожных систем России, Белоруссии и Казахстана, улучшение тарифной системы, развитие железнодорожных путей. Основные проекты следующие. Развитие Байкало-Амурской магистрали имеет целью повысить пропускную способность этого проблемного участка, дополняющего Транссибирскую магистраль и проходящего через семь горных зон, 11 рек при зимних температурах  $-60^{\circ}\text{C}$ . Планируется постройка нового 400-километрового участка для соединения Транссибирской магистрали с месторождениями коксующегося угля в Тыве, где четыре компании (Северсталь, Евраз, En + Group и Русская медная компания) планируют начать добычу коксующегося угля, в первую очередь для обслуживания азиатских рынков. Существуют также планы повысить пропускную способность в Республике Хакасия (направление Междуреченск – Тайшет). Кроме того, планируется повышение пропускной способности железнодорожных магистралей, идущих из Кузбасса к уральским и балтийским портам, а также к Баренцеву и Черному морям.

Тем не менее пропускная способность транспортной инфраструктуры в направлении дальневосточных портов остается основным фактором неопределенности, который может ограничить экспорт угля, особенно на выходе из Кузбасского региона, вдоль Транссибирской магистрали в Иркутском и Забайкальском регионах, а также в ближайших портах.

Пропускная способность дальневосточных портов Ванино и Приморье была увеличена и уже на 10–15 % превышает фактическую загрузку. Разрабатываются планы дальнейшего расширения, чтобы экспортная пропускная способность портов не была помехой увеличению экспорта угля в будущем. В январе 2014 г. был реализован пилотный проект по аудиту инвестиционной программы Российских железных дорог на Дальнем Востоке. Были разработаны рекомендации по изменению инвестиционной программы с целью удовлетворить потребности расширения добычи угля и его экспорта на азиатские рынки.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОЛИТИКИ В УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ

### **Долгосрочная программа развития российской угольной промышленности на период до 2030 г.**

Распоряжением от 24.01.2012 г. № 14-р Правительство Российской Федерации утвердило Долгосрочную программу развития угольной промышленности России на период до 2030 г., разработанную Министерством энергетики Российской Федерации<sup>6</sup>. Целью данной программы является стимулирование развития российской угольной промышленности. При этом поставлены три основных стратегических задачи: эффективно удовлетворить спрос на энергию, обеспечить конкурентоспособность добычи угля и улучшить показатели угледобывающих компаний в эксплуатационной безопасности и воздействии на окружающую среду. В программе определены основные трудности, с которыми сталкивается угледобывающая отрасль, и предлагается стратегия развития угольной промышленности. Последняя включает в себя следующие меры: создание новых центров угледобычи и глубокой переработки; модернизацию существующих компаний; развитие транспортной инфраструктуры; создание угольных, энергетических и химических кластеров; повышение безопасности подземной добычи; завершение реструктуризации угольной промышленности; трудоустройство шахтеров после закрытия предприятий.

Бюджет данной стратегии составляет 3,7 трлн руб. (примерно 111 млрд долл.), из которых, как предусмотрено, 250,7 млрд руб. (примерно 7,6 млрд долл.), или 9 % потребностей будет выделено из государственного бюджета. Таким образом, финансирование стратегии основывается на частной инициативе и государственно-частном партнерстве. Однако непонятно, каким образом существующая деловая среда и регуляторные рамки привлекут столь огромный капитал.

Целью программы является создание конкурентного прозрачного ликвидного рынка. Для этого она пытается улучшить стандартизацию угольной промышленности и коммуникационных технологий, а также повысить прозрачность за счет мониторинга сделок. Программа предусматривает повышение экспорта до 220 млн т в год, для чего потребуется значительное расширение портов.

Согласно программе, для того чтобы объемы экспорта достигли 220 млн т в год, предполагается увеличить с 11 млн т в 2010 г. до 22 млн т в 2030 г. перевалку грузов через северные порты, с 13,5 млн т до 21 млн т через западные порты, с 7 млн т до 20 млн т через южные порты и с 31 млн т до 77 млн т в 2030 г. через дальневосточные порты. Это очевидная трудность для железнодорожной инфраструктуры, наиболее распространенным недостатком которой являются участки с низкой пропускной способностью. В программе определены основные потребности железнодорожной сети в устранении существующих проблемных участков и удовлетворении нового спроса: Байкало-Амурская магистраль, участок железной дороги к Элегестскому месторождению, повышение пропускной способности железных дорог от Кузбасса до основных портов, а также развитие направления Междуреченск – Тайшет. Но повторимся: неясно, каким образом будут привлечены огромные инвестиции для развития железнодорожной системы без понятных и предсказуемых рамочных условий для частных или государственно-частных инициатив.

6. С текстом распоряжения можно ознакомиться здесь: [www.rosugol.ru/upload/pdf/dpup\\_2030.pdf](http://www.rosugol.ru/upload/pdf/dpup_2030.pdf).

Что касается человеческих ресурсов, то в качестве основных приоритетов программа называет улучшение трудовых отношений, повышение уровня профессионально-технического образования, внедрение концепции непрерывного образования, использование корпоративной социальной ответственности компаний и увеличение инженерной поддержки угледобычи, что предусматривает повышение доли инженерно-технического персонала с 17 до 30 %.

Программа предусматривает развитие сервисных и вспомогательных компаний для поддержки угледобывающих компаний в тех областях, где требуются очень узкие специалисты, например комплексные исследования или дегазация угольных шахт.

Программой предусматривается появление кластеров по созданию продуктов с высокой добавленной стоимостью, жидкого топлива, этанола и химикатов из угля. Разумеется, эти проекты очень привлекательны для отдаленных месторождений недорогого угля, такого как российский. Однако при этом они требуют значительных капиталовложений и сложны с экологической точки зрения, особенно относительно выбросов двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>). Непонятно, как будут решены проблемы с этими побочными эффектами.

Президентская комиссия по стратегическому развитию топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности на заседании 26 августа 2013 г. поставила федеральным органам исполнительной власти задачу обновить положения Долгосрочной программы развития угольной промышленности России на период до 2030 г. Потребуется изменения, учитывающие современные тенденции на внутреннем и зарубежных рынках угля и необходимость синхронизации с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., проектом Транспортной стратегии России на период до 2030 г., Стратегией развития морской портовой инфраструктуры России до 2030 г. и прочими программными документами. В настоящее время работа по обновлению долгосрочной программы находится на завершающем этапе.

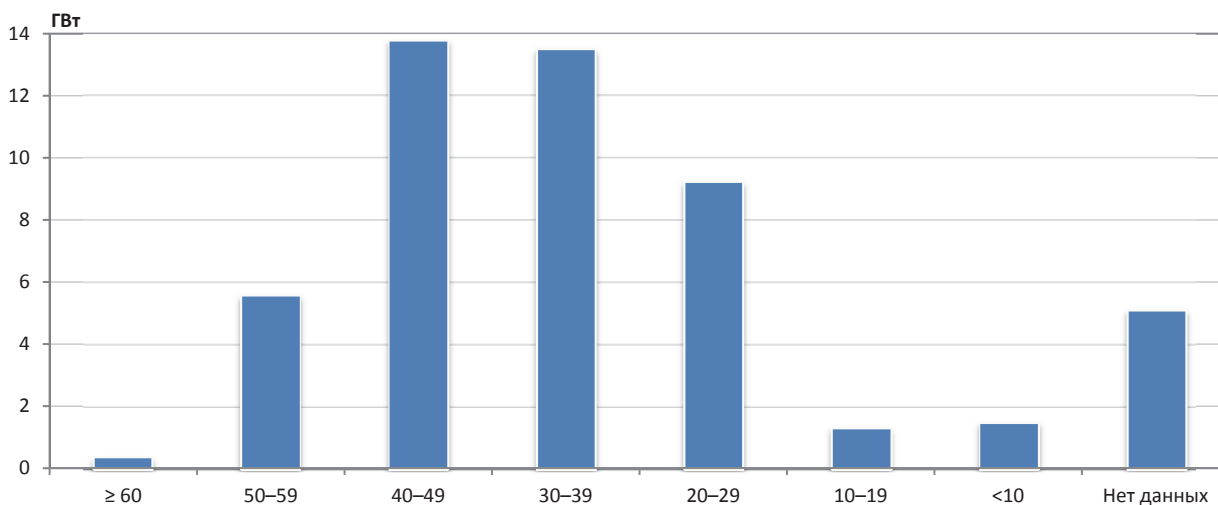
### **Чистые технологии угледобычи**

Потребность в использовании более чистых технологий распространяется на всю цепочку, от шахты до конечного использования. В предыдущих разделах этой главы упоминались некоторые экологические проблемы российской угольной промышленности, в частности связанные с недостатком обогащения, воздействием угледобычи на окружающую среду и восстановлением земель, загрязненных в результате добывающей деятельности. Чрезвычайно мал процент использования золы и шахтного метана, отчего полезный ресурс напрасно расходуется с одновременным выбросом парниковых газов в атмосферу.

Что касается использования угля, есть предложения, по которым ряд параметров нормирования и пороговые значения вредных выбросов будут соответствовать европейским стандартам. Несмотря на эти положительные тенденции, российские ТЭС/ТЭЦ, работающие на угле, как правило, устаревшие и неэффективные, потребляют они в основном уголь в рядовом виде. Устаревшие, работающие на угле энергетические установки должны быть модернизированы для повышения их эффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду. Однако конкуренция со стороны дешевого газа делает инвестиции в ТЭЦ, расположенные далеко от источников угля, нерентабельными для европейской части России. Неясно, каким образом по истечении обязательств по вышеуказанному контракту на по-

ставку энергии планируется привлечь инвестиции для улучшения экологических показателей парка станций. Станции сверхкритической (СК) и ультрасверхкритической (УСК) категорий требуют более значительных капиталовложений по сравнению со станциями субкритической категории (примерно на 20 % больше для СК и на 30 % больше для УСК). Таким образом, финансирование – это ключевая проблема, которая тесно связана с рисками, воспринимаемыми инвесторами. Более значительные капиталовложения окупаются за счет более низкой стоимости топлива и более низкого уровня выбросов CO<sub>2</sub>. В отсутствие достаточно высокой цены на выбросы CO<sub>2</sub> экономическая обоснованность станций категорий СК и УСК более проблематична. Более того, если даже экономика сработает, есть и другие факторы, ограничивающие развитие технологии СК/УСК. Они связаны с качеством и ценой топлива (экономия на топливе выше при более высокой цене, но используемый на внутреннем рынке уголь может содержать большой процент золы или влаги), собственными техническими и проектировочными возможностями строительства и эксплуатации станций категории СК/УСК и величиной мощности (эффективные станции СК/УСК требуют определенного минимального значения мощности).

**Рисунок 7.5** Возраст российских электростанций, работающих на угле



Источник: Обзор мировой энергетики. МЭА, 2011, Париж

Готовится новый закон о защите окружающей среды, который может повлиять на применение новых, чистых угольных технологий. Запланированные изменения касаются регулирования объема выбросов и попадания загрязняющих веществ в окружающую среду, а также установки новых платежей за стандартные и превышающие нормы выбросы. Также ожидается включение концепции наилучших имеющихся технологий, в случае применения которых производителям будет дано право не платить повышенные штрафы.

Специальные решения о поддержке технологии улавливания и хранения углерода отсутствуют. Дополнительную информацию на данную тему можно найти в главе, посвященной изменению климата.

## ОЦЕНКА

Россия обладает обширными запасами угля и в настоящее время является третьим по величине экспортером угля в мире. Российский уголь играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности и диверсификации поставок – как на внутреннем рынке, так и во всем мире. После приватизации российская угольная промышленность развивалась быстрыми темпами; в том числе появились частные компании, а также несколько вертикально интегрированных металлургических компаний, добывающих коксующийся уголь, в основном для удовлетворения собственных потребностей. Тем не менее ряд мелких производителей сталкивается с серьезными проблемами рентабельности.

Что касается конкурентоспособности российского угля на глобальных рынках, он относительно дешев, если речь идет о затратах на добычу. Однако российской угольной промышленности, работающей на экспорт, необходимо решить проблему больших расстояний для транспортировки и связанных с этим затрат, поскольку угольные шахты расположены далеко как от внутренних, так и от международных рынков. В последнее время перенасыщение рынков энергетического угля приводит к падению международных цен на уголь до очень низких уровней, бросая вызов рентабельности большей части российского энергетического угля, поставляемого на экспорт. Развитие новых мест угледобычи в Восточной Сибири может помочь приблизить центры добычи к экспортным рынкам.

Ввиду отдаленного расположения крупнейших месторождений эффективная транспортная инфраструктура, т. е. железнодорожный транспорт, имеет определяющее значение для конкурентоспособности угольной промышленности. В настоящее время имеется большое количество проблемных участков в транспортной сети, а также наблюдается нехватка локомотивов. Железнодорожные магистрали являются государственной монополией в России (принадлежат Российским железным дорогам). Некоторые компании разработали частные магистрали для подсоединения к государственной сети, но на сегодняшний день не существует прозрачной процедуры развития железнодорожной системы частными операторами и метода распределения расходов. В то время как цены на вагоны определяются на свободном рынке, тарифы на железнодорожные перевозки устанавливает ФСТ России.

Развитие внутреннего рынка угля осложняется факторами, среди которых – широкая доступность относительно дешевого газа для производства энергии, за исключением шахт, расположенных недалеко от ТЭС/ТЭЦ, и, разумеется, мест, где отсутствует инфраструктура транспортировки газа; недостаток квалифицированного персонала, а также некоторые аспекты технического регулирования и нормативных актов, регулирующих трудовые отношения.

Несмотря на прогресс, в угледобывающей промышленности все еще остается потенциал улучшения безопасности труда, качества угля и экологических показателей, а также производительности. Российские ТЭС/ТЭЦ, работающие на угле, как правило, устаревшие и неэффективные, потребляют в основном необогащенный уголь. Доступность недорогого газа ставит под вопрос экономическую целесообразность инвестиций в новые работающие на угле мощности в европейской части России, хотя устаревшие станции на угле должны быть модернизированы для улучшения экологических показателей и повышения эффективности. Необходимо поддерживать технологически нейтральную конкуренцию между традиционными

технологиями выработки энергии, принимая при этом меры по улучшению эффективности и экологических показателей парка станций.

Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 г. определяет основные проблемы и предлагает амбициозную стратегию для того, чтобы сделать угледобывающую отрасль безопасной, чистой и высокопроизводительной, что приветствует МЭА. В то время как действия стратегии в целом ориентированы правильно и основные проблемы определены верно, остается неясным, откуда будут получены средства для развития стратегии, и будут ли в конечном итоге достигнуты ключевые цели. Государственный бюджет покрывает только 9 % потребностей, и неясно, каким образом будут привлечены средства частных инвесторов. МЭА поддерживает подход, в еще большей степени поддерживающий свободные и прозрачные рынки, включая свободный доступ к импортированным лучшим технологиям и рамочные правила, обязывающие компании заниматься внешними социальными и экологическими последствиями своей деятельности. Например, в том, что касается сведения к минимуму воздействия на окружающую среду, надлежащего обращения с отходами, рекультивации земель и выделения средств работникам после ликвидации предприятия. Используется лишь небольшая часть шахтного метана, что нежелательно с точки зрения экологии. Поэтому необходимо стимулировать меры по повышению использования шахтного метана, чтобы сделать его экономически жизнеспособным.

В то время как проблемы угледобычи можно решать независимо от остальных энергетических отраслей, транспортные проблемы тесно связаны с железнодорожной сетью, и уголь используется главным образом для производства энергии, ввиду чего указанные проблемы связаны с другими главами настоящего обзора, посвященными газу, электроэнергии, энергоэффективности и изменению климата.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- *Обеспечить реализацию политики по стимулированию безопасной, чистой и высокоэффективной угледобывающей промышленности, а также провести мониторинг для обеспечения полного достижения этих целей. В частности, сделать приоритетными распространение передового международного опыта, реформировать технические регламенты на основе международных стандартов; а также обеспечить выполнение компаниями экологических и социальных обязательств.*
- *Поддержать стратегию, направленную на перемещение добычи в регионы, более близкие к экспортным рынкам, с целью содействия конкурентоспособности российского угля на международных рынках путем снижения транспортных расходов.*
- *Установить прозрачные и предсказуемые рамочные условия для частных инвестиций и частно-государственного партнерства в области железнодорожных перевозок, параллельно с расширением железнодорожной сети Российскими железными дорогами (ОАО «РЖД») в целях поддержки стратегии увеличения экспорта угля с шахт Дальнего Востока на азиатские рынки.*
- *Выработать прозрачную методику торфообразования на железнодорожные перевозки, которая может включать в себя гибкие положения, определяющие*



---

*щие такие компоненты, как дизельное топливо / электроэнергия и железнодорожные пути, и развивать конкуренцию в области грузовых железнодорожных перевозок.*

- В соответствии с реформой электроэнергетической отрасли создать технологически нейтральные и конкурентные рамочные условия, стимулирующие обновление устаревающего парка электростанций на угле эффективными мощностями нового поколения. Принять политические меры по улучшению экологических показателей работающих на угле станций.*



## 8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

### Основные данные за 2012 г.

**Установленная мощность:** 223 ГВт, +3,8 % с 2002 г.

**Пиковое потребление:** 157 ГВт

**Общее производство электроэнергии:** 1069.3 млрд кВт·ч, +20.2 % с 2002 г.

**Состав производства электроэнергии:** природный газ – 49,1 %, атомная энергия – 16,6 %, уголь – 15,7 %, гидроэлектроэнергия – 15,5 %, нефть – 2,6 %, биотопливо и отходы – 0,3 %

### ОБЩИЙ ОБЗОР

Электроэнергетический сектор был и остается основой экономического и промышленного развития России. После десятилетия усилий и мер, направленных на реформирование и либерализацию российского электроэнергетического сектора, включая разделение деятельности по производству и передаче электроэнергии, приватизацию генерирующих мощностей, а также создание оптового рынка энергии и мощности, реформирование в 2013 г. достигло решающей стадии. Обсуждения перспективных направлений реформирования рынка электроэнергии продолжаются, и Правительство Российской Федерации в настоящее время сосредотачивается на реформах сектора теплоснабжения, чтобы стимулировать модернизацию предприятий по комбинированной выработке тепла и электроэнергии (ТЭЦ). Другими важнейшими направлениями текущей политики являются поэтапное устранение перекрестного субсидирования, повышение эффективности инвестиций в электрические сети, а также укрепление платежной дисциплины потребителей.

Хорошо функционирующий российский рынок электроэнергии может обеспечить конкурентоспособные и доступные поставки электроэнергии, в частности для большого и энергоемкого российского промышленного сектора и домохозяйств. Благодаря предыдущим реформам Россия привлекла инвестиции, в том числе и иностранные, на развитие генерирующих мощностей. В перспективе российский рынок электроэнергии будет нуждаться в модернизации большого количества ТЭЦ, построенных 50–70 лет назад. Требуемый объем инвестиций в электроэнергетический сектор до 2030 г. составляет 355–554 млрд долл. для генерирующих мощностей и 217–334 млрд долл. для электросетей<sup>1</sup>.

Предстоит определить план развития для завершения реформы оптового и розничного рынка электроэнергии до 2015 г. Это чрезвычайно серьезная задача в условиях умеренной (порядка 2 %) прогнозной динамики роста спроса на электроэнергию, требующей пересмотра ключевых параметров функционирования рынков на прогнозируемую перспективу. Замораживание регулируемых цен на газ и теп-

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.; Постановление Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 г.».

ловую энергию, а также тарифов на услуги электрических сетей, утвержденное на 2013, 2014 и 2015 гг., подрывает уверенность инвесторов. Реформирование не должно замедляться в условиях, когда либерализация и конкуренция на оптовых и розничных рынках становится ключевой предпосылкой к привлечению инвестиций для модернизации. Для успешного завершения этого России потребуется объединение реформ рынка электроэнергии. Это включает завершение регуляторной и организационной реформ, реформы розничного рынка и создание полностью конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности. Успех реформ будет определяться степенью обеспечения либерализованных рынков электроэнергии соответствующими и своевременными инвестициями к 2030 г., а также конкурентоспособными и надежными поставками.

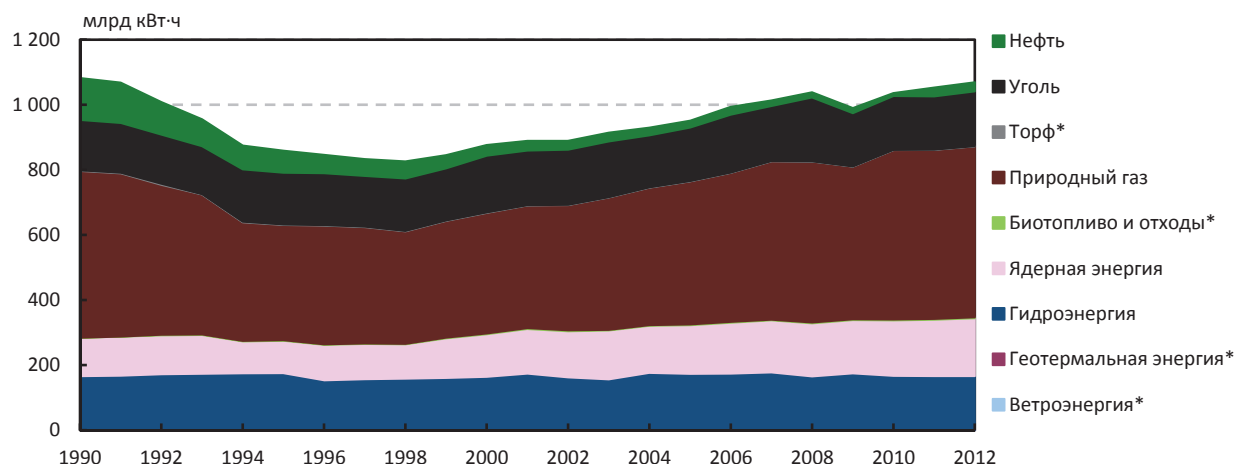
## СПРОС И ПРЕДЛОЖЕНИЕ

### ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют семь объединенных энергетических систем (ОЭС): Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Юга, Сибири, Востока (которая, в свою очередь, состоит из трех энергетических систем Дальнего Востока). Шесть из семи систем управляются в синхронном режиме на частоте 50 Гц, в то время как Восточная ОЭС формирует отдельную синхронную зону, связанную с Сибирской зоной посредством подстанций (вставок) постоянного тока (ВПТ) (200 МВт), которая в настоящее время работает в тестовом режиме.

Общий объем электроэнергии, произведенной в России в 2012 г., составил 1069 млрд кВт·ч. Это самый высокий показатель с 1991 г. Он увеличивался с конца 1990-х и немного снизился во время рецессии 2009 г. Общий объем производства электроэнергии с 2002 по 2012 г. увеличился на 18,4 %, несмотря на умеренный (3,8 %) рост общей мощности генерации.

**Рисунок 8.1** Производство электроэнергии по источникам, 1990–2012 гг.



Примечание: Данные по 2012 году являются предварительными.

\* Пренебрежимая величина.

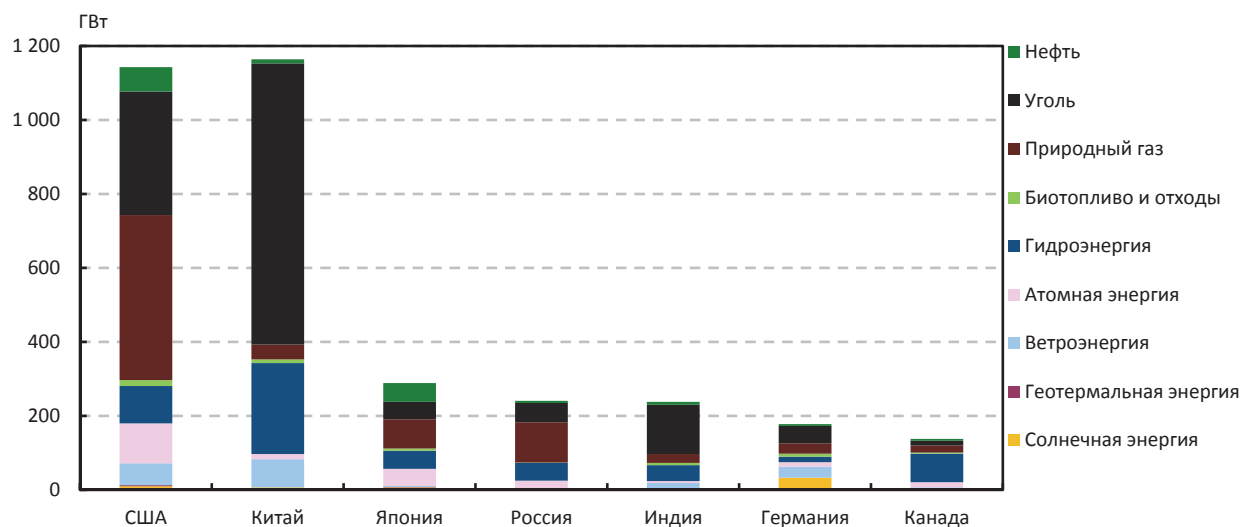
Источники: Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР. – Париж : МЭА, 2013; данные, предоставленные странами.

Начавшееся в 2012 г. замедление экономического развития и снижение роста внутреннего валового продукта (ВВП) с 3,5 % в 2012 г. до 1,3 % в 2013 г. привело к снижению спроса на электроэнергию, особенно в промышленном секторе (производство алюминия, чугуна и стали), и, соответственно, к снижению поставок электроэнергии. В 2013 г. полный объем выработки электроэнергии находился на уровне 1045,6 млрд кВт·ч, слегка снизившись по сравнению с 2012 г. (1069 млрд кВт·ч)<sup>2</sup>.

В 2012 г. примерно 49,1 % получаемой электроэнергии было выработано с применением природного газа. В прошлом десятилетии использование природного газа для генерации электроэнергии устойчиво возрастало, на 34,9 % с 2002 г. выработки электроэнергии на газовых электростанциях. Электроэнергия, производимая с использованием атомных установок, ГЭС и угольного топлива, составляет 47,7 % общего объема производства (доля ядерного топлива – 16,4 %, угольного топлива – 15,7 %, ГЭС – 15,5 %, ). Генерация атомной энергии повышалась с конца 1990-х, увеличившись на 22,1 % с 2002 г. Гидроэлектроэнергия за тот же самый период выросла на 2,2 %, в то время как производство электроэнергии на угольном топливе уменьшилось на 3,3 %. Остаток приходится на виды топлива, играющие незначительную роль в производстве электроэнергии: нефть, биотопливо, отходы и торф.

В 2012 г. установленная мощность Единой энергетической системы России достигла 223 гигаватт (ГВт), причем доля тепловых электростанций (на природном газе и угле) составила 68,1 %, или 151,8 ГВт, энергия ГЭС – 20,6 %, или 46 ГВт, и ядерная энергия – 11,3 %, или 25,3 ГВт. С учетом электрогенерирующих мощностей в труднодоступных регионах России общая установленная мощность в 2012 г. достигла 242 ГВт (см. рис. 8.2). В нее входили 109 ГВт мощностей, работающих на природном газе, 52 ГВт – на угле, 48 ГВт – на гидроэнергии и 25 ГВт атомных мощностей. Остаток приходится на нефть (6 ГВт) и биомассу (1 ГВт). В глобальном масштабе Россия – четвертая в мире страна по объему установленных мощностей после Соединенных Штатов, Китая и Японии.

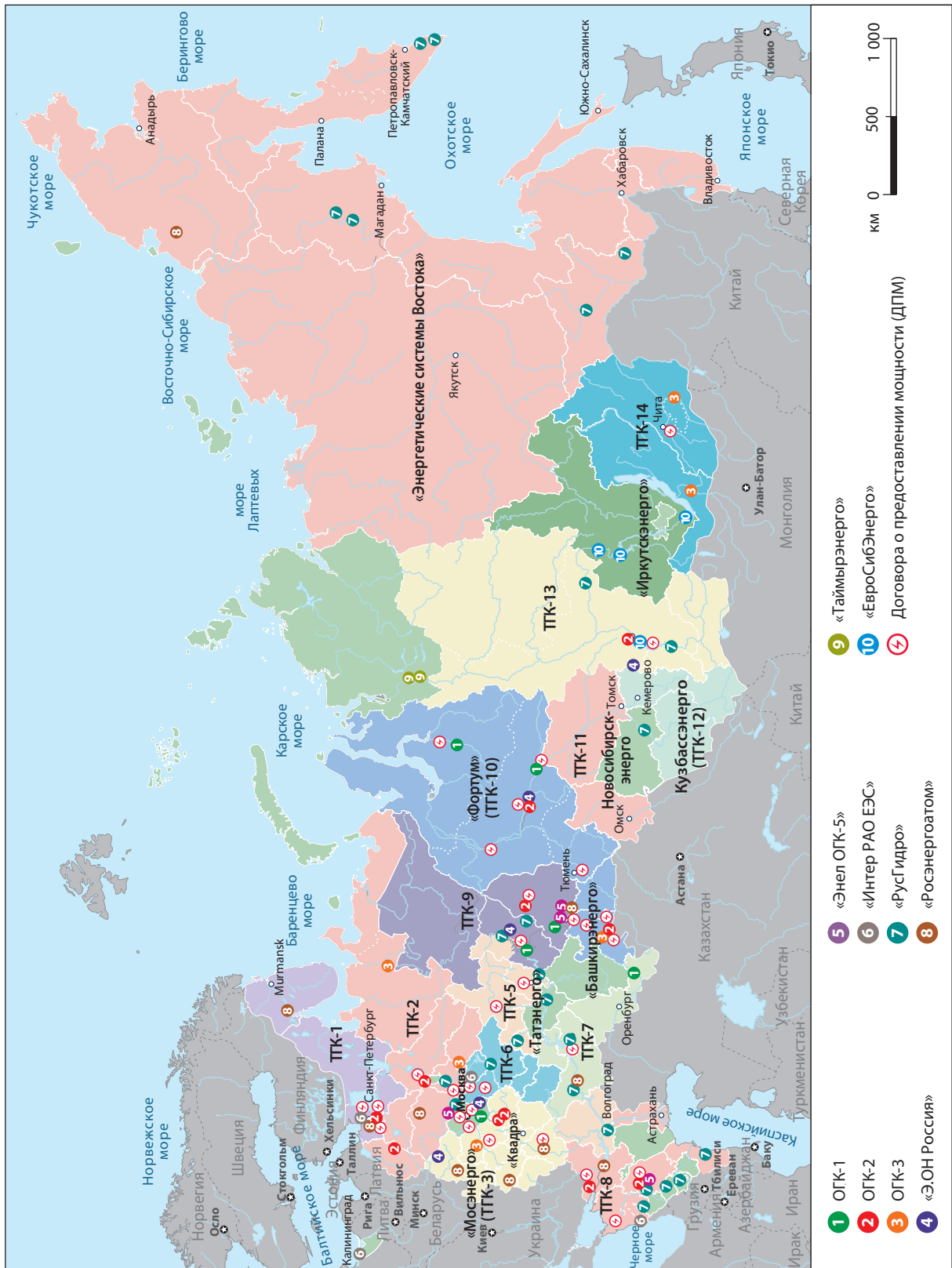
**Рисунок 8.2** Установленные мощности в электроэнергетике ключевых мировых экономик по видам топлива, 2012 г.



Источник: База данных электростанций Platts World, 2012 г.

2. Последние данные Министерства энергетики Российской Федерации, 2014. – URL: [www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17359.html](http://www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17359.html); <http://www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17135.html>.

Рисунок 8.3 Производственные мощности российской энергетической системы, 2012 г.



Источник: Sberbank Investment Research (2012), Russia Utilities Atlas, Moscow.

Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.



Установленная мощность российского парка действующих электростанций по типам генерации разнообразна и значительно соотносится с доступностью различных природных ресурсов на обширной территории страны (см. рис. 8.3). Большие запасы гидроресурсов главным образом расположены в Сибири и Поволжье. Из угля энергию получают в Сибири и на Востоке. Газовые электростанции преобладают в Центральном регионе. Атомные электростанции в основном расположены в Северо-Западном и в Центральном регионе. Мощностей на основе возобновляемой энергии (кроме крупных ГЭС) все еще очень немного, и они практически отсутствуют в текущем энергобалансе (см. главу «Возобновляемая энергетика»).

## ИМПОРТ И ЭКСПОРТ

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) соединена с энергосистемами соседних стран Балтии (Эстонии, Латвии и Литвы), Беларуси, Украины, Монголии, Казахстана, Грузии и Азербайджана и ведет международную торговлю. Система работает в синхронном режиме с энергосистемами Украины, Казахстана, Беларуси, Азербайджана, Грузии, Монголии и Норвегии (в рамках нескольких ГЭС на Кольском полуострове). В 2009 г. Узбекистан и Таджикистан отключились от энергосистемы, так что сегодня международная торговля с Узбекистаном и Кыргызстаном происходит через казахскую энергетическую систему, а торговля с Молдовой – через украинскую. Имеется два преобразовательных устройства, соединяющие ЕЭС России с европейскими энергосистемами, – в Финляндии и с прибалтийскими государствами.

Системы стран Балтии работают в синхронном режиме с российскими и белорусскими энергосистемами на основе Соглашения о параллельной работе энергосистем Электрического кольца БРЭЛЛ (Белоруссия – Россия – Эстония – Латвия – Литва). ЕЭС России работает в синхронном параллельном режиме с финской энергосистемой (и скандинавским рынком) и Китаем. Система непосредственно связана с энергосистемой Финляндии (и скандинавским рынком) с помощью трех сверхвысоковольтных линий по 400 киловольт (кВ) и встречно-параллельного соединения ( $4 \times 355$  МВт) на подстанции в Выборге. В 2013 г. Финляндия прекратила импорт электроэнергии из России и планирует экспортировать электроэнергию на российский рынок после завершения испытаний межсистемной связи в Выборге.

До 2035 г. Правительство Российской Федерации планирует увеличивать экспорт электроэнергии, особенно в Азиатско-Тихоокеанский регион. С апреля 2012 г. новая сверхвысоковольтная межгосударственная воздушная ЛЭП на 500 кВ (750 МВт) соединяет Россию (Амурская подстанция) с Китаем (Хэйхэ) через ВПТ (750 МВт). Согласно данным ОАО «Системный оператор единой энергетической системы» (СО ЕЭС), в 2013 г. Россия экспортировала в Китай около 3,5 млрд кВт·ч, преимущественно в рамках долгосрочного контракта с ОАО «Восточная энергетическая компания», дочерней компанией ОАО «Интер РАО ЕЭС». Будущий экспорт электроэнергии из России на рынки ЕС зависит от результатов переговоров ЕС – Россия – Беларусь, направленных на согласование правил регулирования энергосистем в прибалтийских государствах. Это важный шаг к реализации общего для ЕС режима торговли электроэнергией, поступающей из третьих стран.

Кроме того, Интер РАО ЕЭС планирует проложить подводный кабель для связи Сахалина на российском Дальнем Востоке и японского острова Хоккайдо посредством кабельной системы Хоккайдо – Сахалин. Перспективы проекта зависят от будущей роли атомной энергетике в Японии и объемов импорта электроэнергии, а также от инвестиций в новые электрогенерирующие мощности на Сахалине.

Российская Федерация – нетто-экспортер электроэнергии, ее общий экспорт в 2013 г. составил 17,5 млрд кВт·ч (снижение на 4 % по отношению к предыдущему году). Это составляет менее 2 % общего производства электроэнергии, поэтому торговля не играет значительной роли в электроснабжении страны. Главная функция международных связей и торговли – балансировка энергосистемы в рамках синхронной зоны. Даже при том, что объем совокупного торгового оборота невелик, доля экспорта за эти годы возростала, увеличившись на 33,2 % с 2002 г. В 2013 г. импорт был намного меньше – 4,5 млрд кВт·ч, однако он вырос на 75 % по сравнению с 2012 г.

Большая часть электроэнергии экспортировалась в Финляндию (небольшой рост – 23 % – к 2012 г., однако резкий спад по сравнению с 2009 г., когда экспорт составил 11 млрд кВт·ч<sup>3</sup>), Беларусь (20,5 % – почти без изменений к 2012 г.), Литву (20 % – снижение), Китай (19,9 % – повышение) и Казахстан (9,5 % – снижение). Импорт же поступал в основном из Казахстана (86 % – удвоение сравнительно с 2012 г.), за ним следуют Грузия (8 % – на уровне 2012 г.) и Азербайджан (2,8 % – резкое снижение).

В периоды многолетних лет и низких цен на рынке NordPool, как это было в 2012 г., экспорт в Финляндию снижался. Что касается Украины, то в 2009 г. она практически прекратила импорт электричества из России, с тех пор экспорт туда стал редким. После закрытия последнего блока литовской Игналинской АЭС в 2010 г. увеличился экспорт из России в Литву. Импорт в Россию резко снизился с 12,2 млрд. кВт·ч в 2004 г. вслед за закрытием Игналинской АЭС и запуском второй парогазовой электростанции в Калининграде в 2006 г., а также ростом импорта из Казахстана (около 1,9 млрд кВт·ч в 2012 г.). Экспорт в Китай за последние годы достиг около 3,5 млрд кВт·ч в 2013 г., сегодня рассматриваются проекты дальнейшего энергообъединения.

## ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

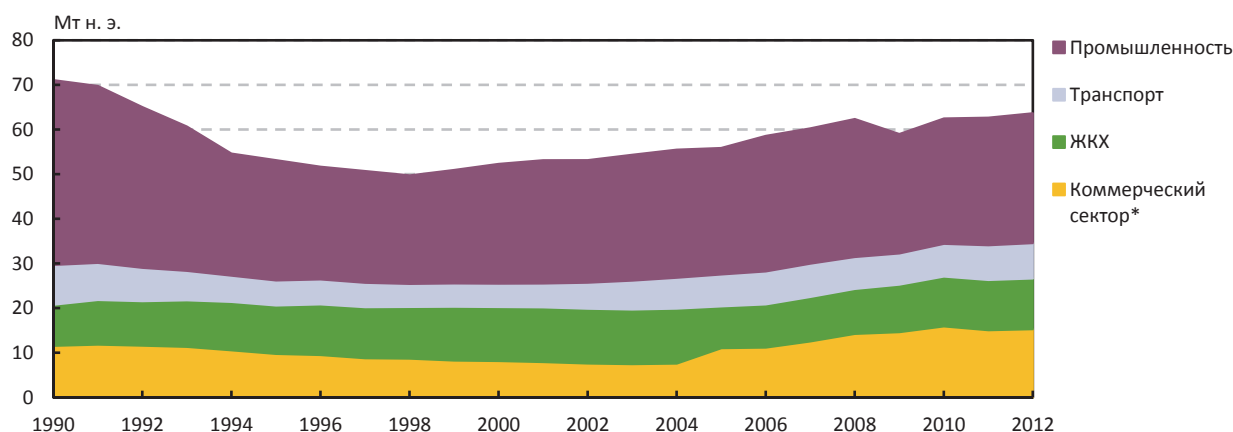
С 2002 г. потребление электроэнергии в России увеличилось на 17,9 %, продолжая тенденцию роста с 1999 г., обусловленную экономическим развитием. Общий объем потребления в 2011 г. составил 856,2 млрд кВт·ч, или 62,7 млн т нефтяного эквивалента, или 13,7 % общего конечного потребления (ОКП) энергии. Благодаря устойчивому росту спроса на электроэнергию за прошлое десятилетие его доля в ОКП в 2002 г. превысила отметку 12,5 %. Объем потребления в период экономического спада 2009 г. снизился на 5,4 %, но в 2010–2011 гг. вернулся в норму.

Промышленный сектор является крупнейшим потребителем электроэнергии, в 2011 г. на его долю пришлось 45,7 % общего количества. На нужды жилого сектора ушло 18 %, а на сферу коммерческих и социальных услуг – 24 %, остаток (12,4 %) пришелся на транспортную отрасль.

В 2000-х гг. основной прирост спроса на электроэнергию пришелся на транспортный и коммерческий секторы. Спрос в сфере коммерческих и социальных услуг увеличился на 98,4 % с 2002 г., в то время как потребности транспортной отрасли возросли на 33,2 %. Повышение объема промышленного потребления, напротив, было умеренным (4,1 %), потребление электроэнергии жилым сектором уменьшилось на 8,3 %.

---

3. Мощностей для импорта в Россию на сопряжении энергосистем России и Финляндии не было с самого начала (1980-е гг.). В 2013 г. ОАО «ФСК ЕЭС» провело успешные испытания по передаче электроэнергии из Финляндии в Россию через ВПТ на подстанции «Выборгская» в диапазоне от 300 до 350 МВт. Договорная база для двусторонних обменов находится в разработке.

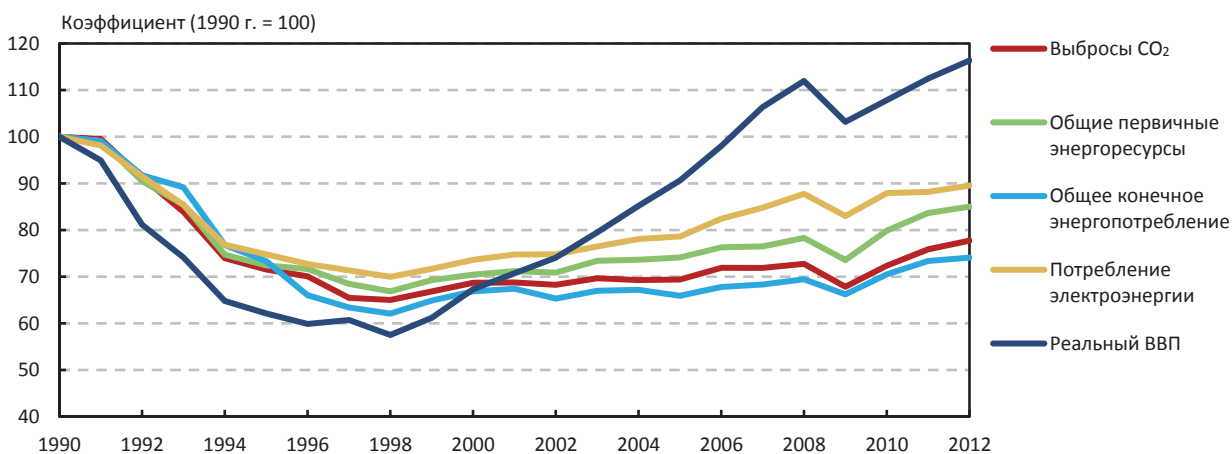
**Рисунок 8.4** Потребление электроэнергии по секторам, 1990–2012 гг.

Примечание: Данные по 2012 году являются предварительными.

\* Коммерческий сектор включает в себя коммерческий и социальный сектора, сельское хозяйство, рыболовную и лесную отрасли.

Источники: Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР. – Париж : МЭА, 2013.

В среднесрочной перспективе ежегодные темпы роста потребления электроэнергии, как ожидают эксперты, будут намного меньше, чем в минувшем десятилетии, так как рост ВВП будет, вероятно, находиться в диапазоне 2–3 % вместо ожидаемого ранее 4–6 %. Экономический рост и потребление электроэнергии существенно взаимосвязаны, что показал мировой экономический кризис 2008–2009 гг. Последние прогнозы Министерства энергетики Российской Федерации, обосновывающие достаточность генерирующих мощностей в среднесрочной перспективе, исходят из среднего роста спроса на уровне 1,79 % на период до 2020 г. В «Обзоре мировой энергетики – 2013» Международного энергетического агентства (МЭА) приведены оценки роста потребления электроэнергии до 1256 млрд кВт·ч, или на 1,7 % по Сценарию новых стратегий (в отличие от 2,1 % по Сценарию текущей политики).

**Рисунок 8.5** Тенденции и факторы, влияющие на выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>), ВВП и потребление электроэнергии, 1990–2012 гг.

Примечание: Данные по 2012 году являются предварительными.

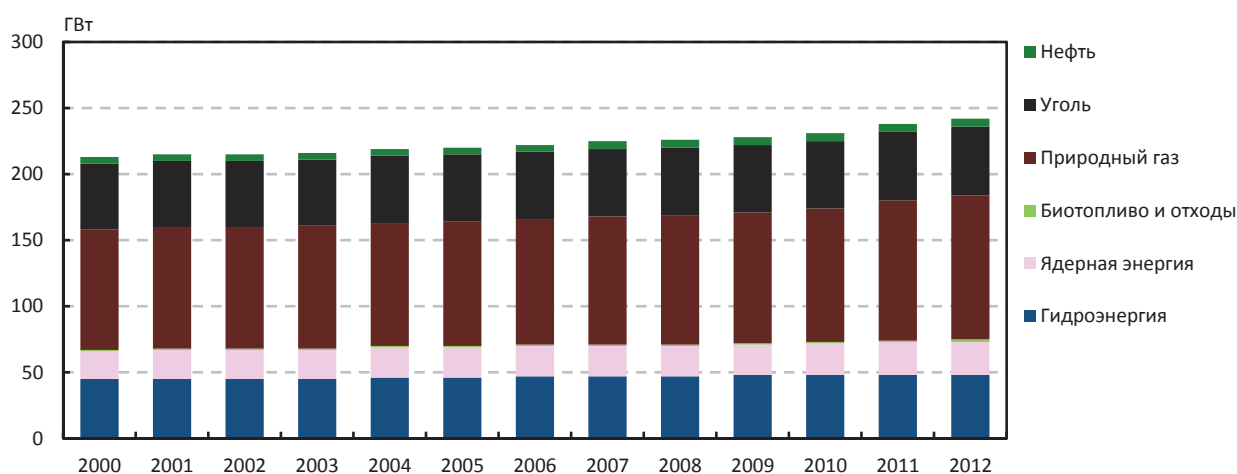
Источники: Энергетическая статистика стран, не входящих в ОЭСР. – Париж : МЭА, 2013.

## ПЕРСПЕКТИВЫ АДЕКВАТНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ РЕСУРСОВ

Во времена приватизации активов компании РАО ЕЭС в 2007–2008 гг. Правительство Российской Федерации и промышленность ожидали сильный экономический рост и резкое повышение спроса на электроэнергию («крест Чубайса»).

Приватизация и введение договоров о предоставлении мощности (ДПМ) стимулировали приток инвестиций в создание новых мощностей (см. рис. 8.6). В особенности можно отметить введение в эксплуатацию в последние годы новых электростанций, работающих на газе. Частичная приватизация сферы генерации электроэнергии привлекла значительные частные инвестиции и привела к созданию современной энергетической инфраструктуры.

**Рисунок 8.6** Инвестиционные тенденции: установленный объем мощности в России, 2000–2012 гг.



Источник: база данных электростанций Platts World, 2012.

В 2009 г. Правительство Российской Федерации прогнозировало рост установленной мощности с 223 ГВт в 2001 г. до 355–445 ГВт к 2030 г. Из них 106–112 ГВт должны были приходиться на ТЭЦ, 100–148 ГВт – на прочие электростанции, 991–129 ГВт на ГЭС и возобновляемые источники энергии и 52–62 ГВт – на атомную энергетику<sup>4</sup>.

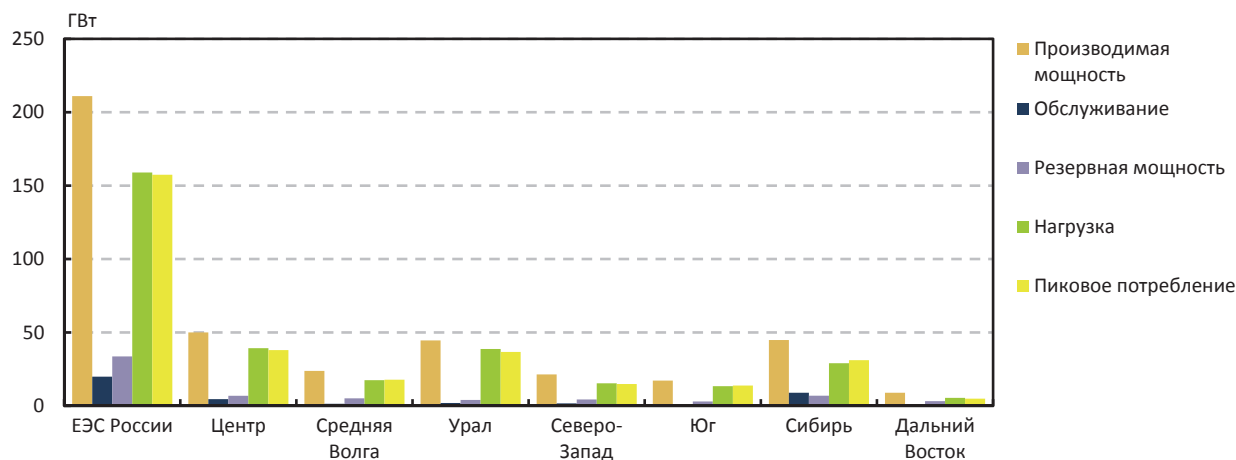
Прогноз требуемого увеличения генерирующих мощностей до 2020 г. для российской энергетической системы составлен на основе анализа инфраструктуры, проведенного операторами инфраструктуры и государственными компаниями, и изложен в государственной программе развития на 2013–2019 гг.<sup>5</sup>. В последней такой схеме за 2013 г. проанализирована схема баланса между спросом и предложением мощностей на основе максимальных нагрузок по регионам и контрактов на импорт и экспорт электроэнергии, заключенных Интер РАО ЕЭС, государственной компанией, занимающейся производством и распределением электроэнергии в России. Объем обязательной резервной мощности вычисляется по каждому региону с учетом обслуживания, компенсации за незапланированные отключения электричества

4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, Постановление № 1715 Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года. Английская версия доступна по адресу: [www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030\\_\(Eng\).pdf](http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_(Eng).pdf).

5. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2013 г. № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 гг.» (Приказ № 309).

и стратегических резервных потребностей (см. рис. 8.7) с показателем надежности системы около 20 % (см. табл. 8.1). В 2012 г. пиковая нагрузка была отмечена 21 декабря на уровне 157 ГВт.

**Рисунок 8.7** Баланс спроса и потребления в российских энергетических системах в дни пикового потребления (21 декабря 2012 г.)



Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, 2013 г.

**Таблица 8.1** Нормативные значения резерва мощности в ЕЭС, %, 2013 г.

РАО ЕЭС России	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Центра	ОЭС Юга	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Дальнего Востока
20,5	19	22	19,5	16,5	20	22	23

Источник: Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2013 г. № 309.

По прогнозам Министерства энергетики Российской Федерации спрос на электроэнергию в ЕЭС России в 2013–2019 г. вырастет в среднем на 1,79 %<sup>6</sup>. Это предполагает стабильный средний темп экономического роста на уровне 4,5 %, поддержанный промышленным ростом в диапазоне 3,6–3,7 %. Однако данные о потреблении электроэнергии и о росте ВВП за 2012 и 2013 гг. дают основания считать, что прогноз вряд ли реализуется и потребует переоценки в соответствии с более низкими правительственными оценками роста ВВП.

Схема развития предполагает, что модернизация продолжится в 2014–2017 гг. Это поможет повысить энергоэффективность экономики, снижая рост спроса на электроэнергию и постепенно сокращая энергоёмкость ВВП (на 26 % к 2019 г.). В среднесрочной перспективе (2013–2019 гг.) Правительство Российской Федерации прогнозирует, что спрос на мощность в ЕЭС России может достигнуть 159 ГВт в 2013 г. и 175 ГВт в 2019 г. Ведущим фактором должен стать предполагаемый спрос на новые мощности на юге и Дальнем Востоке. Инвестиционная программа на 2013–2016 гг. предполагает ввод в действие 27 ГВт дополнительной мощности.

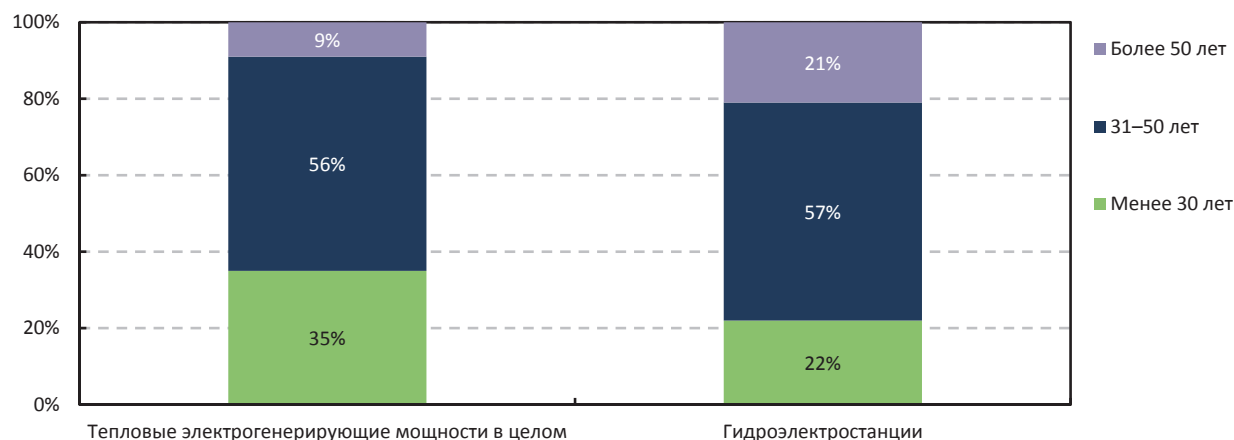
6. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2013 г. № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 гг.» (Приказ № 309).

Вслед за глобальным экономическим и финансовым кризисом рост энергопотребления шел медленнее, чем ожидалось, поскольку вероятный рост ВВП в период до 2020 г. находится в диапазоне 2–3 % вместо ожидавшихся 4–6 %. В 2013 г. обозначилась четкая тенденция к снижению темпов роста потребления электроэнергии или даже стагнации. Правительство Российской Федерации начало строить прогнозы до 2035 г., дав старт подготовке новой энергетической стратегии России до 2035 г.<sup>7</sup> В ней адаптированы сценарии и предполагается рост суммарной установленной мощности на треть (до 297–323 ГВт), который приведет к увеличению выработки электроэнергии в 1,6 раза. При этом предусматривается увеличение роли атомной энергетики (рост с 16 до 22 %).

Даже учитывая низкие темпы роста спроса на электроэнергию, в средне- и долгосрочной перспективе приоритетом остаются реконструкция и модернизация мощностей генерации. Как показано на рис. 8.8, почти двум третям российских теплоэлектростанций больше 30 лет, а в среднем их возраст колеблется между 50 и 60 годами. Порядка 80 % атомных мощностей приближаются к концу срока эксплуатации, 78 % ГЭС нуждаются в переоснащении.

Модернизация и вывод из эксплуатации старых ТЭЦ и соответствующих тепловых сетей, учитывая возрастающую стоимость ремонтного обслуживания и модернизации, требуют неотложного решения вопроса надежности генерации. В течение прошедших 20 лет незначительные инвестиции в ТЭЦ все же осуществились, вследствие чего списание действующих предприятий происходило в ограниченных масштабах. Ограничения эксплуатации системы, развитие сети и основная потребность в отоплении (а не в электроэнергии в зимний период) – все это приводило к тому, что выводить действующие предприятия из эксплуатации было непросто. На практике требуется, чтобы ТЭЦ оставались в эксплуатации за пределами проектного срока службы. Отсутствует четкая политика поддержки вывода из эксплуатации старых, дающих большие выбросы и неэффективных электростанций, работающих на ископаемом топливе.

**Рисунок 8.8** Возраст установленных тепловых электрогенерирующих мощностей в России в целом и отдельно для ГЭС



Источник: Sberbank Investment Research (2012), Russia Utilities Atlas, Moscow.

<sup>7</sup> Концепция новой Энергетической стратегии до 2035 года была опубликована на веб-сайте Министерства энергетики Российской Федерации 23 января 2014 г. Доступна по адресу: [minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html](http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html).



Проблема стоит серьезная. В «Обзоре мировой энергетики – 2013» МЭА указано, что в России 149 ГВт электрогенерирующих мощностей (из общего числа в 223 ГВт в 2012 г.) должны быть выведены из эксплуатации в период между 2013 и 2035 гг., включая 43 ГВт мощностей на угле, 80 ГВт на газе и 20 ГВт атомных мощностей. За тот же период ввод мощностей оценивается на уровне 222 ГВт, прежде всего использующих газ (116 ГВт), уголь (38 ГВт), атомных (33 ГВт) и гидро- (18 ГВт). Это равносильно чистому увеличению мощностей примерно на 73 ГВт за период до 2035 г.

## ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

Приняв ряд государственных программ и законов для конкретных сфер экономики, Правительство Российской Федерации установило общие рамки для энергетического сектора. Появились два координирующих органа – Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики и Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб).

Министерство экономического развития Российской Федерации отвечает за экономическое и региональное развитие и осуществляет надзор за тарифами и инвестициями в энергетический сектор в соответствии с его социально-экономической перспективой. Министерство энергетики Российской Федерации отвечает за общую энергетическую политику, особенно в том, что касается развития нормативно-правовой базы ТЭК. Оно утверждает общие потребности энергетической системы в среднесрочной (шесть лет) инвестиционной программе развития ЭЭС России и осуществляет контроль над инвестиционными планами регулируемых и государственных организаций.

Федеральная служба по тарифам (ФСТ России) готовит для утверждения и изменений величины регулируемых тарифов на передачу электроэнергии, предельных тарифов на электроэнергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка и розничных тарифов на электроэнергию, а также предельный уровень тарифов на тепловую энергию (при комбинированной генерации). ФСТ России устанавливает плату за услуги по эксплуатации энергосистемы, предоставляемые различными инфраструктурными организациями (Администратор торговой системы (АТС), СО ЭЭС и пр.), и предельные цены на рынке мощности. Что касается субъектов России, то они имеют свои собственные региональные органы регулирования – региональные энергетические комиссии (РЭК), отвечающие за тарифное регулирование и подчиняющиеся региональным властям. Они устанавливают розничные тарифы (на электрическую и тепловую энергию), тарифы на услуги распределительных сетей для межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) в пределах между минимальной и максимальной границами тарифов, определенными ФСТ России.

Федеральная антимонопольная служба (ФАС России) осуществляет надзор за конкуренцией и случаями злоупотребления доминирующим положением на рынке, включая соблюдение антимонопольных правил в конкурентных сегментах оптовых и розничных рынков электроэнергии, и обеспечивает соответствие системным оператором и рынком правилам недискриминационного доступа к регулируемым сетям. ФАС России также отвечает за согласование иностранных инвестиций в стратегических секторах, в том числе в секторе передачи (но не распределения) электроэнергии (Федеральный закон от 29.04.2008 г. № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» – Закон № 57-ФЗ).

В России, в отличие от большинства других стран, ФАС России, а не орган тарифного регулирования – ФСТ России, отвечает за регулирование доступа к сети третьих сторон, который напрямую связан с законом о конкуренции, а не с регулированием сетевых монополий. Нет четкого распределения ответственности между различными органами за регулируемый и конкурентный сегменты российского рынка электроэнергии.

Системный оператор (СО ЕЭС) – специализированная организация, отвечающая за централизованное диспетчерское управление в синхронных зонах ЕЭС, кроме изолированных энергетических систем<sup>8</sup> (здесь задачи технологического регулирования/диспетчеризации выполняют диспетчерские службы региональных энергосистем). К ее функциям относятся регулирование внутренних и международных потоков электроэнергии, контроль за поставками электроэнергии по обязательствам рынка «на сутки вперед» и балансирующего рынка, оценка достаточности объема мощностей для удовлетворения спроса, управление аукционами мощности и разработка предложений по вводу новых генерирующих и сетевых мощностей.

ОАО «Россети» обеспечивает эксплуатацию энергосистемы, предоставляя услуги по передаче и распределению электроэнергии, доступу к сети, а также по измерению нагрузки. Россети инвестируют в сети с целью расширения ЕЭС.

Центр финансовых расчетов (ОАО «ЦФР») проводит платежи и контролирует расчеты между участниками оптового рынка электроэнергии и мощности, а также розничных рынков посредством единой системы клиринговых расчетов.

НК «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» (НП «АТС») организует торговлю на оптовом рынке, в частности биржевую и внебиржевую торговлю электрической энергией и мощностью, кроме случаев заключения двусторонних договоров.

НП «Совет рынка», саморегулируемая организация управлению оптовым рынком энергии/мощности и розничному рынку, развивает регулятивную основу функционирования рынка и гарантирует ее соблюдение. Совет рынка объединяет представителей российского электроэнергетического сектора, включая Правительство Российской Федерации, ФСТ России, ФАС России, поставщиков, потребителей и операторов рынка, АТС, ЦФР СО и сетевые компании<sup>9</sup>. Деятельность АТС контролируют ФАС России и Совет рынка.

## УСТРОЙСТВО И РЕГУЛИРОВАНИЕ РЫНКА

---

### РЕФОРМЫ И МОДЕРНИЗАЦИЯ

После принятия указа Президента РФ от 07.05.1995 г. № 472 «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 г.» Россия приняла проект реформирования электроэнергетического сектора. На основе постановления Правительства Российской Федерации № 526 от 11.07.2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» началась реформа рынка электроэнергии.

---

8. Изолировано только 2 %.

9. Флорентийская школа регулирования, Конференция о роли регуляторов в развитии энергетической инфраструктуры, инвестиционные и эксплуатационные правила для сетей: опыт и планы ЕС и России, презентация Вячеслава Кравченко, председателя правления НП «Совет рынка», 6–7 февраля 2012 г.

Новое устройство рынка электроэнергетического сектора определил Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Закон № 35-ФЗ), дополненный Федеральным законом от 26.02.2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике», который объявил о переходе к рыночному ценообразованию на оптовом рынке к 2011 г., на розничном рынке – к 2015 г.

В 2005 г. на основе постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2005 г. № 620 «О внесении изменений в постановления Правительства Российской Федерации по вопросам сектора отклонений оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» был запущен балансирующий рынок<sup>10</sup>.

Эксплуатация системы, диспетчеризация, инвестиционное планирование и функции передачи электроэнергии в России организованы отдельно. В 2002 и 2008 г. сектор претерпел глубокое реформирование. Активы электрической корпорации РАО ЕЭС были горизонтально и вертикально разделены на генерирующую и сетевую деятельность, а сама РАО ЕЭС была ликвидирована в июне 2008 г. После изменения структуры собственности в 2002 г., которая потребовала разделения направлений деятельности между генерирующими компаниями, независимыми операторами и сетевыми компаниями: Федеральной сетевой компанией (ОАО «ФСК ЕЭС», создано в 2002 г.), ОАО «Холдинг МРСК» (создано в октябре 2007 г.) и ОАО «СО ЕЭС» (создано в июне 2002 г.). Таким образом, российское законодательство не позволяет объединять активы, относящиеся к генерации и распределению энергии, в одной компании.

В период 2007–2011 гг. в рамках либерализации началась приватизация генерирующих активов (оптовые генерирующие компании – ОГК – и территориальные генерирующие компании – ТГК) и были приняты новые правила для российских оптовых и розничных рынков. В качестве условия приватизации новые инвесторы приняли обязательства продолжить инвестиционную программу РАО ЕЭС через двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии и мощности в течение десяти лет, так называемого механизма ДПМ. Реформирование, постепенное сокращение ценового регулирования и движение в сторону либерализации оптового и розничного рынков по плану должны были завершиться к концу 2011 г. Однако после остановок подачи электроэнергии в Центральной России в 2005 г. и аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г. Правительство Российской Федерации приняло ряд мер к усилению модернизации и надежности путем введения метода RAB-регулирования для электрических сетей и рынка мощности, а также ввело ценовое регулирование в целях повышения безопасности электроснабжения (постановление Правительства Российской Федерации от 14.11.2009 г. № 929 «О порядке осуществления государственного регулирования в электроэнергетике, условиях его введения и прекращения» – Постановление № 929).

В 2008 г. в России введено стимулирующее регулирование с гарантией доходности инвестированного капитала, так называемое RAB-регулирование, после постановления Правительства Российской Федерации от 18.06.2008 г. № 459 «О внесении

10. Сидоренко А. Электроэнергия в России (консультант Всемирного банка, 2009). – URL: <https://economics.adelaide.edu.au/downloads/services-workshop/Electricity-In-Russia.pdf>.

изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и Приложения к приказу ФСТ России № 231-е от 26 июня 2008 г. «Методология регуляции тарифов путем использования прибыли на инвестированный капитал». К 2014 г. все сетевые компании должны перейти на RAB-регулирование.

Согласно Федеральному закону от 29.04.2008 г. № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» (с изменениями от 2008, 2011 и 2013 гг.) иностранным компаниям не позволяется владеть более чем 50 % доли в ТГК, которые контролируются государством, или приобретать акции сетевых компаний.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р, призывает преодолеть проблемы с нехваткой пропускной способности межсистемной связи с изолированными энергетическими системами, а также между европейской частью ЕЭС, включая Урал и Сибирь, с отсутствием адаптивных пиковых электростанций и ставит целью отмену перекрестного субсидирования между рынками электрической и тепловой энергии. Согласно стратегии к 2030 г. общий объем необходимых отрасли инвестиций составит 2,4–2,8 трлн руб.

Разработанная Минэнерго России и утвержденная Правительством в апреле 2013 г. государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики»<sup>11</sup> вытекает из Энергетической стратегии до 2030 г. Она устанавливает цели по реформированию российского рынка тепло- и электроэнергетики и содержит инвестиционную подпрограмму развития и модернизации российского электроэнергетического сектора (государственными компаниями). Эти меры включают в себя модернизацию и внедрение технологических инноваций на ТЭЦ и в сетях, ряд инвестиций в новые генерирующие мощности и сетевую инфраструктуру, а также повышение безопасности и доступности энергетической инфраструктуры и смягчение отрицательных воздействий на окружающую среду.

Реформа сектора теплоснабжения (см. главу «Централизованное теплоснабжение»), как ожидают эксперты, сформирует стабильную нормативную базу, включая комплекс стимулирующих мер для модернизации стареющего оборудования ТЭЦ России и повысит коэффициент использования топлива и эксплуатационную надежность, а также уменьшит объем вредных выбросов. Выплаты ТЭЦ на оптовом рынке энергии и мощностей должны быть изменены, чтобы избежать дискриминации ТЭЦ.

Инвестиционная программа включает в себя реконструкцию ГЭС, сетей передачи и распределения энергии (снижение потерь) и соответствующей инфраструктуры, а также развитие системы хранения энергии. Это должно обеспечить доступность гибкой резервной мощности, способной удовлетворить спрос в периоды пиковых нагрузок, и гарантировать способность сетей объединить распределенное производство энергии (от ВИЭ или небольших станций).

---

11. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf>; Принята государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики». – The Russian Government. – URL: [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174).

К 2020 г. Правительство Российской Федерации стремится поэтапно упростить и сократить процесс технологического присоединения к электрическим сетям (с 281 до 40 дней в 2013 г.), как изложено в распоряжении Правительства Российской Федерации от 30.06.2012 г. № 1144-р «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») «Повышение доступности энергетической инфраструктуры». Это распоряжение стало следствием низкого рейтинга России, полученного в докладе Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2012».

Правительство Российской Федерации уделяет особое внимание экономическому развитию Дальнего Востока и Байкальского региона, которые поддерживаются государственным ОАО «Фонд развития Дальнего Востока и Байкальского региона». Инвестиционные программы в этих регионах предусматривают строительство ЛЭП между Восточной Сибирью и Дальним Востоком. Эти новые линии соединят изолированные энергетические системы и удовлетворят потребности растущей промышленности, позволят использовать ВИЭ и создадут возможность экспорта электроэнергии в Китай.

В январе 2014 г. Правительство Российской Федерации изложило первоочередные задачи и направления новой Энергетической стратегии до 2035 г. В отношении оптового рынка электроэнергии Правительство Российской Федерации считает наиболее важной задачей создание нового механизма для привлечения инвестиций после постепенной отмены текущего механизма ДПМ, тогда как на розничном рынке приоритетом остается ликвидация перекрестного субсидирования.

## НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

Российский электроэнергетический сектор регулируется Гражданским кодексом, а также федеральными законами, включая вышеупомянутый Закон № 35-ФЗ, федеральными законами от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и другими.

Существует несколько постановлений Правительства Российской Федерации, касающихся правил оптового рынка и основных принципов функционирования розничного рынка, справедливых правил входа на рынок, стандартов раскрытия информации и основных принципов формирования цен на электроэнергию.

Правила недискриминационного доступа к услугам передачи электроэнергии были изложены в постановлении Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям». Нюансы ценового регулирования в условиях дефицита мощностей или чрезвычайных ситуаций предусматривает Постановление № 929. Тарифное регулирование установлено в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178 (ред. от 13.11.2013 г.) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области

регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»). Свод правил ценообразования, которому следуют гарантирующие поставщики, соответствует постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1179 (ред. от 04.05.2012 г.) «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)».

Правила для розничного рынка были введены недавно. Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 г. № 442 (ред. от 27.08.2013 г.) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» определило функционирование розничных рынков электроэнергии. Продолжаются дискуссии о наиболее подходящей модели регулирования российского сектора распределения в требованиях разукрупнения, поставок и эксплуатации сетей.

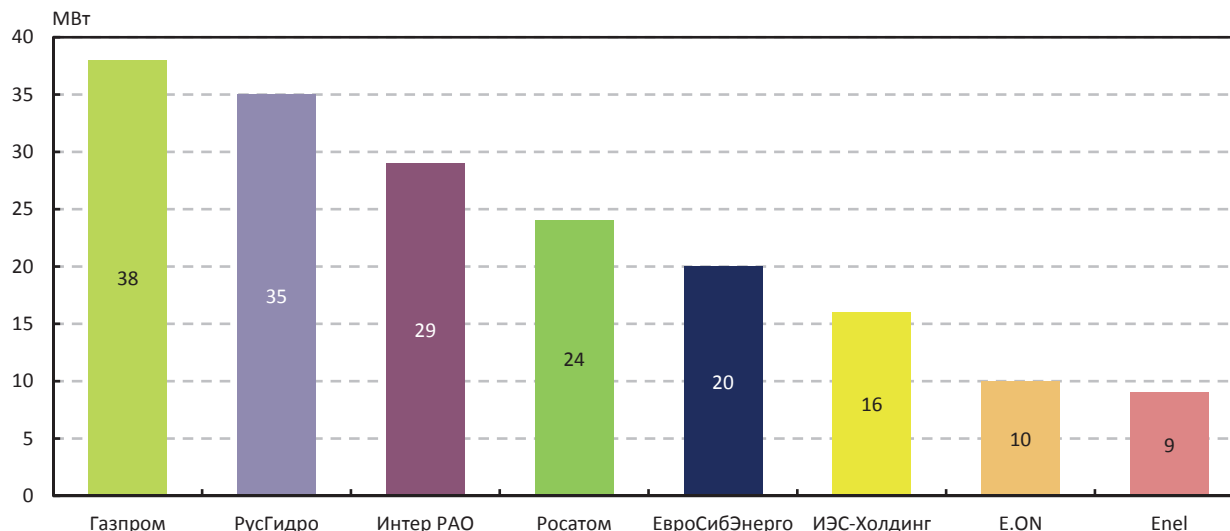
На министерском уровне существуют приказы, изданные федеральными органами исполнительной власти, включая Министерство экономического развития Российской Федерации, Министерство энергетики Российской Федерации, ФАС России, ФСТ России. Сообща, под руководством Совета рынка, они и далее будут развивать свод правил для оптового и розничного рынков электроэнергии.

Что касается оптового рынка, то все его участники должны следовать правилам Договора о присоединении; это не юридический акт, а контракт, связывающий коммерческие стороны.

## СТРУКТУРА РЫНКА

Российский рынок электроэнергии был либерализован в 2005 г., также была проведена частичная приватизация компании после ликвидации в 2008 г. ОАО РАО «ЕЭС России». В 2002 г. оно было реорганизовано в отдельные компании, занимающиеся генерацией, оперативно-диспетчерским управлением, оказанием услуг по передаче и распределению электроэнергии (с созданием ФСК и МРСК).

**Рисунок 8.9** Установленная мощность российских электрогенерирующих компаний



Источник: годовой отчет ОАО «Газпром» за 2012 г.



После либерализации в 2005 г. частные иностранные компании вышли на российский рынок электроэнергии (Enel, Fortum, E.ON и EDF). Приватизация привела к увеличению разнообразия форм собственности и инвестиций. E.ON приобрела 83,7 % ОГК-4, Enel – 54,6 % ОГК-5 и 49 % ООО «Русэнергосбыт», а Fortum владеет 97 % ТГК-10 и блокирующим пакетом акций ТГК-1. EDF стала управляющей компанией ОАО «Томская распределительная компания». В то же время среди генерирующих компаний консолидация увеличилась, поскольку Интер РАО объединила генерирующие активы (ОГК-1, ОГК-3, ТГК-11, Башкирская генерирующая компания), которые не могли быть приватизированы.

Что касается генерации, то на оптовом рынке работают пять генерирующих компаний (ОГК), принадлежащие компаниям Интер РАО, Газпром Энергохолдингу, Enel и E.ON. Также действуют 14 ТГК – теплоэлектростанций (уголь/газ). Производители гидро- и ядерной энергии принадлежат государству и остаются в режиме приоритетной загрузки. Все десять действующих АЭС принадлежат концерну «Росэнергоатом» и управляются им, все крупные активы в гидроэнергетике принадлежат ОАО «РусГидро». В соответствии с российским законодательством государство владеет контрольным пакетом акций РусГидро (более 50 %). Существует несколько региональных компаний, среди которых – ОАО «Татэнерго», «Башкирэнерго», «Иркутскэнерго» и «Новосибирскэнерго». На востоке страны вертикально интегрированное ОАО «РАО Энергетические системы Востока», которым управляет РусГидро, занимается генерацией и эксплуатацией сети. Крупные промышленные производители, включая компании, производящие алюминий, металл и уголь, также вложили капитал в собственные генерирующие мощности (например, СУЭК). Перекрестная структура собственности (газ, электроэнергия) и реинтеграция в крупные государственные компании создает условия для возможного сговора и для злоупотреблений доминирующим положением в отрасли.

С точки зрения конкуренции структура оптового рынка умеренно диверсифицирована (см. табл. 8.2), поскольку четыре крупные государственные генерирующие компании (Газпром, РусГидро, Интер РАО и Росатом) контролируют 126 ГВт. Большая часть мощностей занимает место в конкурентных сегментах рынка Европы, Урала и на части территории Сибири. Тем не менее, внутри каждой из ценовых зон концентрация более высокая. В 2012 г. ФАС России отметила уровни высокой концентрации значительной части рынка электроэнергии в Сибири (во второй ценовой зоне).<sup>12</sup> Недавний сравнительный анализ России со странами – членами МЭА, проведенный МЭА, показал наличие разнообразной структуры оптового рынка – с очень низкой долей трех крупнейших генерирующих компаний на рынке, наличие очень большого числа разнообразных форм собственности и низкого уровня концентрации рынка, сопоставимого с положением в Германии или Испании.<sup>13</sup> Концентрация на рынке мощности, однако, выше из-за большого числа небольших зон мощности и ценовых пределов в большинстве зон. Конкуренция также ограничена из-за перегруженности сети в примерно 700 из 8400 сетевых узлов, согласно информации ОАО «СО ЕЭС».

Производитель электроэнергии Интер РАО участвует в оптовом рынке, осуществляя импорт электроэнергии и покупая электричество для экспорта. Компания владеет и

12. Обзор состояния конкуренции на оптовом рынке электрической энергии и мощности в 2011 г. – М. : Федеральная антимонопольная служба, 2012.

13. См. глубинный анализ конкуренции МЭА: Обзор российской энергетической реформы – 2013. – Париж : МЭА, 2013 г.

управляет группами точек поставок, предназначенными для экспорта и импорта электричества на границах России с соседними странами. Интер РАО поддерживает баланс физических и финансовых потоков и обеспечивает коммерческое электроснабжение, чтобы гарантировать надежность энергосистем, посредством продажи и покупки резервных мощностей и на основании договоров оказания аварийной взаимопомощи. Интер РАО владеет генерирующими активами, а также де-факто обладает монополией на экспорт (доля на рынке – 97 %).

Участники розничного рынка – компании, занимающиеся электроснабжением, и сбытовые компании, включая гарантирующих поставщиков, которые поставляют электричество на основе обязательств по обслуживанию конечных потребителей в определенных географических областях. Также существуют розничные генерирующие компании (с установленной мощностью более 25 ГВт), розничные потребители (ЖКХ) и конечные потребители. Сетевые компании приобретают электроэнергию (мощность) на розничных рынках для компенсации собственных потерь электроэнергии и могут также выступать как потребители.

В 2012 г. из-за банкротства ряда гарантирующих поставщиков МРСК была вынуждена в течение временного периода занять место гарантированного поставщика в качестве сетевого оператора и поставщика. Генерирующие компании, такие как Интер РАО и КЭС Холдинг, владеют пакетом акций в электрораспределительных компаниях. Российские законы предусматривают разделение таких видов деятельности, как производство энергии и сетевая деятельность (передача и распределение), в том числе для филиалов компаний, работающих в той же ценовой зоне. Генерирующие компании не могут действовать как сетевые операторы, кроме тех случаев, когда они являются гарантирующими поставщиками. Однако генерирующие компании (En+ Group, Система, Газпром Энергохолдинг, EDF, Enel, E.ON и Fortum) заинтересованы в приобретении акций энергораспределительных компаний.

Россети и 11 МРСК в 2013 г. стали мажоритарными акционерами ФСК, кроме того, акционерами являются Российская Федерация (61,7 %), Газпром (7,62 %), остальная доля (30,62 %) приходится на свободно обращающиеся акции. Разрешая слияние, ФАС России наложила на Россети обязательство образовать девять региональных гарантирующих поставщиков, которые были поглощены МРСК в результате их банкротства за несколько последних лет.

### ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС

---

Российская электросеть охватывает территорию 13,6 млн км<sup>2</sup> и 74 из 83 субъектов федерации. Это самая большая сеть общего доступа в мире. Общая протяженность ее линий электропередачи в 2012 г. составляла 2,44 млн км, из них львиная доля (97 %) приходилась на межрегиональные распределительные сети. Передача и распределение в России разделены в соответствии с уровнями напряжения (220 кВ), важностью систем и системными функциями (см. табл. 8.2).

### ЕДИНАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ СЕТЬ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Порядка 139 тыс. км линий передачи ЭЭС России с линиями напряжения на 750–1150 кВ предназначены для обеспечения межсистемных функций, доставки мощностей атомных электростанций и линий на 220–750 кВ, обеспечивающих нужды крупных промышленных потребителей.

## МРСК

В 2012 г. для гарантированного распределения электричества бытовым потребителям, коммерческим клиентам, а также малым и средним промышленным предприятиям использовались 2,4 млн км региональных линий распределения (ниже 220 кВ). Одиннадцать МРСК состоят из ряда филиалов. Большинство МРСК принадлежит местным муниципалитетам в регионах.

**Таблица 8.2** Российская электрическая сеть, тыс. км

	Всего	750–1150 кВ	500 кВ	330–400 кВ	220 кВ	110–154 кВ	35–60 кВ	3–20 кВ	0,38 кВ
ЕНЭС*	139,7	4,4	36,5	10,8	85,9	1,6	0,2	0,3	–
РСК**	2 312,6	–	3,7	0,2	18,0	302,2	199,4	990,4	798,7
Всего	2 452,3	4,4	40,2	11,1	103,9	303,8	199,6	990,6	798,7

Примечание: "-" значение равно абсолютному нулю.

\*ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть.

\*\* РСК – распределительные сетевые компании.

Источник: Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике (ЗАО «АПБЭ»), 2013.

## РАЗВИТИЕ СЕТИ

Раз в пять лет ФСК ЕЭС разрабатывает Стратегию развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период. Согласно Стратегии развития ЕНЭС на 2003–2015 гг. есть насущная необходимость в модернизации инфраструктуры сети и в инвестициях в межсетевые соединения между энергетическими системами. Особенно это важно для укрепления слабых связей между Европой, Уралом и Сибирью, а также для формирования связи с изолированной сейчас энергетической системой на Дальнем Востоке и на севере России (см. рис. 8.10) и для сообщения с азиатскими рынками.

Главная проблема российского сетевого сектора сегодня – это необходимость модернизации сетей и привлечения инвестиций в новую инфраструктуру сетей передачи электроэнергии и сетей межрегионального распределения, а также смягчения роста сетевых тарифов. Согласно Энергетической стратегии до 2030 г. потребуются инвестиции в электрические сети в размере 217–334 млрд долл.

## РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ И ДОСТУПА

В 2009 г., чтобы увеличить эффективность сетей, Россия ввела новый механизм регулирования, RAB-метод регулирования тарифов. Регуляторный период составляет пять лет (2009–2014 гг.) для ФСК и некоторых отделений межрегиональных МРСК. Новый период регулирования начнется в 2015 г.<sup>14</sup> Регулируемая норма прибыли была определена размером 11 % для новых и 1–11 % – для старых активов<sup>15</sup>. Тарифы устанавливаются с 1 июля ежегодно сроком на год.

14. RAB-регулирование относится не ко всем МРСК; только 44 из 65 применяли эту модель в конце 2012 г., но большее количество должно примкнуть к модели. Прочие отделения МРСК остаются под управлением метода регулирования «расходы плюс» или индексирования.

15. Сбербанк КИБ, МРСК и ФСК, Финансовый анализ // Россия: Энергетические предприятия. – ноябрь 2012 г.

Главные проблемы, вызванные внедрением нового механизма регулирования, касаются четырех основных элементов. Международный опыт использования RAB-регулирования показывает, что с точки зрения практики качественного регулирования критически важны:

- эффективный сравнительный анализ стоимости эксплуатации (эксплуатационных расходов), включая сетевые потери, для крупной ФСК и различных МРСК;
- качественная оценка необходимых инвестиций (капитальных вложений);
- более эффективное планирование размещения сетей с привлечением к этому процессу участников рынка и потребителей;
- обеспечение надежности и качества электроснабжения.

Регулирующие органы, включая ФСТ России и РЭК, должны учитывать эти четыре элемента для улучшения регуляторных и экономических оценок, а также аудитов. Сравнительный анализ компании по передаче электроэнергии ФСК проблемный с точки зрения регулирования, так как на международном уровне нет ни одного сопоставимого единого сетевого оператора с подобными характеристиками. Вместо этого российские МРСК легко могут сравниваться со своими международными аналогами, а также с показателями работы недавно приватизированного ОАО «Томская распределительная компания».

Учитывая громадный масштаб электросети и проблему связи сети с изолированными энергетическими системами, такие показатели, как качество энергоснабжения и эффективность использования энергии, становятся основными в эксплуатации сети в России. В 2012 г. совокупные потери передачи составляли 8,11 %. Это относительно низкий уровень, учитывая расстояния и полный объем сети. В 2012 г. ФСК инвестировала 5633 млн руб. в сокращение потерь до 8,11 % (в 2010 г. потери составляли 8,69 %).

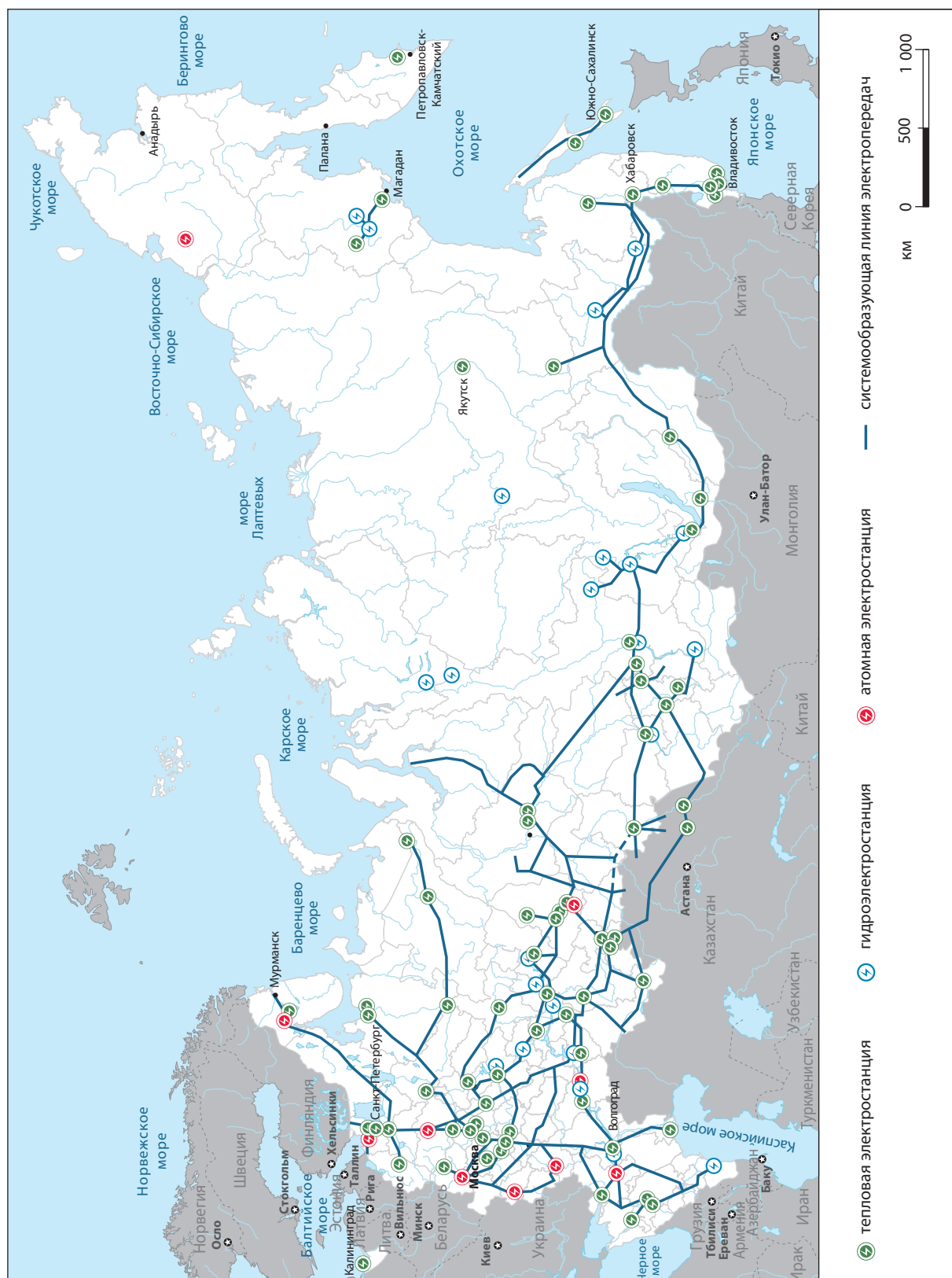
В других странах RAB-регулирование оказалось эффективным инструментом, позволяющим объективно отражать аспекты качества поставки. Чтобы гарантировать эффективный сравнительный анализ качественных инвестиций и работу сетевых операторов, ФСТ России должна развивать специфические показатели надежности поставки, в том числе индексы<sup>16</sup> SAIFI и SAIDI, измеряя количество прерываний поставок электроэнергии связывая результаты с RAB-регулированием. В любом случае Россия должна развить высокое качество регулирования поставок, которое окупало бы усилия сетевых компаний по улучшению качества энергоснабжения, и таким образом уравновесить цели энергоэффективности. Бесперебойность поставок должна быть так же важна, как и сокращение потерь, и эффективность.

На основе стратегии развития электросетевого комплекса Министерство энергетики Российской Федерации начало приватизацию в сегменте региональных сетевых компаний при поддержке Правительства Российской Федерации для увеличения эффективности управления и эксплуатации региональных сетей. ОАО «Томская распределительная компания» была приобретена филиалом Electricite de France (EDF, ЭРДФ Восток) в 2011 г.

---

16. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – средний индекс частоты прерываний работы системы. Это показатель надежности поставок электроэнергии в отношении к среднему числу прерываний поставки, с которым сталкиваются клиенты. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – средний индекс продолжительности прерывания работы системы, учитывает среднюю продолжительность отключения электричества для каждого клиента.

Рисунок 8.10 Крупнейшие ЛЭП и генерирующие мощности в России



Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

Источник: Sberbank Investment Research (2012), Russia Utilities Atlas, Moscow.

В ноябре 2013 г. Правительство Российской Федерации заявило о намерении продолжить приватизацию МРСК в 2014 г. по примеру ОАО «Томская распределительная компания». Аукционы, вероятно, пройдут во второй половине 2014 г.; потенциальными покупателями могут быть глобальные коммунальные компании и компании инфраструктуры, а также фонды прямого инвестирования. Сбербанк положительно оценивает возможность дальнейшей приватизации некоторых ключевых МРСК (МРСК Волги, МРСК Волга-центр, МРСК Центра)<sup>17</sup>. Приватизация должна проводиться по модели приватизации российских генерирующих компаний ОГК/ТГК периода 2007–2008 гг. В соответствии с сетевой стратегией министерство стремится к прямой продаже стратегическому инвестору контрольного пакета акций вместе с первичным публичным размещением акций приватизированной МРСК, чтобы привлечь капитал для инвестиций.

В условиях снижения темпов роста розничных тарифов в 2014–2016 гг. и сокращения Министерством энергетики Российской Федерации программ финансирования капитальных затрат МРСК должны будут в ближайшие годы сократить затраты и привлечь новый акционерный капитал, в том числе от приватизации. Таким образом, регулирование сетей является важным для инвесторов и для надежности поставок конечным потребителям.

## ОПТОВЫЙ РЫНОК МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Российский рынок электроэнергии функционирует на основе узлового ценообразования, цены оптового рынка были полностью либерализованы в 2011 г. Оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) состоит из отдельных рынков электроэнергии и мощности, во многих отношениях подобных модели рынка Пенсильвания – Нью-Джерси – Мэриленд (PJM).

### Оптовый рынок электроэнергии

Рынок на сутки вперед (РСВ) – это обязательный спотовый рынок с конкурентными ценами, формируемыми на основе маржинального ценообразования, определенного в пределах 8400 узлов, в двух либерализованных ценовых зонах: первая ценовая зона – Европа и Урал, вторая – Сибирь. Существуют неценовые зоны (Калининградская область, Республика Коми, Архангельская область, Дальний Восток, включая территории Республики Саха (Якутия), Приморского края, Хабаровского края, Амурской области, Еврейской автономной области) и изолированные энергетические системы (охватывающие обширную территорию российского Севера с долей в общем потреблении меньше 2%), где тарифы на электроэнергию регулируются, поскольку конкуренция там, как полагают, слаба или вообще отсутствует. Свободные двусторонние договоры оптового энергетического рынка сейчас немногочисленны (около 2%), 18% остаются регулируемыми, а 80% заключаются на оптовом РСВ.

Между 2006 и 2013 гг. средние цены оптового РСВ в первой ценовой зоне (Европа и Урал) колебались между 19 и 39 долл. за МВт·ч (см. рис. 8.11), в то время как во второй ценовой зоне (Сибирь) оптовые цены на электроэнергию стабильно ниже. Сибирские цены отражают среднюю цену на уголь, в то время как цены в первой зоне (Европа и Урал) зависят от цены на газ (регулируемой). В июле 2013 г. цены в первой ценовой зоне достигли 20,79 евро за МВт·ч, а в Сибири – 16,23 евро

17. Сбербанк КИБ, МРСК и ФСК, Финансовый анализ // Россия: Энергетические предприятия. – Июнь 2013.



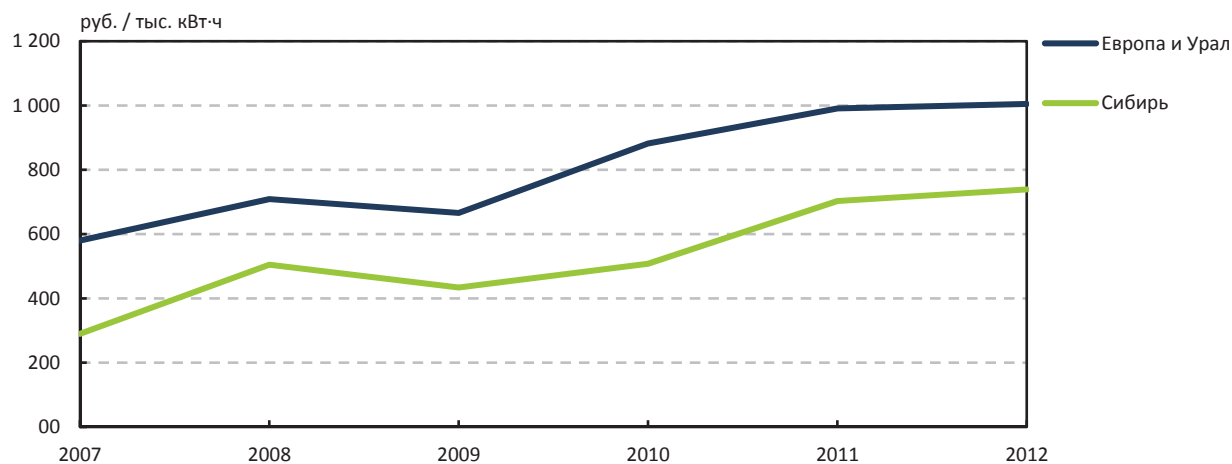
за МВт·ч<sup>18</sup>. Наблюдается значительная разница между ценами в регулируемых контрактах и ценами на РСВ.

В результате того, что системная операционная гибкость ограничена, существует множество генераторов, работающих в вынужденном режиме, которые на практике делают системную эксплуатацию и рынки мощности в России негибкими. Диспетчеризация в области электроэнергетики в России в основном определяется большим процентом базовых мощностей в режиме приоритетной загрузки (атомные и, де-факто, гидроэлектростанции), которые получают предельные цены РСВ; при этом влияние со стороны спроса исключается.

В России нет специализированного, глубокого и ликвидного финансового рынка. Участники оптового рынка электроэнергии и розничного рынка электроэнергии могут торговать производными финансовыми инструментами (фьючерсными контрактами на электроэнергию) на рынке производных финансовых инструментов Московской энергетической биржи. Участники рынка могут застраховать риски поставки. Поскольку в России существует рынок мощности с ценовыми пределами, потребность в управлении рисками понижается. Волатильность спроса низкая, и динамика торговли электричеством в основном отражает негибкие обязательства по выработке электроэнергии – системного оператора.

На оптовом уровне Совет рынка (ФСТ России, ФАС России и Министерство энергетики Российской Федерации) осуществляет мониторинг и контроль над ценами на электричество на сутки вперед и ценами на мощность. Существует сильное стремление со стороны властей для уменьшения внезапных скачков цен, в особенности с учетом конкуренции и доступности. В том случае, если ценовые темпы роста превышают номинальное значение в период 3–7 дней, может быть введен так называемый механизм сглаживания цен, который уменьшает цены до уровня регулируемого тарифа. Если Совет рынка обнаруживает на рынке манипулирование ценами, результаты его анализа передаются ФАС России и Министерству энергетики Российской Федерации, у которых есть полномочия для контроля.

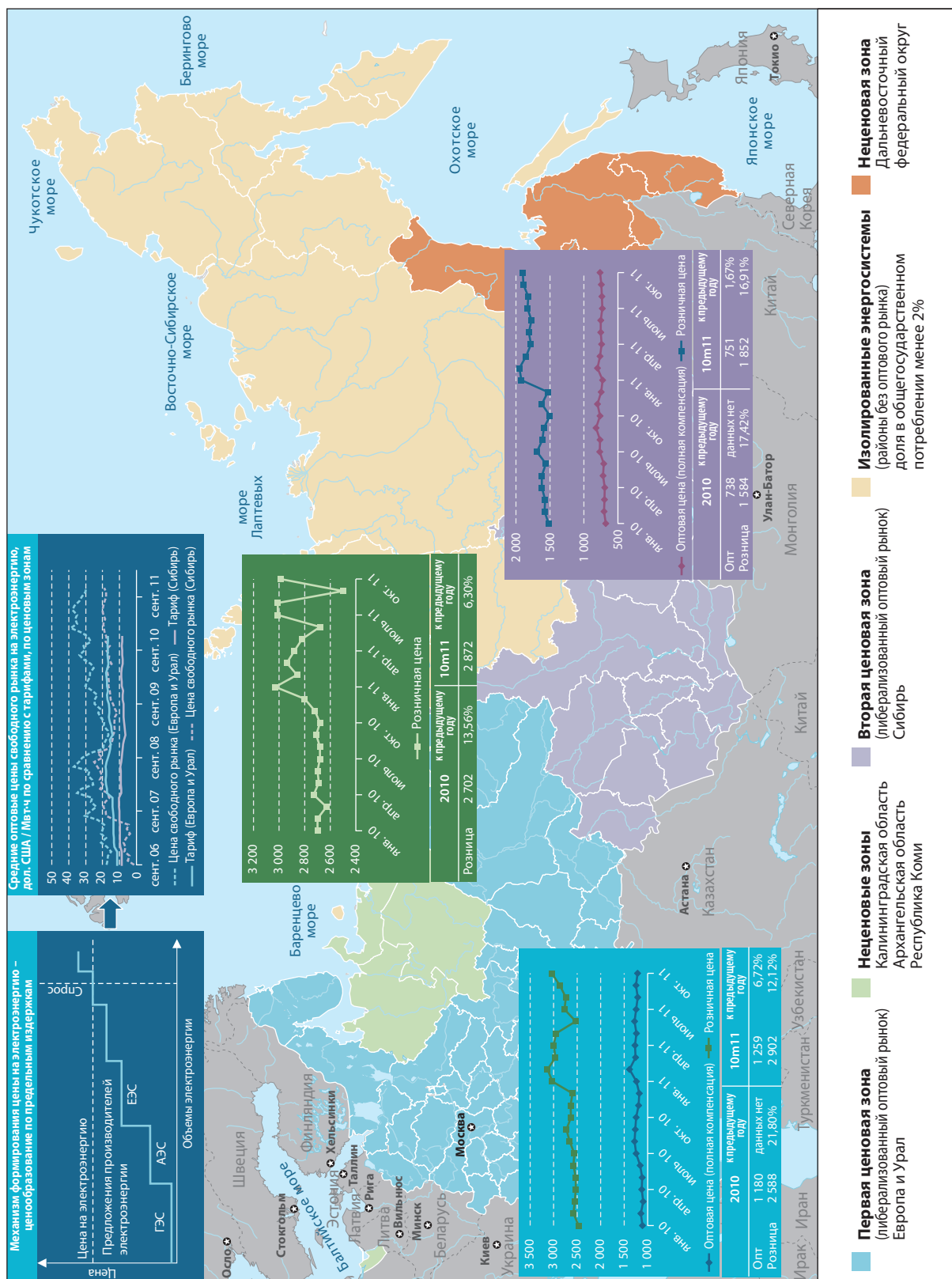
**Рисунок 8.11** Средняя оптовая цена на электроэнергию, руб. за МВт·ч



Источники: АТС; Сбербанк КИБ, 2013.

18. Сбербанк КИБ, Российские генерирующие компании, Финансовый анализ // Россия: Энергетические предприятия. - Август 2013.

Рисунок 8.12 Зоны оптовых цен на электроэнергию



Источник: Sberbank Investment Research (2013), Russia Utilities Atlas, Moscow.

Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

Динамическое ценообразование на оптовом рынке не всегда желательно с точки зрения потребителя, поскольку оно иногда приводит к внезапным скачкам цен. На рынке, где торгуется только электроэнергия, пиковая мощность окупается за счет доходов, полученных во время ценовых скачков, когда цены компенсируют не только предельные затраты на производство, но также и стоимость мощностей. Пиковые цены могут также приближаться к величине ущерба потребителей от прерывания электроснабжения: она представляет собой среднюю сумму, которую потребители электроэнергии готовы заплатить, чтобы избежать потери мощности. Россия предпочла использовать иную модель ценообразования – удерживать оптовые цены на электроэнергию в рамках установленных, обеспечивая оплату мощности посредством двух независимо функционирующих ценовых зон.

### Оптовый рынок мощности

Российский рынок мощности состоит из двух частей: конкурентный отбор мощности, который обеспечивает оплату в основном для существующих генерирующих мощностей, и внерыночный механизм, который предусматривает оплату предварительно отобранных мощностей.

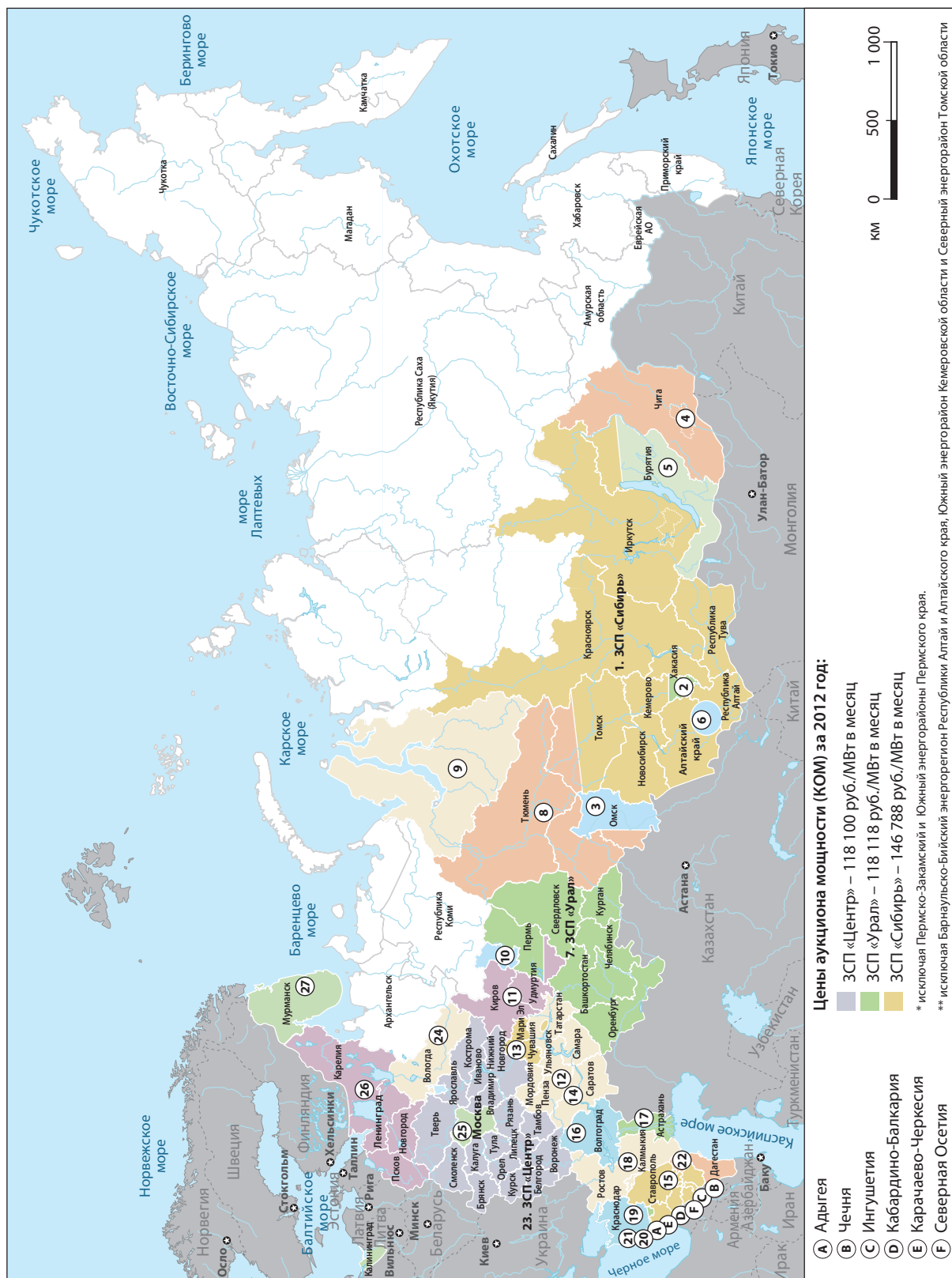
На основе ежегодного конкурентного отбора мощности (КОМ) СО ЕЭС отбирает существующую мощность в каждой зоне свободного перетока мощности (ЗСП), чтобы удовлетворить потребности, рассчитанные для каждой зоны. Действующие ценовые пределы недостаточно высоки, чтобы стимулировать отбор новых мощностей. Генерирующие мощности обязаны обеспечивать резервную мощность в дополнение к их ежемесячной пиковой нагрузке. Отобранные установки окупаются платой за мощность в каждой ЗСП, которая не является предельной ценой. Во время ежегодных аукционов почти вся мощность отбирается, и установки должны быть готовы к тому, чтобы произвести необходимое количество электроэнергии для обеспечения проданной мощности. Неготовность к производству электроэнергии влечет за собой штраф.

Цены на мощность регулируются в областях, где рынок концентрирован. Рынок мощности высоко фрагментирован во многих ЗСП с регулируемыми ценовыми пределами в большинстве из них. На сегодняшний день зоны мощности или слишком малы, или слишком велики (см. рис. 8.13), так что конкуренция достаточно низка, и в большинстве зон применяются ценовые пределы. В 2013 г. ФАС России сформировала 23 ЗСП. Это меньше, чем в 2011 (29) и 2012 (27) гг. Такое сокращение достигнуто путем слияния ряда зон. В 18 зонах есть регулируемые ценовые ограничения, в то время как пять зон являются свободными, и цена на мощность в них устанавливаются по результатам конкурентного отбора мощности (Центр, Урал, Сибирь, Волга, Вятка). Положительно оценивается тот факт, что ФАС России продолжает укрупнение ЗСП. В 2014 г. количество зон мощности должно снизиться до 21, при этом на 16 зон продолжают распространяться ценовые пределы.

КОМ на 2012 г. прошел в декабре 2011 г. В 24 из 27 ЗСП были введены ценовые ограничения, и во всех 24 цена на мощность достигла своего максимума: в ЗСП первой ценовой зоны – 118 125 руб. (2747 евро) за МВт·ч в месяц, в ЗСП второй ценовой зоны – 126 367 руб. (2938 евро) за МВт·ч в месяц. В ЗСП без ценовых ограничений сформировались такие цены на мощность (в руб./евро за МВт·ч в месяц): ЗСП «Сибирь» – 146 787/3508, ЗСП «Урал» – 118 118/2823, ЗСП «Центр» – 118 100/2822<sup>19</sup>.

19. ОАО «Интер РАО», АТС, 2013.

Рисунок 8.13 27 зон рынка мощности



Источник: Sberbank Investment Research (2013), Russia Utilities Atlas, Moscow.

На переходный период было запланировано начать проводить аукционы с более долгим временным интервалом – раз в три-четыре года. На практике же торги все еще проводятся ежегодно. Это объясняется неспособностью системного оператора прогнозировать, какая мощность будет необходима для поддержания рынка и удовлетворения спроса.

Кроме того, существуют договоры поставки мощности (ДПМ). Механизм ДПМ был введен в 2007 г. на основе закрытого и фиксированного списка проектов, которые были первоначально согласованы между Правительством Российской Федерации и генерирующими компаниями в ходе приватизации в качестве программы обязательных инвестиций. Окупаемость основана на договоре об обязательной покупке электроэнергии со всеми потребителями по регулируемой цене на мощность, тогда как цену на электроэнергию устанавливает РСВ.

К 2020 г. более 40 % мощности будет регулироваться через договоры об обязательной покупке электроэнергии для новых мощностей, также будут регулироваться платежи для существующих объектов. Генерирующим компаниям не нужно страховаться от изменений мощности, поскольку она оплачивается в полном объеме. В то время как рынок мощности обеспечивает стабильные доходы генерирующих компаний, он не допускает динамического ценообразования, компенсации пиковых нагрузок и не стимулирует сокращение потребления. Текущий рынок мощности не создал условий для реконструкции старых ТЭЦ, которые не могут быть выведены из эксплуатации, поскольку Правительство Российской Федерации требует, чтобы операторы сохранили предприятие в течение двух-трех лет.

Ежегодная плата за мощность в настоящее время ориентирована на краткосрочную перспективу и не дает долгосрочных сигналов, поэтому регулируемые ценовые пределы в большинстве зон распространяются только на существующие объекты. Ценовые ограничения искажают ценообразование на рынке мощности, поскольку большинство цен будут стремиться к установленному пределу. Долгосрочные аукционы мощности являются ключевой целью, в то время как ретроспективные изменения в ДПМ могут подорвать уверенность инвесторов в целесообразности новых инвестиций.

Узловая система является выгодной для России. Узловой информацией управляют СО ЕЭС и АТС, но возможность ее прозрачного использования недоступна другим участникам рынка, в том числе сетевым и генерирующим компаниям, поскольку они не располагают информацией о недостатке мощности или перегрузки сети. С учетом того что российская модель разделила системную и сетевую эксплуатацию, это позволяет получать выгоду из большей координации среди различных операторов инфраструктуры на этапе планирования размещения и развития сетей, основанного на узловой системе. Благодаря узловому ценообразованию инвестиции в расширение сетей для их разгрузки и объекты генерации для увеличения надежности генерации – все это должно осуществляться на основе местных сигналов и гарантировать, что финансовые средства будут вложены вовремя и в требуемых местах.

### **Балансирующий рынок**

Россия располагает развитым физическим балансирующим рынком для каждого из 8400 узлов энергетической системы, которая реагирует на отклонения на суточной и даже почасовой основе. Рынок управляется СО ЕЭС. Балансирующие цены основаны на ценовых предложениях, представленных на РСВ. Балансирующее устрой-



ство рынка не включает участие со стороны спроса, так как измерение и коэффициент спроса не разработаны.

### **Эксплуатация системы**

Диспетчерское управление СО ЕЭС эффективно, но ограничено рядом технических (касающихся надежности) и географических факторов. Приоритеты загрузки расположены следующим образом: сначала ядерные установки, затем ТЭЦ, производящие тепловую энергию, затем электростанции на попутном газе и ГЭС и, наконец, электроэнергия в соответствии с двусторонними договорами. Эти вынужденные генераторы ограничивают конкуренцию на оптовом энергетическом рынке. Такая особенность характерна не только для российской системной эксплуатации, во многих странах – членах МЭА ядерные и возобновляемые источники энергии также загружаются в первоочередном режиме.

СО ЕЭС выполняет некоторые вспомогательные услуги, а именно нормативное первичное регулирование частоты, автоматическое вторичное регулирование нагрузки/частоты и регулирование напряжения без генерирования активной мощности (аварийные резервы или приобретение системных резервов) на основе ежегодных конкурсных торгов. Вспомогательные услуги оплачиваются СО ЕЭС, и эти расходы покрываются за счет тарифов, регулируемых СО ЕЭС.

## **РОЗНИЧНЫЙ РЫНОК**

Правительство Российской Федерации планирует полностью либерализовать розничный рынок электроэнергии к 2015 г. Сегодня сохраняется регулирование цен. Участники розничного рынка – генерирующие и сбытовые компании, включая гарантирующих поставщиков и розничные генерирующие компании (с установленной мощностью не более 25 МВт), розничных потребителей (жилищно-коммунальные хозяйства) и конечных потребителей. Сетевые компании приобретают электроэнергию (мощность) на розничных рынках для компенсации собственных потерь электроэнергии и могут также выступать как потребители.

В большинстве регионов в настоящее время потребители не могут выбирать поставщиков, что препятствует конкуренции по качеству, цене и обслуживанию. В поставках конечному потребителю конкуренции практически нет, поскольку так называемый гарантирующий поставщик (ГП) принял обязательства по универсальному обслуживанию и во многих регионах находится в положении монополиста, что вызвано сетевой топологией и географическими особенностями. На основе установленной ценовой формулы ГП должен купить электричество на внутреннем рынке в его регионе и передать потребителю по цене оптового рынка. В пределах (регулируемых) тарифных пределов, установленных ФСТ России, РЭК под руководством субъектов России определяют тарифы для конечного потребителя.

Только в случае потери ГП его статуса, например при банкротстве, конечные пользователи могут выбирать нового поставщика. Министерство энергетики Российской Федерации заменяет ГП на основе конкурентных аукционов для всех регионов, за исключением изолированных энергетических систем и неценовых зон, где решения принимают сами субъекты России. В случае банкротства МРСК уполномочены действовать как ГП максимум до одного года, после чего должны начаться конкурентные торги.

Незначительное количество независимых поставщиков обслуживает крупные промышленные предприятия или ГП. Независимые поставщики могут заключить кон-



тракт с клиентом на любых условиях. Большинство потребителей не могут заключить двусторонний контракт с генерирующими компаниями внутреннего рынка.

В последние годы стали видны недостатки модели ГП, в частности рост задолженности ГП привел к долгу на оптовом рынке порядка 50 млрд руб. В 2013 г. Правительство Российской Федерации применило ряд мер, призванных бороться с неплатежами и улучшить устойчивость распределения / розничной торговли.

1 июля 2013 г. Правительство Российской Федерации ввело для ГП обязательства наличия финансовых гарантий для получения разрешения на участие в оптовом рынке. Совет рынка запретил 13 поставщикам (чей накопленный долг достиг 29 млрд руб.) участие в оптовом рынке; Министерство энергетики Российской Федерации впоследствии отменило лицензии этих компаний на поставки в качестве ГП. В отношении финансирования ГП были проведены уголовные расследования.

Министерство энергетики Российской Федерации провело в 11 регионах страны тендеры для новых гарантирующих поставщиков, чтобы заменить ими компании-должники. К концу 2013 г. были получены заявления от поставщиков из всех регионов (Газпром, Интер РАО, КЭС Холдинг, ТНС Энерго, Росатом): компании готовы частично принять долг действующего поставщика, но только в объеме не более 20 % долга.

Передовая международная практика подтверждает преимущества конкурентного выбора гарантирующих поставщиков. В контексте текущей финансовой реструктуризации российского розничного рынка успешные аукционы гарантирующих поставщиков могут оказаться полезным инструментом, а также положительно скажутся на конкуренции на рынке. Однако вместо того чтобы полагаться на отдельные меры, Правительство Российской Федерации должно разъяснить в нормативно-правовой базе розничного рынка положение и условия, а также географический аспект и вопросы, касающиеся потребителей, гарантирующего поставщика и поставщика по умолчанию (например, если оператор системы распределения может действовать как гарантирующий поставщик), в случае если единственный поставщик больше не может заниматься поставками (из-за банкротства или по техническим причинам).

Опыт новозеландского и европейских рынков, особенно Ирландии, показывает, что распространению интеллектуальных счетчиков может содействовать внедрение независимой системы управления данными, эффективных процедур смены поставщика, жесткого регуляторного контроля и более динамичного ценообразования для разработки инновационных розничных продуктов. Разукрупнение распределительных компаний и возможность коллективной смены поставщика, как это практикуется в Нидерландах, может быть одним из механизмов стимулирования конкуренции и потребительского выбора на розничном рынке.

**Вставка 8.1** Обеспечение возможности выбора для потребителей на рынках электроэнергии

Международный опыт подсказывает, что ключевые элементы эффективного и комплексного подхода должны включать:

- распространение на более широкие слои населения ценообразования, происходящего в реальном времени, при организации защиты уязвимых потребителей посредством целевого перечисления денег, которое бы не искажало эффективное формирование цен;

**Вставка 8.1** Обеспечение возможности выбора для потребителей на рынках электроэнергии (продолжение)

- конкурентный динамичный розничный рынок, поощряющий разработку инновационной продукции и услуг, которые могут эффективно и с наименьшими затратами удовлетворить потребности энергопотребления;
- свободный доступ к подробной потребительской информации в реальном времени с одновременной конфиденциальностью для стимулирования конкуренции, облегчения появления новых участников на конкурентной основе, поддержки возникновения инновационных бизнес-инициатив и повышения качества потребительского выбора;
- достаточное количество знающих и хорошо информированных потребителей, которые могут в полной мере пользоваться преимуществами выбора;
- рыночные процессы в сфере заключения договоров, перемены поставщиков и выставления счетов, максимально простые и ясные, чтобы минимизировать операционные издержки;
- структуру нормативно-правового регулирования, обеспечивающую: снижение неопределенности; распределение четко оговоренных прав, ответственности и обязательств между договаривающимися сторонами; содействие гармонизации стандартов и спецификации функций; максимизация возможностей для участия потенциальных поставщиков услуг и потребителей;
- технологии, с наименьшими затратами обеспечивающие информацию в реальном времени от счетчиков, средства проверки и регулирования для внедрения ценообразования в реальном времени, разработку более широкого ассортимента инновационной продукции, отвечающей потребностям потребителей, и более широкий потребительский выбор.

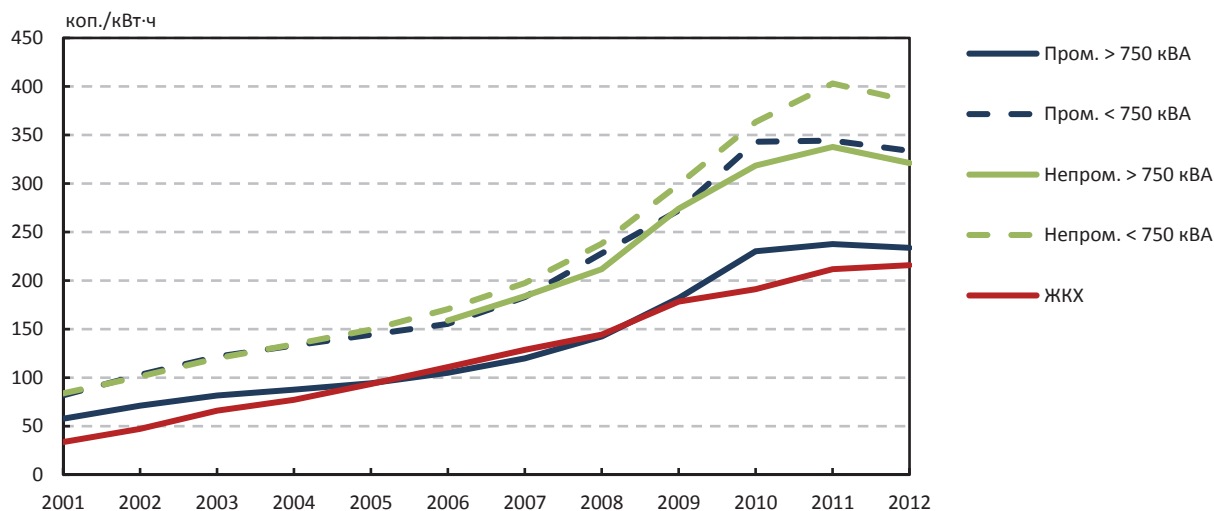
Источник: Обеспечение возможности выбора для потребителей на рынках электроэнергии. – МЭА, 2011. URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/Empower.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Empower.pdf).

Полное открытие розничного рынка должно быть дополнено введением гарантированных поставок для наиболее уязвимых групп потребителей. Правительство Российской Федерации объявило о введении социальной нормы, гарантированного минимального потребления электроэнергии для домашних хозяйств по социально поддерживаемым тарифам, с 1 июля 2014 г. Признавая правильность данного шага, стоит отметить, что количество населения, на которое будет распространяться данная норма, слишком велико, поскольку, как ожидается, будут покрыты нужды 70 % населения, в то время как 30 % будут вынуждены платить больше. В семи регионах правительство запустило пилотные проекты в 2013 г.

## ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСТВО И НАЛОГИ

В 2012 г. (см. рис. 8.14), цены на электроэнергию для бытовых нужд в России были ниже по сравнению со странами – членами ОЭСР. Более того, в отличие от России, в большинстве стран – членов ОЭСР цены на коммунальные услуги стабильно превышают промышленные. Это показывает уровень перекрестного субсидирования между промышленностью и домашними хозяйствами в России.

**Рисунок 8.14** Тенденции изменения цен на электроэнергию для конечного потребителя, 2001–2012 гг.



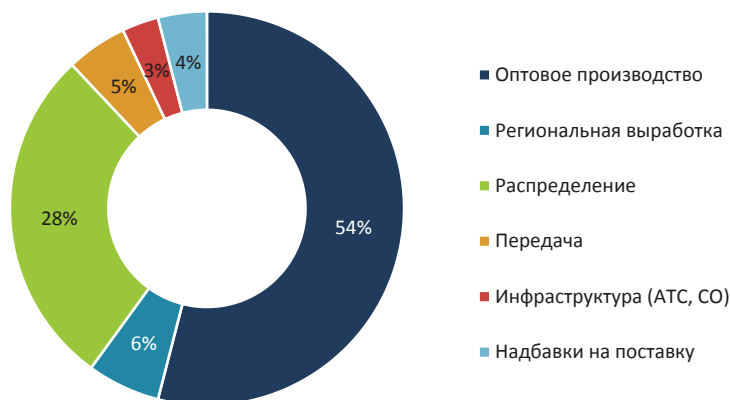
Примечание: кВА– киловольт-ампер.

Источники: Обзор российской энергетической реформы. – МЭА, 2013; АПБЭ, 2013; цены с учетом налогов и сборов.

При более медленном росте энергопотребления в России конкурентное давление со стороны азиатских рынков и США повышается, и российская промышленность вынуждена непосредственно конкурировать с другими рынками, такими как рынок США, что может послужить стимулом к перемещению крупных промышленных предприятий. Проблема конкурентных цен на топливо и электроэнергию стала для российской промышленности ключевой.

В 2011 г. счет на электроэнергию для конечного пользователя (см. рис. 8.15) включал в себя стоимость оптовой или региональной генерации (энергия и мощность, в том числе для возобновляемых источников энергии, составляет 60 %), тарифов на услуги по распределению (28 %) и передаче (5 %) и стоимости услуг операторов инфраструктуры.

**Рисунок 8.15** Затраты на электроэнергию, 2011 г.



Источник: ЗАО «АПБЭ», Министерство энергетики Российской Федерации, 2013.

Доля стоимости передачи в цене на электроэнергию для конечного потребителя в 2013 г. возросла приблизительно до 8–9 %. Стоимость розничной продажи электричества с течением времени увеличивалась на 15–20 %, главным образом в результате возрастающей стоимости распределения, которая составляет около 30 % заключительной розничной цены (см. рис. 8.15). В зависимости от региона стоимость поставки на оптовом рынке может быть ниже, и сетевые тарифы, согласно данным Совета рынка, может составить до 60 %, что отражает более высокие потери.

### «ПОСЛЕДНЯЯ МИЛЯ»

В 2001–2011 гг. Правительство Российской Федерации непрерывно поднимало розничные тарифы для постепенного отказа от перекрестного субсидирования и переходило на рыночное ценообразование. Министерство экономического развития Российской Федерации заявило цель свести цены на бытовые нужды и для промышленности к единым показателям к 2020 г. В то время как в прошлое десятилетие в России росли промышленные и бытовые цены на электроэнергию (см. рис. 8.14), между ценами для промышленных объектов и бытовых потребителей сохраняется большой разрыв.

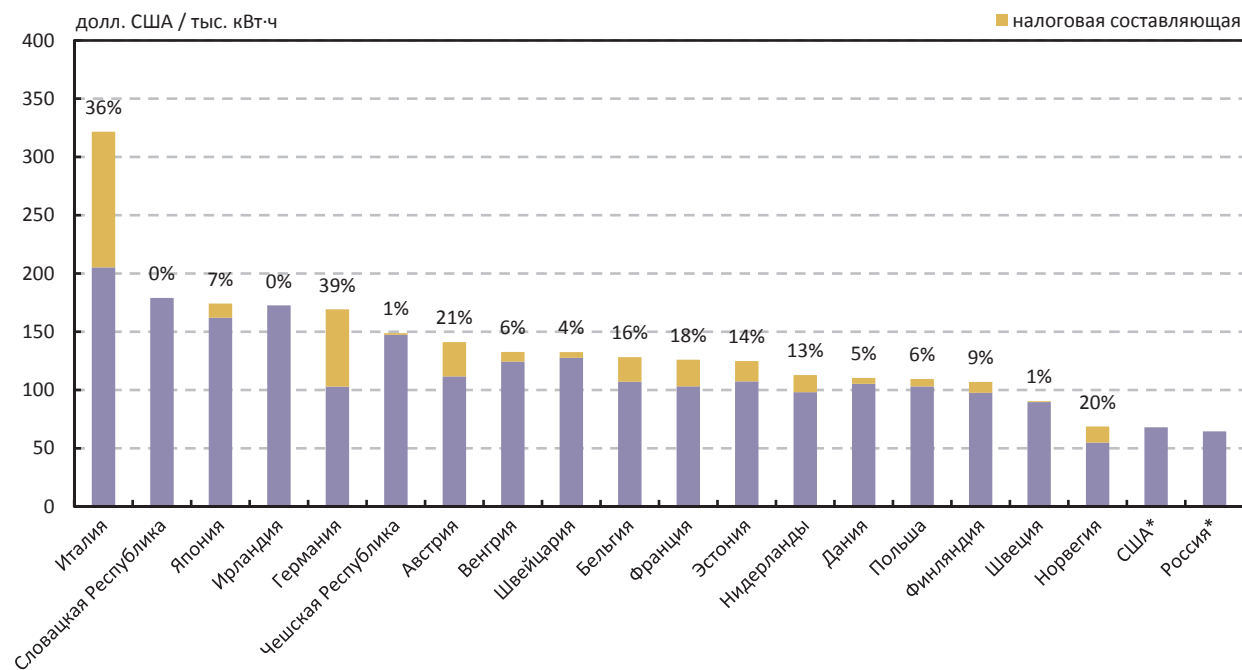
Это связано с масштабным перекрестным субсидированием. В тарифной структуре в России существует перекрестное субсидирование между пользователями сети, главным образом между крупной промышленностью, которая связана с сетью передачи, и малыми и средними предприятиями / домашними хозяйствами, связанными с распределительными линиями. До сих пор промышленность, связанная с передающими сетями ФСК, вносила вклад в стоимость распределительной сети (МРСК) по договорам последней мили. Кроме того, все больше компаний строят собственные генерирующие мощности, отключаются от сети и избавляются от договоров последней мили.

Согласно Стратегии развития распределительного электросетевого комплекса до 2030 г. новые правительственные меры в сетевом сегменте сосредоточены на повышении эффективности сетевых операторов и постепенном уходе от перекрестного субсидирования тарифов на распределение электроэнергии к 2030 г. К концу 2013 г. Россия приняла новую схему распределения сетевых затрат (договор последней мили) для постепенного уменьшения перекрестного финансирования (с 232 млрд руб. до 50 млрд к 2023 г.) и сохранения этой цифры стабильной до 2030 г. Доля электросетевых тарифов в совокупной цене для конечных потребителей не должна превышать 40 %. Устранение последней мили постепенно снизит перекрестное субсидирование, перераспределит инвестиции эффективным сетевым операторам и увеличит вклад крупных промышленных потребителей и конечных потребителей в совокупные расходы на распределение электроэнергии.

По новому законодательству крупным промышленным потребителям электроэнергии с 2014 г. разрешат подключиться непосредственно к ФСК, их выплаты в рамках последней мили МРСК отменят. Договоры последней мили должны были прекратить действие 1 января 2014 г., но станут постепенно, поэтапно устраняться на протяжении от 3 до 15 лет в 19 остающихся регионах. Договоры продлены до 2025 г. в четырех регионах (Бурятия, Забайкальский край, Амурская область и Еврейская автономная область) и на три или пять лет в остальных 15 регионах. Новая система тарифного регулирования состоит из специального тарифа на передачу электроэнергии (ФСК, уровень напряжения VN1) и средней ставки перекрестных субсидий в регионе. Во всех 19 регионах, если МРСК не в состоянии снизить затраты, за счет федерального бюджета может быть покрыто до 50 % потерянного дохода сети.

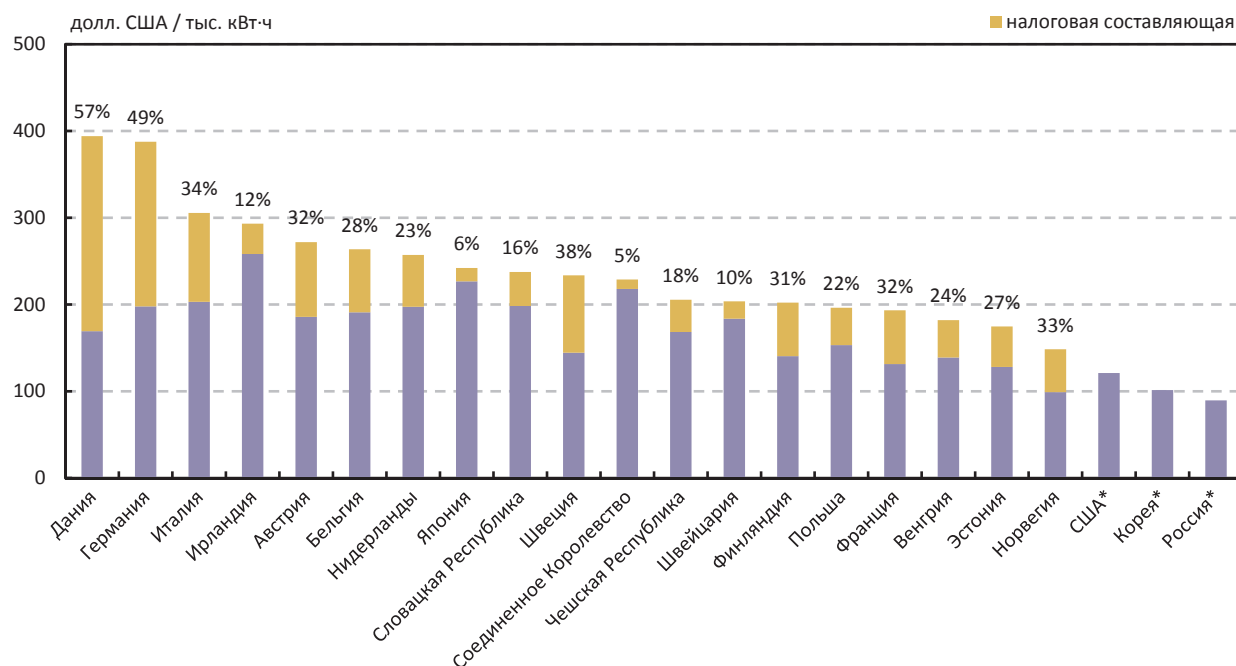
Рисунок 8.16 Цены на электроэнергию в России и странах – членах МЭА, 2013 г.

## Промышленность



Примечание: данные по Австралии, Канаде, Греции, Корею, Люксембург, Новой Зеландии, Португалии, Испании, Турции и Соединенному Королевству недоступны.

## Домохозяйства



Примечание: данные по Австралии, Канаде, Греции, Люксембург, Новой Зеландии, Португалии, Испании и Турции недоступны.

\* Информация о налогах недоступна.

Источник: Цены на энергоносители и налогообложение. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013.

Учитывая более медленный экономический рост, Правительство Российской Федерации решило сократить рост тарифов для естественных монополий, ориентируясь на инфляцию. В 2013 г. Министерство экономического развития Российской Федерации решило заморозить тарифы естественных монополий (на газ, воду, электроэнергию, железные дороги) в течение одного года (2014) вместо запланированных увеличений в соответствии с инфляцией (индекс потребительских цен). Россети объявили, что новое замораживание тарифов приведет к сокращению эксплуатационных расходов на 5 % в 2014 г. и 15 % к 2017 г. Это будет означать 30%-е сокращение капитальных расходов с отменой запланированных инвестиционных программ Россетей на 155 млрд руб. в год (запланированные инвестиции составляли 161,8 млрд руб. в 2014 г., 156,6 млрд руб. в 2015 г. и 161 млрд руб. в 2016 г.).

Положительно оцениваются меры Правительства Российской Федерации для увеличения эффективности сетевых операторов. Сокращения тарифов и капитальных расходов, призванные смягчить рост цен для конечного пользователя и обеспечить инвестиционные возможности для оператора, чреваты риском утраты доверия инвесторов к RAB-регулированию и финансовой стабильности МРСК. В свою очередь, это может подорвать сетевую стратегию, когда приватизация распределительных сетей и инвестиции в сети необходимы более чем когда-либо. Любое замораживание тарифов, вероятно, приведет к дальнейшим затратам для федерального бюджета, необходимым для подъема коэффициентов выплаты дивидендов региональным операторам сети, чтобы удовлетворить инвесторов или компенсировать возможную потерю доходов от последней мили в некоторых случаях.

## ОЦЕНКА

---

За минувшие шесть лет Россия сделала значительные шаги к преобразованию энергетического сектора. Успешное дальнейшее реформирование будет ключевым фактором полной модернизации, конкурентоспособности, эффективности и устойчивости российской экономики. МЭА предоставляло консультации по реформированию. Эта глава строится на всестороннем анализе реформ и детализированных рекомендаций, выработанных МЭА, которые были представлены российской стороне на совместной конференции МЭА / Совет Рынка в декабре 2012 г. в Москве и опубликованы в апреле 2013 г.<sup>20</sup>

Темпы и результаты реформ впечатляют. Они включают в себя приватизацию электрогенерирующих активов РАО ЕЭС на 30 млрд долл., которая привлекла иностранные инвестиции; либерализацию оптового рынка (в том числе создание спотового рынка «на сутки вперед» и рынка мощности); разделение генерирующей и сетевой деятельности; введение RAB-регулирования; недавний запуск рынка системных услуг и финансовых гарантий на оптовом уровне. Россия также создала институциональную структуру отрасли.

В 2013 г. реформа достигла решающей стадии: чтобы успешно закончить модернизацию, Россия должна объединить реформы рынка электроэнергии в условиях незначительного роста спроса на электроэнергию и завершить формирование организационно-управленческой структуры для оптового и розничного рынков. Правительство Российской Федерации должно обозначить этапы достижения в долго-

---

20. Обзор российской энергетической реформы. – Париж : МЭА, 2013. – URL: [www.iea.org/publications/insights/name,37170,en.html](http://www.iea.org/publications/insights/name,37170,en.html).



срочной перспективе полностью функциональных и конкурентоспособных оптового и розничного рынков. В то же время в среднесрочный период оно должно обеспечить предсказуемые, справедливые и прозрачные рыночные правила для обеспечения крайне необходимых инвестиций в реконструкцию стареющей инфраструктуры и в декарбонизацию.

Все потребители должны принять участие в реформах, получая больше информации и выбор, при этом следует сохранить доступность поставок, в особенности для уязвимых потребительских групп.

## ОПТОВЫЕ РЫНКИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Создание РСВ, покрывающего 95 % поставок в двух ценовых зонах, – это замечательное достижение, однако РСВ является конкурентным лишь частично. Две трети всех генерирующих мощностей (атомные, гидро- и когенерация тепловой и электрической энергии в зимние периоды) работают на приоритетной загрузке или как вынужденные генераторы, не принимая активного участия в рынке, поскольку они получают предельную цену в системе и, таким образом, не участвуют активно в конкуренции на РСВ<sup>21</sup>. ГП покупают электричество на РСВ по регулируемым ценам для энергоснабжения домохозяйств. За пределами двух ценовых зон обширные отдаленные районы на Дальнем Востоке и Севере не имеют оптового рынка, там используются регулируемые тарифы.

МЭА призывает Правительство Российской Федерации продолжать реформы, направленные на создание конкурентного оптового рынка электроэнергии. Это требует рыночного ценообразования и цепочки добавленной стоимости в качестве основания для эффективного ценообразования и инвестиций, ликвидного, глубокого и прозрачного финансового рынка для эффективного управления рисками и доступа к капиталу, а также полной оптовой прозрачности, обеспеченной предоставлением своевременной и точной информации всем участникам рынка. Завершение либерализации и реформ фундаментально важно, если Россия желает обеспечить приток частных инвестиций в обновление 65 % действующих сейчас неэффективных генерирующих мощностей. Текущая неопределенность нормативно-правовой базы в отношении будущей конструкции российского ОРЭМ должна быть уменьшена путем проведения четких реформ.

Снятие ограничений по выведению из эксплуатации старых объектов является ключевым вопросом для реформы и модернизации. В настоящее время модернизация старых ТЭЦ невозможна из-за ряда ограничений по эксплуатации системы и топологии сетей. Политика в отношении вывода из эксплуатации, включая стандарты по выбросам, могла бы помочь создать стимулы для постепенного закрытия неэффективных мощностей. Это также обеспечило бы сигналы для инвестиций в сети при условии осуществления во взаимосвязи с необходимой стратегией инвестирования в сети.

Российский рынок электроэнергии недостаточно прозрачен, поэтому основная информация о происходящих на нем процессах недоступна его участникам, хотя предпринимаются шаги для улучшения этой ситуации. Совет рынка, объединяющий всех заинтересованных лиц, мог бы стать такой информационной платформой.

---

21. Обзор российской энергетической реформы. – Париж : МЭА, 2013. – URL: [www.iea.org/publications/insights/name\\_37170,en.html](http://www.iea.org/publications/insights/name_37170,en.html).

Прозрачность рынка позволит его участникам принимать взвешенные решения с учетом объективной информации о ценах и локализованных сигналах узлового ценообразования.

На оптовом энергетическом рынке регулирование по факту и ценовое вмешательство остаются значительными. Большая доля регулируемых сегментов рынка, включая рынок мощности, требует частого вмешательства Правительства Российской Федерации в формирование цен, что подрывает как ценовые сигналы, так и доверие участников рынка к конкурентным сегментам. Перекрестная структура собственности (газ, электроэнергия) и горизонтальная реинтеграция в крупные государственные компании создает условия для ценовых сговоров и злоупотребления доминирующим положением на рынке. В то время как наблюдение за оптовыми рынками – важнейшая задача Правительства Российской Федерации и контролирующих органов рынка, при этом конкурентная политика и регулирование внутреннего рынка не должны использоваться в качестве оправдания частого вмешательства в ценовую политику сегментов конкурентного рынка. Правительство Российской Федерации должно последовательно разделять антимонопольное регулирование и регулирование сетевых монополий на российском энергетическом рынке, чтобы заблаговременно исправлять проблемы с конкуренцией в отношении естественных монополий (при помощи ФСТ России) и таким образом снизить потребность в конкуренции по факту и вмешательство в ценообразование Совета рынка и ФАС России. Там, где рынки стали конкурентными, особенно в зонах оптового рынка, нужно постепенно отменять регулирование. В то же время укрепление системы независимой оценки регулирования будет существенным для успешного завершения RAB-регулирования и тарифообразования.

Рынок мощности остается высоко регулируемым с ценовыми ограничениями в большинстве зон, и кроме того, он по-прежнему сильно фрагментирован. Новые мощности ограничены двусторонними договорами между действующими генерирующими компаниями и Россией (ДПМ). Они дорогостоящие и негибкие для новых участников и для меняющихся потребностей рынка – как экономических, так и связанных с потребностью удовлетворения спроса. Механизм ДПМ был разработан как переходная мера обеспечения роста инвестиций к 2018 г. Поскольку Россия приняла решение о необходимости функционирования рынка мощности, она должна иметь в виду, что регулируемые механизмы мощности уменьшают стимулы и сигналы местного ценообразования, основанного на узловой системе. Текущие краткосрочные аукционы мощности не стимулируют крупные инвестиции, необходимые для срочной модернизации и реконструкции мощностей.

### СЕТИ

Россия только недавно ввела RAB-регулирование для сетей передачи и распределения электричества. Сетевые тарифы повышаются и в зависимости от региона достигают 40 и 60 % розничной цены.

Переход активов сетей передачи и распределения электроэнергии (ФСК и 11 межрегиональных МРСК) в ОАО «Россети» имеет целью способствовать достижению большей эффективности и реализации амбициозной инвестиционной программы. Похвальны недавние усилия Правительства Российской Федерации по увеличению эффективности планирования размещения сетей, сравнительного анализа стоимости и регулирования доступа на рынок в рамках RAB-регулирования.

Учитывая потребность в модернизации российской электросети, как обрисовано в общих чертах в стратегии сети, МЭА полагает особенно важным улучшение экономических оценок основных активов и сравнительного анализа экономической эффективности работы сети в свете потребностей обновления и расширения сети, включая управление потерями, а также качества поставки и энергоэффективности использования энергии в сетях.

РЭК, контролирующие экономическую эффективность распределительных сетей, также нуждаются в ресурсах, экспертных знаниях и лучшем сотрудничестве с ФСТ России. Кроме того, контроль и обеспечение качества поставки должны быть установлены в рамках RAB-регулирования.

МЭА приветствует правительственное обязательство уменьшить количество процедур для присоединения к сети до пяти и гарантировать к 2020 г. подключение в течение 40 дней, нужно сосредоточиться на быстром устранении задержек при подключении к электросетям. План развития и задачи, нацеленные на сокращение задержек при присоединении к сети до 40 дней к 2020 г., также приветствуются. Финансовая ответственность сетевой компании за отсутствие подключения могла бы повысить качество процесса подключения и сократить задержки при соединении сети. Первые результаты демонстрируют прогресс. Россия значительно улучшила свои позиции (со 188-го места в 2013 г. до 117-го в 2014 г.) в сравнительном показателе по подключению к системе электроснабжения в докладе Мирового банка «Ведение бизнеса», что замечательно.

ОАО «Россети», отвечающее за инвестиции в сети, и системный оператор, отвечающий за эксплуатацию системы, диспетчерское управление, расчет спроса, вычисление пропускной способности межсистемных ЛЭП и управление потоками электроэнергии, потребуют более сильной координации, гарантирующей эффективность инвестиций в сети в соответствии с потребностями в обеспечении генерирующими мощностями. Имеются выгоды от расширения оценок надежности генерации и сетей за пределы одной ценовой зоны, такие как обнаружение экономических выгод от снятия перегруженности региональных сетей, а также содействие региональной интеграции рынка между ценовыми зонами. Такая скоординированная оценка надежности генерации и сетей также критически важна для стимулирования инвестиций в модернизацию и вывод из эксплуатации старых генерирующих активов.

Ретроспективное вмешательство в ключевые инвестиционные параметры в период регулирования путем замораживания тарифов или сокращения бюджета капитальных инвестиций может снизить возможности воплощения инвесторами инвестиционных планов, снизить степень инвестиционной уверенности и негативно повлиять на деловой климат в России. Планирование развития сети должно быть дополнено анализом рентабельности новых инвестиций, прозрачными публичными консультациями, вовлекающими все заинтересованные стороны. Эти консультации должны учитывать общественное мнение, эффективность использования энергии и потребности интеграции рынка, сокращение потерь и рациональное управление сетью, а также ответы со стороны спроса в запасном и балансирующем рынках.

Интер РАО управляет всеми экспортно-импортными операциями и контрактами на пунктах пересечения границ, что де-факто ведет к монополии на экспорт и импорт (при доле рынка в 97 %). Чтобы способствовать международной торговле, МЭА призывает Правительство Российской Федерации к либерализации международной торговли.

## РЕФОРМИРОВАНИЕ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В сентябре 2013 г. Правительство Российской Федерации предложило первый проект новой модели рынка электроэнергии. Ее цель – облегчить инвестиции в производство электроэнергии и сетевые секторы. Реформа была отложена до 2014 г., а новое законодательство должно быть представлено в середине 2014 г. и должно начать действовать в 2015 г., после завершения программы реформы рынка тепловой энергии. Нынешняя пауза в реформировании рынка электроэнергии грозит повысить нормативно-правовую неопределенность для инвесторов, которым необходим 20-летний горизонт планирования.

На рынке тепловой энергии Правительство Российской Федерации должно ввести RAB-регулирование для передачи и генерации электроэнергии с новым тарифным регулированием для ТЭЦ, исходя, возможно, из стоимости альтернативных котельных.

RAB-регулирование должно стать основной регуляторной моделью и распространяться на большее количество МРСК. Это позволит отменить текущее перекрестное субсидирование между отраслями тепловой и электрической энергии и стимулировать модернизацию отрасли.

Новая модель рынка направлена на увеличение доли двусторонних договоров и объединение рынков энергии и мощности в одном контракте с единой ценой. Это запланировано в целях постепенного сокращения ценовых пределов (но с сохранением неявных ограничений) и регулируемых договоров. Вторичному рынку для торговли мощностью предлагается позволить ликвидацию энергетических дисбалансов на рынке мощности (вместо штрафов). В качестве альтернативы рассматривается реформа существующего рынка мощности (процедура КОМ). Главная цель – создать более ликвидный и долгосрочный рынок при эффективном применении долгосрочных аукционов мощности (на четыре года и больше). В качестве третьей модели рассматривается новый механизм ДПМ с фокусировкой на реконструкцию и модернизацию генерирующих объектов, включая газовые, угольные и атомные.

Частичная либерализация розничного рынка, в частности для промышленных предприятий, побуждает новых игроков выходить на оптовый рынок и таким образом поощряет конкуренцию на стороне производства. Что касается розничного рынка, то предложено позволить розничным потребителям заключать прямые контракты на оптовом рынке. Чтобы гарантировать надежные и доступные поставки для бытовых потребителей, в 2014 г. должна быть принята социальная норма потребления. Полное упразднение регулируемых цен предусматривалось к 2015 г., но, помимо сокращения тарифов и сетевого регулирования, конкретные меры не были приняты.

Характер и время проведения реформ неясны, потому инвесторы в настоящее время опасаются возможного чрезмерного регулирования и отказа от дальнейшего реформирования. Имеется значительная неопределенность в отношении будущего устройства рынка, что делает неясной перспективу для участников рынка и идет вразрез с потребностями в стабильной и прозрачной нормативно-правовой базе. Правительство Российской Федерации должно составить четкий план с обозначенными действиями и этапами для завершения либерализации оптового и розничного рынков электроэнергии.

Во время перехода к оптовому рынку только электроэнергии может быть обосновано существование рынка мощности, но это нужно тщательно оценить на основе

качественного анализа спроса и предложения. Реформирование должно быть дополнено интегрированной оценкой балансовой надежности основной электрической сети и генерирующих объектов, улучшенным системным управлением с сокращением количества вынужденных операторов, прозрачными мерами поощрения инвестиционного планирования от узловой тарификации, стимулирующими модернизацию и реконструкцию в нужное время и в нужном месте, более гибкими и прозрачными обязательствами по выработке электроэнергии отдельных энергоблоков при учете гидро- и ядерной энергии, а также участием потребителей в балансирующем рынке.

МЭА призывает Правительство Российской Федерации осуществлять свои планы по замене ежегодных аукционов мощности аукционом, проводимым раз в четыре года до наступления, и обеспечить слияние зон продажи мощности в более крупные, стимулируя конкурентный рынок мощностей, который включает в себя мощности, требующие реконструкции. Это должно быть дополнено ясной программой вывода объектов из эксплуатации, стимулирующей замену неэффективных, устаревших предприятий. Модернизация инфраструктуры электроэнергетической отрасли будет способствовать долгосрочной доступности электроснабжения. Опыт других стран, включая США, Канаду и Китай (см. главу «Изменение климата») указывает, что стандарты выбросов, устанавливающие ограничения для всех сжигающих установок, являются существенным элементом любой программы вывода из эксплуатации. Наряду с закрытием неэффективных электростанций, работающих на ископаемом топливе, такая политика будет стимулировать инвестирование в новую низкоуглеродную генерацию, включая мощности, работающие на ВИЭ (см. главу «ВИЭ»).

Учитывая проблему модернизации, может быть необходимо продолжить платежи для мощностей посредством конкурентных аукционов мощности в период модернизации. Однако любой новый ДПМ, если он будет выбран, должен быть справедливым, предусматривать вхождение новых участников и быть основанным на конкурентных аукционах, а не заранее установленном списке проектов. В этом смысле конкурентный отбор выглядит адекватным базовым решением как для старых, так и для новых мощностей и может обеспечить поступление конкретных заявок для выбора варианта модернизации.

## РОЗНИЧНЫЙ РЫНОК И ПОТРЕБИТЕЛИ

Правила для розничного рынка были приняты недавно, в мае 2012 г. Положительно оцениваются меры Правительства Российской Федерации по созданию структуры, которая определяет роли и обязанности каждого из участников рынка. Устройство рынка находится на ранней стадии, и в центре внимания реформ должно быть создание более инновационного и ориентированного на потребителя рынка.

Розничный рынок далек от либерализации, поскольку цены для населения регулируются РЭК в установленном тарифами диапазоне. Только промышленные и коммерческие потребители имеют возможность розничного выбора при покупке и могут покупать электричество на оптовом рынке. Перекрестное субсидирование между промышленностью и домашними хозяйствами – барьер для создания конкурентоспособного розничного рынка. Правительство Российской Федерации признало потребность в постепенном сокращении перекрестных субсидий (договоры последней мили).

Введение ГП, поставляющих электричество на основе обязательства по универсальному обслуживанию конечных потребителей, привело к быстрому росту не-

больших региональных монополий поставщиков. Отсутствие механизма смена поставщика, вытекающее из фактической монополии на местах, ограничивает потребительский выбор по качеству и цене. Правительству Российской Федерации целесообразно рассмотреть дальнейшее разделение генерирующих и сетевых функций, чтобы гарантировать эффективное функционирование сети и свободный выбор поставщиков. Опыт других стран показывает, что подобного рода меры могут быть успешны при условии функционирования достаточно конкурентного оптового рынка с большим количеством участников.

Основной целью является движение к полностью конкурентному розничному рынку, и она должна стать важнейшим элементом новой модели рынка электроэнергии. Существует потребность четкой фиксации правового статуса распределения и поставки в регионах, установка измерительных устройств, а также сбор данных независимым розничным организациями.

Реформы розничного рынка также требуют пересмотра статуса ГП и мер для отключения из-за неуплаты. Правительство Российской Федерации должно продолжить реформу розничного рынка и в свете роста тарифов и неуплаты сконцентрировать внимание на потребителе. Стимулирование вхождения на рынок новых участников посредством конкурентоспособных аукционов и механизма смены поставщика будет важным первым этапом. Обеспечение прозрачности информации для потребителей, включая инструменты сравнения цен и качества поставки, поможет им принять обоснованные решения и поддержит потребительский выбор.

Для успешного воплощения своих планов МЭА рекомендует Правительству Российской Федерации к 2030 г. уменьшить как перекрестное субсидирование, включая отмену последней мили, так и пересмотр сетевых затрат. Темп и охват перехода к рыночным ценам, приводящий к увеличению цен на розничном уровне, может быть смягчен за счет увеличения эффективности использования энергии на стороне спроса и предложения посредством эффективной модернизации, сетевого планирования и эксплуатации. Введение социальной нормы потребления для 70 % населения – шаг в правильном направлении, но Правительство Российской Федерации должно предусмотреть защиту действительно уязвимых потребителей посредством прав на социальное обеспечение. Такой подход позволит с течением времени уменьшить перекрестное субсидирование, не подвергая опасности конкурентоспособное, безопасное и доступное электроснабжение домашних хозяйств и промышленности.

Вводя финансовые гарантии, Правительство Российской Федерации также решило проблему неплатежей поставщиков, отчего на оптовом рынке накопился долг в размере 50 млрд руб. Похвально, что Правительство Российской Федерации решило эту проблему. В дальнейшем необходимы меры к тому, чтобы повысить платежную дисциплину также и на розничном рынке. Схема финансовой гарантии и процедура аннулирования лицензий могли бы быть распространены на участников розничного рынка с более строгим контролем за их финансовой жизнеспособностью, предусматривая отключение в случае систематической неуплаты.

Недавнее замораживание розничных тарифов – отрицательный сигнал, который может препятствовать инвестициям. Для увеличения конкурентоспособности российской промышленности Правительство Российской Федерации должно сфокусироваться на мерах сокращения производственных затрат и увеличения эффективности, вместо того чтобы непосредственно сокращать окончательные тарифы на



электроэнергию и газ. Постепенный отказ от регулирования цен для конечного потребителя и отделение их от сетевых тарифов также позволит увеличить сетевую эффективность, одновременно создавая гарантии для инвестиций производителей электроэнергии и инвесторов.

Что касается розничной цены, то прежде чем вмешиваться в ее формирование, в первую очередь необходимо стимулировать и поощрить эффективность использования энергии и регулирования спроса. Предоставление потребителям энергии возможности выбирать поставщиков поощряет конкуренцию между розничными продавцами и делает потребителей ответственными за потребление.

Регулируемые цены для конечного потребителя негативно сказываются на функционировании рынка и подвергают опасности надежность и качество поставок потребителям (Совет европейских регуляторов энергетики, 2012)<sup>22</sup>. Когда условия для гарантирующего поставщика улучшатся и будет обеспечена социальная защита уязвимых потребителей, можно постепенно уменьшать интенсивность регулирования. Правительство Российской Федерации должно проанализировать, для каких областей и групп клиентов было бы выгодно постепенно сократить регуляцию цен в долгосрочной перспективе, учитывая, что целью является либерализация розничного рынка и обеспечение стабильной розничной торговли и промышленного развития. Должен быть установлен план действий для постепенного отказа от регулируемых цен.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- Установить четкие временные рамки достижения долгосрочной цели либерализации оптового рынка электроэнергии и конкурентного розничного рынка для достижения целей модернизации.
- Развить конкурентный оптовый рынок мощности на основе конкурсного отбора мощности для окупаемости инвестиций в существующие и новые генерирующие мощности после отмены механизма ДПМ, чтобы обеспечить прозрачность, гибкость и отсутствие дискриминации, что позволит рынку реагировать на различные экономические условия в соответствии с потребностями удовлетворения спроса;
- Дополнить действующую реформу регулирования оптового рынка электроэнергии и мощности политикой выведения из эксплуатации устаревших объектов отрасли, установив при этом стандарты выбросов вредных веществ, для постепенной ликвидации неэффективных электростанций, работающих на ископаемом топливе.
- Усилить независимость, координацию, обеспечение ресурсами и персоналом регулирующих органов на федеральном и региональных уровнях для развития их возможностей по удовлетворению потребностей в равноправном доступе к сетям, экономических оценках динамических энергетических рынков и более сильной ориентации на потребителей. Гарантировать публичное об-

22. Обзор того, как розничные рынки организованы в различных странах – членах ЕС, предоставлен в Обзоре статуса потребителя и розничного рынка в Третьем энергопакете ЕС на 1 января 2012 г. – Центр по исследованиям в области энергетики и экологии, 7 ноября 2012 г.

*суждение, информацию для потребителей и прозрачность регулирования, экономической оценки и международного сотрудничества.*

- Стимулировать транспарентность системы узловой информации для всех участников рынка для повышения эффективности и прозрачности планирования сетей на федеральном и региональном уровнях. Способствовать оценке перегрузке сетей, сценариев будущих инвестиций, прибылей и издержек, а также надежности объектов со стороны спроса и предложения путем координации между Системным оператором и ОАО «Россети» с участием всех участников рынка.*
- Поощрять вхождение на рынок новых участников и возможности смены поставщика на розничном рынке вкупе с планом по переходу на рыночное тарифообразование, которое позволит отказаться от перекрестного субсидирования. Уязвимым слоям населения в то же время должна быть обеспечена защита при помощи соответствующей социальной политики.*

## 9. ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

### Основные данные за 2012 г.

**Доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ):** 3 % общего предложения первичной энергии (ОППЭ) и 15,8 % суммарного производства электроэнергии

**Гидроэнергетика:** 1,9 % ОППЭ и 15,5 % производства электроэнергии

**Биотопливо и отходы:** 1 % ОППЭ и 0,3 % производства электроэнергии

**Другие ВИЭ:** 0,1 % ОППЭ

**Цель:** производство электроэнергии на основе ВИЭ к 2020 г. на уровне 4,5 % (за исключением ГЭС мощностью более 25 МВт)

**Установленная мощность на основе ВИЭ, включая крупные ГЭС:** около 2300 МВт

## ОБЩИЙ ОБЗОР

Россия обладает значительным потенциалом для развития различных видов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на всей территории. В частности, в зависимости от региона особенно велик потенциал для развития ветровой, геотермальной, солнечной энергии, энергии на основе биомассы и малых гидроэлектростанций (ГЭС). Это превращает Россию в потенциального «зеленого гиганта»<sup>1</sup> энергетики. Однако в настоящий момент ВИЭ в России, за исключением крупных ГЭС, используются недостаточно, в результате чего Россия значительно отстает от стран – членов Международного энергетического агентства (МЭА), а также от Бразилии, Индии, Китая, Индонезии и ЮАР.

Возможность использования ВИЭ и ее экономические и социальные преимущества были постепенно признаны на федеральном и региональном уровнях. С 2007 г. в России разрабатывается комплексная политическая и законодательная база для использования ВИЭ на оптовом и розничном рынке. Формирование и уточнение нормативно-правовой основы и дальнейшее применение проходили очень медленно, что объясняется доступностью углеводородного топлива и высокой его долей в производстве тепла и электроэнергии, а также стремлением избежать повышения цен на электроэнергию для конечных потребителей и проблемами, связанными с присоединением ВИЭ к энергосистеме.

Изначально придерживаясь схемы поддержки ВИЭ через создание премиального рынка, Россия в дальнейшем перешла к схеме поддержке на основе платы за мощность на оптовом рынке, которая не применяется ни в одной другой стране. Основ-

1. Политика в области развития возобновляемой энергетики в России: пробуждение зеленого гиганта. – Вашингтон, 2011. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/region\\_ext\\_content/regions/europe+middle+east+and+north+africa/ifc+in+europe+and+central+asia/publications/renewable+energy+policy+in+russia+-+waking+the+green+giant](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/region_ext_content/regions/europe+middle+east+and+north+africa/ifc+in+europe+and+central+asia/publications/renewable+energy+policy+in+russia+-+waking+the+green+giant). Понятие «зеленая энергетика» означает активное использование ВИЭ, которое почти не наносит вреда окружающей среде и природе.

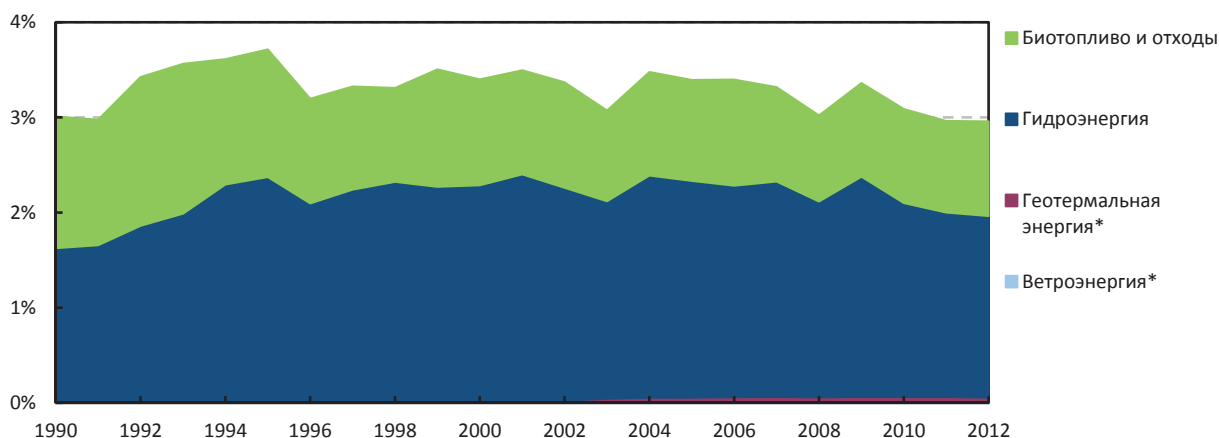
ные изменения и дополнения в законодательство были внесены в 2012 и 2013 гг., в настоящее время корректировка законодательства продолжается. Однако вероятность достижения заявленной в 2009 г. цели по доведению доли использования ВИЭ (за исключением ГЭС мощностью более 25 МВт) в производстве электроэнергии до уровня 4,5 % к 2020 г. очень мала. Тем не менее у России есть хорошие шансы достигнуть этого к 2030 г., если пробелы в законодательстве будут заполнены, а препятствия – устранены. Возможности для развития ВИЭ необходимо предоставить также и регионам, особенно на розничном рынке.

## ПОСТАВКИ И СПРОС

На долю ВИЭ в России приходится всего лишь 3,1 % общего предложения первичной энергии (ОППЭ), или 2,8 млн т нефтяного эквивалента (н. э.). С 2002 г. рост использования ВИЭ был минимальным (на 2,6 %), при этом ОППЭ увеличилось на 17,3 %. Вследствие этого доля ВИЭ в ОППЭ сократилась с 3,4 % в 2002 г. Это ставит Россию в один ряд со странами МЭА с самыми низкими показателями доли ВИЭ в ОППЭ (Рис. 9.2).

На рис. 9.1 показано, что основной источник возобновляемых ресурсов в России – это крупные ГЭС, на которые приходится 2 % ОППЭ (14,3 млн. т н. э. в 2011 г.). С 2002 г. поставки вырабатываемой ГЭС электроэнергии увеличились на 2,2 %. На биотопливо и переработку отходов приходится 1 % ОППЭ. Производство электроэнергии на их основе за указанный период возросло на 2,6 %. За последние 10 лет производство геотермальной энергии увеличилось в три раза, однако на ее долю по-прежнему приходится всего около 0,1 % ОППЭ.

**Рисунок 9.1** Объемы производства ВИЭ в % от ОППЭ, 1990–2012 гг.



Примечание: данные по 2012 году предварительные.

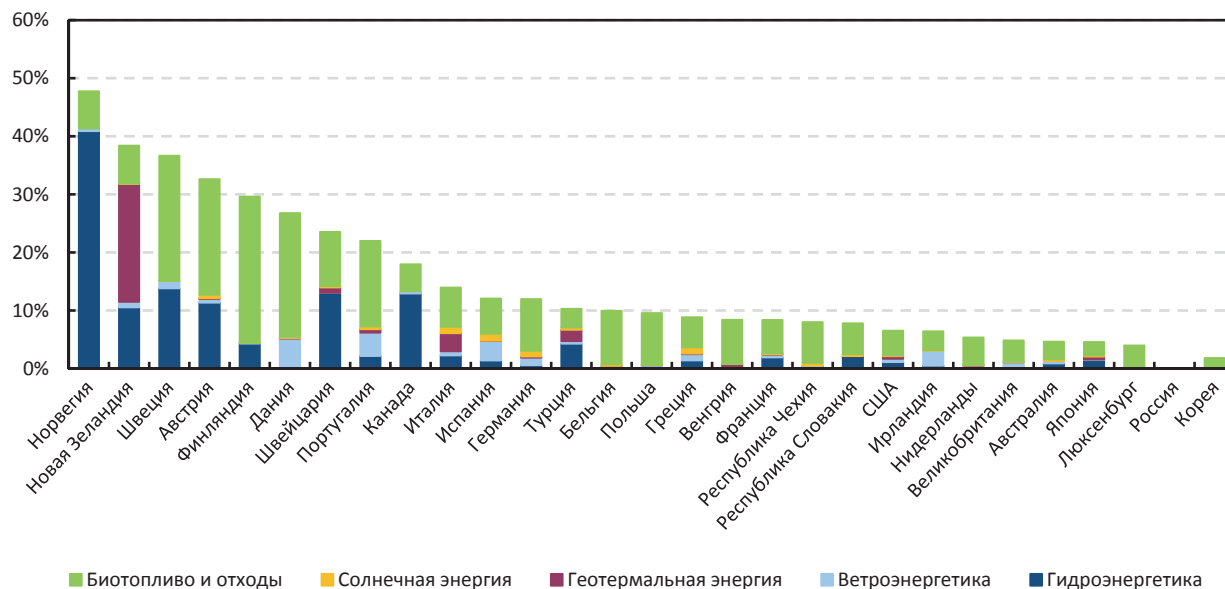
\* Пренебрежимая величина.

Источники: Энергетическая статистика по странам, не входящим в ОЭСР. Париж : МЭА/ОЭСР, 2013; информация стран – членов ОЭСР.

Объем производства электроэнергии на основе ВИЭ, включая крупные ГЭС, в 2011 г. составил 169,1 ТВт·ч, или 16 % общего объема производимой в стране электроэнергии. В 2002 г. данный показатель составлял 19 %; он уменьшился, поскольку производство ВИЭ росло медленнее, чем производство атомной энергии, газа и нефти. В 2011 г. на гидроэнергетику пришлось 15,7 % общего объема производства электроэнергии,

на биотопливо и отходы – 0,3 %. Таким образом, по показателям производства электроэнергии на основе ВИЭ Россия занимает средний уровень в сравнении со странами МЭА (рис. 9.3).

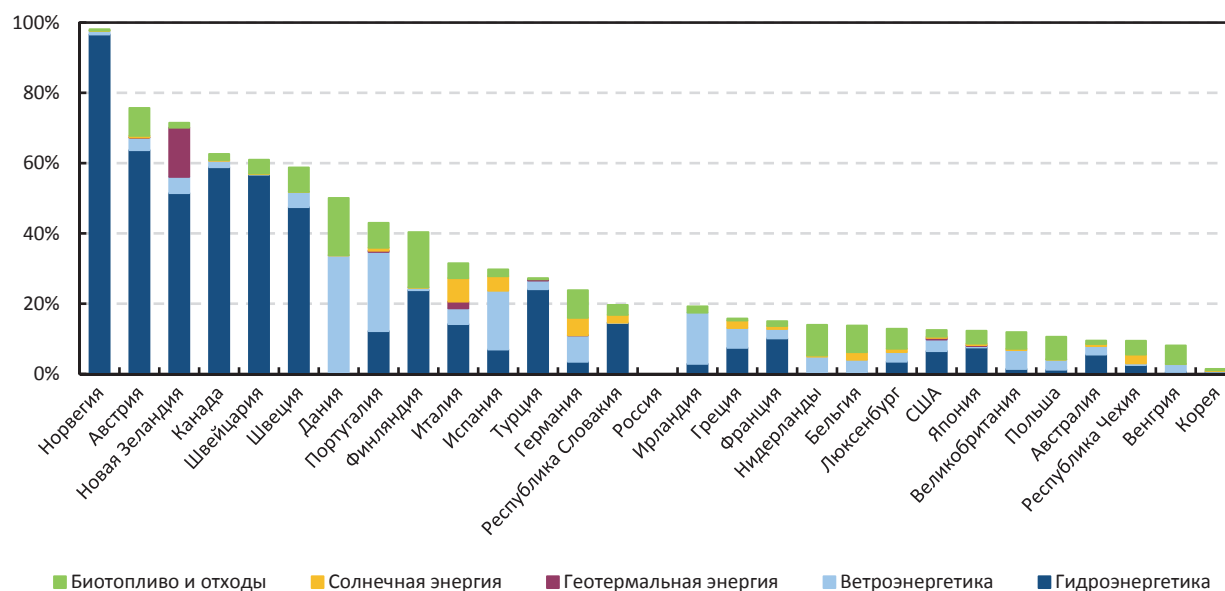
**Рисунок 9.2** Объемы производства ВИЭ в % от ОПЭ в России и странах – членах МЭА, 2012 г.



Примечание: предварительные данные.

Источники: Энергетическая статистика по странам, не входящим в ОЭСР. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013; информация стран – членов ОЭСР.

**Рисунок 9.3** Объемы производства электроэнергии на основе ВИЭ в % от общего объема выработки электроэнергии в России и странах – членах МЭА, 2012 г.



Примечание: предварительные данные.

Источники: Энергетическая статистика по странам, не входящим в ОЭСР. – Париж : МЭА/ОЭСР, 2013; информация стран – членов ОЭСР.

На долю крупных ГЭС приходится более 20 % установленной мощности для производства электроэнергии, однако развитие других ВИЭ все еще находится на начальной стадии.

В 2012 г. производство электроэнергии на основе ВИЭ (за исключением крупных ГЭС) составило почти 2,2 ГВт – менее 1 % общего объема выработки электроэнергии в стране<sup>2</sup>. По сравнению с 2000 г., когда на долю ВИЭ приходилось 0,5 % общего объема производства электроэнергии<sup>3</sup>, значительного роста не произошло. В теплоснабжении роль ВИЭ минимальна. На производство тепла с использованием древесины и геотермальной энергии приходится около 4 % его суммарного производства; однако эти показатели весьма значительны, учитывая общие объемы выработки тепловой энергии в России (1,6 млрд Гкал/год).

Следующие после крупных ГЭС важные ВИЭ, представленные в России, это биотопливо, получаемое после переработки биомассы и отходов, и малые ГЭС. По оценкам значительное число домовладений, в особенности в сельской местности, не подключенных к системе централизованного теплоснабжения, используют для отопления дрова или торф, но точный объем их потребления рассчитать трудно. В некоторых местностях используют геотермальную энергию. Например, ОАО «РусГидро» принадлежат действующие геотермальные электростанции на Камчатке (Паужетская, Верхне-Мутновская и Мутновская). На 1 января 2012 г. их суммарные установленные мощности составили 76,1 МВт, генерация электроэнергии составила 400 млн кВт·ч в год<sup>4</sup>.

Ветровая, солнечная энергетика, а также производство биогаза развиваются очень незначительно. На 2013 г. установленная мощность ветровых станций составила около 16,8 МВт<sup>5</sup>, еще не все они введены в эксплуатацию. В 2012 г. около 2500 МВт мощности проходили стадию инженерного проектирования в рамках 46 проектов. Еще 3000 МВт находились на стадии технико-экономического обоснования, их строительство может начаться в ближайшие несколько лет<sup>6</sup>. Крупнейшая ветряная электростанция России мощностью 5,1 МВт расположена в Калининградской области.

С учетом размеров территории, многообразия климатических зон и разнообразия рельефа, Россия обладает мощной возможностью развития использования ВИЭ, к которым относятся энергия ветра, солнца, воды, биомассы, геотермальных вод. Огромный технический потенциал может составить по оценкам более 30 % ОППЭ<sup>7</sup>.

---

2. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf).

3. Возобновляемая энергетика в России: от возможностей к реальности. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2003. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewRus\\_2003.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewRus_2003.pdf).

4. Возобновляемые источники энергии / РусГидро. – URL: [www.eng.rushydro.ru/industry/general](http://www.eng.rushydro.ru/industry/general).

5. Пятая национальная конференция РАВИ / Российская ассоциация ветроиндустрии. – URL: [rawi.ru/en/events/past-conferences-seminars/5th-national-rawi-conference.php](http://rawi.ru/en/events/past-conferences-seminars/5th-national-rawi-conference.php).

6. Брызгунов И. М. Ветроэнергетика в России – стартовое состояние : м-лы Пятой национальной конференции РАВИ / Российская ассоциация ветроиндустрии. – URL: [rawi.ru/media/conf13/RAWI\\_Bryzgunov%20Igor.pdf](http://rawi.ru/media/conf13/RAWI_Bryzgunov%20Igor.pdf).

7. Технический потенциал представляет собой часть общего потенциала, который может быть эффективно использован с применением известных технологий с учетом социальных и экологических факторов. Экономический потенциал – часть технического потенциала, использование которого экономически обосновано при существующем уровне цен на органическое топливо, тепло и электроэнергию, материалы и оборудование, существующих способах транспортировки и уровне оплаты. Обзор потенциала ВИЭ по видам представлен МЭА: Возобновляемая энергетика в России: от возможностей к реальности. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2003. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewRus\\_2003.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewRus_2003.pdf).



По данным Министерства энергетики Российской Федерации, на 46 % территории страны расположены нетропические леса, более чем в половине из них можно делать лесозаготовки либо использовать перестойный лес (ежегодный рост более чем на 1 млрд м<sup>3</sup>). Объем геотермальных ресурсов, разработка которых коммерчески целесообразна, также велик; технический потенциал энергии рек составляет 382 млрд кВт·ч в год. Годовой объем производства органических отходов достигает 390 млн т, из них 250 млн т – сельскохозяйственные отходы, 60 млн т – твердые бытовые отходы, 10 млн т – бытовые отходы и 70 млн т – древесные отходы<sup>8</sup>.

Солнечные коллекторы для нагревания воды и фотоэлементы для выработки электроэнергии можно было бы разместить вблизи Черного и Каспийского морей, на Северном Кавказе, в Краснодарском крае, вблизи озера Байкал и на юге Сибири. Огромны возможности использования энергии ветра на суше в Калининградской области, на северо-западе и юге страны, а также в Центральной России и в Поволжье. Велик потенциал геотермальной энергии на Камчатке, на Северном Кавказе и на Курильских островах; в определенной степени он уже используется. Россия также может увеличить количество малых ГЭС и строительство микроГЭС мощностью до 100 кВт, которые могут быть размещены везде, где расположены малые или крупные реки. Наконец, у России большие возможности использования биомассы, а также сельскохозяйственных, бытовых и промышленных отходов для производства энергии для системы централизованного теплоснабжения.

Спрос на ВИЭ особенно высок в отдаленных районах и районах, не подключенных к электросетям и системам теплоснабжения. В получении доступа к электро- и теплоэнергии вне централизованной системы нуждаются около 10 млн человек, которые не имеют доступа к основным распределительным сетям, создавать дополнительные сети в этих районах слишком дорого. Кроме того, около 16 млн семей владеют собственными загородными домами для летнего отдыха, многие из которых не подсоединены к сетям<sup>9</sup>.

Например, в Ямало-Ненецком автономном округе предусматривается заменить поставку дизельного топлива из соседней Югры собственным производством электроэнергии на основе ВИЭ. Замена этой мощности в объеме более 1000 МВт энергии позволит сократить затраты, связанные с высокой стоимостью поставок дизельного топлива. Для производства тепловой энергии можно использовать биомассу, в частности в водогрейных котлах малой мощности и на малых теплоэлектростанциях<sup>10</sup>. Для нагревания воды можно использовать солнечные батареи. На железных дорогах России в поездах установлено более 300 котлов, которые ежегодно потребляют около 6 тыс. т биотоплива, в частности биотопливных гранул<sup>11</sup>. Потенциал использования биотоплива на автомобильном транспорте также велик, оно может частично позволить России высвободить нефть и нефтепродукты для экспорта. Наконец, в более долгосрочной перспективе существует потенциал для экспорта биомассы и «зеленой» энергии в соседние страны, в частности страны ЕС и Китай. Как отмечено в Дорожной карте энергетического сотрудничества России и ЕС на период до 2050 г.,

8. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf).

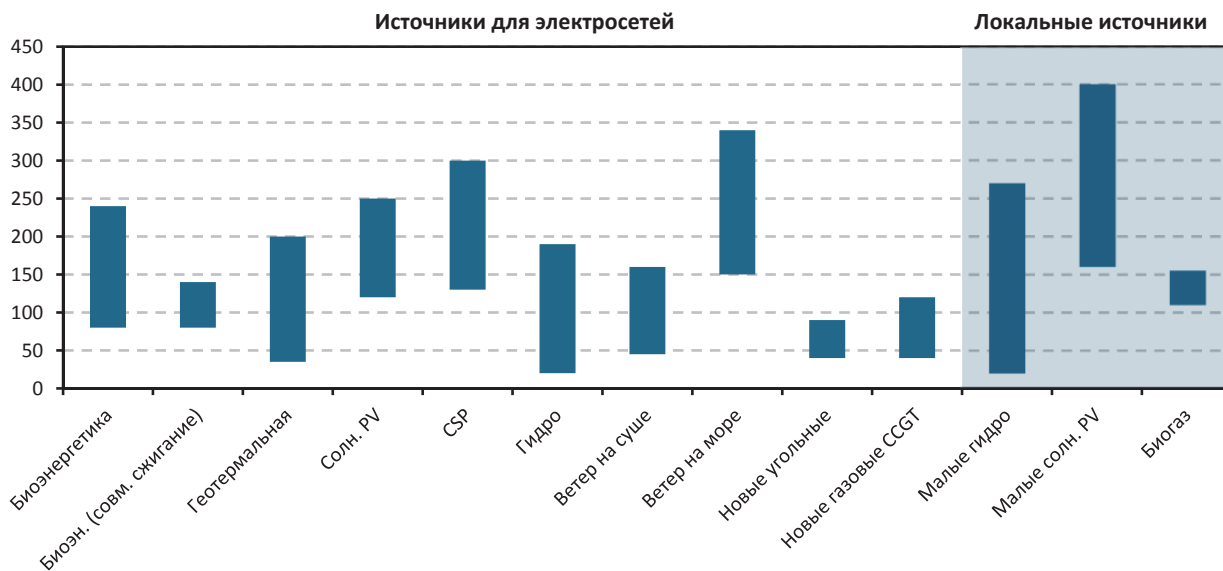
9. Возобновляемая энергетика в России: от возможностей к реальности. – Париж : ОЭСР/МЭА, 2003. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewRus\\_2003.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewRus_2003.pdf).

10. Когенерация подразумевает совместное производство тепловой и электрической энергии.

11. 16 мая 2013 г. национальный оператор железных дорог в России стал использовать биотопливо.

Россия должна искать пути реализации данной возможности в сотрудничестве с европейскими партнерами с целью экспорта «зеленой» электроэнергии в ЕС<sup>12</sup>.

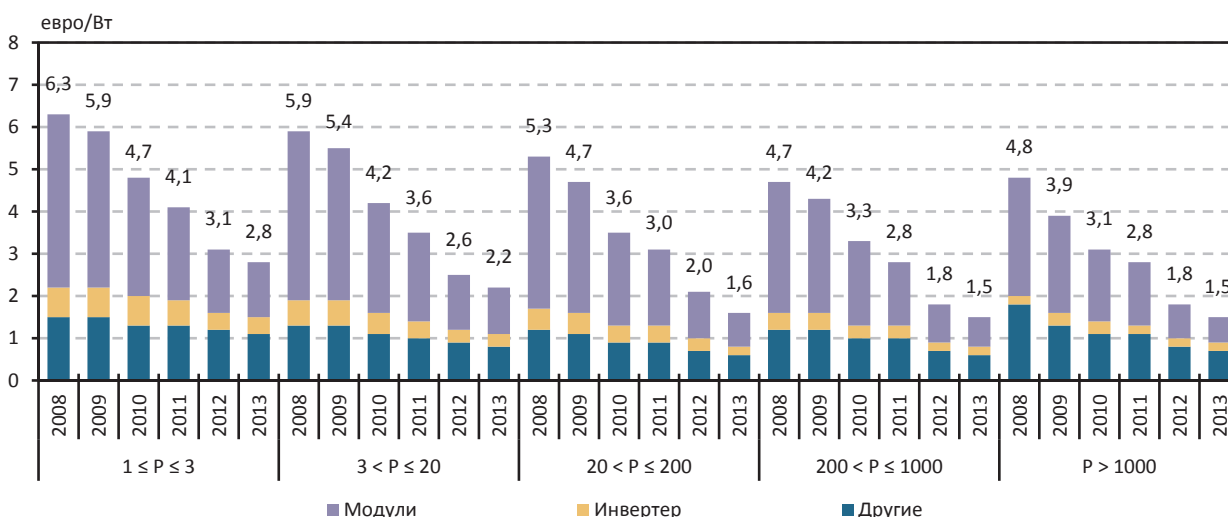
**Рисунок 9.4** Ранжирование производства электроэнергии из разных источников ВИЭ по уровню затрат, первый квартал 2013 г. (долл. / 1 тыс. кВт·час)



Примечание: затраты отражают различия в источниках энергии и местных условиях и выборе технологии. CSP = концентрированная солнечная энергия; CCGT = газовые турбины комбинированного цикла.

Источник: Рынок возобновляемых источников энергии в среднесрочной перспективе. – МЭА/ОЭСР, 2013.

**Рисунок 9.5** Оценка средних инвестиционных затрат для солнечных PV систем в Италии

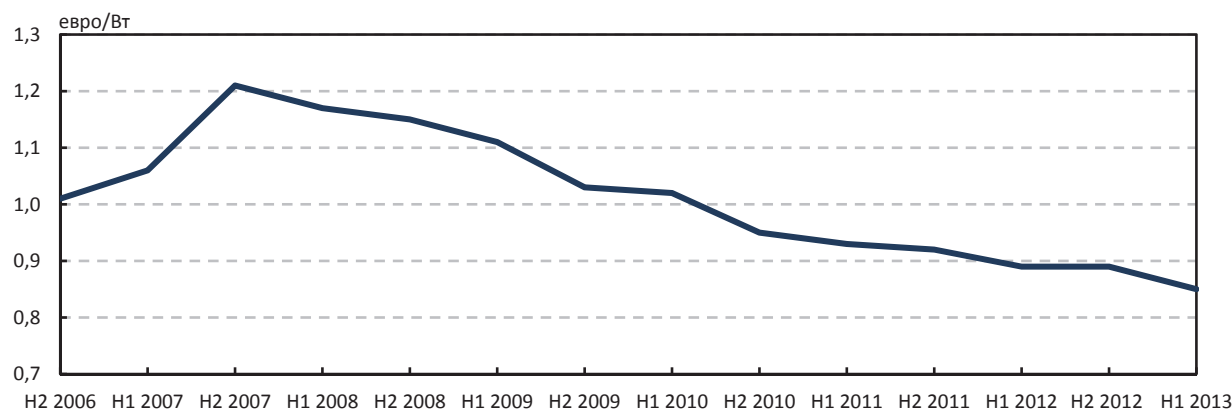


Источник: Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. Официальный сайт: [www.gse.it/it/Pages/default.aspx](http://www.gse.it/it/Pages/default.aspx).

12. Дорожная карта энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050 г. – URL: [ec.europa.eu/energy/international/russia/doc/2013\\_03\\_eu\\_russia\\_roadmap\\_2050\\_signed.pdf](http://ec.europa.eu/energy/international/russia/doc/2013_03_eu_russia_roadmap_2050_signed.pdf); см. также: Бут А. и Виллемс П. РУСТЭК: Зеленые поставки энергии в Европу за счет развития потенциала возобновляемых источников энергии в России // Энергетическая политика. – 2012. – Т. 51/1. – С. 618–629.

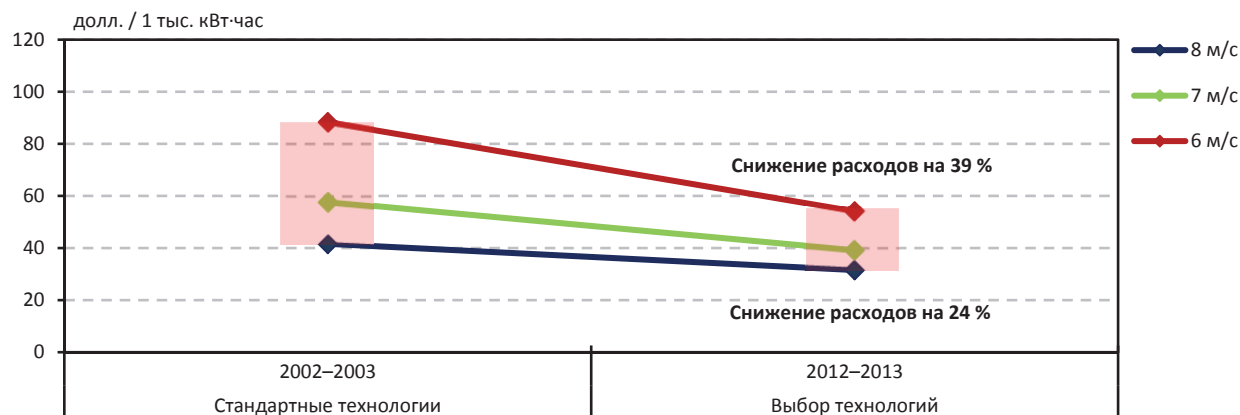
Последнее, но не менее важное: развитие огромного потенциала ВИЭ в России будет поддерживаться за счет очевидной тенденции снижения капитальных и операционных расходов при инвестировании в развитие ВИЭ. Совершенствование технологий и экономия на масштабе позволит резко сократить затраты, в частности для фотоэлементов и ветровых турбин на суше (см. рис. 9.4–9.7). Там, где ресурсные и рыночные условия благоприятны, ветряные установки и солнечные батареи могут быть конкурентоспособными по сравнению с генерирующими мощностями, работающими на ископаемом топливе, при условии отсутствия финансовой поддержки последних. Капитальные затраты в ветровой энергетике на наиболее развитых рынках составляют порядка 1600 долл. за 1 кВт<sup>13</sup>, в солнечной энергетике – около 1700 долл. за 1 кВт. Эти показатели сопоставимы с максимальными капитальными затратами, указанными в последних российских нормативных актах: 2 тыс долл. за 1 кВт (66 тыс. руб.) для ветряной установки, 3,55 тыс. долл. за 1 кВт (117,15 тыс. руб.) для фотоэлементов (солнечная энергетика).

**Рисунок 9.6** Оценка средних инвестиционных затрат на солнечную энергетика в Италии



Источник: Рынок возобновляемых источников энергии в среднесрочной перспективе. – МЭА/ОЭСР, 2013.

**Рисунок 9.7** Оценка затрат на производство электроэнергии ветряными турбинами на суше, 2006–2013 гг.



Примечание: м/с – метр в секунду.

Источник: Рынок возобновляемых источников энергии в среднесрочной перспективе. – МЭА/ОЭСР, 2013.

13. Среднесрочный обзор рынка возобновляемой энергетика. – ОЭСР/МЭА, 2013.

## ПОЛИТИКА И МЕХАНИЗМЫ ПОДДЕРЖКИ

---

### ОРГАНИЗАЦИИ

Политику в области ВИЭ в России определяют и осуществляют:

**Департамент развития электроэнергетики Министерства энергетики Российской Федерации** в основном разрабатывает, реализует и контролирует государственную политику в области возобновляемой энергетики; устанавливает цели производства и потребления электроэнергии, полученной на основе ВИЭ, и контролирует их достижение; создает и внедряет схему поддержки.

**ФГБУ «Российское энергетическое агентство»** Министерства энергетики Российской Федерации (РЭА) стимулирует наращивание потенциала в области ВИЭ, оценивает экономические показатели их внедрения, а также координирует разработку политики использования ВИЭ между федеральным и региональным уровнем.

**Министерство экономического развития Российской Федерации** является ведущим органом власти в координации политики в области биотехнологий и биоэнергетики.

**Министерство образования и науки Российской Федерации и Министерство сельского хозяйства Российской Федерации.** На них возложены обязанности развивать инновации в биоэнергетике и реализовывать Концепцию долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г., направленную на то, чтобы экономика страны стала инновационной, конкурентоспособной на мировом уровне, в том числе занимала ведущие позиции в развитии ВИЭ. Цель предусматривает производство рентабельных ветровых турбин, солнечных панелей и электрогенерирующих установок средней мощности на основе биотоплива (из отходов деревообрабатывающей промышленности).

**Федеральная служба по тарифам (ФСТ России)** формирует тарифы. В ее функции входит определять метод расчета тарифов и устанавливать ценовые пределы на региональном уровне. Например, тарифы на производство ВИЭ в регионах и по тем типам ВИЭ, для которых законом предусмотрено регулирование тарифов.

**Региональные энергетические комиссии (РЭК)** утверждают и регулируют тарифы. Они также утверждают тарифы на электроэнергию на розничном рынке, произведенную на базе ВИЭ, которую сетевые компании должны купить, чтобы компенсировать потери в сетях, а также для розничных сетей, что стимулирует повышение энергоэффективности и развитие ВИЭ в рамках ФСТ России. Региональные администрации также разрабатывают программы по энергоэффективности, которые включают целевые показатели и меры поддержки производства с использованием ВИЭ. Например, Белгородская, Томская, Амурская, Волгоградская области и Краснодарский край на региональном уровне приняли законодательные акты для стимулирования использования ВИЭ. Наконец, РЭК устанавливают тарифы для сетевых компаний, которые взяли на себя обязательства покупать по регулируемым ценам электроэнергию, произведенную на основе ВИЭ, для компенсации потерь в сетях.

**Администратор торговой системы (АТС)** отвечает за организацию на конкурентной основе тендеров на реализацию выбранных проектов по инвестированию в развитие использования ВИЭ на оптовом рынке. Он также измеряет объем выработанной электроэнергии с целью подтверждения соответствия условиям договоров о предоставлении мощности для проектов, отобранных в процессе тендера.

**Некоммерческое партнерство «Совет рынка»** регулирует оптовый и розничный рынки. В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Закон № 35-ФЗ) Совет рынка отвечает за квалификационный отбор генерирующих объектов на основе ВИЭ, это предварительное условие для того, чтобы поставщики смогли воспользоваться схемами поддержки. Также Совет рынка ведет реестр выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на основе использования ВИЭ, и выдает разрешения на регистрацию генерирующих компаний на оптовом рынке.

Генерирующая компания должна подписать типовое соглашение для получения доступа к торговой системе оптового рынка. В соглашении есть несколько приложений. Они очень важны, так как включают технические условия, определяющие функционирование оптового рынка, и стандартное соглашение о покупке. Совет рынка составляет проекты технических условий и соглашений, в том числе договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ), которые играют определяющую роль. Совет рынка, например, ввел гарантийные обязательства для участников тендеров по ВИЭ, которые не могут быть удовлетворены небольшими проектами, что приводит к очень низкому участию в тендерах. Совет рынка требует от компаний дополнительно представить поручительство одной или нескольких генерирующих компаний, суммарная мощность которых превышает 2,5 тыс. МВт

И наконец, торгово-промышленные ассоциации предоставляют полезную информацию и поддерживают развитие бизнеса: Российская ветроэнергетическая ассоциация<sup>14</sup> и Российская ассоциация ветроиндустрии<sup>15</sup>, или, например, некоммерческое партнерство по развитию возобновляемой энергетики «ЕВРОСОЛАР Россия»<sup>16</sup>.

## ЦЕЛИ ПОЛИТИКИ

В 1999 г. Россия начала создавать политическую и регулируемую основы для развития использования ВИЭ<sup>17</sup>. С 2007 г. страна разработала подробную политическую и регулируемую основу для использования ВИЭ, за последние два года осуществила эксплуатационную доводку и перешла к реализации конкретных проектов<sup>18</sup>. Правительство Российской Федерации признало многочисленные возможности и преимущества использования огромного потенциала в области ВИЭ<sup>19</sup>.

- Обеспечение энергетической безопасности:
  - в отдаленных регионах (Сахалин, Хабаровск и Камчатка), которые сейчас получают более затратную и менее экологически чистую электроэнергию, про-

14. Официальный сайт: [rwea.ru](http://rwea.ru).

15. Официальный сайт: [rawi.ru/en/main.php?lang=EN](http://rawi.ru/en/main.php?lang=EN).

16. Официальный сайт: [www.eurosolarussia.org](http://www.eurosolarussia.org).

17. См. обзор РЭА: <http://rosenergo.gov.ru>.

18. См. Энергетическая стратегия России до 2030 г.; распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 г.»; распоряжение Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р (в ред. распоряжения Правительства Российской Федерации от 08.08.2009 № 1121-р) об утверждении Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г.

19. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». – URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); распоряжение Правительства Российской Федерации № 1-р «Основные направления государственной политики по повышению энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.».

изведенную на основе дизельного топлива, приоритетной целью является создание и развертывание ветро-дизельной системы. Задача – установить более 1 ГВт мощностей на основе ВИЭ;

- снижение объемов (или замена) газа, электроэнергии и угля, транспортируемых на большие расстояния, за счет производимых на месте ресурсов, и сокращение потерь при распределении;
- использование ВИЭ удовлетворит растущий спрос на электроэнергию и сгладит последствия вывода из эксплуатации устаревших электростанций, а также обеспечит ввод новых мощностей; потому основной задачей является поддержка создания мощностей на базе ВИЭ в объеме 6 МВт в ценовых зонах российского оптового рынка электроэнергии.
- Стимулирование экономического роста, повышение конкурентоспособности регионов за счет развития малых и средних предприятий, решения вопросов, связанных с обращением с отходами, и депопуляцией некоторых регионов. Россия должна стать мировым лидером в развитии биотехнологий к 2020 г., что требует расширить их использование в стране к этому сроку в 8,3 раза, их производство – в 33 раза<sup>20</sup>.
- Если цели охраны здоровья населения, защиты окружающей среды, решения вопроса обращения с отходами и смягчения последствий изменения климата будут достигнуты, то, по данным Международной финансовой корпорации (МФК), это позволит существенно сократить ежегодные объемы выбросов двуокси углерода<sup>21</sup>.
- Развитие экспорта биомассы или электроэнергии, производимой на основе ВИЭ, в частности в ЕС и Китай.

## ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ

В 2007 г. были сделаны основные шаги в создании законодательства и системы регулирования для ВИЭ. В 2009 г. была официально обозначена цель довести к 2020 г. долю ВИЭ (за исключением ГЭС мощностью более 25 МВт) в общем объеме выработки электроэнергии до 4,5 %<sup>22</sup>. Это потребует ввода новых генерирующих мощностей к 2020 г., по разным источникам, в объеме от 14<sup>23</sup> до 25<sup>24</sup> ГВт.

---

**20.** Комплексная программа развития биотехнологий в Российской Федерации на период до 2020 г. – URL: [www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95/biotechdevelopcomprog\\_2020.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95](http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95/biotechdevelopcomprog_2020.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95)

**21.** Политика развития возобновляемых источников энергии в России: пробуждение зеленого гиганта. – Вашингтон, 2011. – С. 5. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/region\\_\\_ext\\_content/regions/europe+middle+east+and+north+africa/ifc+in+europe+and+central+asia/publications/renewable+energy+policy+in+russia+-+waking+the+green+giant](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/region__ext_content/regions/europe+middle+east+and+north+africa/ifc+in+europe+and+central+asia/publications/renewable+energy+policy+in+russia+-+waking+the+green+giant).

**22.** В распоряжении Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 1-р («Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.») заявлена цель, согласно которой к 2020 г. на основе ВИЭ будет производиться 4,5 % суммарного объема электроэнергии; в ст. 3 определен перечень ВИЭ: солнечная энергетика, малые ГЭС, ветровая энергетика, энергия волн, геотермальная энергетика и тепловая энергетика с использованием биомассы и биогаза в качестве одного из видов топлива, за исключением крупных ГЭС мощностью более 25 МВт. При этом по оценкам в 2010 г. доля производства электроэнергии на основе ВИЭ в общем объеме произведенной в стране электроэнергии составила 1,5 %, в 2015 г. должна составить 2,5 %.

**23.** Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, 2011.

**24.** Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 г.». – С. 54.



ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» в 2010 г. разработало Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики. По ее данным, государственная поддержка развития использования ВИЭ могла бы способствовать производству к 2030 г. 80–100 млрд кВт·ч в год электроэнергии на основе ВИЭ. В зависимости от изменения спроса на электроэнергию схема предусматривает несколько вариантов суммарной мощности объектов ВИЭ. Базовый сценарий – 6 ГВт (1,6 ГВт – энергия ветра, 2,5 ГВт – энергия биомассы, 1,7 ГВт – малые ГЭС, 0,2 ГВт – геотермальная энергия). Наиболее оптимистичный сценарий – 14,3 ГВт (7 ГВт – энергия ветра, 3,9 ГВт – энергия биомассы, 2,9 ГВт – малые ГЭС, 0,4 ГВт – геотермальная энергия).

Однако большинство экспертов и агентств по прогнозированию считают, что к 2020 г. цель в 4,5 % не будет достигнута, она может быть достигнута только в рамках наиболее оптимистичного сценария к 2030 г. К 2020 г., скорее всего, данный показатель составит 2,5 %, при этом целевой ориентир 4,5 % будет пересмотрен. Такая точка зрения подтверждается также тем, что первоначальные ориентиры на 2011 и 2013 гг. так и не достигнуты. Например, в 2012 г. в России не было реализовано ни одного проекта в области ветровой энергетики. В распоряжении Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 г. № 512-р «Об утверждении Государственной программы Российской Федерации „Энергоэффективность и развитие энергетики“», разработанном Министерством энергетики Российской Федерации<sup>25</sup>, признается, что развитие ВИЭ (за исключением крупных ГЭС мощностью более 25 МВт и ТЭС на биомассе) идет очень медленно. Причины заявлялись следующие:

- недостаточная конкурентоспособность проектов в области ВИЭ по сравнению с источниками на органическом топливе;
- институциональные барьеры;
- нехватка программ поддержки широкомасштабного использования ВИЭ;
- нехватка инфраструктуры для быстрого развития электроэнергетики на основе ВИЭ, в том числе низкий научный уровень и качество услуг, низкий уровень технологического развития, отсутствие технического и методического регулирования, инженерного и программного обеспечения для разработки, строительства и обслуживания генерирующего оборудования на основе ВИЭ.

На этом фоне в принятой 15.04.2013 г. Государственной программе «Энергоэффективность и развитие энергетики» выработана целеориентированная, хорошо организованная поддержка ВИЭ на период 2013–2020 гг. В программе поставлена цель вывести на оптовый рынок мощности на основе ВИЭ к 2020 г. до 6,2 ГВт, или до 2,5 % общего объема выработки электроэнергии (с 1 % в настоящее время) путем оптимизации мер поддержки ВИЭ и улучшения инфраструктуры. Упомянутый план поддержки ВИЭ де-факто подразумевает понижающую корректировку заявленного в 2009 г. целевого индикатора 4,5 %. Даже без учета ввода автономных источников

---

25. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».– URL: [minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf); Принята Государственная программа энергоэффективности и развития энергетики на 2013–2020 гг. – URL: [government.ru/en/news/1174](http://government.ru/en/news/1174). Примечательно, что в январе 2013 г. Министерство экономического развития Российской Федерации подготовило прогноз долгосрочного социально-экономического развития России до 2030 г., в соответствии с которым в оптимальном варианте производство газа составит 783 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г. и 870 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г. Потребление газа возрастет на 20 %. Доступно на сайте [www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325\\_06](http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06).

и ВИЭ на розничном рынке маловероятно, что, дополнительные мощности в 2 % суммарного производства электроэнергии могут быть введены в строй за оставшееся до 2020 г. время. Согласно Государственной программе общий объем финансов, необходимых для реализации целей в 2013–2020 гг., составляет 681,8 млрд руб. (около 15,6 млрд евро); из них 1,8 млрд руб. (41,1 млн евро) – средства федерального бюджета, остальные планируется привлечь преимущественно за счет частных инвестиций.

Важнейшим шагом стало распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 861-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 1-р» («Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.»)<sup>26</sup> (Распоряжение № 861-р). В нем представлены следующие целевые показатели установленной мощности объектов ВИЭ на период 2014–2020 гг. (см. табл. 9.1), а также ожидаемые объемы производства электроэнергии с использованием этих мощностей.

**Таблица 9.1** Целевые показатели установленной мощности объектов ВИЭ на период 2014–2020 гг. (МВт)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Ветровая энергетика	100	250	250	500	750	750	1000	3600
Солнечная энергетика	120	140	200	250	270	270	270	1520
Малые ГЭС	18	26	124	124	141	159	159	751
<b>Всего</b>	<b>238</b>	<b>416</b>	<b>574</b>	<b>874</b>	<b>1161</b>	<b>1179</b>	<b>1429</b>	<b>5871</b>

Примечание: хотя поправки, внесенные в распоряжение, не рассматривают подробно этот вопрос, необходимо отметить: спорно, что целевые показатели относятся только к оптовому рынку. Они были внесены совместно с одобрением постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (Постановление № 449) о схеме поддержки оптового рынка. Постановление № 449 в явной форме требует утверждение целевых показателей для ввода мощностей ВИЭ на основе проведения тендеров. Распоряжение № 861-р утверждает также механизм формирования цены на поставленную электроэнергию от ВИЭ.

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, 2013 г.

**Таблица 9.2** Суммарное производство электроэнергии на основе ВИЭ, 2014–2020 гг. (МВт)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Энергия ветра	219,0	547,5	547,5	1 095,0	1 642,5	1 642,5	2190,0	7 884
Солнечная энергия	136,7	159,4	227,8	284,7	307,5	307,5	307,5	1 731
Малые ГЭС	46,4	69,6	324,6	324,6	371,0	417,4	417,4	1 971
Другие ВИЭ	–	–	–	–	–	–	–	–
<b>Итого</b>	<b>402,0</b>	<b>776,5</b>	<b>1 099,9</b>	<b>1 704,3</b>	<b>2 321,0</b>	<b>2 367,4</b>	<b>2 914,9</b>	<b>11 586</b>

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, 2013 г.

**26.** Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 г. № 861-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 1-р» («Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.»). – URL: rawi.ru/media/Text\_files/rasp-34407.pdf.

Первый отбор проектов строительства генерирующих объектов на основе ВИЭ состоялся в сентябре 2013 г., победители обязались реализовать проекты при минимальных капитальных затратах. Из запланированных к вводу 710 МВт мощности на основе солнечной энергии 399 МВт должны установить российские компании, поскольку они имели преимущество перед иностранными инвесторами. При этом из предусмотренных 1,1 ГВт на основе энергии ветра на тендер было предоставлено только 105 МВт, т. е. произошел явный недобор. Заявок на строительство малых ГЭС не поступило вовсе. Было представлено 58 заявок на реализацию проектов в области солнечной энергетики. Потолок капитальных расходов установили на высоком уровне. Для ветровой энергии в 2014 г. он составил 2,05 долл. за 1 Вт (к 2020 г. должен сократиться до 2,04 долл. за 1 Вт). Для солнечной энергии эта величина для 2014 г. составила 3,63 долл. за 1 Вт (с понижением до 3,2 долл. за 1 Вт в 2020 г.). Для гидроэнергии – 4,6 долл. за 1 Вт в течение всего периода. На следующем тендере (в мае или июне 2014 г.) будут отобраны мощности в размере 1,6 ГВт ветровой энергии, 496 МВт солнечной энергии и 415 МВт энергии малых ГЭС<sup>27</sup>.

## ОПТОВЫЙ РЫНОК: ПОЛИТИКА И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

В соответствии с российским законодательством поддержка развития и регулирования ВИЭ относится к более широкой концепции энергоэффективности<sup>28</sup>. В 2007 г., после поправок, в Законе № 35-ФЗ впервые появились положения о возобновляемой энергетике и ее определение. Закон устанавливает схемы поддержки на основе надбавки к равновесной цене на оптовом рынке и предусматривает принципы компенсации затрат на присоединение к электросети и принципы приоритета покупки сетевыми компаниями электроэнергии у «квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии» для покрытия потерь на розничном рынке. Постановление Правительства Российской Федерации от 03.06.2008 г. № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» (Постановление № 426) определяет условия для соответствующей поддержки. Постановление также вводит реестр квалифицированных генерирующих объектов на основе ВИЭ, которые должен регулировать Совет рынка. Тем не менее пока не уточнен порядок определения прибавляемой к равновесной цене оптового рынка на электрическую энергию надбавки, нет ясности, какие должны быть надбавки по каждому типу ВИЭ и должны ли они (и каким образом) соотноситься с изменениями цены на оптовом рынке. В итоге схема выплат надбавок никогда не работала из-за пробелов в регулировании и неопределенности, а также озабоченности ее влиянием на цены для конечного потребителя<sup>29</sup>.

### Схема поддержки на основе платы за мощность

В декабре 2010 г. Правительство Российской Федерации полностью изменило правила функционирования оптового рынка электроэнергии для стимулирования при-

27. Революция в солнечной энергетике в России g получает быстрый старт / Bloomberg Finance. – 25 сентября 2013 г.

28. Бут А. Модернизация системы централизованного теплоснабжения в России: финансирование энергоэффективности и возобновляемой энергетики в рамках нового закона о теплоснабжении. – С. 763. – URL: [digitalcommons.pace.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1704&context=pefr](http://digitalcommons.pace.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1704&context=pefr).

29. Инвестиции в развитие возобновляемой энергетики в России. Правовые проблемы и возможности. – МФК, 2012; Программа развития возобновляемой энергетики в России. – МФК, 2012. – С. 5. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES).

тока инвестиций в сектор ВИЭ путем введения схемы регулируемой платы за мощность. Россия уже использовала подобную схему для стимулирования ввода дополнительных генерирующих мощностей на основе традиционных источников энергии. Федеральный закон от 28.12.2010 г. № 401-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“ и отдельные законодательные акты Российской Федерации» вносит поправки в Закон № 35-ФЗ и создает основу для использования схемы на основе платы за мощность. Федеральный закон Российской Федерации от 06.12.2011 г. № 394-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“» детализирует схему платы за мощность.

Ввод в действие подобной системы является позитивной мерой, направленной на придание нового импульса развитию ВИЭ в России. При этом она обозначает принципиально новый подход. В российской модели предусматривается плата за установленную мощность за месяц или за год (для солнечной и ветровой энергии) вместо производства электроэнергии в МВт·ч – метода, который широко используется в мире, в особенности в странах, где ВИЭ уже широко распространены<sup>30</sup>.

На оптовом рынке, где действуют генерирующие объекты на основе ВИЭ, удовлетворяющие условиям заключения ДПМ ВИЭ, предусматриваются ежемесячные выплаты за мощность, более высокие, чем выплаты генерирующих объектов на основе ископаемого топлива. АТС определяет стоимость мощности на основании метода, введенного Постановлением № 449. АТС вводит специальные поправки для отражения разнообразия ВИЭ и финансовых характеристик таких проектов, что ставит ВИЭ в приоритетное положение при предоставлении мощности. Это значит, что при решении, какие объекты будут использоваться для удовлетворения обязательств по предоставлению мощности, мощности на основе ВИЭ получают приоритет перед генерирующими объектами, действующими на свободном (нерегулируемом) рынке мощности<sup>31</sup>.

Данная схема поддержки основана на обязательствах каждого покупателя на оптовом рынке мощности законтрактовать определенный процент мощностей на ВИЭ в пропорции к суммарному объему покупки электроэнергии на рынке. Часть 2 статьи 21 Закона № 35-ФЗ обеспечивает законодательную основу для введения обязательного объема покупки электроэнергии, произведенной на основе ВИЭ. Таким образом, вся схема полностью финансируется за счет оптовых покупателей.

Данная схема касается не только производства электроэнергии на основе ВИЭ в МВт·ч, но также установленной мощности в мегаваттах, что делает ее достаточно специфической. Доходы производителей электроэнергии состоят из двух частей: из платы за мощность и платы за продажу электроэнергии. При расчете цены учитывается доход, который производитель получает на оптовом рынке (участие в спотовом рынке, на сутки вперед). Остальная часть покрывается за счет платы за мощность. Учитывается также минимальный коэффициент использования производственных мощностей для каждой технологии. При несоответствии данному уровню выставляется штраф, зависящий от объема подлежащей к оплате мощности. Эта

---

30. Бут А. Продвижение возобновляемой энергетики на рынке мощности: анализ российских схем поддержки // Энергетическая политика. – 2012. – № 46. – С. 68–77.

31. Постановление № 449 ранжирует установки ВИЭ по четырем позициям в зависимости от приоритета: генерирующие мощности на основе ВИЭ должны быть выбраны после выбора установок, которые являются частью технического резерва мощностей; установок, покрываемых традиционными ДПМ (включая атомные и гидростанции) и стратегических установок, на которые распространяются требования обязательного производства электроэнергии.

схема призвана стимулировать производителя увеличивать производство электроэнергии.

Ниже представлен более детальный обзор схемы поддержки мощностей:

**ВИЭ, удовлетворяющие критериям схемы поддержки.** Постановление № 449 ограничивает рамки применения схемы на основе платы за мощность на оптовом рынке солнечной и ветровой энергетикой и малыми ГЭС<sup>32</sup>. Это намного более узкое толкование термина «возобновляемые источники энергии» по сравнению с тем, которое дано в статье 3 Закона № 35-ФЗ. Постановление исключило из предложенной схемы биомассу (тем не менее к моменту написания данного обзора Правительство Российской Федерации рассматривает схему на основе мощности для биомассы). Более того, использование схемы на основе мощности на оптовом рынке ограничено генерирующими установками на основе ВИЭ установленной мощностью равной 5 МВт или превышающей 5 МВт. Этот уровень минимален для получения права участвовать в оптовом рынке. Для ветровой энергии пороговый уровень составляет 25 МВт. Таким образом, данная схема поддержки неприменима для ВИЭ малых мощностей, также она не применяется для неценовой зоны оптового рынка, особенно в изолированных районах. Следовательно, проекты на основе использования энергии биомассы, особенно проекты вне общих сетей, должны иметь право на специальные субсидии соответствующего сектора (или на меры поддержки) либо реализовываться в рамках модели розничного рынка (см. ниже).

**Процедура для участия проектов в программе поддержки.** Инвесторы/производители в области возобновляемой энергии и покупатель на оптовом рынке должны заключить ДПМ через посредника, ЗАО «Центр финансовых расчетов»<sup>33</sup>. АТС (оператор торговой площадки на оптовом рынке), Совет рынка (регулятор оптового рынка) и системный оператор также участвуют в этом процессе<sup>34</sup>. ДПМ устанавливают регулируемые цены на определенный период времени.

МФК занимается подготовкой обзора процедуры торгов, направленной на открытие доступа проектов к полномочиям по подписанию ДПМ ВИЭ<sup>35</sup>. Постановление № 449 поручает АТС организовывать ежегодный конкурсный отбор инвестиционных проектов по возобновляемой энергетике для каждого типа ВИЭ, которые участвуют в схеме поддержки (т. е. ветровой энергии, энергии солнца и малых ГЭС), с учетом ежегодных целевых индикаторов развития мощностей на основе ВИЭ.

Каждая заявка на участие в отборе проектов должна содержать следующую информацию:

- данные о подавших заявку участниках;
- назначение проекта и предлагаемого генерирующего объекта;
- указание на планируемое местонахождение соответствующего генерирующего объекта;

---

32. Новая схема поддержки возобновляемой энергетике на основе платы за мощность: анализ Постановления № 449. Программа развития возобновляемой энергетике в России. – Вашингтон : МФК, 2012.

33. Официальный сайт: [cfrenerg.ru/company/information](http://cfrenerg.ru/company/information).

34. Новая схема поддержки возобновляемой энергетике на основе платы за мощность: анализ Постановления № 449. Программа развития возобновляемой энергетике в России. – Вашингтон : МФК, 2012.

35. Там же.

- вид соответствующего генерирующего объекта;
- плановый объем установленной мощности соответствующего генерирующего объекта;
- указание на условную группу точек поставки, зарегистрированную в отношении соответствующего генерирующего объекта в порядке, предусмотренном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- предполагаемый месяц начала поставки мощности соответствующего генерирующего объекта;
- плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта (в рублях);
- плановый показатель степени локализации производства генерирующего оборудования;
- гарантии реализации соответствующего проекта.

Действующее регулирование также предусматривает, что капитальные затраты на инвестиционные проекты в области ВИЭ не могут превышать ежегодный установленный Правительством Российской Федерации максимум для каждого вида ВИЭ на период до 2020 г. Капитальные затраты включают в себя затраты на установку объекта и на присоединение к электрическим сетям.

В Распоряжении № 861-р установлены следующие ограничения (табл. 9.3).

**Таблица 9.3** Предельные величины капитальных затрат, установленных Распоряжением № 861-р для установок на основе ВИЭ, соответствующих сертификации (руб./ кВт)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Солнечная энергетика	116 451	114 122	111 839	109 602	107 410	105 262	103 157
Ветровая энергетика	65 762	65 696	65 630	65 565	65 499	65 434	65 368
Малые ГЭС	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации.

Постановление № 449 обязывает Министерство энергетики Российской Федерации ежегодно информировать Правительство Российской Федерации об изменении средних капитальных затрат при реализации инвестиционных проектов на базе ВИЭ. По всей видимости, это отражает возможность вмешательства государственных органов с целью снижения потолка капитальных затрат. Четких переходных периодов нет, и возможные изменения предельных значений капитальных затрат могут влиять на инвестиционную предсказуемость предлагаемых схем поддержки.

### Процедура соответствия квалификационным требованиям

Закон № 35-ФЗ ввел систему квалификационных требований к поставщикам энергии на основе ВИЭ. В соответствии с Постановлением № 449 инвесторы должны заключить ДПМ до начала строительства объекта. Это обязательное условие, его выполнение контролирует Совет рынка. Будущие генерирующие объекты должны быть включены в список электростанций, на которые распространяются ДПМ, утверждаемый на правительственном уровне. Инвесторы должны заключить ДПМ



с Советом рынка, устанавливающим долгосрочные регулируемые тарифы платы за мощность на основе метода, введенного Постановлением Правительства Российской Федерации № 238 от 13.04.2010 г. «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

Когда установки на основе ВИЭ построены, подключены к сети и введены в эксплуатацию, до получения права на регулируемые тарифы производители должны пройти квалификацию в качестве производителей энергии на основе ВИЭ в соответствии с Постановлением № 426. Для этого установка должна быть определенной мощности и типа, находиться в рабочем состоянии и обладать установленными измерительными приборами. Таким образом, процедура квалификации находится в ведении федеральных органов власти России и под контролем Совета рынка. По своей сути подобная процедура неизбежно вызывает опасения, поскольку чревата высокой неопределенностью для инвесторов в связи с возникающими рисками. Уже сделав финансовые вложения, инвестор может узнать, что он не прошел квалификационный отбор для заключения ДПМ и, таким образом, не может рассчитывать на схему поддержки. Могут быть разные причины этого: слишком большое количество реализуемых проектов, исчерпание федеральных бюджетных средств на присоединение к сети и др.

Необходимо не только пройти квалификационный отбор в качестве производителя энергии на основе ВИЭ и получить сертификат Совета рынка, но также попасть в список объектов ВИЭ Министерства энергетики Российской Федерации. Он составляется в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.07.2011 г. № 316 «Об утверждении схемы размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на территории Российской Федерации». Это условие представляет собой очередной бюрократический барьер и источник неопределенности, влияющий на участников конкурсного отбора<sup>36</sup>.

Для реализации проектов на розничном рынке важен тот факт, что инвесторы могут узнать установленный тариф, только пройдя квалификационный отбор, т. е. после строительства установки на ВИЭ. Это также создает значительную неопределенность в регулировании, так как при инвестировании инвестор еще не знает, каким будет тариф. Метод тарифообразования, разрабатываемый ФСТ России, обеспечивает определенную предсказуемость, но конечное решение о тарифе всегда принимается после ввода в действие генерирующих объектов и сертификации установок на основе ВИЭ.

Ограничивая количество проектов ВИЭ, получающих государственную поддержку, Постановление № 449 стремится минимизировать затраты на поддержку и влияние на цены на электроэнергию для конечных потребителей. Правительство Российской Федерации также стремится ограничить влияние схемы поддержки мощности на цены, устанавливая лимиты на капитальные затраты в проектах по ВИЭ. Квалификация и сертификация позволяют Правительству Российской Федерации напрямую контролировать мощности и суммарные затраты на реализацию проектов ВИЭ (для каждого типа ВИЭ – установленные мощности, местоположение, затраты на подключение к электрическим сетям и на строительство), что позволяет выбрать наиболее конкурентоспособные проекты и контролировать расходы.

---

36. Инвестиции в развитие возобновляемой энергетики в России. Правовые проблемы и возможности. Программа развития возобновляемой энергетики в России. – Вашингтон: МФК, 2012. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES).

**Включение непостоянных установок на основе ВИЭ в схему поддержки на основе платы за мощность.** Внедрение гибких и непостоянно действующих установок на основе ВИЭ в рынок мощностей создает проблемы для регулирования, поскольку требуется высокая доступность и предсказуемость работы установок для оперативного управления, и при не предоставлении мощности это влечет за собой штрафы. Ситуация требует введения законодательных норм, которые бы отразили неустойчивую природу установок на основе ВИЭ, не способных работать как тепловые электростанции. Ветряные, гидро- и солнечные установки практически не могут предоставить стопроцентно надежные обязательства и гарантировать выработку электроэнергии в соответствии со спросом, что является базовым принципом функционирования российского рынка мощности в электроэнергетике. Это также подразумевает, что должны быть введены санкции за невыполнение взятых обязательств в зависимости от типа установки, объемов производства и недоступных мощностей.

Первоначальное законодательство в отношении ВИЭ не содержало положений, касающихся данного вопроса. В нем также отсутствует механизм решения другой проблемы: использование различных видов ВИЭ в России сопряжено с наложением штрафов на рынке мощности. Данная важная причина обусловила замедление развития установок на основе ВИЭ в России. В конечном счете Правительство Российской Федерации нашло решение и утвердило Постановление № 449<sup>37</sup>. Оно изменило правила функционирования оптового рынка, исключив установки на основе ВИЭ из требований по оперативному управлению, и ввело ежегодно пересматриваемый коэффициент использования установленной мощности, который может быть достигнут объектами на солнечной энергии и энергии ветра при правильном географическом размещении. В соответствии с новыми правилами операторы установок на основе ВИЭ должны гарантировать, что готовы прекратить подачу электроэнергии по запросу системного оператора. В случае отказа компенсация за мощность будет значительно сокращена в том месяце, в течение которого операторы не прекратили подачу электроэнергии при запросе от оператора системы<sup>38</sup>. В дополнение к этому, чтобы не позволить инвесторам сосредоточить интерес исключительно на введении установленных мощностей без гарантий реальных объемов производства, Постановление № 449 ввело положения, которые сокращают компенсацию за мощность установок на основе ВИЭ, не сумевших выработать установленный минимум электроэнергии за год. Он выражается в коэффициенте использования установленной мощности: для солнечной энергии – 14 %, энергии ветра – 27 %, гидроэнергии – 38 %.

**Требования к степени локализации оборудования генерирующего объекта.**

Постановление № 449 вводит показатель степени локализации оборудования генерирующего объекта в Постановление № 426. После этих изменений Совет рынка должен учитывать степень локализации оборудования при сертификации установок на ВИЭ. Распоряжение № 861-р также повысило требования к степени локализации на 2014–2020 гг. для генерирующих объектов на основе ВИЭ (см. табл. 9.4). В России производится оборудование для ветровых турбин, но в целом рынок производства, услуг и технического обслуживания еще неразвит и недостаточно динамичен, чтобы обеспечить наличие разнообразных и конкурентных предложений, которые позволят развивать ВИЭ на конкурентной основе.

37. URL: [www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/9ef/9ef9b992ebdce9acd3455f396c031433.pdf](http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/9ef/9ef9b992ebdce9acd3455f396c031433.pdf).

38. Инвестиции в развитие возобновляемой энергетики в России. Правовые проблемы и возможности. Программа развития возобновляемой энергетики в России. – Вашингтон : МФК, 2012. – С. 7–8, 62–64.

**Таблица 9.4** Целевые показатели степени локализации Распоряжения № 861-р

	Целевой показатель степени локализации (%)	Год
Ветропарки мощностью более 5 Мвт	35	2014
	55	2015
	65	2016–2020
Фотоэлементы мощностью более 5 Мвт	50	2014–2015
	70	2016–2020
Малые ГЭС мощностью более 5 Мвт	20	2014–2015
	45	2016–2017
	65	2018–2020

Источник: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 г. № 861-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 1-р» («Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.»).

Для достижения целевых показателей степени локализации требуется дальнейшее изменение регулирующего законодательства, предусмотренное в Постановлении № 449. Министерство промышленности и торговли Российской Федерации должно согласовать процедуру сертификации доли оборудования, произведенного в России, по всем генерирующим объектам на основе ВИЭ. Сертификация местного компонента происходит после строительства установок. Таким образом, теоретически Министерство промышленности и торговли может начать регулирование после первого конкурсного отбора проектов. Однако неопределенность относительно указанных процедур может негативно сказаться на доверии инвесторов к данной схеме, если требования по степени локализации окажутся высокими: маловероятно, что российская промышленность, связанная с ВИЭ, может быстро развиваться в этом направлении и быть достаточно конкурентоспособной<sup>39</sup>.

## РЕГУЛИРУЕМЫЕ ТАРИФЫ, МЕХАНИЗМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Действующая система предполагает, что регулируемые тарифы, устанавливаемые РЭК в отношении электроэнергии на основе ВИЭ, покупаемой сетевыми компаниями на оптовом рынке, формируются АТС в рамках лимитов, установленных Постановлением № 449. Капитальные затраты, утверждаемые Советом рынка, ниже предложенных Министерством энергетики Российской Федерации. Они помогают укрепляться на рынке крупным установкам в ущерб мелким, которые должны прежде всего развиваться, например в изолированных районах.

Регулируемые тарифы на энергию на основе ВИЭ, устанавливаемые РЭК, позволяют возмещать часть инвестиций и производственных затрат в рамках экономической

39. URL: [rawi.ru/media/Text\\_files/RAWI\\_in\\_Energypolis\\_12.pdf](http://rawi.ru/media/Text_files/RAWI_in_Energypolis_12.pdf); URL: [kommersant.ru/doc/2177219?fb\\_action\\_ids=567404923291987&fb\\_action\\_types=og.likes&fb\\_source=other\\_multiline&action\\_object\\_map=%5B403404976434148%5D&action\\_type\\_map=%5B%22og.likes%22%5D&action\\_ref\\_map=%5B%5D](http://kommersant.ru/doc/2177219?fb_action_ids=567404923291987&fb_action_types=og.likes&fb_source=other_multiline&action_object_map=%5B403404976434148%5D&action_type_map=%5B%22og.likes%22%5D&action_ref_map=%5B%5D).

«обоснованности» проектов с учетом обоснования затрат<sup>40</sup>. Постановление № 449 устанавливает продолжительность ДПМ в пределах 15 лет и предлагает комплекс формул для расчета платы за мощность.

#### **Вставка 9.1** Порядок расчета платы за мощность на оптовом рынке

Плата за мощность производится ежемесячно. Цены регулируются: АТС определяет плату за мощность для каждого отдельного генерирующего объекта ВИЭ по методу, указанному в Постановлении № 449. Необходимо уточнить, что цены рассчитываются на основании капитальных затрат, указанных в заявках, которые инвесторы представляют для участия в конкурсном отборе проектов ВИЭ.

Определение платы за мощность состоит из трех этапов. АТС определяет: 1) совокупный размер доходов, которые должен получить инвестор в рамках проектов ВИЭ для возврата эксплуатационных и капитальных затрат; 2) долю затрат, компенсируемую за счет платы за мощность, отражающую ожидаемую прибыль на рынке электроэнергии; 3) плату за мощность на основании этой доли затрат в суммарных затратах на инвестиции в генерацию на базе ВИЭ, объема фактически произведенной электроэнергии и степени локализации

Во-первых, АТС определяет совокупный размер доходов (т. е. от продажи электроэнергии и предоставления мощности), которые необходимы инвесторам в проекты ВИЭ, чтобы обеспечить возврат эксплуатационных и капитальных затрат на генерирующий объект на основе ВИЭ. Важно отметить, что формулировка Постановления № 449 предполагает право инвесторов получать достаточные доходы для покрытия затрат в рамках схемы поддержки на основе платы за мощность. Это право согласуется с общим принципом российского законодательства о тарифах, в соответствии с которым тарифы на электроэнергию должны быть экономически обоснованы и не вынуждать операторов генерирующих объектов работать себе в убыток. В соответствии с Постановлением № 449 капитальные затраты по инвестиционным проектам определяются на основе заявок, которые инвесторы подают для участия в конкурсном отборе проектов ВИЭ, за вычетом государственных субсидий (например, субсидий на компенсацию стоимости технологического присоединения к сети для генерирующих объектов с установленной мощностью не более 25 МВт). Постановление № 449 косвенно предоставляет инвесторам право возмещать капитальные затраты, указанные в их заявках, и получать прибыль на инвестированный капитал, а также покрывать удельные эксплуатационные затраты. Эксплуатационные затраты регулируемые/фиксированные (см. выше табл. 9.3). Плата за мощность рассчитывается на основе фиксированных эксплуатационных затрат. Таким образом, инвесторы могут попытаться максимально увеличить доходы, контролируя уровень эксплуатационных затрат по своим проектам. Постановление № 449 устанавливает норму прибыли на инвестируемый капитал в размере 14 % для проектов в области возобновляемой энергетики, отобранных до конца 2014 г. Для проектов, инвестиции в которые должны начаться после 1 января 2015 г., она составляет 12 %. Норма прибыли на инвестируемый капитал на определенный год будет корректироваться с учетом изменения уровня доходности долгосрочных государственных облигаций (базовый уровень установлен в размере 8,5 %).

40. Привлечение инвестиций на финансирование возобновляемой энергетики в России: возможности и проблемы в области законодательства. Программа развития возобновляемой энергетики в России. – Вашингтон : МФК, 2012. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES).

### **Вставка 9.1** Порядок расчета платы за мощность на оптовом рынке (продолжение)

Во-вторых, АТС определяет долю затрат, которая будет компенсирована за счет платы за мощность. Плата за мощность покрывает только часть затрат на функционирование генерирующих объектов на ВИЭ. Остальные затраты покрываются за счет выручки, которую генерирующие объекты на основе ВИЭ получают от продажи произведенной ими электроэнергии на оптовом рынке.

Источник: Новая схема поддержки возобновляемой энергетики на основе платы за мощность в России. Анализ постановления Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 г. – № 449. – Вашингтон : МФК, 2013.

## ПОДДЕРЖКА МАЛЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ ВИЭ НА РОЗНИЧНОМ РЫНКЕ

Схема поддержки ВИЭ на розничном рынке основана на ст. 32 Закона № 35-ФЗ<sup>41</sup>, в соответствии с которой все сетевые компании обязаны покупать электроэнергию у генерирующих объектов на основе ВИЭ для компенсации своих потерь при транспортировке. На тип установок на основе ВИЭ, которые могут развиваться на розничном рынке, ограничений нет; таким образом, только на розничном рынке могут быть де-факто поддержаны проекты по использованию биомассы и получению биотоплива.

На розничном рынке квалифицированные ВИЭ пользуются регулируемыми тарифами. РЭК устанавливает тарифы для установок на основе ВИЭ мощностью ниже 25 МВт, которые участвуют в схеме поддержки на розничном рынке, основанной на методе ФСТ России, предполагающем определенные объемы доступных мощностей. РЭК устанавливает регулируемые тарифы для поставки зеленой электроэнергии, которую сетевые компании покупают у квалифицированных генерирующих объектов на основе ВИЭ (Советом рынка) для компенсации их потерь в сетях (приоритетная покупка).

Поправки к закону сохранили принцип компенсации затрат на присоединение к сети для установок на ВИЭ мощностью менее 25 МВт, не более 50 % затрат покрывается из федерального бюджета<sup>42</sup>. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 22.07.2013 г. № 380 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, юридическим лицам, которым такие объекты принадлежат на праве собственности или на ином законном основании» соответственно устанавливает дополнительные лимиты, включая максимальный – 30 млн руб. (около 990 тыс. долл.) для одной генерирующей установки<sup>43</sup>.

41. Закон определяет, что счет за эти потери не включается в цену электроэнергии. Также см. постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (ред. от 30.01.2013 г.).

42. Возможности поддержки ВИЭ в регионах России. – Вашингтон : МФК, 2013. – С. 18–19.

43. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 22.07.2013 г. № 380 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, юридическим лицам, которым такие объекты принадлежат на праве собственности или на ином законном основании» // Российская газета. – 13 ноября 2013 г. – URL: [www.rg.ru/2013/11/13/energo-dok.html](http://www.rg.ru/2013/11/13/energo-dok.html).

Производители энергии на основе ВИЭ получают сертификаты, которые могут быть монетизированы. Этот подход сравним с «зелеными тарифами» – стимулирующим механизмом, который эффективно поддерживает развитие возобновляемой энергетики по всему миру. Тем не менее, в отличие от аналогичных «зеленых тарифов», розничные «зеленые» тарифы в России РЭК могут утвердить только на один год. Это указано в принципах регулирования цен в электроэнергетическом секторе, указанных в постановлении Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (Постановление № 1178). РЭК не могут утверждать достаточно длительные тарифы, которые бы обеспечивали возврат инвестиций в развитие ВИЭ. Кроме того, хотя в законе существует обязательство покупать электроэнергию по более высоким регулируемым тарифам для установок на основе ВИЭ, его выполнение сталкивается с трудностями из-за неясной формулировки. Помимо этого, четко не прописано правило приоритетного доступа к сети. Неопределенность также проистекает из отсутствия юридических норм по данным вопросам и неясности, как соотносится схема государственной поддержки с правилами функционирования розничного рынка, которые делают покупку от гарантирующих поставщиков обязательной<sup>44</sup>. Помимо этого, ФСТ России не утвердила метод расчета тарифов на энергию на основе ВИЭ на розничном рынке. Это приводит к неопределенности, так как вводимые РЭК тарифы могут быть оспорены, что создает дополнительные риски для инвесторов<sup>45</sup>. Наконец, сетевые компании жалуются на то, что механизм, при котором они вынуждены покупать сравнительно более дорогую энергию на основе ВИЭ для покрытия потерь в сетях, ведет к финансовым потерям. Это связано с тем, что сетевые компании покупают электроэнергию по ценам выше, чем цены с учетом гарантированной компенсации за потери в сетях. В соответствии с Постановлением № 1178 такие компании могут увеличить затраты на распределение, если это связано с увеличением расходов на компенсацию потерь, и ФСТ России должна предоставить компаниям эту возможность, установив более гибкие тарифы.

Ограничение уровня внедрения электроэнергии на основе ВИЭ в сети объемом потерь в сетях направлено на избежание проблем балансировки в системе. Но также это может ограничить развитие использования ВИЭ и снизить стимулы для сетевых компаний уменьшать потери в сетях и, как следствие, привести к ограничению присоединения мощностей на основе ВИЭ к сети. Фактически это предполагает двойные ограничения на распространение использования ВИЭ: первое – при прохождении сертификации для участия в схеме поддержки, второе – при подаче электроэнергии в сеть.

Чтобы преодолеть названные недостатки и ускорить развитие возобновляемой энергетики на розничном рынке при поддержке региональных властей, потребуются дополнительные законодательные и регулирующие поправки. Они должны ликвидировать противоречивость толкований и применить положения законодательства в области энергоэффективности по принуждению сетевых/распределительных компаний использовать определенный объем энергии на основе ВИЭ и заключать долгосрочные соглашения о покупке энергии на основе ВИЭ. На их основе компании смогут просчитывать сетевые тарифы<sup>46</sup>.

44. Возможности поддержки ВИЭ в регионах России. – Вашингтон : МФК, 2013. – С. 30.

45. Там же. – С. 30–31.

46. Там же. – С. 8–9, 38–41.



На розничном рынке реализованы несколько проектов, среди них установка когенерации на основе использования биогаза в Белгороде, установка для когенерации на основе биомассы в Вологде и ГЭС в Карелии. Возможности очень значительны, в особенности в промышленности, где заметно развиваются автономные источники энергии на газе, дизельном топливе, угле; возможно, в растущем объеме в будущем – на основе ВИЭ. Выработка энергии ветра или солнца почти не требует операционных затрат, эти автономные системы позволяют экономить на транспорте. Первоначальные затраты для биогазовых установок также очень малы.

Значительны возможности производства электроэнергии за пределами общей сети в изолированных районах для поставок тепла и горячей воды. Многие отдаленные малые города и села России снабжаются с помощью дизельных генераторов или установок, находящихся в эксплуатации. Все чаще они частично заменяются ветровыми турбинами. Планируется создать ветроэнергетические установки на Ямале. Но существуют и проблемы, в частности в строительстве, что связано с погодными условиями и плохой инфраструктурой (дороги, помещения для рабочих), а также с подсоединением к системам электро- или теплоснабжения, которые часто очень изношены<sup>47</sup>. Но установки на основе ВИЭ могут быть рентабельными, так как они замещают субсидируемое дизельное топливо, транспортировка которого на значительные расстояния сопряжена с высокими издержками. Ключевые факторы – разработка доступных финансовых механизмов для поддержки развития ВИЭ в изолированных районах, развертывание доступных технологий, разработка технико-экономических обоснований, расчет рисков, управление проектами и использование лучшей практики. Федеральное агентство, такое как РЭА, может играть ключевую роль в поддержке региональных властей в работе над этим вопросом.

## Биомасса

Проекты в сфере использования биомассы на сегодняшний день не входят в схему поддержки на основе платы за мощность, однако могут реализовываться в рамках розничного рынка. Производство и использование биомассы в России – приоритетное направление. Оно включено в разностороннюю Комплексную программу развития биотехнологий в Российской Федерации на период до 2020 г., одобренную в 2012 г.<sup>48</sup> Министерство сельского хозяйства Российской Федерации совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, включая Минэнерго России, в настоящий момент разрабатывает механизмы стимулирования использования биомассы (без учета возобновляемых древесных источников). Проект федерального закона «О развитии производства и потреблении биологических видов топлива» был представлен в начале 2014 г. В нем определены различные источники биоэнергии и разработана основа для их развития на российском рынке, в том числе при поддержке государства. В контексте проекта для стимулирования использования биомассы (за исключением древесных источников) предлагается:

- внести поправки в Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления», которые позволят Правительству Российской Федерации установить разные ставки платы для индивидуальных предпринимателей и юридических лиц за утилизацию отходов производства и домашних хозяйств;

47. [rawi.ru/media/conf13/Activity\\_Badelin%20Alexander.pdf](http://rawi.ru/media/conf13/Activity_Badelin%20Alexander.pdf)

48. [www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95/biotechdevelopcomprog\\_2020.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95](http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95/biotechdevelopcomprog_2020.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=2c9d7d804b0988f09b2a9ba338dd8a95).

- создать дополнительные налоговые стимулы для инвестирования в производственные объекты и технологии использования и нейтрализации отходов производства и твердых отходов домашних хозяйств;
- внести поправки в постановление Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления» и постановление Правительства Российской Федерации № 632 от 28.08.1992 г. «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия». Эти поправки позволят установить разные предельные уровни выплат за загрязнение окружающей среды в зависимости от того, используют ли отходы сельского хозяйства в хозяйственном обороте (включая выработку электроэнергии) юридические лица или индивидуальные предприниматели в экономической деятельности, включая выработку электроэнергии;
- обеспечить своевременное включение генерирующего объекта на основе ВИЭ (включая биомассу) в общую схему поддержки использования ВИЭ, прежде всего на розничном рынке.

## ОЦЕНКА

---

В целом нормативно-правовая база в России в области ВИЭ активно развивается и корректируется, существует понимание необходимости ее совершенствования для повышения инвестиционной привлекательности области возобновляемой энергетики. Использование ВИЭ в России внедряется недостаточно быстро и все еще находится на ранней стадии развития. Таким образом, достижение поставленных амбициозных целей задерживается. Постановление № 449 внесло большой вклад в создание условий для быстрого развития ВИЭ в России<sup>49</sup>. Оно стало важным шагом в формировании законодательной базы и создании регулирующей основы для развития использования ВИЭ, создало условия для появления долгосрочных и эффективных схем поддержки. Предоставление тарифов сроком на 15 лет и норма отдачи от капитала в 14 % позволит компенсировать большую часть инвестиций в различные виды ВИЭ. Постановление четко стимулирует включение ВИЭ в рынок мощностей и проясняет некоторые стороны регулирования, квалификации ВИЭ и капитальных затрат.

Результаты первого конкурсного отбора на ВИЭ на оптовом рынке (сентябрь 2013 г.) говорят о том, что интерес инвесторов были ниже, чем доступные мощности в сфере ветроэнергетики и малых ГЭС. Солнечная энергетика характеризуется более благоприятными условиями ввиду существующей структуры отрасли в России и действующих критериев капитальных и эксплуатационных затрат. Что касается ветровой энергетики и в особенности малой гидроэнергетики, интерес инвесторов недостаточен, частично из-за барьеров, включая степень локализации оборудования. На розничном рынке ряд проектов, реализуемых с помощью схемы поддержки мощ-

---

49. URL: [www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/9ef/9ef9b992ebdce9acd3455f396c031433.pdf](http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/9ef/9ef9b992ebdce9acd3455f396c031433.pdf).

ностей на основе ВИЭ, столкнулся с проблемами в сфере законодательства и регулирования<sup>50</sup>.

### Стратегический и политический подход

Использование ВИЭ в электрогенерации имеет особенности, которые необходимо учитывать при разработке политики стимулирования их развития. Во-первых, выработка электроэнергии с помощью энергии ветра, солнечного света, воды по своей сути нестабильна. Во-вторых, она капиталоемкая, однако ее эксплуатационные затраты практически нулевые. Это означает, что затраты на выработку не зависят от изменения цен на топливо и могут быть гарантированы в том случае, если проект реализован и введен в действие. С другой стороны, инвесторам необходима определенность по вопросу получения прибыли в более отдаленном периоде для обеспечения возврата инвестиций и достаточного уровня нормы возврата капитала.

Наилучшие мировые практики свидетельствуют о том, что схемы поддержки использования ВИЭ будут эффективными при следующих условиях:

- ясные и реалистичные долгосрочные цели;
- предсказуемые, прозрачные, ясные и долгосрочные схемы поддержки, отражающие изменения в технологических затратах;
- достаточные, приемлемые и эффективные схемы поддержки, стимулирующие долгосрочные инвестиции;
- преодоление институциональных барьеров, упрощение системы управления;
- ясные и справедливые процедуры;
- четкое распределение обязанностей между заинтересованными сторонами и участниками всех уровней;
- доступ к капиталу при приемлемых затратах;
- доступность конкурентных и динамичных услуг и техобслуживания, наличие рынка производства оборудования;
- использование зарубежного опыта.

Правительству Российской Федерации необходимо разработать национальный план действий в области ВИЭ, в котором могут быть использованы принципы Директивы ЕС 2009/28/ЕК. В план необходимо включить детальную дорожную карту с описанием мероприятий по достижению данной цели, включая цели для сфер: отопление, охлаждение, электроэнергия, транспорт. В плане действий должно быть указано, как именно будут достигнуты поставленные цели. Нужно разработать план мониторинга. Он может основываться на требованиях Государственной программы на 2013–2020 гг. «Энергоэффективность и развитие энергетики» от апреля 2013 г. В программе подчеркнута необходимость внедрения планового подхода в зависимости от типа ВИЭ с участием ключевых компаний, конкретных целей в регионах, определения потребностей в инвестициях, потребностей в бюджетном финансировании из федеральных и региональных фондов.

50. Привлечение инвестиций на финансирование возобновляемой энергетики в России: возможности и проблемы в области законодательства. Программа развития возобновляемой энергетики в России. – Вашингтон : МФК, 2012. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES).

**Необходимы реалистичные цели и адекватные схемы поддержки.** До сих пор не ясно, отменена или отложена цель достигнуть доли ВИЭ в России в структуре производства электроэнергии 4,5 % к 2020 г. – с учетом того, что это вряд ли возможно. В лучшем случае, по мнению экспертов, доля ВИЭ в производстве электроэнергии может вырасти до 2–2,5 % к 2020 г., или около 6 ГВт. Следует пояснить, что стоит за этой целью. Кроме того, Россия должна четко обозначить приоритетность развития биоэнергетики и производства биомассы. В этой сфере продолжается процесс реформ, но быстрый прогресс очень важен, поскольку задержка развития чревата высокими потенциальными затратами.

**Предсказуемые схемы.** Главное препятствие для инвестиций: решения о тарифах не принимаются до строительства объекта на основе ВИЭ. Это значительно усложняет инвестиционные решения, в особенности на розничном рынке. В соответствии с Постановлением № 426 генерирующие объекты могут быть квалифицированы только после строительства и подключения, что создает высокие риски и неопределенности для возможных инвесторов. Внесение поправок в данное постановление повысит уверенность инвесторов, если ввести этап предварительной квалификации на основании проектных документов, которые после проверки и контроля будут подтверждать, что проекты соответствуют всем критериям и процедурам<sup>51</sup>. Международный опыт показывает, что такие административные барьеры создают высокие риски, которые могут отпугнуть инвестора. Кроме того, тарифы часто не дают долгосрочной определенности. В частности, в соответствии со схемой поддержки на розничном рынке невозможно установление тарифа для инвесторов на срок более чем на один год. Это означает, что инвесторы сталкиваются со значительным риском и неопределенностью в расчетах нормы доходности, что снижает их активность.

**Требования к степени локализации оборудования.** Российское законодательство ввело весьма строгие требования к степени локализации оборудования для стимулирования развития отечественных инноваций и поддержки местного производства. Несомненно, у России значительный промышленный потенциал, позволяющий развивать использование ВИЭ, и такие требования также прописаны в законодательстве других стран – членов МЭА.

Однако установленные требования могут серьезно повлиять на рентабельность<sup>52</sup>. Это может повысить затраты, в особенности ввиду того, что развитие ВИЭ в России будет сильно ограничено, не создаст условий для возникновения экономии на масштабе и привлечения ведущих иностранных компаний, которые могли бы построить сборочные цеха в России. Собственная промышленность в данной сфере в России существует только в сегменте солнечной энергетики (например, ООО «Хевел», совместное предприятие Группы компаний «Ренова» и Государственной корпорации «Российская корпорация нанотехнологий» (РОСНАНО), но ее нет в сегменте ветровой энергетики). Требование локализации предполагает как минимум достижение поставленных целей и формирование достаточного сегмента рынка для этих инвестиций. Так как российский рынок возобновляемой энергетики в рамках существующей политической основы недостаточно масштабен, то, если Россия хочет избежать высоких затрат или дальнейших отсрочек в развитии, в особенности

---

51. Инвестиции в развитие возобновляемой энергетики в России. Правовые проблемы и возможности. Программа развития возобновляемой энергетики в России. – Вашингтон: МФК, 2012. – URL: [www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/9f6e55804df642c69c35bc7a9dd66321/PublicationRussiaRREP-FinancingEnergy.pdf?MOD=AJPERES)

52. Там же.

в изолированных районах, требования к степени локализации должны быть снижены, если не полностью отменены.

Сохраняется возможность произвольного регулирования и неожиданного вмешательства в требования к степени локализации и установления потолка затрат для объектов на основе ВИЭ, отчего инвестиционная привлекательность проектов снизится.

Как было показано ранее, капитальные затраты на ветровые установки и солнечные батареи значительно снизились благодаря технологическому прогрессу, изучению работы крупномасштабных установок, а также выгодам от расширения производства. Поскольку в данное время не приходится рассчитывать на то, что низкий уровень издержек, характерный для других стран, может быть достигнут в России, пока не разовьются рынок и каналы поставок, существующие затраты крайне высоки по международным стандартам, особенно для солнечной энергии.

У России есть возможность получить выгоду от использования международных технологий для развития использования ВИЭ при более низких затратах за счет поощрения использования лучших мировых технологий. Очевидно, сегодня нужен компромисс между достижением целей при приемлемом уровне рентабельности и развитием собственной промышленности на основе ВИЭ в России. Тем не менее высокие требования к степени локализации оборудования могут быть не лучшим путем к достижению этих целей. Альтернативой станет создание надежного и долгосрочного рынка технологий. Это позволит привлечь производителей оборудования для ВИЭ мирового уровня, сосредоточить их внимание на российском рынке и предложить им стимулы к работе с российскими партнерами для создания производственных предприятий, а также простимулирует российских производителей производить конкурентоспособное оборудование на международном рынке.

*Изолированные районы и автономные энергосистемы на основе ВИЭ.* На федеральном и региональном уровнях признаются экономические, социальные и экологические выгоды замены сотен дизельных генераторов в изолированных районах России на установки на основе ВИЭ. Биоэнергетика, для которой Правительство Российской Федерации создало специальную технологическую платформу, может способствовать экономическому развитию и трудоустройству населения. Солнечные батареи для производства электроэнергии во многих случаях дешевле, чем дизель-генераторы, так как в этом случае топливо транспортируется на значительные расстояния. Тем не менее тарифные барьеры и субсидии на дизельное топливо препятствуют этому, и Правительству Российской Федерации следует прояснить, каким образом отдаленные регионы страны могут получать выгоду от действующих мер поддержки ВИЭ. С учетом успешного международного опыта работы в удаленных регионах (Аляска, Канарские острова) необходимо допустить производителей энергии на основе ВИЭ к существующим преференциальным дизельным тарифам, а также избегать механизма ценообразования по принципу «расходы плюс». Уровень тарифов должен быть гарантирован в течение достаточно длительного времени, чтобы обеспечить возмещение издержек производства инвесторам в ВИЭ до разделения с потребителями выгоды от ограничения эксплуатационных издержек при производстве энергии на основе ВИЭ. Правительство Российской Федерации должно развивать систему тарифов и гарантий, которые позволят заменить дизельные генераторы ветродизельными. Учитывая стоимость выработки энергии дизельными генераторами, их замена полностью рентабельна. Но так как тарифы на энергию от дизель-генераторов основаны на высоких эксплуатационных затратах, целесообразно устанавливать специальные тарифы для ветровых генераторов с низкими эксплуатационными затратами, но

более высокими инвестиционными затратами. Также потребуется ввести схему, сохраняющую без изменения тарифы на электроэнергию от дизель-генераторных установок в течение определенного времени, что позволит инвесторам окупить инвестиции. Как показывает международный опыт, данный подход поможет обеспечить доступной энергией отдаленные регионы России в долгосрочном периоде.

*Расширение полномочий регионов.* Международная практика показывает, что во многих странах именно регионы играют ключевую роль в стимулировании реализации государственной политики в области ВИЭ. Увеличение роли и полномочий регионов в области ВИЭ, особенно на розничном рынке и в сфере децентрализованного энергоснабжения, обеспечит быстрое развитие возобновляемой энергетики. Правительству Российской Федерации следует разработать необходимую нормативно-правовую базу, которая позволит регионам играть большую роль при установлении тарифов, выборе и оценке проектов, а также обеспечении инвесторов долгосрочными тарифными гарантиями, что поможет принять инвестиционные решения о реализации проектов в области использования ВИЭ. Это потребует пересмотра существующей модели отношений между ФСТ России и РЭК.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- *Использовать успешный международный опыт для создания необходимой нормативно-правовой базы и системы тарифообразования, учитывающих особенности возобновляемой энергетики и обеспечивающих благоприятный инвестиционный климат для развития установок на основе ВИЭ, особенно относительно энергии биомассы и розничного рынка.*
- *Создать единые правила игры для изолированных энергетических систем, которые будут способствовать замене дизельных электрогенераторов на установки на основе ВИЭ, например путем постепенного переноса субсидий с дизельной генерации на ВИЭ, распространения действующих тарифных гарантий на дизель-генераторы на ВИЭ, а также продвижения лучшего международного опыта и технологий в этой области.*
- *Распространять знания и наилучший опыт, особенно имеющиеся у Технологической платформы по биоэнергетике, а также на основе включения возобновляемой энергетики (например, биологически разлагаемых отходов) в систему централизованного теплоснабжения и энергосистему, в том числе путем информационных кампаний, инициатив в области укрепления потенциала, политики управления отходами, а также программ энергоэффективности, тарифных гарантий и субсидий.*
- *Пересмотреть требования к степени локализации оборудования для получения максимальной выгоды от международных технологических инноваций в области возобновляемой энергетики, распространить схемы платы за мощность на более широкий список установок на основе ВИЭ, упростить действующий порядок получения сертификации для установления более устойчивой архитектуры рынка ВИЭ.*
- *Продолжать развитие возможностей биоэнергетики для стимулирования экономического роста и создания новых рабочих мест в сельской местности.*



## 10. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

### Основные данные за 2012 г.

**Количество действующих реакторов:** 33

**Установленная мощность:** 25,2 ГВт

**Мощность строящихся объектов / мощность объектов, запланированных к 2030 г.:**  
9 ГВт / 25 ГВт

**Производство электроэнергии:** 177,5 млрд кВт·ч + 25,4 % по отношению к уровню 2002 г.

**Доля атомной энергии:** 6,2 % общего производства первичных энергоресурсов и 16,6 % производства электроэнергии

## ОБЩИЙ ОБЗОР

Атомная энергетика играет важную роль в энергетической политике и производстве электроэнергии в России. Сегодня доля атомной энергетики составляет около 17 % общего производства электроэнергии. В Энергетической стратегии до 2030 г., принятой в 2009 г., запланировано более чем двукратное увеличение установленной мощности АЭС: с 24 ГВт в 2008 г. до 52–62 ГВт в 2030 г. В схеме территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, представленной в ноябре 2013 г., говорится, что в дополнение к строящимся сейчас десяти энергоблокам к 2030 г. должны быть построены еще более 20 крупных энергоблоков. Эти планы направлены на замену мощностей в связи с истечением срока эксплуатации, а также на увеличение суммарной установленной мощности объектов атомной энергетики. Учитывая продление сроков эксплуатации одних объектов и планируемое выведение из эксплуатации других, реализация данной программы строительства новых объектов позволит увеличить установленную мощность объектов атомной энергетики до порядка 46 ГВт и увеличить долю атомной энергетики в общей выработке электроэнергии в стране до 25–30 % к 2030 г.

Основными предпосылками реализации данной стратегии являются необходимость диверсификации топливно-энергетического баланса страны и повышение надежности энергоснабжения, особенно в долгосрочной перспективе. Еще одним преимуществом развития атомной генерации корпорация «Росатом» считает общее сокращение выбросов предприятий электроэнергетики. На сегодняшний день атомная энергетика – вторая по величине отрасль (после гидроэнергетики) в российском энергетическом секторе с минимальными выбросами парниковых газов, причем в ближайшие десятилетия она может подняться на первое место.

Одна из ключевых задач Росатома – долгосрочная эксплуатация существующего парка АЭС с увеличением проектного (30-летнего) срока на 15–25 лет. Наряду с этим в ближайшие десятилетия страна столкнется с необходимостью вывести из эксплуатации энергетические реакторы и другие ядерные установки. Значительное

внимание в российской программе развития атомной энергетике уделяется завершающим этапам ядерного топливного цикла, в том числе переработке отработанного ядерного топлива как части стратегии по замыканию цикла и утилизации высокоактивных отходов (ВАО) в геологических хранилищах.

Россия также успешно продает свои технологии за границу, как на сформировавшиеся рынки, так и в страны, только начинающие строить ядерные объекты на своей территории, а также предлагает оригинальные модели финансирования, например модель «строительство – владение – эксплуатация» (СВЭ, англ. *Build – Own – Operate, BOO*). Для успешного развития дополнительных ядерных мощностей в России и за границей Правительству Российской Федерации необходимо обеспечить развитие соответствующих образовательных программ и наличие квалифицированной рабочей силы. Меры по развитию политико-правовой базы атомной энергетике, которые приветствуются, включают в себя: недавно принятый Федеральный закон от 11.07.2011 г. № 190-ФЗ (ред. от 02.07.2013 г.) «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; вовлеченность государства, регулирующих органов и эксплуатирующих организаций в реализацию мер по проверке и повышению уровня безопасности атомных электростанций (АЭС) страны после аварии на АЭС «Фукусима-1»; недавнее вступление России в Агентство по ядерной энергетике при Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР); активное участие страны в международных совместных усилиях в области ядерной безопасности и научно-исследовательских разработок.

## ЯДЕРНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

---

### ДЕЙСТВУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ

На территории России функционируют десять АЭС, в сумме располагающих 33 атомными энергоблоками общей установленной мощностью 25 ГВт. Они находятся в основном в европейской части страны. Основа атомных энергоблоков – разработанные российскими инженерами водо-водяные энергетические реакторы (ВВЭР), легководные реакторы с графитовым замедлителем (ЛВРГЗ), в том числе установки ядерных реакторов большой мощности РБМК<sup>1</sup>, модифицированные после аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 г., а также один реактор на быстрых нейтронах (БН).

В табл. 10.1 представлены все действующие в настоящее время в России реакторы. ВВЭР обеспечивают 54 % общей установленной мощности, РБМК – 44 %. Продление сроков эксплуатации предусматривается для всех реакторов, которые достигли или в ближайшем будущем достигнут штатных сроков истечения службы. Дополнительный срок эксплуатации – 15–25 лет – устанавливают органы, ответственные за безопасность эксплуатации, он зависит от типа и модификации реактора. Все это требует серьезного переоснащения и инвестиций. В связи со старением графита в РБМК Росэнергоатом, оператор АЭС провел обширные научно-исследовательские работы. Энергоблок № 1 Ленинградской АЭС, самый старый из находящихся в эксплуатации, с реактором типа РБМК, успешно включен в сеть в декабре 2013 г. после исправления деформации блоков графитовой кладки замедлителя. Подобные работы запланированы и для других РБМК.

---

<sup>1</sup> Реактор большой мощности канальный.

Таблица 10.1 Ядерные реакторы, находящиеся в эксплуатации

№	Энергоблок	Модель (тип)	Установленная мощность (МВт)	Начало строительства (г.)	Подключение к сети и срок истечения лицензии (г.)
1	Балаковская-1	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1980	1985 (2015)
2	Балаковская-2	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1981	1987 (2017)
3	Балаковская-3	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1982	1988 (2018)
4	Балаковская-4	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1984	1993 (2023)
5	Белоярская-3	БН-600 (РБН)	600	1969	1980 (2025*)
6	Билибинская-1	ЭГП-6 (ЛВРГЗ)	12	1970	1974 (2019*)
7	Билибинская-2	ЭГП-6 (ЛВРГЗ)	12	1970	1974 (2019*)
8	Билибинская-3	ЭГП-6 (ЛВРГЗ)	12	1970	1975 (2020*)
9	Билибинская-4	ЭГП-6 (ЛВРГЗ)	12	1970	1976 (2021*)
10	Калининская-1	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1977	1984 (2014)
11	Калининская-2	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1982	1986 (2016)
12	Калининская-3	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1985	2004 (2034)
13	Калининская-4	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1986	2011 (2041)
14	Кольская-1	ВВЭР-440 (ВВЭР)	440	1970	1973 (2018*)
15	Кольская-2	ВВЭР-440 (ВВЭР)	440	1970	1974 (2019*)
16	Кольская-3	ВВЭР-440 (ВВЭР)	440	1977	1981 (2026*)
17	Кольская-4	ВВЭР-440 (ВВЭР)	440	1976	1984 (2014)
18	Курская-1	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1972	1976 (2021*)
19	Курская-2	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1973	1979 (2024*)
20	Курская-3	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1978	1983 (2013)
21	Курская-4	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1981	1985 (2015)
22	Ленинградская-1	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1970	1973 (2018*)
23	Ленинградская-2	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1970	1975 (2020*)
24	Ленинградская-3	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1973	1979 (2029*)
25	Ленинградская-4	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1975	1981 (2031*)
26	Нововоронежская-3	ВВЭР-440 (ВВЭР)	417	1967	1971 (2016*)
27	Нововоронежская-4	ВВЭР-440 (ВВЭР)	417	1967	1972 (2017*)
28	Нововоронежская-5	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1974	1980 (2035*)
29	Ростовская-1	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1981	2001 (2031)
30	Ростовская-2	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000	1983	2010 (2040)
31	Смоленская-1	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1975	1982 (2022*)
32	Смоленская-2	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1976	1985 (2015)
33	Смоленская-3	РБМК(ЛВРГЗ)	1 000	1984	1990 (2020)
<b>Итого</b>			<b>25 242</b>		

\* Срок истечения лицензии, включая дополнительную эксплуатацию.

Источники: Международное агентство по атомной энергии (2014), [www.iaea.org/PRIS](http://www.iaea.org/PRIS); Росатом, [www.rosatom.ru](http://www.rosatom.ru).

Объемы производства атомной энергии также увеличатся (как правило, на 7–10 % от номинальной мощности) за счет роста рабочей мощности существующих ВВЭР. Рост произойдет после модернизации, которая проводится для обеспечения долгосрочной эксплуатации.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ АЭС

Строительство новых АЭС планируется с учетом предполагаемого спроса на электроэнергию, доступности существующих ЛЭП, возможностей экспорта энергии в соседние страны, возможности расширения АЭС на существующих площадках и доступности новых площадок, а также с учетом мнения местного населения. Окончательное решение о строительстве принимает Правительство Российской Федерации.

Основой планируемого увеличения ядерного потенциала в настоящее время являются ВВЭР 3-го поколения с уровнем безопасности, сопоставимым с современными западными проектами водо-водяных реакторов (последние проекты ВВЭР соответствуют, например, требованиям европейских энергокомпаний). Нынешняя программа строительства АЭС в России – вторая по величине в мире после программы Китая. Она предполагает строительство десяти реакторных установок, семь из которых – ВВЭР установленной мощностью в диапазоне от 1100 до 1200 МВт.

Также в России реализуется концепция плавучих АЭС. В настоящее время строится гладкопалубное несамходное судно с двумя реакторными установками (два реактора типа КЛТ-40С мощностью 35 МВт). Благодаря модульной концепции (заводская сборка) этот проект можно рассматривать как первый в мире малый модульный реактор. Основная цель проекта – снабжение теплом и электроэнергией удаленных районов, таких как прибрежные регионы Дальнего Востока. Для реализации проекта была выделена площадка в портовом городе на Алктике Певеке в Чукотском автономном округе, части Дальневосточного федерального округа.

Одним из недавних проектов является строительство Балтийской АЭС в Калининградской области у побережья Балтийского моря между Польшей и Литвой. В рамках проекта предполагается соорудить два энергоблока с реакторами типа ВВЭР-1200 для обеспечения энергобезопасности Калининградской области, а также для экспорта электроэнергии в соседние страны ЕС. С самого начала проект был открыт для участия международных инвесторов, однако до сих пор работы по нему полностью осуществляются лишь силами Росатома. Реализацию проекта замедляют нерешенные проблемы, связанные с подключением к энергосетям соседних стран. В настоящее время возводится только один энергоблок. Росатом также изучает возможность установки в Калининградской области реакторов малой мощности для удовлетворения спроса на электроэнергию и обеспечения надежного энергоснабжения в случае выхода стран Балтии из синхронизированной объединенной энергосистемы России и Белоруссии.

В табл. 10.2 приведены десять энергоблоков, которые в настоящий момент строятся в России.

В дополнение к этим десяти энергоблокам Россия планирует амбициозную программу строительства новых АЭС, которая должна быть реализована до 2030 г. В ноябре 2013 г. правительство одобрило планы строительства 23 новых атомных энергоблоков к 2030 г. Одни будут возведены на новых площадках, другие – на уже существующих, где они заменят энергоблоки, срок эксплуатации которых подходит к концу.

Таблица 10.2 Строящиеся ядерные реакторы

№	Энергоблок	Модель (тип)	Установленная мощность (МВт)	Начало строительства (г.)
1	Балтийская-1	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 194	2012
2	Белоярская-4	БН-800 (РБН)	864	2006
3	Ленинградская II – 1	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 170	2008
4	Ленинградская II – 2	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 170	2010
5	Нововоронежская II – 1	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 199	2008
6	Нововоронежская II – 2	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 199	2009
7	Ростовская-3	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 100	2009
8	Ростовская-4	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 100	2010
9	Певекская-1	КЛТ-40С (ПАТЭС)	35	2007
10	Певекская-2	КЛТ-40С (ПАТЭС)	35	2007
<b>Итого</b>			<b>9 066</b>	

Источник: Международное агентство по атомной энергии, [www.oecd-nea.org](http://www.oecd-nea.org) / PRIS, Росатом, [www.rosatom.ru](http://www.rosatom.ru).

Пять новых АЭС (десять энергоблоков) включают в себя следующие:

- Центральная (Костромская) (два блока ВВЭР-1200), приблизительно в 350 км к северо-востоку от Москвы;
- Нижегородская (два блока ВВЭР-1200), приблизительно в 330 км к востоку от Москвы;
- Татарская (два блока ВВЭР-1200), приблизительно в 130 км к востоку от Казани, Республика Татарстан (альтернативное место – соседний Башкортостан);
- Северская (два блока ВВЭР-1200) в закрытом городе Северске, в 20 км от Томска;
- Южно-Уральская (два блока БН-1200, реакторы БН), приблизительно в 200 км к юго-востоку от Екатеринбурга.

Первый реактор на быстрых нейтронах БН-1200 будет построен на Белоярской АЭС, где в настоящее время строится реактор БН-800; его планируется подключить к энергосети в 2014 г. Строительство первого в своем роде блока БН-1200 запланировано на начало 2015 г.

Двенадцать других энергоблоков ВВЭР-1200 запланировано построить для замены энергоблоков, срок эксплуатации которых подходит к концу: два ВВЭР-1200 для замены четырех ВВЭР-440 на Кольской АЭС<sup>2</sup> и десять блоков ВВЭР-1200 для замены РБМК на Курской, Смоленской и Ленинградской АЭС.

В табл. 10.3 представлены планы по расширению мощностей, строительство которых запланировано до 2030 г., включая второй энергоблок на Балтийской АЭС, строительство которого еще не началось. Учитывая продление срока службы и плановый вывод из эксплуатации некоторых ядерных объектов, к 2030 г. за счет ре-

2. В качестве альтернативы на площадке Кольской АЭС могли бы быть сооружены энергоблоки с реакторами средней мощности ВВЭР-600.

ализации мероприятий, предусмотренных в программе строительства новых объектов атомной энергетике, суммарная установленная мощность объектов атомной энергетике должна увеличиться примерно до 46 ГВт.

**Таблица 10.3** Ядерные реакторы, строительство которых запланировано до 2030 г.

№	Энергоблок	Модель (тип)	Общая мощность (МВт)	Комментарий
1	Балтийская-2	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 200	
2	Ленинградская II – 3 и 4	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	2 × 1 200	Замещение Ленинградской АЭС-I (РБМК), 3–4-й блоки
3	Центральная (Костромская) – 1 и 2	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	2 × 1 200	Новая площадка
4	Нижегородская – 1 и 2	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	2 × 1 200	Новая площадка
5	Татарская – 1 и 2*	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	2 × 1 200	Новая площадка
6	Северская – 1 и 2	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	2 × 1 200	Новая площадка
7	Южно- Уральская – 1 и 2	БН-1200 (РБН)	2 × 1 200	Новая площадка
8	Кольская II – 1 и 2	ВВЭР-1200** (ВВЭР)	2 × 1 200	Замещение 1–4-го блоков ВВЭР-440 на Кольской АЭС
9	Курская II – 1–4	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	4 × 1 200	Замещение 1–4-го блоков РБМК на Курской АЭС, первый энергоблок будет введен в эксплуатацию в 2020 г.
10	Смоленская II – 1–4	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	4 × 1 200	Замещение 1–3-го блоков РБМК на Смоленской АЭС
11	Белоярская-5	БН-1200 (БН)	1 200	Замещение 3-го энергоблока Белоярской АЭС
<b>Итого: 24 блока</b>			<b>28 800</b>	

\* Альтернативное место размещения – соседний Башкортостан.

\*\* В качестве альтернативы ВВЭР-1200 на площадке Кольской АЭС могли бы быть сооружены энергоблоки с реакторами средней мощности ВВЭР-600.

Источник: Росатом, [www.rosatom.ru](http://www.rosatom.ru).

Стоит отметить, что в «Обзоре мировой энергетике – 2011» МЭА в своем сценарии «450» предполагает, что к 2035 г. потенциал атомной энергетике увеличится до 50 ГВт, что совпадает с обозначенными на 2030 г. целями.

## ДОЛГОСРОЧНОЕ РАЗВИТИЕ

В течение многих десятилетий Россия преследовала долгосрочную цель замыкания ядерного топливного цикла посредством реакторов БН и многократной переработки топлива. Преимущества этого варианта, на который также ориентировались Франция, Япония, а позже и Китай, заключаются в сокращении зависимости АЭС от природного урана (а следовательно, в повышении надежности энергоснабжения), а также в уменьшении объемов и долгосрочной токсичности ВАО, особенно при вторичной переработке младших актинидов.

Россия реализует многоплановую программу БН, направленную на эксплуатацию и развитие реакторов на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением (БН-800

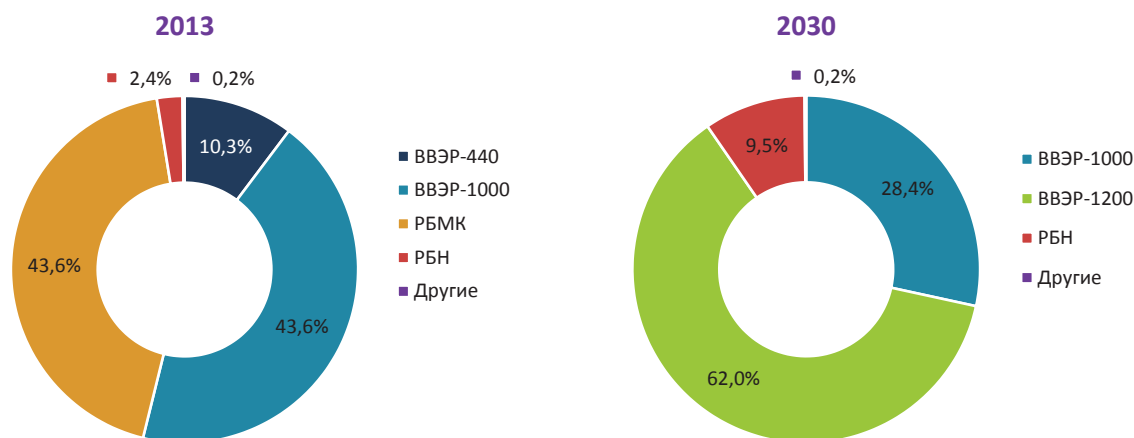


находится в процессе строительства, строительство БН-1200 запланировано), разработку свинцовых и свинцово-висмутовых реакторов с жидкометаллическим охлаждением. Цель этой программы – оценить возможность технической реализации и конкурентоспособность БН по сравнению с ВВЭР и открыть возможность крупномасштабного перехода на БН после 2030 г. Россия также изучает концепцию водоохлаждаемых ядерных реакторов на воде сверхкритических параметров, со спектром быстрых нейтронов. Продолжается реализация амбициозной исследовательской программы в поддержку развития реакторов на быстрых нейтронах БН, в рамках которой строится новый научно-исследовательский реактор и облучающая установка под названием МБИР. В настоящий момент реакторы с натриевым охлаждением функционируют только в России; это научно-исследовательский реактор БОР-60 и энергетический реактор БН-600 на Белоярской АЭС, который находится в эксплуатации уже более 30 лет.

Согласно официальным планам в 2030 г. реакторы БН с натриевым охлаждением будут представлять порядка 10 % суммарной установленной мощности объектов атомной энергетики (см. рис. 10.1). Остальную мощность обеспечат установки ВВЭР-1000 (28 %) и более новые ВВЭР-1200 (62 %). Все РБМК и более старые модели ВВЭР-440 будут выведены из эксплуатации.

На рис. 10.2 представлены действующие реакторы, сооружаемые реакторы и планируемые реакторы к вводу в эксплуатацию до 2030 года.

**Рисунок 10.1** Установленная мощность АЭС в 2013 г. и планируемая установленная мощность АЭС в 2030 г. в соответствии с планами ПСЭ и планами нового строительства

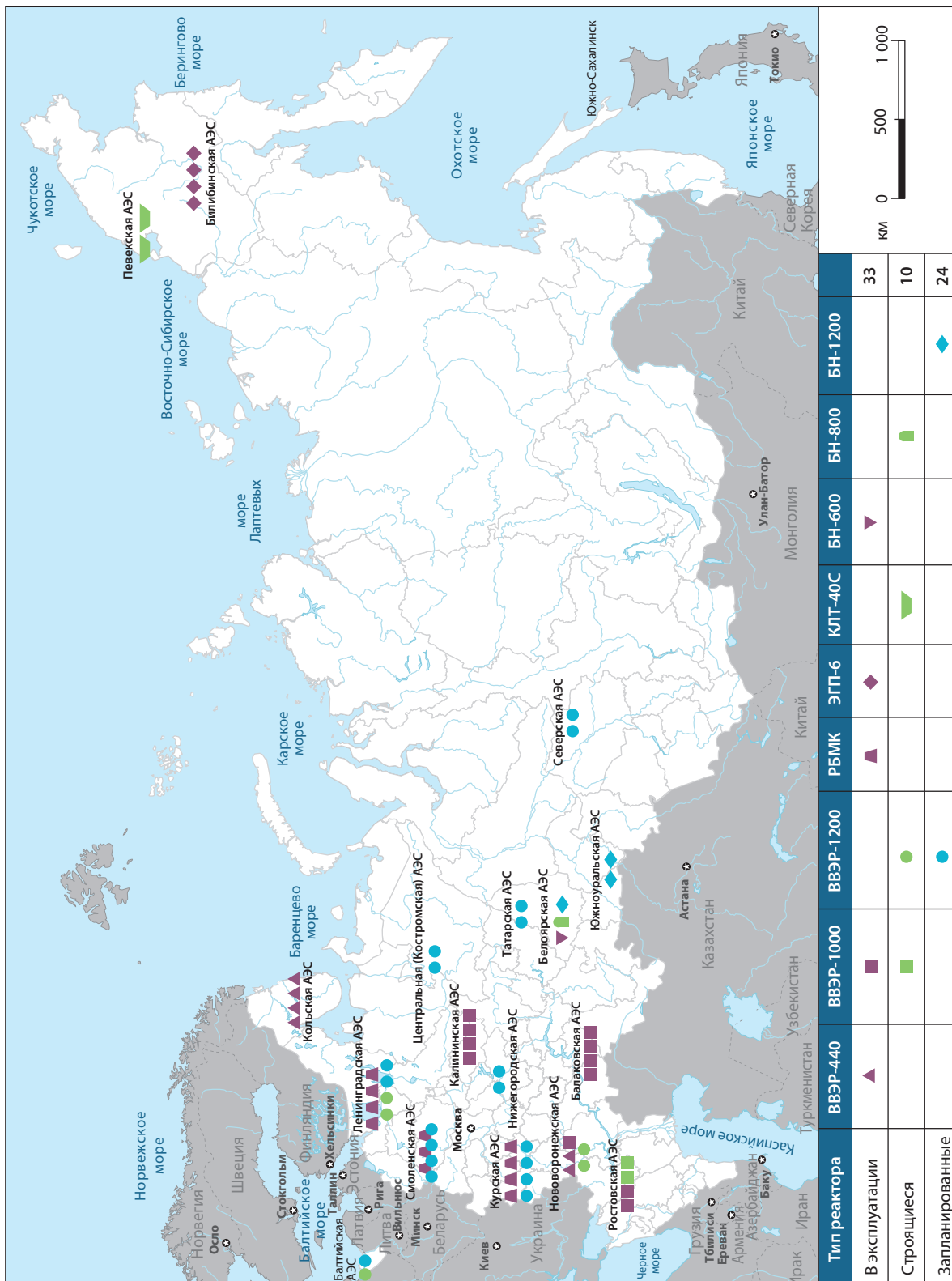


Примечание: числа, близкие к 0 %, показаны как 0 %.

Источник: Агентство по ядерной энергетике, [www.oecd-nea.org](http://www.oecd-nea.org).

С учетом вышеизложенного следует отметить, что российский атомный сектор демонстрирует значительные достижения и является одним из лидирующих в мировом масштабе.

**Рисунок 10.2** Действующие, сооружаемые и планируемые к вводу в эксплуатацию до 2030 г. реакторы в России: географическое положение



Источник: Агентство по ядерной энергетике, www.oecd-nea.org.

Эта карта не содержит никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названия какой-либо территории, города или области.

**Вставка 10.1** Российский сектор атомной энергетики в цифрах

- 9 % известных мировых запасов урана
- 45 % мировых мощностей по обогащению
- 17 % мирового рынка фабрикации топлива
- Третье место по установленной мощности в мире после Соединенных Штатов и Франции (Росэнергоатом располагает 33 энергоблоками и является вторым по величине ядерным оператором в мире)
- 17 % производства электроэнергии на АЭС
- Вторая по величине (после Китая) программа строительства внутри страны: десять строящихся реакторов
- Первое место по экспорту ядерных технологий
- Ведущая роль в развитии технологий реакторов БН

**ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА**

Россия – член Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) и участник основных соглашений и пактов по нераспространению ядерного оружия и сотрудничеству в области использования атомной энергетики в мирных целях. Россия также является членом Конвенции о ядерной безопасности, Объединенной конвенции о безопасности обращения с отработавшим топливом и радиоактивными отходами и Конвенции об оперативном оповещении о ядерной аварии. Россия заключила многочисленные соглашения о сотрудничестве в сфере ядерной промышленности, в частности об оперативном оповещении об авариях, со всеми соседними странами, в которых функционируют АЭС. Россия не является участником Конвенции 1998 о доступе к информации, участии общественности в процессе принятия решений и доступе к правосудию по вопросам, касающимся окружающей среды (Орхусской конвенции).

В целом Россия стремится гарантировать строгий международный режим нераспространения ядерного оружия. Российские эксперты привлечены к работе в рамках Группы ядерных поставщиков; совместная программа России и США по возврату топлива исследовательских реакторов российского производства помогла вывезти отработанное топливо из остановленных реакторов во многих странах. Кроме того, в 2007 г. Россия совместно с Казахстаном основала Международный центр по обогащению урана (МЦОУ), предложив его в качестве основы для создания международного банка ядерного топлива МАГАТЭ в 2011 г.

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» была основана как государственная корпорация 18 декабря 2007 г., тем самым заменив Министерство по атомной энергии. Положение, цели учреждения, деятельность, функции и полномочия Росатома изложены в Федеральном законе от 01.12.2007 г. № 317-ФЗ (ред. от 02.07.2013 г.) «О государственной корпорации по атомной энергии „Росатом“».

От имени России Росатом уполномочен выполнять международные обязательства страны в области использования атомной энергии в мирных целях и нераспространения ядерного оружия. Росатом отвечает за реализацию федеральной политики в

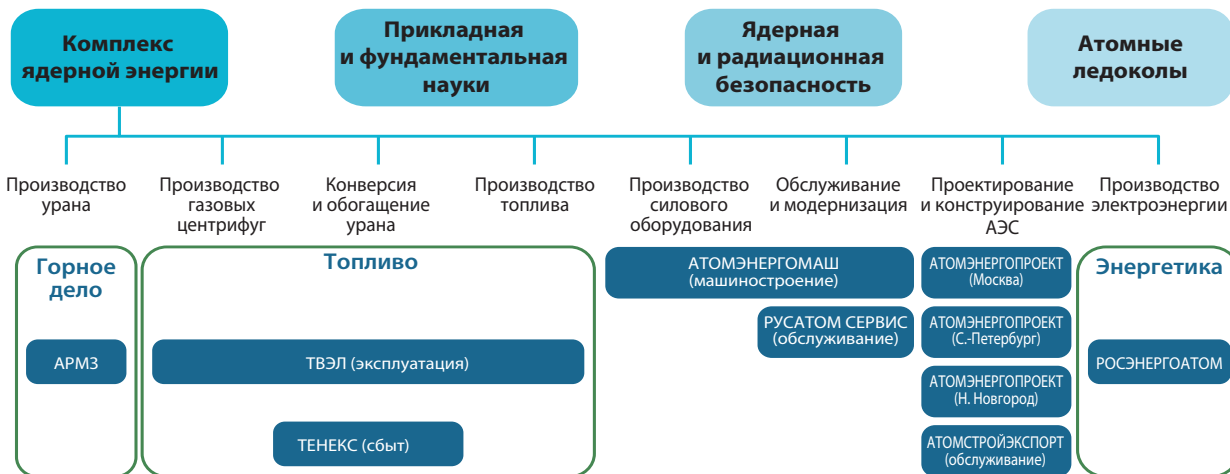
области использования атомной энергии. Эта компания владеет активами во всех звеньях атомной энергетической и производственной цепочки – от разведки и добычи урана до проектирования и строительства АЭС, машиностроения, производства тепловой и электрической энергии, обогащения и преобразования продуктов переработки урана, изготовления ядерного топлива посредством вывода из эксплуатации ядерных установок и обработки отработанного ядерного топлива и радиоактивных отходов.

В июне 2010 г. в соответствии с указом президента России на Ростехнадзор, организацию, регулирующую использование атомной энергии, были вновь возложены функции разработки и реализации государственной политики, развития и применения правил техники безопасности в области использовании атомной энергии (ранее, с мая 2008 г. по июнь 2010 г., эти функции находились в компетенции Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации). Будучи органом, регулирующим область ядерной безопасности, Ростехнадзор является независимым контролирующим органом, ключевым институтом российского ядерного сектора. Он также считается основным партнером на международных форумах сотрудничества; в особенности это касается Агентства по ядерной энергии, где Ростехнадзор участвует в нескольких проектах, реализуемых организациями в области ядерного регулирования стран – членов ОЭСР. Также эта организация – член Многонациональной программы оценки новых проектов АЭС, в рамках которой обсуждаются возможности согласования методов регулирования и сотрудничества в сфере анализа безопасности некоторых энергоблоков 3-го поколения.

### СТРУКТУРА ЯДЕРНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОСАТОМА

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» включает в себя ядерный энергетический, научно-технический, ядерный оружейный комплексы, комплекс ядерной и радиационной безопасности, атомные ледоколы и комплекс их поддержки. На рис. 10.3 показана организация ядерного энергетического комплекса Росатома.

Рисунок 10.3 Ядерный энергетический комплекс Росатома



Источник: Росатом.

Росатом – вертикально интегрированная компания, охватывающая весь гражданский ядерный сектор через холдинговую компанию «Атомэнергпром», которая, в свою очередь, включает в себя добывающую компанию АРМЗ, производителя и поставщика ядерного топлива ТВЭЛ, компанию по торговле ураном ТЕНЕКС, атомную генерирующую компанию и эксплуатирующую организацию гражданских АЭС России Концерн «Росэнергоатом» и промышленную компанию «Атомэнергомаш» (АЭМ).

АЭМ целиком принадлежит Росатому. Она контролирует полную цепочку промышленных поставок для АЭС российского производства, включая компании в других странах (Чешская Республика, Венгрия, Украина).

## МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

Россия, внедряя весьма амбициозную внутреннюю ядерную программу, успешно продвигает ядерные технологии и за рубежом. За пределами страны функционируют 37 реакторов российского производства в девяти странах мира; еще 12 проектов сооружения атомных энергоблоков российской разработки реализуются в Белоруссии, Китае, Индии и Турции. Кроме того, Росатом получил контракты на постройку первых атомных энергоблоков на Украине, в Армении, Бангладеш и Вьетнаме, рассматривает возможности работы в Финляндии, Иордании, ЮАР, Великобритании и других странах. Помимо строительства реакторов, Россия предлагает топливные услуги: поставку топлива и вывоз отработанного ядерного топлива, которое можно переработать. После разделения на компоненты отходы могут быть возвращены иностранным потребителям. Сейчас Росатом поставляет ядерное топливо для 76 реакторов в 15 странах. К 2012 г. десятилетний портфель его международных проектов (сооружение электростанций, продукты урана, топливные услуги) достиг 66,5 млрд долларов США.

**Таблица 10.4** Проекты сооружения ядерных реакторов, реализуемые за рубежом

№	Энергоблок	Страна реализации	Модель (тип)	Установленная мощность (МВт)
1.	Аккую-1	Турция	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 200
2.	Аккую-2	Турция	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 200
3.	Аккую-3	Турция	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 200
4.	Аккую-4	Турция	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 200
5.	Куданкулам-1	Индия	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
6.	Куданкулам-2	Индия	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
7.	Куданкулам-3	Индия	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
8.	Куданкулам-4	Индия	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
9.	Островецкая-1	Республика Беларусь	ВВЭР-1200 (ВВЭР)	1 200
10.	Островецкая-2	Республика Беларусь	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
11.	Тяньвань-3	Китай	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
12.	Тяньвань-4	Китай	ВВЭР-1000 (ВВЭР)	1 000
<b>Итого: 12 блоков</b>				<b>13 000</b>

Источник: Росатом.

В Энергетической стратегии на период до 2030 г. предусмотрена возможность государственно-частных партнерств в сфере строительства АЭС. Энергетическая стратегия также предоставляет иностранным компаниям, связанным с российскими производителями оборудования, возможность участвовать в новой программе строительства. Многообещающим примером такого сотрудничества является создание в 2009 г. совместного предприятия между французской компанией Alstom и российской АЭМ по производству тихоходных паровых турбин для реакторных установок единичной электрической мощностью 1200 МВт. В 2011 г. «Роллс-Ройс» (Rolls Royce) также подписал с Росатомом Меморандум о взаимопонимании, и недавно между этими двумя компаниями и финской энергетической компанией «Фортум» (Fortum) было подписано соглашение об оценке целесообразности реализации технологии ВВЭР-1200 на рынке Великобритании.

В то же время стратегия призывает продолжать защищать интересы российских производителей с помощью таможенного и тарифного регулирования, чтобы ограничить экспансию иностранных производителей на российский рынок. Но поскольку в 2011 г. Россия вступила во Всемирную торговую организацию (ВТО), российское законодательство должно соответствовать обязательствам страны – участницы ВТО, в частности гарантировать отсутствие каких-либо ограничений, препятствующих доступу иностранных поставщиков на российский рынок, поскольку это могло бы противоречить правилам и требованиям ВТО.

## РЫНКИ ЯДЕРНОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Все энергетические реакторы в европейской части России функционируют в базовом режиме поставки мощности на оптовый рынок электроэнергии. АЭС поставляют электроэнергию в режиме «ценопринимания», и не участвуют в формировании оптовой цены. В Энергетической стратегии на период до 2030 г. упоминается дефицит полупиковой и пиковой мощностей на российском рынке электроэнергии (европейская часть) и предлагается ввести в эксплуатацию новые атомные энергоблоки совместно с гидроаккумулирующими электростанциями.

Следует также отметить, что десять из существующих в стране АЭС также поставляют тепловую энергию (централизованное теплоснабжение) в соседние населенные пункты, используя отработанное тепло, произведенное в тепловом контуре АЭС. В 2012 г. было произведено около 3,4 млн Гкал тепловой энергии<sup>3</sup>. На сегодняшний день это самый масштабный опыт в мировой практике использования АЭС для централизованного теплоснабжения. Но состояние систем распределения тепла и рынка тепловой энергии ухудшается, и маловероятно, что в будущих проектах будет сделан акцент на ядерную теплофикацию.

## ФИНАНСИРОВАНИЕ СООРУЖЕНИЯ НОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

С учетом внутренних и экспортных программ сооружения АЭС российская ядерная промышленность, которая включает в себя все составляющие, от проектирования до строительства реакторов и услуг топливного цикла, вероятно, располагает самой большой в мире долей проектов сооружения новых АЭС. Этому в значительной степени способствует мощная поддержка государства и прямое финансирование развития атомной энергетики в России. В частности, девять новых энергоблоков, нача-

---

3. По данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ), основанным на отчете Росстата.



ло строительства которых запланировано на 2011–2018 гг., получают возможность использования договоров о поставке мощности (ДПМ), механизма рынка мощности, который предусматривает финансирование сроком на 20 лет с возвратом инвестиций на уровне 13 %. Росатом уверен, что данный механизм продолжит работать и после 2020 г., хотя в условиях действующих правил рынка электроэнергии, где ее стоимость зависит от цены газа, любое увеличение цены на газ может повысить конкурентоспособность атомной энергетике.

Государственное экспортное кредитование широко применяется для финансирования проектов Росатома по сооружению АЭС за рубежом по модели «строительство – владение – эксплуатация». Экспортные кредиты предоставляются в рамках межправительственных соглашений на льготных условиях, включающих максимальный период возврата свыше 20 лет и пониженные процентные ставки. Размеры кредита зависят от степени участия и роли российских партнеров в проекте.

Проекты, реализуемые по модели «строительство – владение – эксплуатация», которую поддерживает Правительство Российской Федерации, вызывают интерес у стран, не способных обеспечить высокий объем капиталовложений, необходимый при строительстве новых АЭС. Доступны также и другие инвестиционные модели, такие как частичная собственность для частных/иностранных компаний, предложенные Россией, например для проекта Балтийской АЭС в Калининграде.

## **НАЧАЛЬНАЯ И КОНЕЧНАЯ СТАДИИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА: УПРАВЛЕНИЕ РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ, ВЫВОД АЭС ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Россия располагает значительными запасами урана – около 9 % мировых ресурсов в ценовой категории менее 130 долларов США за килограмм. Россия планирует увеличивать производство урана на внутреннем рынке, хотя масштабный проект развития Эльконского месторождения, с помощью которого производство в стране планировалось увеличить более чем в два раза, был приостановлен, поскольку не оправдал себя при сегодняшнем уровне цен на рынке урана. Россия также рассматривает возможности роста на зарубежных рынках. Компания АРМЗ теперь полностью контролирует канадскую компанию Uranium One (которая, в свою очередь, управляет несколькими проектами в богатом ураном Казахстане). В России обширное число предприятий по преобразованию, обогащению и изготовлению ядерного топлива, которые обеспечивают топливом и услугами как российских, так и иностранных операторов АЭС. В частности, в 2007 г. Россия и Казахстан совместно основали МЦОУ – открытое акционерное общество, предлагающее услуги по обогащению урана. Украина и Армения присоединились к МЦОУ в 2009 г. МЦОУ также обеспечивает гарантированные запасы низкообогащенного урана (НОУ) для членов МАГАТЭ в соответствии с соглашением между Россией и агентством.

В декабре 2013 г. истек срок действия межправительственного соглашения между Россией и США, заключенного сроком на 20 лет, предполагающего преобразование 500 метрических тонн российского высокообогащенного урана из ядерных боеголовок в НОУ, используемый как топливо для американских ядерных реакторов (программа «Мегатонны в мегаватты»). Соглашение прекратило свое действие, после того как последняя партия российского НОУ была поставлена США в ноябре 2013 г. По прогнозам после завершения программы международный спрос на уран, добываемый из шахт, должен был существенно увеличиться.

В контексте политики России по замыканию ядерно-топливного цикла отработанное топливо АЭС считается не отходами, а скорее ресурсом, который будет использоваться как топливо для будущих реакторов на быстрых нейтронах (РБН). Именно поэтому отработанное топливо хранится несколько лет до того, как будет переработано на площадке РТ-1 ПО «Маяк» (это ПО будет действовать до 2030 г., новое предприятие планируется построить на месте горно-химического комбината в Железногорске в Сибири в следующем десятилетии). К настоящему времени Россия переработала отработанное топливо от ВВЭР-400, БН-600 (с натриевым охлаждением) и от корабельных реакторов. После этого переработанный уран использовался для изготовления свежего топлива для РБМК, в то время как отделенный плутоний будет применяться для изготовления смешанного уран-плутониевого оксидного топлива для будущих реакторов БН. Остающиеся после переработки продукты, по существу, «продукты расщепления», остеклены и хранятся в виде ВАО. Отработанное топливо от ВВЭР-1000 еще не перерабатывалось, как и от РБМК. Оно хранится на территориях АЭС и затем отправляется для хранения на площадку Горно-химического комбината (ГХК) (бассейн-хранилище для топлива ВВЭР, сухое хранение для топлива РБМК). Сейчас ожидается переработки около 22 тыс. т отработанного топлива (более чем 16 тыс. т на территориях АЭС и почти 6 тыс. т в централизованном хранилище). Также накоплено около 570 млн м<sup>3</sup> радиоактивных отходов (низкого и высокого уровней активности).

Принятие Федерального закона № 190-ФЗ от 11.07.2011 г. (ред. от 02.07.2013 г.) «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» было важным шагом в формировании российской институциональной базы в области утилизации отходов. Закон устанавливает две категории радиоактивных отходов: накопленные до принятия закона (включая все отходы от предыдущей военной или научно-исследовательской деятельности), за которые отвечает государство, и недавно произведенные (т. е. после июля 2011 г.) отходы – они считаются собственностью производителей. Последние обязаны формировать резервный фонд для финансирования затрат по обеспечению захоронения радиоактивных отходов, чтобы покрыть стоимость их переработки. Постановление Правительства Российской Федерации № 68 от 30 января 2002 г., например, устанавливает ограничение на отчисления Росэнергоатома в этот фонд в размере 1,5 % выручки компании. Закон предусматривает, что ВАО должны храниться в глубоких геологических хранилищах, в связи с чем в настоящее время проводятся мероприятия по выбору соответствующего места. Вероятнее всего, хранилище будет находиться под Железногорском; уже проведена оценка его возможного воздействия на окружающую среду, ее результаты будут обсуждаться с местным населением. Согласно данным Росатома, завод по переработке ВАО должен быть введен в эксплуатацию ориентировочно в 2022 г.

Также активно решается вопрос вывода АЭС из эксплуатации. Россия располагает более чем 130 ядерными установками и установками ядерного топливного цикла, которые находятся на завершающем этапе вывода из эксплуатации. Создаются экспериментальные и демонстрационные центры вывода из эксплуатации, развивается новая промышленность. Что касается энергетических реакторов, завершена работа четырех блоков суммарной мощностью 875 МВт: 1-й блок Белоярской АЭС перестал функционировать в 1983 г.; 2-й блок – в 1989 г.; 1-й блок Нововоронежской АЭС – в 1984 г.; 2-й блок – в 1990 г. К 2030 г. планируется вывести из эксплуатации еще 14 блоков. Что касается финансирования, доступны несколько источников: федеральный бюджет посредством Федеральных целевых программ (ФЦП) и специ-

ально выделенные средства на вывод из эксплуатации. Например, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 1189 от 19 ноября 2012 г. 3,2 % выручки Росэнергоатома направляются в резервный фонд по выводу из эксплуатации энергоблоков АЭС.

## ЯДЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ

В соответствии с требованиями Конвенции о ядерной безопасности, подписанной Россией в 1994 г., и Федерального закона Российской Федерации от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» Росэнергоатом, управляющий всеми АЭС в России, несет полную ответственность за их безопасность.

Российское агентство по ядерной безопасности «Ростехнадзор» отвечает за контроль и регулирование всех действий в ядерной промышленности, таких как лицензирование новых реакторов и выдача лицензий на увеличение срока службы для существующих реакторов, а также надзор на всех остальных стадиях ядерного топливного цикла, включая промежуточное хранение и переработку отработанного ядерного топлива, утилизацию ВАО и вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС.

В ноябре 2009 г. миссия МАГАТЭ «Комплексная оценка регулирующей деятельности» (IRRS) выделила несколько оптимальных методов работы, а также ряд приоритетных вопросов, которые, возможно, еще не были решены. В частности, МАГАТЭ рекомендует улучшить финансирование регулирующих органов, чтобы позволить им независимо оценивать безопасность и рассматривать заявления на предоставление лицензии. Также вызывает беспокойство недостаточная стимуляция мер по привлечению квалифицированных кадров и поддержанию их компетентности. Это особенно важно ввиду амбициозной программы строительства новых АЭС, а также необходимости контроля за эксплуатацией энергетических и исследовательских реакторов, выводом из эксплуатации ядерных установок и утилизацией отходов.

В течение нескольких недель после катастрофы на АЭС «Фукусима-1» в Японии в марте 2011 г. Росэнергоатом и Ростехнадзор проверили все эксплуатируемые АЭС, чтобы оценить наряду с другими показателями уровень защиты от экстремальных природных явлений, состояние механизма устранения последствий катастроф и готовность к чрезвычайным ситуациям. Месяц спустя были внесены предложения касательно улучшений, представленные российской делегацией на Конференции МАГАТЭ по ядерной безопасности 20 июня 2011 г. В том же месяце Ростехнадзор разработал новые требования к оценке состояния ядерной безопасности, основанные на результатах деятельности Европейской группы по надзору в сфере ядерной безопасности (ENSREG). Они послужили основой для отчетов о стресс-тестах, которые Росэнергоатом представил регулирующему органу летом 2011 г. После проведения обзора Ростехнадзор и Росатом разработали программу для повышения безопасности российских АЭС в соответствии с планом мероприятий по обеспечению ядерной безопасности МАГАТЭ. Сейчас эта программа реализуется. Деятельность Правительства Российской Федерации, Ростехнадзора, а также Росатома и его эксплуатирующей организации «Росэнергоатом» заслуживает одобрения: они быстро и масштабно отреагировали и предприняли нужные меры, чтобы оценить безопасность российских АЭС и осуществить необходимые мероприятия для ее улучшения.

В ноябре 2013 г. МАГАТЭ организовало вторую миссию «Комплексная оценка регулирующей деятельности» (IRRS) для мониторинга выполнения рекомендаций мис-

сии 2009 г. и оценки действий в ответ на аварию на АЭС «Фукусима-1». По предварительным результатам, опубликованным МАГАТЭ, реакция российской регулирующей системы после несчастного случая в Японии в марте 2011 г. была «своевременной и эффективной». МАГАТЭ также отметило улучшение правовой базы регулирования ядерной безопасности и изменения некоторых законов, которые расширили полномочия и повысили степень независимости Ростехнадзора, а также расширили диапазон его регулирующих функций. Однако было установлено, что некоторые меры по усовершенствованию все еще необходимо предпринять, в частности следует сократить неравенство в уровнях зарплат сотрудников Ростехнадзора и персонала эксплуатирующих организаций для удержания квалифицированных кадров. МАГАТЭ также рекомендовало операторам предприятий ядерного топливного цикла (кроме АЭС) осуществить мероприятия по оценке безопасности на предмет готовности к событиям, схожими с событиями на АЭС «Фукусима-1», пересмотреть условия выдачи лицензии, связанные с оценкой безопасности предприятий по утилизации жидких радиоактивных отходов, и инструкции относительно готовности к чрезвычайным ситуациям и реакции на предмет их соответствия стандартам безопасности МАГАТЭ.

## ОБРАЗОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЯ

---

Гражданские ядерные исследования финансируются из федерального бюджета и средств Росатома. Научно-исследовательские программы, финансируемые из федерального бюджета, выполняются в соответствии с ФЦП или проектами, связанными с фундаментальными или долгосрочными исследованиями (например, термоядерный синтез). Программы, финансируемые Росатомом, главным образом концентрируются на технологических улучшениях реакторов и топливном цикле. В гражданские ядерные исследования в России вовлечены более 20 тыс. исследователей и ученых.

Преимущество России – очень плотная сеть академических и исследовательских организаций и высококвалифицированные кадры: ученые и инженеры. На международном уровне Россия участвует в Международном проекте МАГАТЭ по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам (ИНПРО, INPRO) и в научных исследованиях Международного форума «Поколение IV» (GIF).

Ожидается, что в 2013–2018 гг. российская система образования обеспечит обучение порядка 7 тыс. человек на уровне степени бакалавра, приблизительно 2,3 тыс. человек на уровне степени магистра и столько же – на уровне докторской степени. Этого должно быть достаточно, чтобы удовлетворить потребности страны в области атомной энергетики.

## ОЦЕНКА

---

МЭА полагает, что амбициозная программа развития ядерной энергетики будет способствовать диверсификации топливно-энергетического баланса России, повышению надежности энергоснабжения, особенно в долгосрочной перспективе, а также сокращению выбросов парниковых газов, вызываемых функционированием энергетического сектора. МЭА впечатлено усилиями России по модернизации ядерной промышленности, ее лидирующими позициями на всех стадиях ядерного топливного цикла, масштабами программы строительства АЭС в стране и успешным

продвижением технологий за рубежом. Чтобы обеспечить успех этих устремлений, необходимы большие производственные мощности и высококвалифицированные кадры.

Текущие планы предусматривают увеличение практически в два раза установленной мощности АЭС к 2030 г. путем строительства 22 энергоблоков в дополнение к десяти строящимся сейчас. Кроме того, потребуется обеспечение долгосрочной эксплуатации и увеличение мощности действующих реакторов. Это требует масштабного переоснащения, инвестиций и, конечно, строгого регуляторного надзора и получения лицензий от регулирующего органа в области ядерной безопасности, гарантирующих соблюдение всех условий для длительной безопасной эксплуатации. МЭА рекомендует, в частности, обеспечить максимальный уровень прозрачности при оценке возможностей долгосрочной эксплуатации самых старых реакторов из тех, что функционируют сейчас (ВВЭР-440 и РБМК), чтобы обеспечить безопасность их эксплуатации до окончательного закрытия, самое позднее – к 2030 г. К тому времени у России будут относительно современные энергоблоки по сравнению со странами, где строительство новых объектов не так масштабно.

Основа планируемого правительством увеличения ядерного потенциала в настоящее время – реакторы типа ВВЭР 3-го поколения с уровнями безопасности, сопоставимыми с самыми современными моделями АЭС. Российская программа строительства АЭС – вторая по величине в мире после китайской. Россия также заключила контракты (либо сейчас ведет переговоры об их подписании) на постройку АЭС в ряде стран.

Реализация программы сооружения АЭС в России и одновременное строительство АЭС за рубежом – весьма непростая задача для российской промышленности, в первую очередь с точки зрения системы снабжения и человеческих ресурсов. В «Обзоре мировой энергетики – 2011» МЭА выразило некоторую озабоченность способностью российской промышленности одновременно решить вопросы реализации внутренней ядерной программы и достичь обозначенных экспортных целей – с точки зрения как поставки крупных комплектующих (например, корпусов реакторов), так и человеческих ресурсов. Проекты за рубежом предполагают уровень локализации производства оборудования вплоть до 70 %, что снизит нагрузку на российскую промышленность и саму стоимость проекта. Однако это может вызвать проблемы с качеством изготовления комплектующих в странах, не имеющих качественной системы снабжения, и потребовать строгого контроля за поставщиками и ходом реализации проектов.

Энергетическая стратегия на период до 2030 г. предусматривает возможность государственно-частного партнерства в сфере строительства АЭС внутри страны, а также позволяет иностранным компаниям, связанным с российскими производителями оборудования, участвовать в программе строительства новых АЭС. Согласно Энергетической стратегии, Россия продолжает защищать свою промышленность посредством таможенного и тарифного регулирования, ограничивая увеличение влияния иностранных поставщиков на российском рынке. Однако присоединение России к ВТО в 2011 г. должно законодательно гарантировать снятие любых ограничений, противоречащих требованиям ВТО. Для реализации амбициозной ядерной программы и планов по модернизации атомной промышленности необходимо найти баланс между защитой интересов национальной промышленности и передачей технологий путем сотрудничества с зарубежными компаниями.



МЭА полагает, что для гарантирования безопасной работы АЭС и других установок ядерного топливного цикла, а также для контроля за утилизацией ядерных отходов и вывода из эксплуатации остановленных объектов необходим сильный, укомплектованный компетентными кадрами и независимый регулирующий орган. Ростехнадзор, российский регулирующий орган ядерной безопасности, – независимый контролирующий орган, который подотчетен Правительству Российской Федерации. Его организация и функции определены и дополнены указом президента России от 23 июня 2010 г. № 780. Миссия МАГАТЭ «Комплексная оценка регулирующей деятельности» 2009 г. отметила ряд областей, в которых прослеживается положительная динамика, а также определила ряд приоритетных вопросов, требующих решения. В частности, МАГАТЭ рекомендовало улучшить финансирование регулирующих органов, чтобы позволить им выполнять функции по независимому контролю безопасности. Также вызывает беспокойство недостаточная стимуляция приема на работу и удержания квалифицированных кадров, контроль уровня их компетентности. Вторая миссия МАГАТЭ «Комплексная оценка регулирующей деятельности», организованная в ноябре 2013 г., признала определенные улучшения по сравнению с первой проверкой, однако вновь подчеркнула необходимость гарантировать наличие у регулирующего органа соответствующих ресурсов, а также возможность привлечения квалифицированных кадров и поддержания их высокого профессионального уровня.

Авария на АЭС «Фукусима-1» показала высокий уровень взаимодействия правительства, регулирующего органа и оператора АЭС при оценке и повышении безопасности АЭС страны. Через несколько недель после аварии, в марте 2011 г. Росэнергоатом и Ростехнадзор проверили системы безопасности всех работающих АЭС. Более подробные отчеты о проверках Росэнергоатом представил регулирующему органу летом 2011 г. Затем Ростехнадзор и Росатом разработали программу, направленную на повышение уровня безопасности российских АЭС в соответствии с планом мероприятий по обеспечению ядерной безопасности МАГАТЭ. Эта программа сейчас реализуется.

МЭА приветствует принятие Федерального закона от 11.07.2011 г. № 190-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», который стал главным шагом в формировании российской институциональной структуры утилизации отходов. Закон определяет категории различных типов отходов, включая ВАО, которые будут утилизироваться в геологическом хранилище, и разъясняет вопросы собственности уже накопленных и недавно произведенных отходов, а также обязательства по финансированию.

Россия преследует долгосрочную цель замкнуть ядерный топливный цикл, используя реакторы на быстрых нейтронах и технологию многократной переработки топлива, чтобы снизить зависимость АЭС от природного урана, уменьшить объем и долгосрочную токсичность подлежащих захоронению ВАО. В соответствии с такой политикой отработанное ядерное топливо с АЭС считается не отходами, а ресурсом, который будет использоваться для будущих реакторов на быстрых нейтронах. До переработки и отделения урана и плутония для дальнейшего использования в качестве топлива отработанное топливо хранится несколько лет. Остающиеся после переработки продукты остекляются и хранятся в виде ВАО. Сейчас проводятся работы по выбору оптимального места геологического захоронения этих отходов.



Помимо обращения с различными категориями отходов, произведенными российским атомным сектором, страна должна вывести из эксплуатации остановленные ядерные установки. Принимая во внимание количество и разнообразие предприятий, которые эксплуатировались по всей стране, это весьма сложная задача. Ее решение требует привлечения квалифицированных кадров и соответствующей финансовой поддержки, а также строгого регулирующего надзора. Тем не менее проблемы вывода из эксплуатации также предоставляют российской промышленности уникальную возможность для разработки технологий, которые могут быть использованы и в других странах.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- Продолжать поддерживать независимость регулирующего органа в сфере ядерной безопасности (Ростехнадзора), а также предоставлять данной организации средства, позволяющие ей выполнять свои задачи и рекомендации миссии МАГАТЭ, а также привлекать и удерживать высококвалифицированные кадры.*
- Продолжать принимать своевременные меры и использовать передовой опыт обращения с ядерными отходами, в том числе при строительстве и эксплуатации глубокого геологического захоронения ВАО и в обращении с накопленными отходами в целом, а также продолжить вывод из эксплуатации и очистку закрытых ядерных объектов, предоставляя достаточные для этого финансовые ресурсы.*
- Рассмотреть преимущества дальнейшего развития промышленного партнерства между российскими и зарубежными компаниями в целях реализации программ развития атомной энергетики внутри страны и за рубежом, удовлетворения потребностей существующих реакторов, новых проектов сооружения АЭС и разработки реакторов следующего поколения.*



## 11. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

### Основные данные за 2012 г.

**Суммарное производство тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения:** 1,6 млрд Гкал

**Доля подключенного к системе централизованного теплоснабжения населения:** 70 %

**Доля теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в суммарном производстве тепла:** 30 %

**Количество водогрейных котлов малой мощности:** 73,6 тыс.

**Баланс топлива в системе централизованного теплоснабжения:** природный газ (около 60 % – 72 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г.), уголь (около 20 %), нефтепродукты (5 %).

**Потери в системе поставки тепловой энергии (производство, передача и распределение, конечные потребители):** более 60 %, в среднем 30–40 %.

## ОБЩИЙ ОБЗОР

Россия обладает крупнейшей в мире системой централизованного теплоснабжения. Сектор централизованного теплоснабжения в стране жестко регулируется и тесно связан с сектором производства электроэнергии благодаря большому числу теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Формирование цен на тепло для жилого сектора представляет собой очень серьезную социальную и политическую проблему и является важным параметром при разработке реформ в секторе централизованного теплоснабжения. Его развитие крайне нуждается в инвестициях для модернизации. Модернизация сектора критически важна для России, если учесть суровые климатические условия и то, что большая часть населения привязана к системе централизованного теплоснабжения. Федеральные органы власти предприняли важные шаги – разработали законодательство и регулируемую основу для поддержки привлечения инвестиций, но до сегодняшнего дня эти меры не привели к ожидаемым инвестициям. Должны быть разработаны дополнительные политические и регулирующие меры, в том числе методы формирования тарифов и их уровни. Соответствующие темпы реформирования сектора и необходимые инвестиции являются определяющими факторами. Откладывание этой жизненно важной и масштабной модернизации неминуемо приведет к увеличению затрат на ремонт, росту числа аварий, снижению эффективности потребления и отключениям. Модернизация централизованного теплоснабжения с использованием системного подхода, включающего установку приборов учета и обновление зданий, в конечном итоге увеличит доступность и качество поставок тепла (в особенности в случаях, когда необходимо повышать тарифы) и обеспечит эффективность системы централизованного теплоснабжения. В то же время государственные органы должны определить, в каких случаях более эффективным решением станет отказ от устаревших централизованных систем и их замена на современные автономные конденсационные котлы в

зданиях и многоквартирных домах. Чтобы начать модернизацию сектора, органы власти должны обеспечить достаточно длительные для привлечения инвестиций сроки действия конкретного метода формирования тарифов и их предсказуемость, а также предложить приемлемую окупаемость, покрывающую все инвестиционные затраты. Необходима также предсказуемость регулирующей основы, что позволит снизить риски и, в конечном итоге, затраты. В качестве следующего шага для снижения затрат федеральные власти и власти в регионах должны увеличить финансовую поддержку данного сектора, например с помощью доступных кредитов.

## ПОСТАВКИ И СПРОС

---

### ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА

По данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (ЗАО «АПБЭ»), суммарное производство тепла в системе централизованного теплоснабжения в России в 2012 г. составило порядка 1,6 млрд Гкал<sup>1</sup>, с 2000 г. оно выросло на 10 %. Суммарное производство тепла в децентрализованных системах в 2012 г. составило около 45 млн Гкал. Более 30 % тепла (484 млн Гкал) было произведено 651 ТЭЦ, 56 % – 73,6 тыс. водогрейных котлов малой мощности. На ТЭЦ при промышленных предприятиях приходится около 8 % суммарного централизованного производства тепла. Производство тепловой энергии на ТЭЦ в 2013 г. составило 499 млн Гкал, таким образом, по сравнению с 2011 г. данный показатель уменьшился на 19 млн Гкал<sup>2</sup>. В связи с тем, что в системе централизованного теплоснабжения значительна доля когенерации (совместной выработки тепловой и электрической энергии), рынки тепловой и электрической энергии в значительной степени зависят друг от друга.

Потребление топлива в системе централизованного теплоснабжения значительно выше, чем в электроэнергетике, и составляет около трети суммарного потребления первичных энергоресурсов в стране. Структура потребления топлива для нужд централизованного теплоснабжения включает в себя природный газ (около 60 % – 72 млрд м<sup>3</sup> в 2012 г.), уголь (около 20 %) и нефтепродукты (5 %). На возобновляемые источники приходится около 4 % суммарного производства тепла, они редко используются в централизованном теплоснабжении. К системе централизованного теплоснабжения подключено около 70 % населения, или 100 млн человек. В среднем одна российская семья ежегодно потребляет 15–18 Гкал тепла. Кроме того, около 12,5 млн домов отапливаются дровами, торфом или углем<sup>3</sup>. В различных регионах России отопительный сезон для системы централизованного теплоснабжения начинается в разное время, и его длительность зависит от географического положения и местных климатических условий, что влияет на производство тепла и уровень потерь.

Производство тепла в российской системе централизованного теплоснабжения сократилось в 1990-х гг. на одну треть, главным образом в связи с переходом к индивидуальным котельным установкам в промышленности (сокращение потребления на 49 % за 1993–1999 гг.) и к децентрализованному индивидуальному отоплению в

---

1. 1 млрд Гкал = 4185,8 ПДж = 4 185 800 ТДж.

2. Данные для расчета взяты с официального сайта Министерства энергетики Российской Федерации: [www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17359.html](http://www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/17359.html) (данные на декабрь 2013 г.); [www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/10478.html](http://www.minenergo.gov.ru/activity/statistic/10478.html) (данные на декабрь 2011 г.).

3. Международное энергетическое агентство. «От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой». – Париж : IEA/OECD Publishing, 2004. – С. 12, 59.

жилом секторе. Это стало результатом перестройки экономики в 1990-х гг., но также и неэффективной структуры ценообразования на тепловую энергию, перекрестного субсидирования и ненадежных поставок тепла. С середины 2000-х гг. конкуренция между централизованной и индивидуальной системой теплоснабжения замедлилась, но она представляет собой реальную проблему. Централизованная система не всегда эффективна и жизнеспособна: в ней создаются избыточные производственные мощности, растут затраты на поставку тепла и, следовательно, цены для конечных потребителей. Жилищный фонд России (суммарная жилая площадь) увеличивается из года в год: с 2787 млн м<sup>2</sup> в 2000 г. до 3271 млн м<sup>2</sup> в 2011 г.<sup>4</sup> Тем не менее уровень производства и потребления централизованного тепла в прошедшие годы из-за отключений не менялся. При этом рост эффективности теплоснабжения в новых системах теплоснабжения частично возместил общее увеличение потребления тепла.

### Структура отрасли

- **ОГК<sup>5</sup>**. Созданы после ликвидации Единой энергетической системы (ОАО «РАО „ЕЭС России“»), включают самые мощные в стране тепловые электростанции в крупнейших городах. Некоторые из них контролирует ООО «Газпром энергохолдинг», оператор территориальных генерирующих компаний (ТГК), крупнейшая компания в этой области: на ее долю приходится около 10 % суммарного производства тепла в системе централизованного теплоснабжения. Другие ОГК принадлежат ОАО «Интер РАО ЕЭС», Enel S.p.A. (итальянская энергокомпания) и E.ON SE (немецкая энергокомпания).
- **ТГК<sup>6</sup>**. Созданы на базе региональных активов, ранее принадлежавших РАО ЕЭС, за исключением крупных ТЭЦ и гидроэлектростанций. Производят тепловую энергию на ТЭС и когенерационных установках. ООО «Газпром энергохолдинг» – крупнейший оператор ТГК, в частности в Москве, ему принадлежит ОАО «Мосэнерго»<sup>7</sup> (ТГК-3). Вторая по величине компания в этом сегменте – ЗАО «Комплексные энергетические системы» («КЭС Холдинг»). В этом сегменте действуют и более мелкие компании, производящие 10–30 млн Гкал в год. Это, например, Интер РАО, ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания» (ОАО «СУЭК»), Fortum Corporation (финская энергокомпания) и ОАО «ЛУКОЙЛ». Заслуживает упоминания тот факт, что Fortum – единственная иностранная компания, действующая в данном сегменте (производит около 22 Гкал тепловой энергии в год), инвестировала 2,5 млрд евро в российские активы.
- **Другие компании.** К ним относятся, например, местные промышленные компании, которые поставляют тепло в близлежащие районы и производят его с использованием малых когенерационных установок или водогрейных котлов малой мощности. Началась их модернизация с применением иностранных технологий (когенерационных установок малой мощности, работающих на биомассе, или конденсационных котлов), например в ОАО «Башкирэнерго» (Башкортостан).

4. По данным Федеральной службы государственной статистики. Источник: [www.gks.ru/bgd/regl/b12\\_12/IssWWW.exe/stg/d01/07-15.htm](http://www.gks.ru/bgd/regl/b12_12/IssWWW.exe/stg/d01/07-15.htm)

5. Оптовые генерирующие компании.

6. Территориальные генерирующие компании.

7. Газпром Энергохолдинг в 2010 г. произвел 106,9 млн Гкал, в 2011 г. – 100,2 млн Гкал и в 2012 г. – 102,5 млн Гкал. Источник: [energoholding.gazprom.ru](http://energoholding.gazprom.ru).

- **Муниципальные компании.** Находятся в собственности различных муниципалитетов, владеют главным образом водогрейными котлами малой мощности или малыми когенерационными установками. Также развиваются государственно-частные партнерства: муниципалитеты сдают свои установки в аренду частным компаниям, которые получают право управлять активами по производству тепла.
- **Распределительная сеть** характеризуется другой схемой собственности. Часть сети находится в собственности крупных ОГК и ТГК, часть – в собственности муниципалитетов, ее операторами являются сервисные компании. Муниципальные распределительные компании часто собирают платежи и отвечают за состояние муниципальной системы распределения тепловой энергии. В целом вопросы собственности в рамках распределительной системы тепла и того, кто отвечает за сбор платежей, очень важны. Но наличие большого количества организаций в данном сегменте представляет собой проблему при реформировании сектора.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОЛИТИКИ И ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

---

### ОРГАНИЗАЦИИ

Российский сектор теплоснабжения тесно связан с сектором производства электроэнергии. С учетом роли когенерации в поставках электро- и теплоэнергии координация действий требуется на самом высоком уровне: между Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации. Такая координация необходима и в области жилищного строительства, что требует участия также Министерства экономического развития Российской Федерации. При разработке схем модернизации системы централизованного теплоснабжения Минэкономразвития России учитывает результаты мер, принимаемых другими министерствами в области энергоэффективности зданий. Другой фундаментальный фактор состоит в необходимости тесной координации метода и основы формирования тарифов между государственными органами и заинтересованными сторонами в регионах, которые затем применяют эти методы. Это обеспечит разработку тарифов, которые помогут привлекать инвестиции.

Основные организации, участвующие в регулировании централизованной системы теплоснабжения:

**Министерство энергетики Российской Федерации** отвечает за разработку государственной политики и регулирующей основы в области производства тепла на ТЭЦ и с помощью водогрейных котлов малой мощности. Особенно это касается тепловой энергии, произведенной с помощью когенерации, и системы централизованного теплоснабжения городов с населением более 500 тыс. человек. Министерство также несет основную ответственность за разработку регулирующей основы и политики в области централизованного теплоснабжения.

**Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации** (создано в конце 2013 г.) взяло на себя многие функции Министерства регионального развития Российской Федерации. Это касается управления государственной собственностью и государственными услугами при строительстве, застройке городов, предоставления коммунальных услуг в городах с населением менее 500 тыс. жителей (малые котельные и системы, а также распределение тепла в зданиях). Новое министерство создано на базе Федерального агентства по строи-



тельству и жилищно-коммунальному хозяйству, которое отвечало за разработку строительных норм. Министерство, таким образом, может играть важную роль в разработке и реализации политики в этой сфере, но к моменту написания обзора оно еще не приступило к этой работе.

**Министерство экономического развития Российской Федерации** отвечает за регулирование в области энергоэффективности и за изменения в регулируемых тарифах, в особенности с учетом инфляции.

**Федеральная служба по тарифам (ФСТ России).** Централизованное теплоснабжение функционирует в рамках регулируемых тарифов. ФСТ России создает основу для разработки метода расчета регулируемых тарифов на тепло, максимальные и минимальные цены для каждого региона и контролирует соблюдение установленных тарифов. ФСТ России пересчитывает тарифы раз в год, а также устанавливает пределы для цен на тепло ТЭЦ установленной мощностью 25 МВт или более. Кроме того, ФСТ России уполномочена решать споры между региональными властями, потребителями и производителями.

**Региональные энергетические комиссии (РЭК)** рассчитывают конечные тарифы на тепло в рамках ценовых пределов, установленных ФСТ России. Кроме того, они утверждают инвестиционные программы для теплоснабжающих компаний и устанавливают для них требования в области энергоэффективности с учетом, если это возможно, использования возобновляемых источников. Данные меры определяют реализацию масштабной модернизации, в частности с учетом разработки плана действий в области энергоэффективности и установки тарифов, позволяющих обеспечить окупаемость, даже если они превышают федеральные пределы. На практике, тем не менее, по социальным и политическим причинам комиссии неохотно соглашались на рост цен, особенно если они превышают федеральные пределы<sup>8</sup>.

**Муниципальные власти** отвечают за разработку схем модернизации системы теплоснабжения в городах с населением менее 500 тыс. жителей.

**Неправительственные организации и профессиональные объединения в области ограждающих конструкций зданий** играют координирующую и консультативную роль, например некоммерческое партнерство «Российское теплоснабжение», созданное в 2003 г.<sup>9</sup>

## ЗАДАЧИ В ОБЛАСТИ СОЗДАНИЯ ПОЛИТИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ

Россия приступила к модернизации системы централизованного теплоснабжения. Проблемы модернизации очень серьезны, и государственные органы хорошо это понимают. Задачи, поставленные в Энергетической стратегии и других политических документах, предусматривают:

- поддержание в работоспособном состоянии системы централизованного теплоснабжения в России и поддержка использования ТЭЦ;
- повышение энергоэффективности при поставках тепловой энергии и ее потреблении (в зданиях), снижение потерь в сетях с 20 % в 2008 г. до 8–10 % в 2030 г.;

8. Бут Анатолий. «Модернизация централизованного теплоснабжения в России: финансирование энергоэффективности и привлечение инвестиций в развитие возобновляемых источников энергии в рамках нового федерального закона о теплоснабжении. Обзор законов в области экологии.» – Т. 29. – 2012. URL: [digitalcommons.pace.edu/pelr/vol29/iss3/3](http://digitalcommons.pace.edu/pelr/vol29/iss3/3).

9. URL: [nprt.rosteplo.ru](http://nprt.rosteplo.ru).

- долгосрочное регулирование тарифов и отражение в них полных инвестиционных затрат на разработку мер по энергоэффективности и на их реализацию;
- обеспечение надежности, безопасности и качества поставок тепла;
- обеспечение защиты окружающей среды;
- использование биомассы и геотермальной энергии;
- повышение энергоэффективности зданий.

#### **Вставка 11.1** Продвижение когенерации: пример Великобритании

Правительство Российской Федерации осознает потребность развивать когенерацию. Это особенно важно потому, что она обеспечивает ряд экологических и экономических преимуществ. Опыт стран – членов Международного энергетического агентства (МЭА) показывает, что существуют эффективные решения для развития когенерации. МЭА оценило разрабатываемую политику и принимаемые меры в 28 странах-членах и других странах – ключевых партнерах и пришло к выводу о необходимости государственной поддержки при внедрении высокоэффективной когенерации. Опыт Великобритании и Евросоюза (ЕС) свидетельствует о значительных преимуществах, получаемых от четкого определения задач и постановки целей. Во время работы по увеличению эффективности когенерации статья 11 директивы ЕС по когенерации (2004/8/ЕС) была заменена на новую директиву по энергоэффективности. Она создает исчерпывающую законодательную основу для стимулирования эффективной когенерации в странах ЕС. В директиве подчеркивается высокая эффективность когенерации благодаря энергосбережению, полученному при совместном производстве электрической и тепловой энергии. Когенерация, обеспечивающая энергосбережение свыше 10 %, называется высокоэффективной.

Условиям функционирования когенерационных установок должно быть уделено самое пристальное внимание, что позволит увеличить энергосбережение и избежать потери в экономике.

В 2000 г. Комиссия по контролю качества когенерации Великобритании разработала способ оценки качества используемых схем когенерации с точки зрения их энергоэффективности и экологической целесообразности. России следует извлечь опыт из этих примеров, в особенности с учетом значительных установленных когенерационных мощностей в промышленности по сравнению со многими другими странами. Передача обязательств по развитию когенерации и централизованной системы теплоснабжения федеральному агентству с подразделениями в регионах помогла бы решить вопросы координации в работе и реализовать принятые решения. Обязанности агентства могли бы включать в себя:

- сбор данных о когенерации и централизованном теплоснабжении и оценку работы теплоэлектростанций;
- поддержку муниципалитетов, в особенности в малых городах, в развитии схем модернизации централизованного теплоснабжения, в разработке наиболее эффективных схем регулирования и в привлечении финансирования и инвестиций, например с помощью концессий;
- разработку инструкции внедрения модели единой организации по поставке тепла.

## ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ И РЕГУЛИРУЮЩАЯ ОСНОВА

### Основа для модернизации централизованной системы теплоснабжения

В течение последних пяти лет Россия развивала всестороннюю основу для модернизации сектора централизованного теплоснабжения.

Одним из ключевых в данном процессе является Федеральный закон № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергоэффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Закон № 261-ФЗ). Помимо введения системы прогрессивного обязательного измерения потребляемого тепла, он требует проведения энергетических аудитов, в том числе для активов по производству тепловой энергии. Закон также обязывает федеральные и региональные органы власти разрабатывать программы по повышению энергоэффективности, в том числе в секторе теплоснабжения и требований по энергоэффективности для регулирующих компаний.

Федеральный закон «О концессионных соглашениях» от 21.06.2005 г. № 115-ФЗ (с изменениями и дополнениями, внесенными Федеральным законом от 02.07.2010 № 152-ФЗ) – второй определяющий закон, роль которого в будущем должна возрасти. Он создает основу для частных инвесторов, которые могут взять в концессию активы в централизованной системе теплоснабжения на разумный долгосрочный период, позволяющий окупить инвестиции в модернизацию. Тем не менее большая часть муниципальных образований неохотно идут на развитие концессий. В крупных городах с современными ТЭЦ бизнес в сфере теплоснабжения достаточно прибылен. В малых городах у компаний нет интереса к концессии, в особенности если в них существуют проблемы неплатежей, недостаток потребителей и очень старая инфраструктура. Кроме того, частные инвесторы обеспокоены большим числом обязательств, которые они должны взять на себя, при сохранении высоких рисков возможных изменений в регулировании, тарифах и фискальной системе в муниципалитетах, на региональном и федеральном уровне, что может поставить под угрозу их инвестиции.

Федеральный закон № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» является краеугольным камнем этих реформ и мер в области модернизации. Он формирует на федеральном уровне законодательную основу, регулиующую производство, распределение и поставки тепла на основании общих принципов. Закон позволил усовершенствовать предыдущие отдельные законодательные акты и объединить их в общий документ, что является важным шагом вперед. При этом закон требует работающих регулирующих и подзаконных актов и плана действий для их внедрения. К моменту написания обзора было одобрено около 20 вспомогательных регулирующих актов<sup>10</sup>.

Заявленная цель разработки закона – обеспечить энергоэффективные и экологически безопасные поставки тепловой энергии; ускорить модернизацию активов с приоритетным развитием когенерации; переориентировать потребителей с использования услуг индивидуальных котельных на централизованные системы; увеличить надежность и качество поставок тепла. К ключевым положениям можно отнести следующие. Закон:

- определяет экономические отношения между поставщиком, распределительной компанией и потребителем и закрепляет необходимость регулирования отношений между поставщиком и конечным потребителем, поставщиком и транспортной/распределительной компанией посредством контрактов;
- разъясняет и упрощает правила подключения к сети, а также процедуры, необходимые для отключения от централизованной системы теплоснабжения;
- вводит возможность платы за мощность для поддержания резервных мощностей;
- обязывает местные и федеральные органы власти разрабатывать схемы теплоснабжения для крупных городов. Эти схемы должны содержать планы по согласованному эффективному развитию централизованной системы теплоснабжения, определять потребность в инвестициях и перспективы развития. Тем не менее эксперты рассматривают их как недостаточно продуманные, так как схемы не учитывают всю специфику конкретных городов с точки зрения, например, ограничения тарифов, наличия бюджетных средств и структуры потребителей. Это не позволяет разработать финансовую и экономическую стратегию планирования реальных инвестиций и поддержки финансирования и работ по модернизации. Министерство энергетики Российской Федерации отвечает за разработку таких схем в городах с населением свыше 500 тыс. человек, в более мелких городах ответственность за их реализацию лежит на муниципалитетах;
- предусматривает приоритетное использование когенерации в системе централизованного теплоснабжения, но не уточняет меры для укрепления финансовой жизнеспособности ТЭЦ, конкурентоспособности и не стимулирует меры по модернизации, в особенности в том, что касается создания более эффективного баланса между затратами на тепло и на электроэнергию;
- вводит три долгосрочных метода формирования тарифов и их регулирования, позволяющих инвесторам и операторам обеспечить окупаемость средств, вложенных в модернизацию, в обмен на требования к качеству обслуживания. Компании централизованного теплоснабжения могут обратиться в РЭК с просьбой разрешить использование одного из трех методов формирования тарифов, при этом окончательное решение остается за комиссией. Другой, очень позитивной тенденцией является то, что политическая основа и регулирование, как подчеркнуто выше, меняется путем постепенного отхода от метода «затраты плюс» и вводу метода доходности инвестированного капитала (метода RAB) или метода альтернативной котельной.

Метод образования единого тарифа, который в настоящее время используется в России, предусматривает ежегодный пересмотр тарифов. Метод «затраты плюс» обеспечивает компенсацию затрат плюс фиксированный процент прибыли и требуемые инвестиции на один год. Он создает серьезные ограничения для модернизации системы централизованного теплоснабжения, так как не стимулирует инвестиции. Компании в этом случае заинтересованы в росте энергопотребления или раздувании затрат, чтобы оправдать более высокие операционные затраты и получить более высокие прибыли, в особенности если амортизация капитала и техническое обслуживание не полностью учитываются в цене. Таким образом, данный метод не побуждает компании снижать энергопотребление и повышать энергоэффективность теплоснабжения. Кроме того, так как затраты устанавливаются на годовой основе, они не дают никакой гарантии в отношении периода окупаемости инвести-

ций. В соответствии с фактическими данными и в связи с тем, что тарифы на тепло в централизованной системе являются регулируемыми, в большинстве случаев производители не могут покрыть все затраты на поставку тепла, в том числе, модернизацию основного капитала. Это ограничивает возможности теплоснабжающих компаний инвестировать в модернизацию и не стимулирует конечных потребителей инвестировать в энергоэффективность и сокращать потребление тепла. Метод «затраты плюс» должен постепенно прекратиться применяться, ориентировочно после 2016 г. В Приказе № 760-э от 13.06.2013 г. «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» ФСТ России разрешает формировать тариф сроком на пять лет при обеспечении роста энергоэффективности, но этот принцип рассматривается как недостаточный для привлечения инвестиций.

### **Метод расчета долгосрочных тарифов**

Введение трех методов формирования долгосрочных тарифов представляет собой принципиальный шаг вперед, так как раньше тарифы утверждались только на очень короткий срок, чтобы обеспечить окупаемость. В то же время принцип долгосрочных тарифов, способных обеспечить удовлетворительную доходность капитала, поможет достигнуть баланса между интересами производителей и потребителей. Данный принцип гарантирует инвестору, что он получит выгоду от экономии затрат в течение как минимум пяти лет. Если структура тарифов изменится, инвесторы могут получить компенсации из бюджета. Закон также предусматривает исключения, которые точно не определены (например, ухудшение экономической ситуации), что создает неясность. В постановлении Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» детально рассмотрены вопросы, связанные с разработкой и внедрением механизма ценообразования на распределение тепла. Постановление также предусматривает корректировку тарифов на основании выполнения задач по повышению качества. Кроме того, Федеральный закон от 30.12.2012 г. № 291-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования регулирования тарифов в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения» вводит принципы прогрессивного и обязательного регулирования цен в области потребления электроэнергии, тепловой энергии, газа, воды и водоотведения на долгосрочной основе с 1 января 2016 г., что позволит облегчить привлечение инвестиций. В законе сказано, что долгосрочное регулирование вводится на срок не менее пяти лет и не менее трех лет в случае, если такие тарифы устанавливаются впервые.

**1. Индексация установленных тарифов в зависимости от затрат** (на период не менее пяти лет). В этом случае цены отражают затраты предыдущего года с индексом, отражающим, например, изменения затрат на топливо. Такой способ расчета сочетает метод «затраты плюс» и метод RAB и основывается на подходе к расчету затрат с учетом компоненты энергоэффективности в операционных затратах, и включает норму рентабельности, основанную на доходах и затратах.

**2. Метод обеспечения доходности инвестированного капитала (RAB)** устанавливает тариф на срок не менее пяти лет после первого периода не менее трех лет (фактически первые три года и затем пять лет). Он может использоваться с января 2013 г. для действующих схем теплоснабжения на основе анализа полученных результатов. Устанавливаемые тарифы в этом случае покрывают операционные затраты (в

рамках определенных условий по энергоэффективности и амортизации) и инвестиционные затраты и обеспечивают приемлемый уровень рентабельности от инвестированного капитала. Компания решает все вопросы напрямую с РЭК, которая определяет норму окупаемости капиталовложений с учетом ее минимального уровня, установленного ФСТ России (стоимость займа плюс стоимость акционерного капитала). Метод может использоваться для котельных, организаций, входящих в концессию, когенерационных установок, труб и линий электропередач не длиннее 50 км. Рост цен на тепло для ТЭЦ не может превысить уровня, установленного ФСТ России. Существуют также ограничения по затратам, которые инвесторы могут компенсировать через тарифы. К концу 2013 г. метод RAB использовали только три компании. ФСТ России в соответствии с законодательством готовится ввести новую систему в январе 2016 г. как часть политики перехода к долгосрочным тарифам и прекращения использования метода «затраты плюс». Серьезные проблемы связаны с тем, что часто подразумеваемый рост тарифов может рассматриваться как политически неприемлемый.

**3. Сравнительный метод** используется реже остальных. Он предполагает формирование тарифов на основе средней стоимостной структуры оборудования по схеме, установленной для организаций одного типа (установленные мощности, используемые виды топлива и т.д.). Данный метод применяется для отопительных установок малой мощности (менее 10 Гкал/ч) или линий электропередач протяженностью менее 50 км. С точки зрения привлечения инвестиций метод в значительной степени опирается на контрольные показатели. Одна из задач сравнительного метода – избежать перехода к индивидуальным котельным, которые могут использоваться как ценовые ориентиры. Предполагается, что теплоцентрали будут модернизировать свои активы до уровня как минимум выше среднего.

В 2013 г. Министерство энергетики Российской Федерации разработало новый метод расчета с использованием долгосрочного тарифа четвертого типа, предусматривающий ввод системы с фиксированным максимумом на основе затрат на альтернативные индивидуальные котельные. Тариф в этом случае должен составить по оценкам порядка 1300–1500 руб./Гкал. В рамках этой системы ФСТ России устанавливает фиксированный максимум тарифа для каждого региона на основании их географического положения, климата и вида потребляемого топлива. Оценки компаний показывают, что для некоторых ТЭЦ тарифы должны быть увеличены на 10–20 %. В некоторых системах поставки осуществляются от индивидуальных паровых котлов, часто устаревших. Для этих систем тарифы уже выше тех, которые должны быть при использовании альтернативного метода с фиксированным максимумом и которые обслуживают существенную часть потребителей. Для обеспечения дополнительного стимулирования мер по модернизации тарифы в таких системах должны поддерживаться на одном уровне. Использование этого метода в малых, депрессивных городах может столкнуться с проблемами, если нет эффективных механизмов для доступа к финансированию и если муниципалитеты не создадут условия, чтобы частные инвесторы вкладывали средства в системы централизованного теплоснабжения, например путем создания концессий. Метод альтернативной котельной должен обеспечить реальную возможность ускорить привлечение инвестиций на модернизацию ТЭЦ, но только если тарифы будут предсказуемы в долгосрочной перспективе. В целом метод хорош в той степени, в которой он отражает конкуренцию систем централизованного теплоснабжения с децентрализованными индивидуальными отопительными котельными. Метод нацелен на то, чтобы привлечь потребителей обратно в систему централизованного теплоснабжения. У вла-



дельцев ТЭЦ и потенциальных инвесторов появится четкий стимул сократить затраты на топливо за счет роста энергоэффективности и снижения потерь при передаче.

Очень важно быстро прекратить использовать метод формирования тарифов «затраты плюс». Кроме того, органы власти должны сократить количество вариантов применяемых тарифов для упрощения регулирующей основы. Сравнительный метод с индивидуальными котельными, безусловно, подходит более всего для ускорения модернизации теплоэлектростанций и водогрейных котлов малой мощности в крупных городах. Метод RAB скорее подходит для ряда систем водогрейных котлов малой мощности, но необходимо в большей степени адаптировать его к действующей системе регулирования, что повысит предсказуемость долгосрочных тарифов.

В любом случае требуется постепенное, четкое и прозрачное внедрение нового метода расчета, без резких изменений в политике, которые могут повлиять на уже совершенные или планируемые инвестиции. Кроме того, любая реформа тарифов в будущем требует включения в нее большого числа значимых компонентов, связанных с качеством предоставления услуг. Потребители имеют право на гарантированное качество сервиса (показатели: температура, количество, тип и продолжительность аварий) и адекватную компенсацию, когда качество услуг ухудшается, особенно если при этом растут цены. На таком основании нужно рассчитывать нормы качества, которые удовлетворят потребителя и инициируют модернизацию активов в области поставок тепла.

Вопрос тарифов поднимает также проблему договорных отношений между производителями, поставщиками и конечными потребителями тепла. Эти отношения регулирует Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (ред. от 03.02.2014 г.) «О теплоснабжении», но положения закона еще не реализованы на практике.

Реформы российского сектора теплоснабжения значительно выиграют, если упростить коммерческие и договорные отношения, создав единую теплоснабжающую организацию (ЕТО). Она будет производить, покупать, распределять и продавать тепло, заключать контракты с конечными потребителями и отвечать за поставки тепла и качество услуг. ЕТО должны быть созданы в каждом муниципалитете (может быть несколько ЕТО в одном городе в зависимости от схемы централизованных поставок тепла) на основе действующих систем производства и передачи тепла<sup>11</sup>. Данная реорганизация станет очень эффективным способом обеспечить жесткие стандарты качества услуг, а потребители получат возможность прямого контакта с поставщиками тепла. Реорганизация также заставит компании – производителей тепла, которые сформируют основу ЕТО, разрабатывать и реализовывать схемы модернизации, в том числе для поставок тепловой энергии. Действующие ЕТО должны будут учитывать тарифы, бюджет и финансовую ситуацию в отдельных районах и муниципалитетах. ЕТО будут напрямую заинтересованы в установке измерительных приборов и снижении потребления тепла. Это позволит им отказаться от использования наименее эффективных установок и, возможно, увеличить долю на рынке за счет привлечения новых потребителей, которые готовы принимать новые решения.

---

11. Для более подробной информации см. изменения в законодательстве, где отмечено это предложение, в частности как должны создаваться ЕТО: [minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17326.html](http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17326.html).

## ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ: ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И КАЧЕСТВО УСЛУГ

### ПОТЕРИ И НЕЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ

Основные фонды в российской системе централизованного теплоснабжения устаревшие и часто изношенные. Это результат недостатка инвестиций и отсутствия должного технического обслуживания в 1990-х и 2000-х гг. Данная ситуация, в свою очередь, вызвана несколькими причинами:

- тарифы, не отражающие затраты, в результате чего доходы не покрывают все затраты на устойчивое теплоснабжение;
- недостаточный доступ к финансовым средствам для модернизации;
- неплатежи;
- рост затрат на топливо;
- недостаток нормативных и других стимулов;
- сокращение использования централизованного тепла;
- перекрестное субсидирование;
- недостаточная предсказуемость тарифов<sup>12</sup>.

Энергетическая стратегия до 2030 г. оценивает потенциал энергосбережения в централизованной системе теплоснабжения России как 35–45 %.

Потенциал снижения затрат в производстве, передаче, распределении и конечном использовании тепла очень велик.

По отчетным данным, 80 % российских котельных установок эксплуатируются более 30 лет, 20 % – более 50 лет. По данным Министерства энергетики Российской Федерации, производство 1 тыс. кал тепла требует затрат 330 кг топлива (в сравнении с 220 кг в странах – членах Организации экономического сотрудничества и развития, ОЭСР). Большая часть очень старых котельных может быть модернизирована с разумным сроком окупаемости при действующих тарифах, но во многих случаях на эти цели не хватает финансов или желания. Кроме того, по данным Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, более 50 % из 170 тыс. км распределительных тепловых сетей уже превысили технический срок службы, 44 % сетей нужно заменить. По данным Росстата, в 2012 г. 29 % сетей находились в критическом состоянии и должны быть заменены. Каждый год следует заменять около 10–12 % эксплуатируемых труб, в реальности каждый год заменяется в среднем не более 1 % труб<sup>13</sup>. По данным Росстата, в 2013 г. этот показатель увеличился до 2,7 %, что очень далеко от приемлемого уровня. По оценкам Министерства энергетики Российской Федерации, в замене нуждается 65–70 % основных фондов.

В общей сложности потери тепла (утечки, расточительное использование) в цепочке поставок (производство, передача/распределение и конечное потребление) со-

**12.** Для более подробной информации см.: Энергоэффективность в России: скрытый резерв. Международная финансовая корпорация, Всемирный банк, 2008.

**13.** Россия: ТЭЦ и централизованное теплоснабжение. Страновой очерк. Париж : МЭА, 2009. – URL: [www.iea.org/media/files/chp/profiles/russia.pdf](http://www.iea.org/media/files/chp/profiles/russia.pdf).

ставляют в среднем 30–40 % и в некоторых случаях могут даже достигать 60 % (против 20 % в среднем в системах стран ОЭСР). По оценкам финской компании Fortum, потери тепла в России в три раза выше, чем в аналогичных системах в Финляндии: 10 % при генерации, 30 % при транспортировке и распределении и 20 % при потреблении<sup>14</sup>. Особенно значительны потери в распределительной системе, в частности между подстанциями и батареями в квартирах, что объясняется недостаточной изоляцией и утечками. В целом потери в теплосетях по официальным данным составляют порядка 15 % в сравнении с 5–10 % в странах ОЭСР. В ряде регионов и муниципалитетов потери при передаче в системах теплоснабжения превышают 40 %.

Недостаточно данных для оценки эффективности работы водогрейных котлов малой мощности. При этом можно предположить, что в текущих условиях их большая часть может быть модернизирована с помощью жизнеспособных инвестиций при условии предоставления доступа к финансированию и наличия политической воли.

С учетом цены на газ для компании – производителя тепловой энергии (в России в среднем 106–110 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>) и того, что в жилом доме в 1500 квартир каждой из них требуется в среднем 15 Гкал в год, модернизация старых водогрейных котлов малой мощности с эффективностью не более 65 % обеспечит окупаемость за не более чем три года. Эффективность старых котельных можно повысить примерно на 25 %, в этом случае эффективность использования топлива для конденсационных котлов может достигнуть 90 % и более. Суммарное сбережение газа составит порядка 75 тыс. долл. в год, суммарные инвестиции в капитальные затраты – 225 тыс. долл.

Если модернизации российской экономики не произойдет, соответствующие издержки будут очень значительными.

Качество теплоснабжения в России сопряжено с проблемами: отмечается сокращение поставок в сезон отопления, снижение температуры поставляемого теплоносителя, или прекращение отопления в течение нескольких дней, главным образом, из-за проблем в распределительной инфраструктуре. В Энергетической стратегии до 2030 г. отмечается, что в 2008 г. 27 % потребителей сталкивались с отключением теплоснабжения как минимум один раз за год, они признаются, что в последние годы ситуация ухудшилась. При отсутствии терморегуляторов и распределителей тепла и в условиях функционирования вертикальной насосной системы в жилых домах открытие окон даже при отрицательных температурах является единственным путем регулирования тепла в квартирах.

С учетом необходимости инвестирования в модернизацию устаревшей централизованной системы существует два возможных решения. Первое – модернизировать системы, уделяя особое внимание производству, передаче/распределению и конечному потреблению. Второе – прекратить работу систем. Последнее решение применимо частично для некоторых жилых домов или полностью, с заменой на автономные котельные, – для слишком отдаленных областей и областей с очень устаревшей инфраструктурой (см. вставку 11.2).

---

14. Презентация компании Fortum. «Модернизация теплоснабжения в России».

**Вставка 11.2** Стратегический подход к модернизации централизованного теплоснабжения и снижения спроса на отопление в зданиях

Общая задача – существенно уменьшить потребность в отоплении зданий в России, сейчас она очень высока из-за старых неэнергоэффективных зданий и холодного сурового климата. Полностью интегрированная модернизация системы, включая повышение энергоэффективности, – сложная задача, поскольку существует много барьеров, в том числе на уровне теплоснабжающих компаний, сетевых компаний и собственников/операторов зданий. Вопросы собственности на уровне всей системы пока не решены в России. Таким образом, успешным направлением могло бы стать продолжение индивидуального отопления зданий, независимого от централизованной системы. Но оно требует координации с действующими схемами централизованного теплоснабжения.

По результатам стратегического планирования необходимо определить, какие системы в густонаселенных областях можно принципиально улучшить обеспечением эффективным теплоснабжением; проложить современные трубы, меньшей протяженностью и лучше изолированные; увеличить эффективность конечного потребления в зданиях со значительно меньшими тепловыми мощностями. В итоге понизятся рабочие температуры и расход газа, а уровень комфорта повысится. Эти системы открыты для использования в будущем возобновляемых источников, в частности биомассы (например, древесных пеллетов). В то же время другие части системы либо некоторые системы нежизнеспособные в будущем, должны быть остановлены как устаревшие. Таким образом, нужно определить участки, где после определенного периода не будет смысла поддерживать сети в рабочем состоянии, и обеспечить финансирование для развития индивидуальных систем отопления в зданиях. Это может улучшить перспективы для всей системы, что позволит снизить затраты и повысить эффективность. Разумно предусмотреть использование микрогенерационных установок; такие, например, применяются в системе отопления в Мытищинском районе (Московская область).

На фоне значительных мировых усилий по строительству домов с нулевым энергопотреблением в России не ставится задача достигнуть этой цели. Комплексный подход позволит привлечь инвестиции в модернизацию конструкций зданий, которые имели бы более длительный срок службы по сравнению с отопительным оборудованием, позволив при этом значительно сократить мощность систем отопления.

Это, в свою очередь, позволит снизить затраты на оборудование и найти средства для обновления обшивки зданий. Для этого понадобится ужесточить контроль, улучшить учет электропотребления на нижестоящих ступенях распределения и состояние всех конструкций зданий (перекрытий, кровли, стен и окон). Помимо экономии средств это позволит улучшить комфорт и снизить отрицательные последствия для здоровья жильцов. Оборудование для теплоснабжения индивидуальных зданий включает котельные с минимальными потерями тепла, когенерацию малой мощности и тепловые насосы.

Использование наиболее современных конденсационных котлов позволяет существенно повысить эффективность автономных котельных и снизить затраты на их установку и эксплуатацию. Схемы поставок тепла в России должны быть проанализированы для выбора наилучших способов их модернизации.

### **Вставка 11.2** Стратегический подход к модернизации централизованного теплоснабжения и снижения спроса на отопление в зданиях (продолжение)

При этом нужно оценить, следует ли полностью или частично оставить часть централизованных систем вместо более дорогостоящей модернизации, в особенности в областях, где в качестве топлива применяется газ или предполагается использовать биомассу. Конденсационные котлы и котлы центрального парового отопления, использующие теплоту конденсации водяных паров, позволяют увеличить эффективность всей системы. При этом пары сгорания пропускаются через вторичный теплообменник для конденсации водяного пара, произведенного при сгорании. Так как водяной пар конденсируется, тепло передается назад в систему с более низкой температурой сгорания. Оставшиеся пары сгорания выбрасываются через дымовую трубу. Эффективность типичного котла без конденсации или котла центрального отопления составляет 70–84 %. Эффективность очень старых котлов не превышает 60 % (в то время как эффективность конденсационных котлов – выше 90 %). В связи с тем, что эти котлы установлены в здании или рядом со зданием либо кварталом, потери при передаче тепла минимальны. Природный газ чаще всего используется как топливо в конденсационных котлах, но они могут также работать на мазуте или сжиженном углеводородном газе.

Наконец, установка в зданиях автоматических измерительных приборов и регулирующих подстанций (индивидуальных тепловых пунктов) – определяющий элемент снижения счетов, повышения качества теплоснабжения и роста энергоэффективности посредством улучшения управления и контроля над расходом воды. Как показывает пример Мытищинской отопительной системы в Московской области, подобная двухтрубная система, установленная в подвалах или вблизи здания, может сократить потребление тепла для одного многоквартирного здания более чем на 30 %.

Источники: Переход к энергоэффективным зданиям: стратегии и возможности до 2050 г. – Париж : МЭА, 2013. – С. 155–157; Дорожная карта по технологиям в области повышения энергоэффективности конструкций зданий. – Париж : МЭА, 2013. – URL: [www.m-teploset.ru/individualny-teplovye-punktly](http://www.m-teploset.ru/individualny-teplovye-punktly); [www.m-teploset.ru/mini-tec](http://www.m-teploset.ru/mini-tec).

## ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

В российской централизованной системе теплоснабжения недостаточно измерительных приборов: только 40 % поставляемого на коммерческой основе тепла измеряется, только около 30 % потребителей установили измерительные приборы. Как правило, в зданиях нет терморегуляторов и счетчиков, поэтому счета для оплаты редко основываются на фактическом энергопотреблении.

С середины 2000-х гг. начали действовать законодательные обязательства по внедрению измерительных приборов учета тепловой энергии в отношении производителей и потребителей, но данные меры не привели к реальным улучшениям. Закон № 261-ФЗ содержит обязательства измерить к середине 2012 г. теплотребление в зданиях для всех объектов, потребляющих более 0,2 Гкал в год. Он также содержит требование установить счетчики тепла в квартирах новых жилых домов с 2012 г., а в общественных зданиях – к 1 января 2011 г. Закон предусматривает, что 75 % централизованно поставляемого тепла должно быть измерено на входе в здание, около 25 % потребителей освобождены от этой обязанности из-за низкого энергопотребления. В законе прописано, что теплоснабжающие компании должны финансировать установку счетчиков в зданиях с помощью кредитов или за счет соб-

ственных средств. Затраты в течение пяти лет обязаны оплатить собственники жилья. В многоквартирных домах измерительное оборудование могут устанавливать товарищества собственников жилья (ТСЖ) или управляющие компании, но сейчас они не работают должным образом. Были попытки увеличить плату за потребленное тепло в зданиях без счетчиков, чтобы поощрить их установку. Но такое решение оказалось спорным, ведь многие потребители не могут позволить себе более высокие платежи, и власти от этого отказались<sup>15</sup>. Реализованы пилотные проекты в Челябинске, Оренбурге, Екатеринбурге, Красноярске, Томске, Санкт-Петербурге, Воронеже по установке измерительных приборов и регулирующих устройств. В целом задачи, прописанные в законе, пока не достигнуты.

Чтобы способствовать установке счетчиков, закон предусматривает штрафы. Для квартир и зданий, где не появятся измерительные приборы, с января 2015 г. введут финансовые санкции, предусматривающие более высокий коэффициент оплаты по сравнению со счетами с базовой нормой потребления. При этом коэффициент может расти от 10 % каждые шесть месяцев до максимального уровня в 1,6 раза.

Проблема в том, что после установки счетчиков произойдет переход к теплоснабжению, основанному на реальных расчетах. Это приведет к сокращению объема теплоносителя, поставляемого теплоснабжающей компанией. Появится вопрос, кто же тогда будет покрывать затраты, связанные с потерями в системе. Регулируемые нормы потерь составляют порядка 5–6 %, но реальные потери намного больше. Это говорит о необходимости параллельных инвестиций в модернизацию инфраструктуры по производству и передаче тепловой энергии. В большинстве случаев в счетах, основанных на норме расхода, реальное потребление в зданиях недооценено; таким образом, теплоснабжающие компании действительно заинтересованы в установке измерительных приборов. Уровень тарифов на тепло, рассчитанных на основании норм, значительно различаются по регионам. Часто РЭК сознательно устанавливают низкие тарифы по политическим и социальным причинам. На практике результаты измерений в здании часто незаконно отключают, поскольку потребление, основанное на нормах, оказывается дешевле по сравнению с фактическим потреблением. В результате его реальный уровень может быть недооценен.

Квартирные счетчики в старых зданиях (большая часть многоквартирных домов построена до 1970 г.) часто намного дороже тех, которые устанавливаются на теплоснабжении. В старых зданиях и квартирах нужно установить новую параллельную колонну для распределения тепла. Причина – существующий автономный вертикальный однотрубный контур не позволяет организовать измерение индивидуальными счетчиками<sup>16</sup>. С учетом этого для старых жилых кварталов наиболее эффективным решением станет сочетание счетчиков воды и тепла в зданиях с автоматизированными системами. Совместно с распределительными устройствами в квартирах это позволит оценить потребление тепла в каждой отдельной квартире. В этом случае, когда измеряется суммарное потребление тепла в здании, простые и недорогие устройства позволяют соразмерно распределить затраты на потребленное тепло внутри здания<sup>17</sup>. За по-

15. Корппо А. и Коробова Н. Л. Модернизация теплоснабжения в жилищном секторе России: конечное потребление, развитие законодательства и дальнейшие перспективы // Энергетическая политика. – 2012. – № 42. – С. 213–220.

16. См.: От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. – МЭА, 2004.

17. Эванс Н. и Рошанка В. Игра в горячее и холодное: как российская политика в области теплоснабжения может найти дорогу к энергоэффективности? – Департамент по энергетике США. – 2012. – URL: [www.pnnl.gov/main/publications/external/technical\\_reports/PNNL-21695.pdf](http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-21695.pdf).



следние годы в данной области был достигнут значительный технический прогресс, в частности организовано использование низкотратных датчиков.

Для новых зданий, построенных после января 2012 г., установка индивидуальных счетчиков тепла обязательна. Тем не менее собственники жилья, как и строительные компании, не видят экономических преимуществ от улучшения изоляции или модернизации окон.

## ПЛАТЕЖИ

В России, где теплоснабжение жизненно необходимо для населения на протяжении большей части года и где 11 % населения живет за чертой бедности<sup>18</sup>, плата за тепло – социально и политически чувствительный вопрос. Растущий средний класс в крупных городах может себе позволить оплату растущих счетов. Но в малых городах с более низким уровнем доходов, высокой безработицей, большим количеством пенсионеров и теплоснабжением от водогрейных котлов малой мощности, находящихся в собственности муниципалитетов, ситуация более проблематична. Во многих случаях неплатежи связаны скорее не с жильцами, а с непрозрачной деятельностью управляющих компаний. Каждый отопительный сезон Министерство внутренних дел Российской Федерации, Генеральная прокуратура Российской Федерации и Федеральная служба по финансовому мониторингу Российской Федерации решают вопросы, связанные с долгами. Промышленные предприятия, муниципальные и управляющие компании, собирающие платежи с владельцев жилья, не платят за потребленное тепло; также и другие потребители не отдадут долги теплоснабжающим компаниям. Суммарные долги за отопительный сезон достигают порядка 1–2 млрд евро. Отключать потребителей-неплательщиков запрещает закон, в многоквартирном доме технически невозможно остановить подачу тепла в одну квартиру, не останавливая ее во всем здании. До сих пор не разработаны специальные меры для сбора платежей с потребителей-неплательщиков. Тем не менее на законодательном уровне есть предложения, как решить эту проблему. Предлагается установить внушительные штрафы за неплатеж (Законом № 261-ФЗ) и ввести прямые платежи конечных потребителей теплоснабжающим компаниям и создать отдельные счета для сбора платежей за потребленное тепло, чтобы автоматически передавать платежи компаниям – производителям и распределителям тепла, тем самым устранив муниципальные или жилищные управляющие компании от управления данными средствами.

## ТАРИФЫ И ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ

Регулируемые тарифы на тепло варьируются по регионам, муниципалитетам и даже городам – в зависимости от типа централизованной системы теплоснабжения. В рамках определенных ФСТ России пределов РЭК устанавливают цены на тепло и утверждают тарифы на каждый год. Эти тарифы сильно различаются по регионам в зависимости от географических условий, типа генерирующего оборудования и топлива, а также от ряда других причин. Обычно они варьируются в пределах 1,3–3 тыс. руб. за 1 Гкал (30–70 евро за 1 Гкал), цена для теплоснабжающих компаний находится в пределах 800–1500 руб.<sup>19</sup> Самые низкие тарифы обычно отмечаются в городах с

18. URL: [www.gks.ru/free\\_doc/new\\_site/population/bednost/tab1/2-06.htm](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/population/bednost/tab1/2-06.htm).

19. С тарифами по каждому региону можно ознакомиться на официальном сайте ФСТ России: [www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif).

крупными теплоэлектростанциями, где оптовые цены на газ сравнительно самые низкие. Средняя цена на тепло на квадратный метр за прошедшие десять лет постоянно увеличивалась и превысила уровень инфляции. В целом потребление тепла в России составляет 0,33 Гкал/м<sup>2</sup> в год в сравнении с 0,11 Гкал/м<sup>2</sup> в Финляндии, но уровень оплаты примерно одинаковый. Ключевой задачей является сокращение потребления и выработки тепловой энергии и, при необходимости, увеличение тарифов для привлечения инвестиций. В то же время тарифы резко различаются по регионам, городам и даже в некоторых случаях по районам и улицам. Это создает путаницу для конечных потребителей и подрывает доверие к централизованной системе теплоснабжения. Кроме того, качество услуг часто недостаточно высокое, если не сказать неудовлетворительное, что также подрывает доверие конечного потребителя.

Теплоснабжающие компании сообщают о своих расходах и операционных затратах, затем РЭК утверждает их и устанавливает тарифы. С тарифами можно ознакомиться на сайте ФСТ России, но на региональном уровне эта информация должна быть более доступна и прозрачна для конечных потребителей. Социальные факторы играют ключевую роль в данном процессе. Разница между тарифами и затратами, согласованная с теплоснабжающими компаниями, покрывается субсидиями или перекрестными субсидиями. Пресса часто пишет о том, что из-за такой системы на местном и региональном уровне распространяется коррупция. Причина: система позволяет утвердить необоснованный уровень затрат и включить их в тарифы, что порождает взяточничество и незаконное перераспределение средств между вовлеченными участниками.

РЭК должна обеспечивать максимальную обоснованность цен и тарифов и привлекать инвестиции в модернизацию объектов, чтобы повышать их эффективность, качество поставок и снижать последствия для окружающей среды. В ряде случаев, когда необходимо взыскивать издержки при выполнении обязательств по инвестициям, РЭК может устанавливать тарифы, которые превышают установленные на федеральном уровне пределы<sup>20</sup>. Она может также учитывать затраты на использование биомассы или других возобновляемых источников<sup>21</sup>. Данный инструмент позволяет органам власти ускорять модернизацию централизованной системы теплоснабжения. При этом некоторые решения на правительственном уровне могут препятствовать использованию предлагаемых механизмов: президент Российской Федерации в 2013 г. ограничил рост тарифов на услуги ЖКХ до уровня инфляции на период 2014–2016 гг.

В целом тарифы чаще всего базируются на нормах потребления, а не на фактическом потреблении из-за недостатка систематического учета. Используется одноставочный тариф на Гкал поставленного тепла, при котором доходы зависят от количества произведенного тепла; двуставочный тариф, содержащий компоненту произведенного тепла и отдельную компоненту установленной мощности оборудования для теплоснабжения. Такая система снижает инициативу увеличить производство тепла, чтобы увеличить доходы или покрыть издержки. Собственники жилья платят не за конкретные, реально предоставленные услуги, а за потребленное тепло в со-

---

20. Бут Анатолий. Модернизация централизованного теплоснабжения в России: финансирование энергоэффективности и привлечение инвестиций в развитие возобновляемых источников энергии в рамках нового федерального закона о теплоснабжении. Обзор законов в области экологии. – 2012. – URL: <http://digitalcommons.pace.edu/peir/vol29/iss3/3>.

21. Привлечение инвестиций и финансирование возобновляемой энергетики в России: вызовы и возможности в области законодательства. – Вашингтон : МФК / Всемирный банк, 2012.

ответствии с площадью квартиры, нормами теплотребления, методом расчета и условиями, специфичными для каждого региона.

В конечном итоге проблемы связаны с перекрестным субсидированием. Выделяется три типа перекрестного субсидирования:

- перекрестные субсидии между различными группами потребителей. Обычно крупные промышленные предприятия платят по более высоким тарифам, чем малые компании и жилой сектор. Это делается для того, чтобы защитить неэффективные малые и средние компании и избежать отключений потребителей жилого сектора;
- перекрестные субсидии между производителями тепла. Типична ситуация, когда муниципалитеты (или региональные власти), владеющие активами для производства тепла (например, котельными) или его распределения, устанавливают для них намного более высокие тарифы, чем необходимо;
- перекрестные субсидии между производством тепла и электроэнергией. При когенерации совместно производятся тепло и электроэнергия, и в этом случае необходимо принимать экономические решения, каким образом разделить затраты между этими двумя продуктами. Метод расчета существует, но очень часто регулятор принимает решение в пользу потребителей тепла, платящих по более низким тарифам, что приводит к неэффективности когенерации на рынке электроэнергии. В свою очередь, теплоэлектростанции, производящие тепло и электроэнергию, на некоторое время получают приоритет на оптовом рынке, а также приоритеты по тарифам на электроэнергию. Такие перекрестные субсидии обычно приходятся на лето, когда теплоэлектростанции платят за мощность в 205 МВт. При этом зимой, когда продается больше тепла, оплата покрывает только около 180 МВт, что создает искусственные ограничения.

В прошедшие годы перекрестные субсидии были постепенно отменены во многих городах. Те, что сохранились, создают преграды для инвестиций. Государственные органы готовят рыночную реформу теплоснабжения, которая должна начаться в 2014 г. и положить конец системе перекрестного субсидирования.

## ОЦЕНКА

В российском секторе теплоснабжения требуется срочная масштабная модернизация, и чем дальше она откладывается, тем больше возникает сложных и управляемых проблем, что ставит под угрозу энергетическую, социальную и экономическую безопасность страны. Системам централизованным теплоснабжения все больше угрожают отключения, в особенности в связи с ростом цен для конечных потребителей при сохранении низкого качества услуг. По разным причинам очень сложно осуществить модернизацию централизованного теплоснабжения. Во-первых, в этом участвуют различные государственные и частные структуры на федеральном, региональном и муниципальном уровнях. Во-вторых, теплоснабжение жизненно необходимо для населения. В-третьих, требуются громадные инвестиции. В-четвертых, в секторе используется разнообразная инфраструктура (от крупных ТЭЦ до малых котельных). В-пятых, существует тесная зависимость между рынками тепла и электроэнергии.

В последние несколько лет Россия добилась ощутимого прогресса в развитии законодательной и регулирующей основы, необходимой для привлечения инвестиций

в модернизацию. В частности, федеральные законы о теплоснабжении и о повышении энергоэффективности указывают, что проблемы обозначены; особенно это касается возможностей устанавливать гарантированные тарифы, которые помогают привлекать инвестиции в повышение энергоэффективности и модернизацию. Последовавшие регулирующие акты также проложили путь к установлению долгосрочных тарифов и повышению качества услуг. Для ускорения модернизации нужны дополнительные шаги. Модернизация и реформирование сектора централизованного теплоснабжения в России должны быть ускорены и реализованы путем четкой расстановки приоритетов .

**Организация рынка.** Создание ЕТО сделает сектор централизованного теплоснабжения более эффективным и прозрачным и будет благоприятствовать привлечению инвестиций для модернизации. Соответствующие меры должны быть реализованы быстро, что облегчит формирование рынка.

**Координация и реализация политики.** Существующей законодательной основы оказалось недостаточно - широкомасштабные частные инвестиции привлечь пока не удалось, подзаконные акты для обеспечения эффективной регулирующей основы не были введены в полном объеме. Правительство Российской Федерации в тесной координации с региональными и муниципальными властями должно рассматривать в качестве приоритета внедрение законодательства и ежегодную постановку четких задач с ясными и прозрачными механизмами оценки достигнутого прогресса, выявления проблем и их исправления. Требуется четко распределить зоны ответственности по контролю и координации этого процесса на высшем государственном уровне и последующей реализации этих мер на нижестоящих уровнях, а также поддерживать координацию на институциональном уровне. Разработка схем модернизации систем централизованного теплоснабжения является действенным инструментом. Однако для того чтобы данный инструмент стал эффективным требуется системный подход к производству, распределению, измерению энергопотребления в зданиях и повышению эффективности конечного потребления. Вовлечение сегмента конечного потребления и повышения энергоэффективности зданий в общую систему играет ключевую роль. Это позволит избежать избыточных мощностей или чрезмерных инвестиций (как это было в ряде стран Центральной Европы)<sup>22</sup>. Кроме того, необходимо разработать специальные механизмы и план действий для небольших городов с водогрейными котлами малой мощности и для малых систем централизованного теплоснабжения. Это особенно важно в связи с тем, что муниципалитетам часто не хватает квалификации для разработки инвестиционных программ. Требуется разработка четких критериев оценки необходимости присоединения объектов нового строительства к существующим системам централизованного теплоснабжения, а также отключения существующих жилых зданий, например, расположенных удаленно, от общей системы и оборудования их малыми автономными конденсационными котлами. Эффективная координация между разработкой мер в области производства электрической и тепловой энергии и в области теплоснабжения и строительства будет с этой точки зрения определяющей. В конечном счете при должной реализации ЕТО смогут решать, как оптимизировать и модернизировать локальные схемы централизованного теплоснабжения.

Энергосервисные контракты в России используются недостаточно, что указывает на очевидные пробелы и проблемы в регулировании и экономике. Причины: недоста-

---

22. См.: От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. – Париж : МЭА, 2004.

ток измерительных приборов, недостаточный контроль над соответствием условиям контракта, чрезмерно высокая стоимость предварительной оценки зданий на соответствие техническим условиям при участии в обязательных обследованиях и оценке состояния общественных зданий, высокая стоимость участия в торгах. Энергосервисные компании могут играть ключевую роль в модернизации систем централизованного теплоснабжения, но они нуждаются в дальнейшей поддержке.

Государственные органы рассматривают развитие теплоэлектростанций как приоритет, это позитивный шаг. Он требует разработки конкретных и эффективных мер, которые необходимо сформулировать и начать внедрять. Следует отменить сохранившееся перекрестное субсидирование между теплоснабжением и электроснабжением, чтобы четко разделить затраты между теплом и электроэнергией. Государственные органы должны отдавать предпочтение отдельному производству тепла с высокой энергоэффективностью в зависимости от расхода первичного топлива, нужно предложить меры для поощрения промышленных когенерационных установок высокой эффективности. Модернизировать такие установки можно быстрее, если учесть экономический интерес и инвестиционные возможности компаний.

**Метод тарифообразования, уровни и периодичность, измерение.** Цены для конечных потребителей, основанные на установленных нормативах, должны быть постепенно, но обязательно упразднены и заменены на цены, основанные на измерении количества потребленного тепла. Международный опыт показывает, что такой подход лучшим образом продвигает энергоэффективность и снижение затрат, увеличивает прозрачность и дает возможность потребителям контролировать их потребление тепла. Правительство Российской Федерации считает приоритетом измерение расхода тепла в зданиях старой постройки, но необходимо обеспечить, чтобы эти измерения были широкомасштабными, без исключений для конечных потребителей. Необходимо вводить более оперативные значительные штрафы за неустановку измерительных приборов, за нефункционирующие общедомовые счетчики или нефункционирующие системы регулирования в индивидуальных тепловых пунктах. Также приоритетна установка счетчиков воды и тепла в квартирах. Требование к компаниям, предоставляющим тепло или коммунальные услуги, обязательно устанавливать измерительные приборы в зданиях должно быть ускорено за счет их обеспечения финансовой поддержкой с одной стороны, а с другой стороны, при невыполнении этого требования компании должны подвергаться штрафам и санкциям. В то же время собственники жилья или товарищества собственников жилья должны получить полномочия оплачивать установку счетчиков воды и тепла в квартирах. Для новых зданий она должна быть обязательной.

Успех реформ будет также зависеть от сокращения теплопотребления и затрат самими потребителями. По предварительным результатам мониторинга, последующий прирост энергоэффективности должен превзойти рост затрат на тепло. Кроме того, чтобы первоначальный рост цен был наименее болезненным, их расчет должен быть полностью прозрачным. Вся информация можно, к примеру, размещать на веб-сайте, что позволит публично контролировать утверждение тарифов, планы модернизации и инвестиций. Уязвимые категории потребителей должны пользоваться отдельной социальной поддержкой, что позволит им выделить больше средств для оплаты потребленного тепла<sup>23</sup>.

23. Как бороться с энергетической бедностью. Оценка совместных преимуществ малоимущих программ по энергоэффективности. – МЭА. – URL: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3991,en.html](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3991,en.html).

Включение показателя качества в конечный тариф позволит ограничивать отключения, поощрять оплату услуг и подтолкнуть генерирующие и распределительные компании к инвестициям. Введение системы реагирования на жалобы совместно со штрафами за несоблюдение стандартов качества услуг будет заставлять ЕТО привлекать инвестиции. Создание отдельной централизованной, автоматизированной и прозрачной системы расчета также поможет решить проблему неплатежей. Собственники жилья будут оплачивать услуги с использованием отдельных счетов, которые станет контролировать, например, региональная администрация, но не теплоснабжающая или управляющая компании. Доступ к этим денежным средствам будет жестко регулироваться и контролироваться, что позволит избежать нецелевого использования и гарантировать, что услуги теплоснабжающей компании полностью и своевременно оплачиваются. Правительство Российской Федерации должно извлечь уроки из реализуемых в настоящее время пилотных проектов в этой сфере и быстро распространить опыт на всю страну.

Необходимы дальнейшие политические меры для поддержки инвестиций в технологии со стороны потребителей и для роста информированности населения о преимуществах энергоэффективности. Эти инвестиции позволят перейти к потреблению, основанному на производстве тепла, отражающем затраты; к структуре тарифов и расчетам за тепло, обеспечивающим инициативы для экономии энергии. Такие меры позволят создать модель для либерализации сектора централизованного теплоснабжения в будущем для привлечения инвестиций. Во многих случаях модернизация сектора централизованного теплоснабжения едва ли сможет избежать первоначального роста затрат и тарифов; в конечном счете затраты на тепло должны сократиться в связи с более низким потреблением благодаря росту энергоэффективности в зданиях, расчетами оплаты на основе реального потребления, корректировкой температур и возможностью корректировки объемов потребления тепла.

Для регулирования тарифов и разработки методов их расчета необходимо быстро устранить систему тарифов «затраты плюс». Разработка метода альтернативной котельной представляет собой правильный подход. Метод RAB-регулирования может также использоваться в подходящих случаях. Производители тепла смогут применять тарифы, устанавливаемые на пятилетний срок с использованием метода RAB, и это привлечет инвестиции в модернизацию централизованной системы теплоснабжения. Тем не менее во многих случаях пятилетний срок недостаточен для окупаемости крупных инвестиций и для оптимизации соотношения затрат и тарифов, в чем заинтересованы инвесторы и потребители. Международный опыт показывает, что структура долгосрочных тарифов сроком не менее десяти лет позволит предоставить гарантии инвестору, снизить риски вложения капитала в централизованное теплоснабжение и сократить краткосрочную потребность в росте тарифов. Инвестор должен быть уверен, что гарантии будут предоставлены, и они заслуживают доверия. Тарифы не должны включать элементы перекрестного субсидирования ни в производстве, ни в потреблении тепла. Помимо этого, нужно разработать привлекательную схему ускорения амортизации и поощрения инвестиций в будущем. В конечном итоге закон о концессиях должен быть адаптирован к реалиям, т. е. включать гарантии для долгосрочных тарифов, что позволит инвестировать в централизованную систему теплоснабжения с использованием схемы концессии и метода RAB-регулирования.

Другой важный аспект, упущенный в предпринимаемых усилиях по модернизации, – потенциал использования муниципальных или промышленных отходов для



выработки энергии (одна из задач в рамках Энергетической стратегии России на период до 2030 г.). Необходима отдельная инициатива по использованию там, где это возможно, более дешевых возобновляемых источников – промышленных и муниципальных отходов, древесных пеллетов.

**Финансовая поддержка на федеральном и региональном уровне.** Принимая во внимание потребность в очень значительных инвестициях и сложную ситуацию во многих городах, необходима более серьезная финансовая поддержка на федеральном уровне. На сегодняшний день фонды для реализации энергоэффективных проектов используются по назначению, но маловероятно, что они смогут существенно повлиять на ситуацию. Теоретически система сформирована: 50 % субсидий поступает из федерального бюджета и распределяется Министерством энергетики Российской Федерации с условием, что региональные администрации выделяют для конкретного проекта такую же сумму. Начальная субсидия дополняется частными инвестициями. К данному моменту из федерального бюджета выделяется и распределяется по регионам только 5 млрд руб. в год до 2020 г. (около 115 млн евро), что ниже реальных потребностей в инвестициях для модернизации производственной и распределительной инфраструктуры. Следует учитывать и то, что не все фонды предназначены для модернизации инфраструктуры централизованной системы теплоснабжения. Помимо этого, существует потребность финансирования теплоснабжающих и сервисных компаний и товариществ собственников жилья (установка счетчиков). Оно может происходить, например, через специальные государственные фонды или государственные банки наряду с развитием системы банковских гарантий, позволяющей муниципалитетам получить доступ к кредитам, в особенности в менее развитых регионах.

Регионы играют ключевую роль в реализации энергоэффективной политики, разработке планов действий и программ. Эффективная реализация нового закона о теплоснабжении и закона о повышении энергоэффективности во многом зависит от действий на региональном уровне: принятия политических решений; изменений регулирования с особым упором на использование счетчиков, установление тарифов, поощряющих инвестиции, и разработку плана действий. На уровне регионов недостаточно разработаны показатели и не хватает опыта. Регионы должны сформировать соответствующие бюджеты и инвестиционные фонды для развития энергоэффективности централизованной системы теплоснабжения, которые должны финансироваться из региональных бюджетов и формироваться, например, за счет специальных налогов и сборов.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- *Рассматривать модернизацию системы централизованного теплоснабжения в качестве стратегического приоритета на государственном уровне. Использовать системный подход, включающий капитальную реконструкцию зданий, строительство новых домов с нулевым энергопотреблением (автономных), внедрение измерительных приборов, рост эффективности при генерации и распределении энергии, учет преимуществ использования автономных систем там, где централизованные системы слишком изношены, расположены далеко и/или могут быть выведены из эксплуатации.*

- Быстро разработать политическую и регулируемую основу, которые способствовали бы привлечению масштабных инвестиций, а именно:
  - обеспечить полную отмену метода формирования тарифов «затраты плюс» и заменить его методами тарифообразования и регулирования, стимулирующими инвестиции, в особенности методом альтернативной котельной;
  - гарантировать использование долгосрочных тарифов, устанавливаемых на более чем пятилетний срок, и предсказуемую регулируемую систему для инвесторов;
  - ликвидировать все перекрестные субсидии и внедрить эффективные механизмы, которые позволили бы решить проблему неплатежей;
  - создать условия для доступа «дешевого» капитала, а также развития энергосервисных компаний для привлечения инвестиций в производство, распределение и конечное потребление;
  - перейти на новую модель теплоснабжения, ведущая роль в которой отведена единой теплоснабжающей организации (ЕТО), чтобы привлечь инвестиции в инфраструктуру и усилить ответственность организации перед конечным потребителем.
- Ускорить внедрение приборов учета: автоматических счетчиков и регуляторов для зданий старой постройки и для квартир в новых домах.
- Развивать новейшие технологии и инновационные продукты, в особенности в области производства, передачи и учета/регулирования, и стать лидером в модернизации системы централизованной теплоснабжения среди стран бывшего СССР.

**ЧАСТЬ III**  
**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ**



## 12. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ВНЕДРЕНИЕ

### Основные данные (2012 г., оценочные)

**Затраты России на НИОКР:** 37 млрд долл. + 130 % с 2002 г.

**Доля в ВВП:** 1,4 %

**Доля частного сектора в суммарных затратах на НИОКР:** 33 %

**Доля малых и средних предприятий в суммарных затратах на НИОКР:** 2 %

**НИОКР на человека:** 260 долл.

**Инновационные продукты в суммарном объеме производства в России:** 12,4 %

**Суммарные внутренние затраты на обучение как доля ВВП:** 4,8 %

Источник: Минэнерго России; ОЭСР.

### ОБЩИЙ ОБЗОР

Правительство Российской Федерации признает, что страна отстает в развитии энергетических технологий и инноваций в сравнении с другими странами, и четко заявляет на самом высоком политическом уровне о намерении модернизировать экономику и энергетику и ускорить внедрение инноваций. Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 г., утвержденная в 2011 г., создает основу для ликвидации отставания в области инноваций во всех секторах. Для надзора над работой в этом направлении были созданы Совет при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России и Комиссия при президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России. В рамках конкретных задач по инновационному развитию энергетического сектора Россия нацелена расширить технологические возможности и сократить разрыв между наукой и энергетикой в таких областях, как увеличение нефтеотдачи пластов, разработка технологий добычи метана из угольных пластов и технологий «газ в жидкость», а также биоэнергетика.

Управление научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими разработками (НИОКР) в области энергетических технологий по природе сложное, что создает проблемы и приводит к отсрочкам во внедрении технологий. В особенности это связано с необходимостью эффективно координировать взаимодействие между властными структурами на федеральном уровне, региональными и местными администрациями и частным сектором. В целом в России подход к НИОКР организован сверху вниз, и малые и средние предприятия (МСП) недостаточно вовлечены в них. При этом государственные компании получают дополнительные преимущества в области НИОКР при недостаточном финансировании со своей стороны.

В России создана разветвленная инфраструктура поддержки инновационной деятельности: особые экономические зоны, наукограды, технопарки, бизнес-инкубаторы,

центры трансфера технологий и федеральные парки научного оборудования, институты и территориальные инновационные кластеры, в том числе инновационный центр «Сколково». В стране появилось 13 технологических платформ, связанных с энергетикой. Они ориентированы на формирование государственно-частного партнерства; рост коэффициента извлечения нефти; использование огромного биоэнергетического потенциала России; увеличение доли распределенной и атомной энергетики; внедрение интеллектуальных сетей и технологий для более чистого и эффективного производства тепловой энергии, а также другие вопросы. Несмотря на то что эти платформы только начинают развиваться, они могут создать основу и придать импульс НИОКР и передаче знаний в этих сферах, а также усилить координацию между федеральными и региональными органами власти, промышленностью и наукой. Правительство Российской Федерации и основные участники вовлечены в международную деятельность, в том числе взаимодействуют с Международным энергетическим агентством (МЭА). Для решения задач и принятия мер в данной области Россия увеличила затраты на НИОКР в энергетике более чем в два раза с 1998 г. По мнению Правительства Российской Федерации, эти тенденции сохранятся в будущем.

Во всех ключевых областях в развивающихся экономиках государств – членов Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) замедляются темпы развития экономики и технологический прогресс. На этом фоне России необходимо ускорить достижение поставленных целей в области НИОКР в энергетике. Для этого важно создать эффективную политическую, организационную и регулируемую основу, разработать конкурентоспособные инновационные технологии, ориентированные не только на нужды энергетического сектора страны, но и на мировые рынки. Правительству Российской Федерации следует рассматривать это направление как одно из приоритетных, оценивать достигнутый прогресс и устранять барьеры, что потребует времени.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОЛИТИКИ

---

### ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ В ОБЛАСТИ НИОКР

В 2009 г. президент России объявил модернизацию экономики страны и инновационное развитие национальным приоритетом. Неоднократные заявления на самом высоком уровне убедительно показывают: руководство страны признает, что Россия отстала в инновационном и технологическом развитии от своих партнеров по «Группе двадцати», БРИКС (Бразилия, Индия, Китай, ЮАР), мировых промышленных и коммерческих конкурентов.

Чтобы преодолеть инновационное и технологическое отставание, в декабре 2011 г. Правительство Российской Федерации одобрило Стратегию инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 г. Она включает дорожную карту, нацеленную на перевод российской экономики к 2020 г. на инновационный путь развития. В середине 2013 г. Министерство экономического развития Российской Федерации подготовило оценочный отчет, чтобы подвести достигнутые на данный момент итоги, оценить прогресс и обсудить нерешенные проблемы. В отчете отмечаются следующие достижения:

- создание современной системы институтов инновационного развития, в том числе венчурных инвестиционных институтов (на начальной стадии), венчурных



фондов с участием государства, ОАО «РОСНАНО» и государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)»;

- обеспечение финансовой поддержки лидирующих вузов и ускоренное наращивание их потенциала для формирования к 2018 г. ядра из не менее пяти вузов, конкурентоспособных на международном рынке образования, которые бы вошли в первую сотню университетов – мировых лидеров;
- расширение национального исследовательского центра «Курчатовский институт», подготовка к созданию сети национальных исследовательских центров в приоритетных областях развития науки и технологий в России;
- создание инфраструктуры поддержки инновационной деятельности, в том числе придание статуса особых экономических зон со значительными привилегиями инновационным компаниям, технопаркам, бизнес-инкубаторам и университетам, центрам трансфера технологий и обмена опытом использования передовых технологий;
- проведение конкурентных процедур для формирования и развития инновационных кластеров;
- создание на базе инновационного центра «Сколково» вблизи Москвы новых для России «территорий для инноваций», которые пользовались бы законодательными привилегиями, уменьшающими для компаний-резидентов административные барьеры и налоговую нагрузку;
- разработка инновационных программ развития в крупнейших государственных энергетических компаниях России;
- поддержка развития и расширения сотрудничества между бизнесом, наукой и образованием, включая создание технологических платформ;
- совершенствование законодательной и налоговой основы для инновационной деятельности.

В отчете также подчеркиваются многочисленные проблемы, стоящие перед страной в переходе к инновационно ориентированной экономике. Российские эксперты полагают, что необходимо улучшить предпринимательский климат и снизить бюрократические барьеры в области НИОКР и коммерциализации инноваций. Основные вызовы, изложенные в отчете по результатам исследования:

- низкая компетентность научных сотрудников в области инноваций;
- низкое качество некоторых проектов, объявленных инновационными, с точки зрения развития технологий и маркетинга;
- низкий спрос реального сектора экономики и системы государственных закупок на инновации;
- неэффективная система освобождения от налогов и штрафов для НИОКР;
- пробел в законодательной базе, касающийся защиты интеллектуальной собственности.

Политика России в области НИОКР в энергетике непосредственно основана на трех стратегических документах национального уровня:

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. (принятая в ноябре 2009 г.; в настоящее время разрабатывается стратегия до 2035 г., которая предположительно будет принята в 2014 г.);
- государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» (апрель 2013 г.);
- указ президента Российской Федерации № 899 от 7 июля 2011 г. «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации».
- Государство содействует исследованиям и инновациям в области энергетики в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 гг.».

Основная задача программы – снизить зависимость России от импортного оборудования и технологий, сократить разрыв между наукой и энергетикой и решить проблемы энергетического сектора страны по обеспечению ее энергобезопасности. К числу приоритетных сфер относятся: добыча нефти и газа, производство метана угольных пластов и безопасность угольных шахт, развитие и коммерциализация технологий «газ в жидкость», обширных источников возобновляемой энергии, снижение энергопотребления и выбросов парниковых газов за счет повышения энергоэффективности.

Министерство энергетики Российской Федерации и Министерство образования и науки Российской Федерации разработали пятилетние федеральные целевые программы («Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития науки и техники» на 2002–2006 гг., продолжение той же программы на 2007–2012 гг. и «Национальная технологическая база» на период 2007–2011 гг.) для реализации действующих и сформированных ранее энергетических стратегий. Тем не менее в 1990-х и 2000-х гг. эти программы были слишком вертикально интегрированными и формализованными. В них не разработали базовых условий, которые позволили бы дать старт энергичной и эффективной работе в области НИОКР в России после экономического спада в годы перестройки и финансового кризиса 1990-х гг., следствием которых стал большой износ оборудования, безработица, а также более высокая заработная плата в других секторах. Это заставило многих научных сотрудников уйти из сферы науки и технологий либо вообще уехать из России в страны, где их работу оценили, например в Германию, США и Канаду. Директивная природа российской системы регулирования, идущая от советского прошлого, не создавала инициатив и дополнительных возможностей для инноваций в промышленности, где в значительной степени преобладали монополии и крупные государственные предприятия

Указ президента России от 7 июля 2011 г. определяет базовые принципы развития и реализации научно-технологической и инновационной политики в таких областях, как энергоэффективность и энергосбережение, изменение климата, адаптация к нему ускорения экономического роста, усиление национальной экологической политики и энергобезопасности России. В документе обозначены приоритетные сферы в области науки, технологий и инжиниринга по четырем категориям: энергоэффективность, энергосбережение и атомная энергетика; технологии на базе новых и возобновляемых источников энергии, включая гидроэнергетику; энергосберегающие технологии на транспорте, распределение и потребление тепловой и электри-

ческой энергии; технологии для энергоэффективного производства и преобразования органического топлива.

#### **Вставка 12.1** Наилучший опыт стран–членов ОЭСР в развитии НИОКР

Опыт ОЭСР показал, что крупные государственные компании обычно не самые предприимчивые. Они в большей степени адаптированы к копированию и масштабному производству, а реальными инновациями и развитием технологий обычно занимаются малые и средние компании.

В отчете за 2006 г. на базе доступной информации представлены оценки ОЭСР, сделан вывод, что российские компании, действующие в более конкурентной среде, тратили существенно больше средств на НИОКР, чем компании-монополисты, которые минимально использовали инновации. Доступные данные о развитии энергосектора России в 2013 г. в некоторой степени подтвердили эти выводы. Предварительный анализ говорит о росте затрат на НИОКР в крупных государственных компаниях и в частном секторе. Тем не менее, в российской энергетике продолжают преобладать крупные госкомпании и монополии, что остается препятствием для создания эффективной системы НИОКР в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

В последнее время ОЭСР проанализировала наилучшую практику 34 стран-членов и пришла к выводу, что основные ограничения роста эффективности НИОКР в области инноваций – барьеры для конкуренции и предпринимательства, высокая коррупция и слабая законодательная поддержка (включая законодательство об интеллектуальной собственности). Очевидно, нужно создавать прочные базовые условия для развертывания работы в области НИОКР. Большинство инициатив в сфере инноваций доказывают: если нет таких условий – работа будет неэффективна. С этой точки зрения конкуренция – основной двигатель инноваций и роста производительности. По мнению ОЭСР, улучшение климата для бизнеса и особое внимание к стимулированию конкуренции – определяющие шаги к инновационному развитию России.

Источник: Обзоры инновационной политики ОЭСР: Российская Федерация. – Париж : ОЭСР, 2011; И. Голдберг, доклад «Конкурентоспособность предприятий и оценка инвестиционного климата Российской Федерации», подготовлен Всемирным банком и Высшей школой экономики, Москва, 2006 г. Представлен 12–14 июня на 10-м ежегодном Петербургском международном экономическом форуме.

Разработанная Минэнерго России и одобренная 3 апреля 2013 г. государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики»<sup>1</sup> предусматривает поддержку инновационного развития энергетического сектора. Предложенные механизмы включают поддержку государственных компаний в реализации программ инновационного развития, совершенствовании стратегических исследований, создании и внедрении наноматериалов и нанотехнологий и формировании корпоративных венчурных фондов для развития инновационной инфраструктуры в энергетике.

## ФИНАНСИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА

За период с 1998 по 2008 гг. валовые внутренние расходы России на НИОКР почти удвоились (в постоянных ценах), что позволило ей войти в число ведущих стран с

1. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», [www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf](http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/afc/afc90b96ec0fef29f2ededabb6a4a131.pdf).

точки зрения роста затрат на НИОКР. Рост, впечатляющий на первый взгляд, отражает в большей степени последствия экономического и финансового кризиса 1990-х гг. и его влияние на бюджет НИОКР. В 1990 г. затраты в России на НИОКР составляли более 2 % валового внутреннего продукта (ВВП), а в 2013 г., по некоторым оценкам, – лишь 1,5 % ВВП (38,5 млрд долларов США) по сравнению с 1,4 % в 2012 г. Стратегия инновационного развития ставит целью рост затрат на НИОКР до 2,5–3 % ВВП к 2020 г. Это обеспечит большее соответствие между затратами в России на эти цели и средними затратами стран ОЭСР (на уровне 2,2 %).

Около трех четвертей затрат России на НИОКР – это государственное финансирование через государственные институты, главным образом из средств федерального бюджета. По оценкам российских источников, доля затрат на НИОКР за счет корпоративного финансирования составляет около 20 % общей суммы затрат на эти цели<sup>2</sup>.

В среднем российские компании инвестировали в НИОКР 0,2 % годового дохода; для сравнения, в большинстве иностранных компаний – 2–3 %. Ведущие российские энергетические компании тратят на НИОКР минимальную долю своих суммарных доходов. В таблице 12.1 показан относительно низкий уровень расходов на НИОКР ключевых российских энергетических компаний с момента принятия Стратегии инновационного развития Российской Федерации. Первый ее этап (2011–2013 гг.) считает приоритетом прямое административное стимулирование крупных компаний в государственном секторе и естественных монополий к разработке и реализации инновационных программ<sup>3</sup>. В апреле 2013 г. 60 самых крупных российских государственных компаний приступили к реализации своих программ по инновационному развитию сроком на пять – семь лет. На эти компании приходится 25 % ВВП страны и одна треть суммарного промышленного производства. Они получили указания от государства увеличить затраты на НИОКР в последующие пять лет до уровня затрат, характерных для самых крупных иностранных компаний.

**Таблица 12.1** Затраты на НИОКР ключевых энергетических компаний России

Наименование организации	2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	млрд руб.	% от доходов	млрд руб.	% от доходов	млрд руб.	% от доходов
ОАО «Газпром»	7	0,19	7,9	0,16	7,7	0,15
ОАО «Лукойл»	0,12	0,11	0,14	0,1	0,16	0,11
ОАО «НК «Роснефть»	3	0,16	8,6	0,32	9,9	0,32
ОАО «Интер РАО»	–	–	2	1,4	–	–
ОАО «СУЭК»	–	–	–	–	–	–

Источник: расчеты произведены на основе данных годовых отчетов компаний ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Интер РАО», ОАО «СУЭК». Прочерк в графе означает, что данных нет.

Министерство экономического развития Российской Федерации рекомендовало сосредоточить внимание в программах по инновационному развитию на производстве, энергоэффективности, экологической безопасности и качестве продукции.

2. Отчет о реализации Стратегии инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 г. – Выпуск 1. Россия: Внимание на инновации, [www.rusventure.ru/ru/programm/analytics/docs/Report\\_2\\_EN.pdf](http://www.rusventure.ru/ru/programm/analytics/docs/Report_2_EN.pdf).

3. Там же.

Ожидается, что 60 крупных государственных компаний совместно инвестируют в эти цели 6 трлн руб. в период с 2011 по 2015 гг. Затраты на НИОКР в 2011 г. уже возросли почти на 60 % в сравнении с 2010 г. (со 137 до 214 млрд руб.). Во многих случаях крупные государственные компании вовлекают в работу исследовательские институты и участвуют в развитии технологических платформ. Это характерно для наиболее крупных российских компаний, в том числе ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Интер РАО».

Все крупные госкомпании, реализующие программы инновационного развития, обязаны представлять в Правительство Российской Федерации ежегодный отчет с оценкой результатов на основе количественных показателей. В отчете Газпрома о результате, достигнутом в реализации Инновационной программы развития за 2012 г., сделано заключение, что ожидаемая эффективность инновационных технологий, разработанных компанией в 2012 г., позволяет получить два рубля на каждый рубль вложенных средств. В программе представлены ключевые показатели эффективности деятельности, на основе которых сделаны оценки. К примеру, такие показатели – проектируемые операционные затраты (снизились на 1,28 % в 2012 г. благодаря применению инновационных технологий), энергопотребление на конкретные процессы (снизилось на 4,85 %) и выбросы парниковых газов (снизились на 4,1 %) <sup>4</sup>. Такой вид отчетности и оценки – позитивный шаг к повышению прозрачности и успеху, а также извлечение уроков из неудач. Тем не менее затраты Газпрома на НИОКР со временем сокращаются, а также не соответствуют коэффициенту отношения затрат к доходам в 2,5–3 % – уровню, который правительство назвало целью для крупнейших российских компаний, соответствующему затратам на НИОКР крупнейших иностранных компаний.

## ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

### Учреждения федерального уровня

Организационную основу для управления НИОКР в России формируют учреждения и консультативные органы с разнообразными полномочиями в области политических решений и финансирования.

Министерство образования и науки Российской Федерации обеспечивает реализацию государственной политики в сфере научной и научно-технической деятельности. Университеты страны подведомственны министерству, оно утверждает их программы развития в области научных исследований. Министерство энергетики Российской Федерации определяет приоритеты НИОКР в области энергетики. В 2013 г. Минэнерго России создало Консультативный совет по развитию инноваций в нефтегазовом секторе. Совет действует как платформа для подготовки предложений по приоритетным направлениям научно-технического развития российского нефтегазового сектора, разработки дорожных карт и совершенствования регулирующей и законодательной основы. Платформа объединяет российские и международные нефтегазовые компании, экспертов и учебные институты. Совет поддерживает их при реализации Стратегии инновационного развития России до 2020 г., в частности направлений, связанных с увеличением коэффициента извлечения нефти до 47 %, наращиванием ресурсной базы углеводородов в России на 39 млрд т и ростом доли добычи нефти на шельфе до 5 % ее суммарной добычи в России.

4. ОАО «Газпром», [www.gazprom.ru](http://www.gazprom.ru).

Совет при президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России был создан указом президента № 878 в июне 2012 г. Он стал правопреемником Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики России. Совет действует как консультативный орган при президенте. Он разрабатывает предложения по приоритетным направлениям модернизации экономики и инновационного развития России, включая государственное регулирование и меры поддержки. Совет создает базовые документы для обсуждения на всех уровнях управления (федеральном, региональном, местном), а также на уровне общественных, научных и других организаций. Совет координирует работу экспертного сообщества в этой сфере. Он также управляет реализацией проектов в территориальных кластерах – от исследований и развития до коммерциализации результатов.

Комиссия при президенте Российской Федерации по стратегическому развитию ТЭК и экологической безопасности создана для координации работы федеральных, региональных и местных органов власти и промышленности. Ее сфера – реализация приоритетов государственной энергетической политики и разработка мер ее внедрения с учетом требований промышленной и энергетической безопасности, рационального использования и эффективного воспроизводства минерально-сырьевой базы страны. С этой целью комиссия развивает основные направления совершенствования технической и законодательной регулирующей системы, координирует и контролирует ее эффективное внедрение.

В сентябре 2013 г. вступил в силу Федеральный закон Российской Федерации «О Российской академии наук, реорганизации государственных академий и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». В рамках реформы в октябре 2013 г. создано Федеральное агентство научных организаций (ФАНО). ФАНО контролирует работу институтов и обширную материальную базу в собственности РАН.

В декабре 2013 г. Правительство Российской Федерации создало региональный общественный Фонд содействия отечественной науке для финансовой и организационной поддержки исследований, преподавателей и ведущих исследовательских коллективов.

Консультативный совет по развитию инноваций в нефтегазовом секторе в 2013 г. провел несколько заседаний. Он стал полезным инструментом правительства для консультаций с бизнесом – российскими и иностранными инвесторами.

### **Институты развития**

В России сформирована система институтов развития для поддержки инноваций и внедрения новейших технологий. Основная цель этих институтов – решать проблемы, связанные с рыночным регулированием, и стимулировать частные инвестиции в приоритетные отрасли российской экономики. Институты стремятся создать благоприятные условия для развития инфраструктуры и обеспечить компаниям, действующим в приоритетных секторах экономики, доступ к финансированию и информационным ресурсам. Данная система включает венчурные инвестиционные институты, венчурные фонды с участием государства, корпорацию «РОСНАНО» и государственную корпорацию «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)». К 2013 г. в России функционировал целый ряд институтов развития, в том числе:

- Инвестиционный фонд Российской Федерации;



- государственная корпорация «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк);
- открытое акционерное общество (ОАО) «Российская венчурная компания»;
- ОАО «Агентство по ипотечному жилищному кредитованию»;
- Российская корпорация нанотехнологий («РОСНАНО»);
- ГК «Фонд содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства»;
- ОАО «Российский сельскохозяйственный банк»;
- ОАО «Росагролизинг»;
- ОАО «Российский инвестиционный фонд информационно-коммуникационных технологий»;
- НКО «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере».

### **Технологические платформы и инновационные территориальные кластеры**

Технологические платформы и инновационные территориальные кластеры – относительно новые инструменты управления инновационной политикой в России, направленные на объединение усилий крупных участников инновационной системы. Российские технологические платформы – частно-государственные партнерства в области научно-технического и промышленного развития. Они обеспечивают разработку и реализацию долгосрочных приоритетов в определенных секторах экономики. Участники технологических платформ (включая членов научного и бизнес-сообщества и потребителей) разделяют общее долгосрочное видение развития всей отрасли или ее отдельных секторов. В рамках платформы они объединяют усилия и направляют их на реализацию наиболее перспективных (с точки зрения потенциального спроса) инновационных проектов. В августе 2010 г. решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям (Протокол № 4) было создано 27 технологических платформ. Эта же комиссия в августе 2012 г. инициировала создание 25 территориальных инновационных кластеров (поручение от 28 августа 2012 г. № ДМ-П8-5060). Кластеры играют такую же роль, что и платформы, но объединяют участников в регионах.

Инструменты, адаптированные к российскому контексту, основаны на наиболее успешной иностранной практике. В качестве базовой послужила модель технологических платформ ЕС. При этом она предусматривает подход снизу вверх с точки зрения приоритетов и регулирования, работой европейской модели руководит бизнес. Российские же технологические платформы следуют подходу сверху вниз, их работой управляет государство. Основные участники платформ – университеты и государственные научно-исследовательские институты, ориентированные на реализацию проектов в области НИОКР и нуждающиеся в финансировании. Крупные государственные компании менее активны, что объясняется недостатком финансовых инициатив. Правительство Российской Федерации также инициировало появление 25 инновационных территориальных кластеров. Они создавались на конкурентной основе, тем не менее зачастую их члены не имеют нужной подготовки, имеют лишь желание создать кластер в том или ином регионе. В результате платформам и кластерам часто не удается дополнять друг друга и координировать работу.

Технологические платформы занимаются научными исследованиями в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России» на 2014–2020 гг. Исследования финансируются из Российского фонда технологического развития и из президентских грантов для молодых ученых. Несмотря на то что эти платформы лишь начинают развиваться, они обеспечивают необходимую структуру и придают импульс для более быстрого развертывания НИОКР и внедрения новых технологий в приоритетных сферах.

Из 32 технологических платформ, созданных на сегодняшний день, 13 связаны с энергетикой:

- Глубокая переработка углеводородных ресурсов:  
*Координатор:* ОАО «ВНИПИНефть»; Количество участников – 100.  
*Цель.* Участники платформы намерены улучшить внешние условия для инноваций в этой области за счет координации усилий компаний в сфере НИОКР, снижения затрат и расширения возможностей работы над новыми и инновационными технологиями. Участники предоставляют государственным органам долгосрочный прогноз по НИОКР и координируют государственное финансирование отобранных проектов в данной сфере. Они также нацелены расширять обучение и создавать международные союзы с ведущими мировыми компаниями, которые занимаются глубокой переработкой углеводородов.
- Технологии добычи и использования углеводородов:  
*Координатор:* Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Количество участников – 62.  
*Цель.* Участники платформы работают над созданием дорожной карты и НИОКР, чтобы создать условия для технологической модернизации нефтехимии и переработки нефти и газа в России. Работа платформы должна увеличить конкурентоспособность отрасли за счет поддержки передовых технологий с помощью создания инфраструктуры и механизмов сотрудничества науки и частных компаний. Участники платформы также ищут варианты финансирования пилотных проектов в рамках государственно-частного партнерства и создания активно действующего сектора исследований в области добычи и использования углеводородов, включая проведение образовательных программ для экспертов.
- Малая распределенная энергетика:  
*Координатор:* ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»); Количество участников – 200.  
*Цель.* Платформа поддерживает и ускоряет инновации. Ее задача – включить малых местных поставщиков энергии, удовлетворяющих спрос особых потребителей на ограниченных территориях, в единую централизованную энергосистему России, чтобы увеличить энергобезопасность страны. Участники платформы проводят НИОКР в области создания новых технологий в распределенной электроэнергетике, чтобы ускоренно внедрять установки малой мощности. Они предназначены для местного населения, не подсоединенного к централизованной системе, и для потребителей, предпочитающих не участвовать в российском оптовом рынке электроэнергии.
- Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности:  
*Координатор:* ОАО «Всероссийский теплотехнический институт» (ОАО «ВТИ»); Количество участников – 19.

*Цель.* Платформа поддерживает реализацию научно-технологических задач, поставленных в Энергетической стратегии России на период до 2020 г. Она внедряет инновационные высокоэффективные и экологически чистые технологии производства электрической и тепловой энергии и модернизирует существующие технологии для достижения мировых стандартов. В рамках платформы организована подготовка специалистов для повышения их уровня. ОАО «ВТИ» разрабатывает дорожную карту технологий и координирует работу с МЭА, которое опубликовало в 2012 г. дорожную карту высокой эффективности и низких выбросов.

- **Интеллектуальная энергетическая система России:**  
*Координатор:* ФГБУ «Российское энергетическое агентство» (ФГБУ «РЭА»); Количество участников – 165.  
*Цель.* Платформа поддерживает инновационное развитие и модернизацию энергетического сектора России. В рамках платформы изучается наилучшая международная практика, инструменты и механизмы внедрения интеллектуальных сетей и экологически чистых и безопасных энергетических систем в России. Участники платформы сотрудничают с МЭА. В 2012 г. ФГБУ «РЭА» присоединилось к рабочему соглашению МЭА в этой сфере, обеспечив взаимодействие участников с экспертами из других стран и облегчив доступ к лучшей мировой практике. Участники платформы также взаимодействуют с правительствами стран – членов МЭА на двусторонней основе.
- **Перспективные технологии возобновляемой энергетики:**  
*Координатор:* ОАО «РусГидро»; Количество участников – 62.  
*Цель.* Платформа поддерживает и координирует НИОКР и инновации в области создания ключевых технологий возобновляемой энергетики, стимулирует государственные и частные инвестиции и доводит пилотные проекты до реализации. Участники платформы работают над созданием регулирующей основы, чтобы довести долю возобновляемых источников к 2020 г. до 4,5 % суммарного производства электроэнергии в стране (задача, поставленная Правительством Российской Федерации). Участники платформы постоянно учатся, чтобы повысить свою квалификацию и компетентность.
- **Твердые полезные ископаемые:**  
*Координатор:* ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания» (ОАО «СУЭК»);  
*Цель.* Платформа координирует усилия по модернизации сектора путем более эффективных и скоординированных НИОКР, касающихся энергоэффективных и энергосберегающих технологий – от начала исследований до коммерциализации. Платформа добивается более эффективного и действенного увеличения добычи твердых полезных ископаемых в России; роста производительности труда и конкурентоспособности отрасли на экспортных рынках.
- **Биоэнергетика:**  
*Координатор:* Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»; Количество участников – 44.  
*Цель.* Участники разрабатывают технологическую дорожную карту, которая могла бы вывести на мировые экспортные рынки национальную биоэнергетику, а также внедрить ее в иные секторы российской экономики. Участники платформы работают над стратегией и программами в области НИОКР, объединяющими все звенья цепочки – от научных исследований до реализации пилот-

ных проектов, коммерциализации и внедрения конкурентоспособных технологий. Они также разрабатывают механизмы привлечения внутренних и международных инвестиций, а также поддержки со стороны государства и частного сектора. Участники платформы осуществляют деятельность по повышению уровня подготовки специалистов в данной сфере путем организации научных форумов при участии представителей вузов и бизнес-сообщества. Участники платформы тесно сотрудничают с региональными властями, принимая во внимание важность развития биоэнергетики на местном уровне для создания рабочих мест и использования сельскохозяйственных отходов. Участники платформы присоединились к Рабочему соглашению МЭА по биоэнергетике, что облегчило российским экспертам доступ к международной экспертной сети для сотрудничества в области разработки передовых технологий и использования лучшей нормативно-правовой базы. Они тесно сотрудничают с МЭА, разрабатывая инструкции реализации национальной дорожной карты.

В дополнение к ним существует несколько специализированных платформ, связанных с энергетикой:

- БиoТех2030 (координаторы: ОАО «РТ-Биотехпром», Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова). Области деятельности: биоэнергетика, биотопливо.
- Замкнутый ядерный топливный цикл с реакторами на быстрых нейтронах (координатор: Росатом). Область деятельности: атомные электростанции.
- Управляемый термоядерный синтез (координаторы: Росатом, Троицкий институт инновационных и термоядерных исследований). Область деятельности: термоядерный синтез.
- Технологии экологического развития (координаторы: российские неправительственные организации – члены Российского географического общества). Области деятельности: экологическая эффективность и энергосберегающие технологии.
- Освоение океана (координаторы: концерн «Моринформсистема-Агат», ОАО «Объединенная судостроительная корпорация», концерн «Морское подводное оружие – Гидроприбор»). Область деятельности: более эффективное использование ресурсов океана, в том числе энергетических.

### **Инновационный центр «Сколково»**

В 2010 г. началось строительство инновационного центра «Сколково» – российской версии Силиконовой долины в США – как главного двигателя модернизации экономики страны. Цель – ее диверсификация и уход от чрезмерной роли нефтегазовой отрасли. Решение о создании центра принял Д. А. Медведев, в то время президент страны. В 2013 г. центр столкнулся с проблемами, связанными с обвинениями в коррупции и сменой руководства центра. К моменту публикации данного обзора администрация президента подтвердила, что собирается и дальше развивать «Сколково». Центр привлек многие крупные международные высокотехнологичные компании, в том числе Cisco Systems, Nokia, Samsung, Schlumberger и Siemens. Участники пользуются ставкой налога на прибыль 0 % на первый миллиард рублей доходов, освобождаются от уплаты НДС, налога на корпоративную собственность и земельного налога. Ставка налогообложения доходов для основных российских работников – 13 %.

В основе проекта «Сколково» – создание пяти инновационных кластеров для продвижения НИОКР и развертывания информационных, ядерных и космических технологий, биомедицины и энергоэффективности. В последнем кластере создаются инновационные и передовые технологии, чтобы снизить потребление энергии в промышленности, коммунально-бытовом секторе, муниципальной сфере. Основная задача ядерного кластера – поддерживать неэнергетическое развитие и передавать технологии в другие сектора промышленности. Фонд «Сколково» обеспечивает грантами инновационные стартапы компаний на конкурентной основе. Победителей НИОКР и инновационных тендеров отбирают эксперты, в том числе международные. При этом основной критерий – перспектива развертывания и коммерциализации технологий в рамках бизнес-плана проекта. Фонд поддерживает проекты в коммерциализации технологий с помощью налаживания связей и консультаций по маркетингу.

Регулярные аудиты удостоверяют, что проекты реализуются по предусмотренным этапам и заявленным бизнес-планам. В 2010 г. были предоставлены первые три гранта, к концу 2012 г. были распределены 167 грантов на сумму 8,4 млрд руб., обеспечено софинансирование еще на 5,7 млрд. На проекты в области энергоэффективности пришлось 22 % суммарных средств грантов. К публикации данного обзора еще слишком рано оценивать эффективность использования грантов. Тем не менее предоставление грантов фондом «Сколково» предусматривает регулярные проверки и аудиты<sup>5</sup>.

### **Университеты и исследовательские институты**

В 2012 г. в России насчитывалось более 1,1 тыс. высших учебных заведений. Тем не менее по данным ежегодного обзора, выпущенного в октябре 2013 г., ни один из них не вошел в число 200 лучших университетов мира. Президент России В. В. Путин в 2012 г. объявил о крупной реорганизации российских вузов, в том числе о закрытии 20 % наименее эффективных из них. Федеральный закон от 02.08.2009 г. № 217-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам создания бюджетными научными и образовательными учреждениями хозяйственных обществ в целях практического применения (внедрения) результатов интеллектуальной деятельности» должен стимулировать коммерциализацию фундаментальной науки и вузовских исследований путем создания партнерств с промышленностью и частным сектором. До 2009 г. у российских вузов не было эффективных законодательных инструментов для передачи технологий исследований в бизнес, они не получали от этого финансовой отдачи. Вопросы интеллектуальной собственности в области исследований также не были решены. В результате исторически сложилась низкая доля патентов, зарегистрированных вузами (менее 8 % общего количества в 2008 г.). Кроме того, было принято постановление Правительства Российской Федерации от 09.04.2010 г. № 218 «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских высших учебных заведений и организаций, реализующих комплексные проекты по созданию высокотехнологичного производства». Оно создает основу для получения грантов на обозначенные цели. По результатам принятых мер доля вузовских патентов в 2012 г. возросла на 20 %. Очевидно растет сотрудничество между вузами и крупными государственными компаниями.

---

5. Сообщество «Сколково», [www.community.sk.ru](http://www.community.sk.ru).

Вузы крайне важны в непрерывном повышении квалификации и навыков людей. Если России удастся достигнуть заявленной амбициозной цели по производству 4,5 % электроэнергии с использованием возобновляемых источников к 2020 г. и снизить энергоемкость за счет роста энергоэффективности в зданиях и в промышленности, потребуются специалисты в области ветровой, солнечной энергетики, биоэнергетики, ограждающих конструкций, энергетического менеджмента и технологий малых ГЭС. И они потребуются намного быстрее, чем сейчас полагают российские эксперты. Если Россия хочет достигнуть этих и других целей в области инноваций в энергосекторе и в целом в экономике, то нужно менять систему высшего образования и повышать осведомленность общества.

В 2012 г. в вузах ввели образовательные программы в рамках реализации Стратегии инновационного развития. Пример – президентская программа повышения квалификации инженерных кадров в 2012–2014 гг. В ее рамках на конкурентной основе отобрали 164 обучающие программы в 51 институте повышения квалификации, ориентированные на улучшение компетентности инженеров. Система непрерывной подготовки развивается в России как часть программ ведущих вузов. Она относится к Федеральной целевой программе развития образования на 2011–2015 гг.<sup>6</sup>

---

## МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

---

### Многостороннее взаимодействие

Россия – член нескольких международных партнерств и форумов, ориентированных на эффективное и экологически безопасное производство и использование энергии, а также на защиту окружающей среды:

- Международный форум по улавливанию и хранению углерода (CSLF);
- Партнерство по научным системным исследованиям Земли (ESSP);
- Глобальное партнерство по биоэнергетике (GBEP);
- Глобальная инициатива по метану (GMI);
- Международный совет по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE);
- Международное партнерство по водородной экономике (IPHE);
- Международное партнерство по торговле некондиционными запасами метана – партнерство «Метан на рынки» (M2M);
- инициатива 3R (сокращение, повторное использование, возвращение в оборот).

Министерство образования и науки Российской Федерации представляет Россию в международных партнерствах и инициативах. Российские ученые из различных государственных институтов совместно работают в области НИОКР с иностранными коллегами в рамках международного партнерства и многосторонних международных инициатив, двустороннего сотрудничества в рамках действующих межправительственных соглашений и сотрудничества с международными организациями.

---

6. Отчет о реализации Стратегии инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 г. – Выпуск I. Россия: Внимание на инновации, [www.rusventure.ru/ru/programm/analytics/docs/Report\\_2\\_EN.pdf](http://www.rusventure.ru/ru/programm/analytics/docs/Report_2_EN.pdf).



Россия может извлечь все преимущества из членства в международных партнерствах, более активно и регулярно участвуя во встречах, координации действий, а также за счет вовлечения в международные программы в области энергетики.

Также развивается диалог между Россией и Ассоциацией государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН) в области использования возобновляемых источников в рамках Финансового фонда. Кроме того, Россия могла рассматривать возможность стать наблюдателем или членом Международного энергетического агентства по возобновляемой энергии (IRENA). Это принесло бы пользу стране, так как она начала развивать свой потенциал в области возобновляемой энергетики. В рамках Глобального экологического фонда (GEF) и программы Всемирного банка проводится подготовка к развитию возобновляемых источников энергии в России. Закончена подготовительная фаза проекта Европейской экономической комиссии ООН (ЕЭКООН) «Развитие возобновляемых источников энергии в России и странах СНГ», сейчас реализуется следующая фаза. Россия также участвует в проекте ИТЭР по созданию международного экспериментального термоядерного реактора.

Министерство энергетики Российской Федерации и МЭА подписали в 1994 г. меморандум о взаимопонимании. Вопросы, связанные с развитием энергетических технологий, – часть сотрудничества двух сторон. В 2008 г. МЭА подписало меморандум о взаимопонимании о сотрудничестве в области энергетических технологий с Федеральным агентством по науке и инновациям. После реорганизации Правительства Российской Федерации в 2010 г. Министерство образования и науки Российской Федерации взяло на себя функции Федерального агентства по науке и инновациям.

Россия (в лице Министерства образования и науки Российской Федерации и ИнтерРАО) регулярно участвует в заседаниях Комитета по энергетическим исследованиям и технологиям МЭА как наблюдатель. До 2013 г. Россия присоединилась к девяти из сорока рабочих соглашений МЭА или международных групп по технологиям, объединяющих ученых и экспертов стран – членов МЭА, стран-партнеров и представителей частного сектора, чтобы снизить дублирование и затраты на НИОКР в области создания энергетических технологий и ускорить внедрение новых технологий<sup>7</sup>. В последние годы с переносом приоритетов на модернизацию и инновацию Россия больше интересуется рабочими соглашениями, связанными с энергоэффективностью и возобновляемыми источниками. Она присоединилась к тем, которые ориентированы на моделирование (2010), эффективную промышленность (2010) и развитие интеллектуальных сетей (2012). МЭА по-прежнему считает, что России необходимо полнее использовать международный опыт, присоединившись к большему числу рабочих соглашений МЭА, особенно в сфере энергоэффективности и возобновляемых источников. Международная сеть экспертов в развитии ключевых энергетических технологий сможет поддержать работу технологических платформ в России в сфере энергетики и региональных кластеров.

Россия и Технологическая платформа по низкоуглеродной энергетике МЭА проводят совместные мероприятия. В 2010 г. Россия стала сопредседателем крупной конференции данной Технологической платформы, организованной в Москве. Конференция объединила экспертов и ученых из России и участников исполнительных соглашений МЭА в области чистых угольных технологий, эффективных технологий сжигания угля, улавливания и хранения углекислого газа, технологий использования возобновляемых источников энергии, оптимизации поставок электро-

7. Для более полной информации загляните на сайт IEA: [www.iea.org/techno/index.asp](http://www.iea.org/techno/index.asp).

энергии, применения новых технологий и видов топлива на транспорте, водородных технологий и анализа и прогноза развития энергетики. В 2012 г. в сотрудничестве с российской Технологической платформой по биоэнергетике участники Технологической платформы по биоэнергетике МЭА обсудили разработку инструкций в области биоэнергетики и руководства по созданию национальной дорожной карты.

### **Двустороннее взаимодействие**

Россия участвует в международном сотрудничестве на уровне рамочных программ Европейской комиссии, при этом 17 % участников сотрудничества в области энергетики представляют Россию. Тем не менее технологический центр Россия – ЕС остановил свою деятельность. Он был создан для сотрудничества между энергетическими компаниями России и ЕС в продвижении НИОКР в сфере передовых энергетических технологий и содействия в привлечении инвестиций для финансирования приоритетных проектов в энергетическом секторе России. Центр появился в 2002 г. в рамках энергетического диалога Россия – ЕС. Он работал в области энергобезопасности и надежности через синхронизацию стандартов и норм, а также совершенствование практики обслуживания.

В 2000-х гг. Россия развивала двустороннее сотрудничество со странами – лидерами создания энергетических технологий, в частности с Германией (РУДЕА) и Францией (Российско-французский центр по энергоэффективности). Однако по различным причинам это пока не привело к реализации потенциала в полной мере в части привлечения инвестиций и обмена лучшей практикой.

Вне пределов Европы заслуживает внимание опыт Индии (атомная энергетика, углеводороды и электроэнергетика).

## **ОЦЕНКА**

---

За последние годы Россия усилила работу в области НИОКР в сфере энергетики. Государство заслуживает похвалы за регулярное увеличение финансирования НИОКР в энергетике, в том числе путем создания государственно-частных партнерств, технологических платформ и инновационных территориальных кластеров, венчурных фондов, бизнес-инкубаторов, выполнения обязательств в рамках государственных предприятий по увеличению расходов на НИОКР и по взаимодействию с вузами и другими частями инновационной инфраструктуры. Регулярный прозрачный мониторинг и разработка системы оценки прогресса и результатов работы созданных структур, а также итогов выполнения обязательств должны помочь России скорректировать приоритеты и выяснить свои конкурентные преимущества. Кроме того, Правительству Российской Федерации следует ликвидировать недостатки и отставания, отмеченные в Стратегии инновационного развития до 2020 г.

Кроме того, аналогичные органы, такие как Консультативный совет по развитию инноваций в нефтегазовом секторе России, могут успешно использоваться во всех приоритетных секторах энергетики (не только в нефтегазовом секторе). Они могут ускорить инновации, избавившись от помехи в виде чрезмерного количества регулирующих барьеров.

С 1998 г. затраты российского бюджета на НИОКР, измеренные как процент от ВВП, более чем удвоились до ожидаемых 1,5 % в 2013 г. С учетом целевых показателей Стратегии инновационного развития до 2020 г. затраты на НИОКР должны увели-

читься до 2,5–3 % ВВП, при этом более 50 % затрат должны обеспечиваться за счет частного сектора (по сравнению с текущими 10–20 %). Достижение таких показателей в столь короткие сроки – сложная задача для любой страны. Для России эта проблема еще более сложна, так как крупные государственные компании традиционно инвестируют незначительную долю доходов в НИОКР из-за отсутствия мотивации. Чтобы исправить это, правительство создало технологические платформы и инновационные кластеры. Но их работа определяется национальными приоритетами без консультаций с частным сектором, его вовлеченность по-прежнему низкая. Увеличивая затраты на НИОКР до международного уровня, Россия должна также изучить лучшие иностранные технологии и работать с международными партнерами, изменяя технологии с учетом местного контекста.

Нужно усилить взаимодействие между исследовательскими университетами и корпорациями на основе прогресса, достигнутого благодаря технологическим платформам и региональным кластерам. Для снятия этих барьеров правительство сформировало регулиующую основу, и с 2012 г. развитие в этом направлении стало более обещающим. Недостаток активных МСП и относительно низкий уровень поддержки НИОКР в данном сегменте – широко известная проблема, в особенности с учетом преобладания в российском энергетическом секторе крупных государственных компаний и важной роли МСП в развитии конкуренции и продвижении инноваций в странах ОЭСР.

Ключевые приоритеты НИОКР России в энергетике должны быть тесно связаны со стратегиями развития энергетики и экономики в целом, должны содействовать организации более безопасных, доступных и надежных поставок энергоресурсов на внутренний рынок и на экспорт. Такая сфера – это, например, биоэнергетика, наряду с другими сферами, которые идентифицированы в восьми технологических платформах, связанных с энергетикой. Стратегия НИОКР должна быть также ориентирована на обновление зданий, построенных в советское время; развитие технологий возобновляемой энергетики для труднодоступных областей с децентрализованным электроснабжением; малых когенерационных установок<sup>8</sup>; реализацию проектов использования отходов для нужд энергетики в сочетании с проектами модернизации систем теплоснабжения; развитие технологий интеллектуальных энергосистем. Россия останется крупным потребителем угля, и внимание к чистым угольным технологиям и технологиям улавливания и хранения углекислого газа усилит позиции страны в развитии и использовании ключевых технологий в будущем.

В целом существующие технологии должны быть использованы для снижения затрат на развитие и ускорения развертывания новых технологий. Основное внимание нужно сосредоточить на сферах, мало охваченных международными НИОКР. Международное сотрудничество в рамках технологических платформ – еще один ключевой фактор достижения успехов. Кроме того, участие России в демонстрационных проектах по улавливанию и хранению углекислого газа обеспечило бы обмен опытом и разделение затрат периода становления технологий, а также содействовало бы обеспечению долговременной конкурентоспособности и устойчивости российских электрогенерирующих активов в условиях ограничений на выбросы углекислого газа в то время, когда Россия начинает мощное движение в сторону модернизации и обновления устаревших и изношенных мощностей.

Государство придает большое значение развитию высшего образования и признает необходимость расширить обучение и адаптировать учебные планы к высоким

---

8. Когенерация – это комбинированная выработка тепловой и электрической энергии.

темпам мирового научно-технического прогресса. Это позитивный шаг в реализации стратегии развития НИОКР в области энергетики. Чтобы ограниченные человеческие и финансовые ресурсы использовались наиболее эффективно, нужна более высокая координация между уровнями государственной власти, технологическими платформами и инновационными территориальными кластерами. Если Россия перейдет на инновационную модель экономического роста, то спрос на экспертов высокой квалификации в различных отраслях будет увеличиваться по экспоненте.

Международное сотрудничество в области НИОКР в России по-прежнему остается приоритетом на государственном и корпоративном уровне. Оно относится к государственной стратегии инновационного развития, в том числе в рамках девяти рабочих соглашений МЭА. Более активное участие России в реализации этих соглашений ускорит ее доступ к мировому опыту и поддержит усилия в решении важных задач в области инноваций в энергетическом секторе, в особенности тех, что относятся к энергоэффективности (строительство, промышленность, транспорт) и технологиям в области возобновляемых источников энергии. Международный опыт МЭА в создании дорожных карт в области энергетических технологий и решении проблем в сфере НИОКР может помочь России продвинуться в ключевых областях, где она обладает конкурентными преимуществами. Активное сотрудничество с международными энергетическими компаниями ускорит темпы НИОКР в создании передовых технологий. Партнерство российских и иностранных компаний в фонде «Сколково» должно продолжаться и далее поощряться.

## РЕКОМЕНДАЦИИ

*Правительству Российской Федерации следует:*

- Оценить результаты текущей политики и программ в области НИОКР, в частности технологических платформ и инновационных кластеров, а также предпринять соответствующие меры, чтобы обеспечить быстрое развитие, конкурентные и инновационные исследования на основе взаимодействия с заинтересованными сторонами и наилучшего международного опыта.*
- Продолжить адаптировать и определять приоритеты в проектах НИОКР в области энергетики в соответствии с меняющимися нуждами российской энергетики и развитием технологий.*
- Продолжить реализацию планов Стратегии инновационного развития в целях увеличения государственного и частного финансирования исследований и разработок до 2,5–3 % ВВП.*
- Уделить большее внимание подготовке экспертов, высшему образованию и информированности общества о низкоуглеродных энергетических технологиях.*
- Способствовать увеличению роли МСП в реализации НИОКР, связанных с энергетикой, совершенствуя регулирующую основу и развивая финансовые инициативы.*
- Развивать государственно-частное партнерство в области инновационных технологий и НИОКР для ускорения внедрения имеющихся или новых наилучших отечественных или иностранных технологий.*
- Продолжить развитие двустороннего и международного сотрудничества с экспертами и научными сообществами для использования международного опыта и лучшей практики.*

**ЧАСТЬ IV**  
**ПРИЛОЖЕНИЯ**





## ПРИЛОЖЕНИЕ 1: ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ ОБЗОРА

### КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ОБЗОРА

Общие цели Международного энергетического агентства (МЭА), принятые министрами стран – членом МЭА на встрече 4 июня 1993 г. в Париже, содержат критерии оценки для проводимых МЭА детальных обзоров энергетической политики. Общие цели представлены в Приложении 2.

### ГРУППА ЭКСПЕРТОВ И ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ ОБЗОРА

Группа экспертов по подготовке детального обзора посетила Москву в период с 14 по 19 июля 2013 г. и провела обсуждения с представителями государственных органов власти, энергетических компаний, неправительственных организаций и другими заинтересованными сторонами. Проект данного обзора был подготовлен Секретариатом МЭА на основе этих обсуждений и последующих встреч во время дополнительных визитов в Москву осенью 2013 г. и в начале 2014 г. Также при подготовке проекта учитывался официальный ответ государственных органов власти России на Вопросник МЭА по вопросам энергетической политики и другая предоставленная ими информация. Приводимые данные получены из предоставленной Россией статистической информации за 2011 г. (на момент написания обзора данные за 2012 г. еще не были доступны); данные за 2012, 2013 гг. были собраны МЭА из других источников: ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, компаний или иных источников. В случае отсутствия информации от официальных российских источников группа экспертов МЭА полагалась на альтернативные источники. Группа экспертов, подготовивших обзор, хочет выразить искреннюю признательность Илье Борисовичу Галкину, директору Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики Российской Федерации, за содействие подготовке данного обзора. Группа экспертов, подготовивших обзор, и Секретариат МЭА также хотят выразить глубокую благодарность ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации и лично заместителю генерального директора Кириллу Владимировичу Гадзацеву за руководство всей подготовкой детального обзора, а также Ие Валентиновне Бордюженко за координацию подготовки обзора, ее ответственность, поддержку и работу на протяжении всего периода подготовки обзора. Секретариат МЭА также хочет поблагодарить многих заинтересованных лиц, которые уделили свое время и поделились своими знаниями в ходе подготовки обзора. И наконец, группа экспертов обзора выражает свою признательность Программе Международной финансовой корпорации (МФК) по развитию возобновляемых источников энергии в России в лице Анатолия Бута за всесторонние консультации в отношении сектора возобновляемой энергетики.

Этот обзор основан преимущественно на информации, имевшейся в наличии в марте 2014 г.

Эта публикация подготовлена под руководством исполнительного директора МЭА Марии ван дер Ховен.

**Члены группы экспертов МЭА по подготовке обзора:**

Урсула БОРАК, руководитель группы, директор по международной и европейской энергетической политике Федерального министерства экономики и технологий Германии

Ульрих БЕНТЕРБУШ, директор по вопросам глобальной энергетической политики, МЭА

Марк-Антуан ЭЙЛЬ-МАЗЗЕГА, программный менеджер по России, МЭА

Антуан ХАЛФФ, руководитель отдела нефтяной промышленности и рынков, МЭА

Ласло ВАРРО, руководитель отдела газа, угля и электроэнергетики, МЭА

Карлос ФЕРНАНДЕС-АЛЬВАРЕС, главный аналитик по вопросам энергетики, МЭА

Элина ЛЕВИНА, главный аналитик по вопросам энергетики, МЭА

Сильвия Элизабет БЕЙЕР, сотрудник отдела исследования стран, МЭА

Вида РОЗИТЕ, аналитик по вопросам энергетики, МЭА

Анри ПАЙЕР, главный аналитик по вопросам энергетики, Агентство по ядерной энергетике Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР)

Анатолий БУТ, эксперт, Абердинский университет, Международная финансовая корпорация, МФК

Изабель МЮРРЕЙ, эксперт

Серджио Фортунато ГАРРИББА, старший советник, Министерство иностранных дел Италии

Насрин ФИЛДИНГ, руководитель отдела международной газовой политики и России, Министерство энергетики и изменения климата Великобритании

Элизабет УРБАНАС, и. о. директора по российским и евразийским вопросам, Министерство энергетики США

Юхо КОРТЕНИЕМИ, советник министра, Министерство занятости и экономики Финляндии

Давид КРАМЕР, старший советник по вопросам политики Департамента энергетических рынков, Министерство экономики Нидерландов

Адам ШОЛЯК, сотрудник по вопросам политики 3-го Генерального департамента по вопросам энергетики и внутреннему рынку (розничные рынки угля и нефти), Европейская комиссия

Яайой ЯГОТО, помощник директора, Министерство иностранных дел Японии

Такуйи МИСАВА, старший эксперт, Министерство экономики, торговли и промышленности Японии

Координацию подготовки обзора осуществлял Марк-Антуан Эйль-Маззегга при поддержке Яайой Ягото. Вида Розите подготовила главу об энергоэффективности при содействии Роберта Тромпа. Главы о нефти и газе были подготовлены Марком-Антуаном Эйль-Маззеггой совместно с Яайой Ягото при содействии Ласло Варро, Анны-Софи Корбо, Тима Гульда, Критиана Бессона, Шарля Эссера, Эндрю Вилсона, Антуана Халффа, Торилы Босони и Кристины Петросян. Глава об электроэнергетике

была подготовлена Сильвией Бейер. Анри Пайер подготовил главу об атомной энергетике, а Элина Левина – об изменении климата и окружающей среде. Глава, посвященная углю, была подготовлена Карлосом Фернандес-Альваресом. Главы о централизованном теплоснабжении и возобновляемой энергетике были подготовлены Марком-Антуаном Эйль-Маззегой при содействии Анатоля Бута, Марка Лафранса, Адама Брауна и Мари-Летиции Гурдэн. Глава об энергетических технологиях, исследованиях и их внедрении была подготовлена Изабель Мюррей при содействии Кэрри Поттингер и Цецилии Тэм. Основные положения и глава об общей энергетической политике были подготовлены Марком-Антуаном Эйль-Маззегой. В них также были использованы советы и помощь Стивена Гэллогли, Киджуна Кима, Кеннета Фэрфакса, Ласло Варро и Ульриха Бентербуша. При подготовке обзора также использовалась поддержка других сотрудников МЭА, таких как Соня Левкович, которая подготовила основные графики и выполнила форматирование, Бертран Садэн, который создал карты. Юлия Абрамова, Муриэль Кустодио, Ангела Госманн, Астрид Дюмонд, Шарон Бурхгреве и Ребекка Гахен организовали и контролировали процесс подготовки и печати издания.

## **ОРГАНИЗАЦИИ, КОТОРЫЕ ПОСЕТИЛА ГРУППА ЭКСПЕРТОВ МЭА**

Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России)  
ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации (ФГБУ «РЭА» Минэнерго России)  
Министерство образования и науки Российской Федерации (Минобрнауки России)  
Министерство природных ресурсов и окружающей среды Российской Федерации (Минприроды России)  
Федеральная антимонопольная служба (ФАС России)  
Федеральная служба по тарифам (ФСТ России)  
Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации  
ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в энергетике» (ЗАО «АПБЭ»)  
ЗАО «Институт энергетической стратегии»  
Фонд «Институт энергетики и финансов»  
ФГБУ «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации»  
НИЦ «Курчатовский институт»  
Исследовательская группа «Петромаркет»  
Институт энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН)  
ОАО «Российские сети» (ОАО «ЕЭСРоссети»)  
Российская технологическая платформа «Биоэнергетика»  
Международной финансовой корпорации (МФК)  
ОАО «Газпром»  
ОАО «Интер РАО»

ОАО «ЛУКОЙЛ»  
НП «Совет рынка»  
ОАО «НОВАТЭК»  
ГК «Росатом»  
ЗАО «Росинформуголь»  
ЗАО «Росизол»  
ОАО «НК «Роснефть»  
ОАО «РусГидро»  
ОАО «Сбербанк России»  
ОАО «СУЭК»  
Посольство США в России  
Посольство Великобритании в России  
Посольство Франции в России  
Посольство Италии в России  
«Аргус»  
ОАО «Энел ОГК-5» ОАО «Э. ОН Россия»  
«ЭксонМобил»  
«Фортум»  
ООО «ФЕНИЧЕ РУС»  
«Нефтяной совещательный форум» (NAF)  
«Прайс Уотерхаус Куперс» (PwC)  
«Шелл»  
Компания «Тоталь»  
Компания «Винтерсхалл»  
Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР)  
Всемирный фонд дикой природы

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2: «ОБЩИЕ ЦЕЛИ» МЕЖДУНАРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО АГЕНТСТВА

Страны – члены\* МЭА стремятся создать условия, при которых энергетические секторы их экономик могут внести наиболее полный вклад в стабильное экономическое развитие и благополучие их граждан и окружающей среды. основополагающим условием формирования энергетической политики является создание свободного и открытого рынка, при этом особое внимание правительства должны уделять энергетической безопасности и охране окружающей среды. Страны – члены МЭА признают значение возрастающей глобальной энергетической взаимозависимости и поэтому стремятся содействовать эффективной работе международных энергорынков и призывают к диалогу всех участников. Для того чтобы обеспечить выполнение поставленных задач, страны – члены МЭА стремятся создать рамочную концепцию, соответствующую следующим целям:

1. Разнообразие, эффективность и гибкость энергетического сектора являются основными условиями долгосрочной энергетической безопасности: виды топлива, имеющие отраслевое и межотраслевое применение, а также источники этих видов топлива должны быть настолько разнообразными, насколько это практически возможно. Неископаемые виды топлива, особенно атомная энергия и гидроэнергия, вносят существенный вклад в разнообразие энергоснабжения стран МЭА как группы.
2. Энергетические системы должны иметь возможность оперативно и гибко реагировать на чрезвычайные ситуации в энергетике. В некоторых случаях для этого требуются коллективные механизмы и действия: страны МЭА, сотрудничая посредством агентства, сообща реагируют на чрезвычайные ситуации в поставках нефти.
3. Экологически устойчивое производство и использование энергоресурсов – ключевой момент в достижении общих целей. Лица, принимающие решения, должны стремиться снизить до минимума неблагоприятное влияние энергетики на окружающую среду, при этом экологические решения также должны учитывать интересы энергетического сектора. Государственное вмешательство должно следовать принципу «платит тот, кто загрязняет», где это практически возможно.
4. Необходимо поощрять и развивать экологически более приемлемые источники энергии. Чрезвычайно важно чистое и эффективное использование ископаемых видов топлива. Приоритетным направлением также является разработка экономически целесообразных неископаемых источников. Многие из стран – членов МЭА хотят сохранить на будущее и улучшить как вариант атомную энергетику при соблюдении наивысших возможных стандартов безопасности, поскольку она не приводит к выбросам двуокиси углерода. Вклад со стороны возобновляемых источников энергии также будет становиться все более весомым.
5. Повышение энергетической эффективности может экономически эффективно содействовать как защите окружающей среды, так и энергетической безопасности. На всех этапах энергетического цикла – от производства до потребления – есть различные возможности существенно повысить энергетическую эффективность. Для

того чтобы воспользоваться ими, необходимы серьезные действия со стороны правительств и всех потребителей энергии.

6. Продолжение исследований, разработка и продвижение на рынок новых и усовершенствованных энергетических технологий вносят решающий вклад в достижение поставленных выше целей. Политика в сфере энергетических технологий должна дополнять более широкую энергетическую политику. Следует поощрять международное сотрудничество в разработке и распространении энергетических технологий, включая участие промышленности и стран, не являющихся членами МЭА.

7. Неискаженные цены на энергоносители позволяют рынкам работать эффективно. Цены на энергоресурсы не должны искусственно удерживаться ниже уровня затрат на их поставку для достижения социальных или промышленных целей. Насколько это необходимо и практически возможно, следует учитывать в ценах стоимость экологических последствий производства и потребления энергии.

8. Свободная, открытая торговля и безопасная инвестиционная среда вносят вклад в эффективность энергетических рынков и энергетическую безопасность. Необходимо избегать искажений в торговле энергоресурсами и инвестировании в энергетику.

9. Сотрудничество между всеми участниками энергетического рынка помогает повысить уровень информированности и понимания, а также содействует развитию эффективных, экологически приемлемых и гибких энергетических систем и рынков во всем мире. Эти факторы нужны для содействия инвестициям и торговле, а также повышению доверия, которые необходимы для достижения глобальных целей энергетической безопасности и охраны окружающей среды.

(«Общие цели» были приняты на встрече министров стран – членов МЭА 4 июня 1993 г. в Париже, Франция).

\* Австралия, Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Испания, Ирландия, Италия, Канада, Корея, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, Словакия, Соединенные Штаты, Турция, Финляндия, Франция, Чехия, Швеция, Швейцария, Эстония и Япония.



### ПРИЛОЖЕНИЕ 3: СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В этом отчете аббревиатуры и сокращения заменяют многие термины, используемые МЭА. И хотя эти термины обычно указываются полностью при первом упоминании, настоящий глоссарий обеспечивает быстрый и единый источник для справок по многим из использованных сокращений.

API	Американский институт нефти
CO <sub>2</sub>	двуокись углерода (углекислый газ)
JODI	Организация совместной инициативы по нефтяной статистике
N <sub>2</sub> O	закись азота
SO <sub>2</sub>	диоксид серы
WWF	Всемирный фонд дикой природы
АЗС	автозаправочная станция
АСЕАН	Ассоциация государств Юго-Восточной Азии
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
АЭС	атомная электростанция
барр./сут.	баррелей в сутки
БР	Банк реконструкции, Германия (Kreditanstalt für Wiederaufbau)
БРИКС	Бразилия, Россия, Индия, Китай и ЮАР
БТС	Балтийская трубопроводная система
ВВП	валовой внутренний продукт
ВИНК	вертикально интегрированная нефтяная компания
ВИЭ	возобновляемые источники энергии
ВСТО	трубопровод Восточная Сибирь – Тихий океан
ВСТО	сорт нефти, поставляемый на мировой рынок
Вт	ватт
ВТО	Всемирная торговая организация
г.	год
гг.	годы
ГВт	гигаватт
ГВт·ч	гигаватт-час
Гкал	гигакалория
ГКЖ	газоконденсатная жидкость
ГП	гарантирующий поставщик
Гт	гигатонна
ГТКЦ	газовая турбина комбинированного цикла
ГТС	газотранспортная система
ГЭС	гидроэлектростанция
долл.	доллар США
ДПМ	договор о предоставлении мощности

ЕС	Европейский союз
ЕСВ	единица сокращения выбросов
ЕТО	единая теплоснабжающая организация
ЕЭС	единая энергетическая система России
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
ЗАО	закрытое акционерное общество
ЗИЗЛХ	землепользование, изменения в землепользовании и лесном хозяйстве
ЗСП	зона свободного перетока (мощности)
кВт	киловатт
кВт·ч	киловатт-час
КДРФ	климатическая доктрина Российской Федерации
км	километр
КОМ	конкурентный отбор мощности
КПГ	сжатый природный газ
КПР	комплексный план реализации
КТК	Каспийский трубопроводный консорциум
ЛЭП	линия электропередач
м <sup>3</sup>	кубический метр
МВт	мегаватт
МФК	Международная финансовая корпорация
МВФ	Международный валютный фонд
млн	миллион
млрд	миллиард
ММТБ	Московская международная товарно-энергетическая биржа
МРСК	межрегиональная распределительная сетевая компания
МСП	малые и средние предприятия
МУН	метод увеличения нефтеотдачи
МУП	метан угольных пластов
МФК	Международная финансовая корпорация
МЭА	Международное энергетическое агентство
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НДС	налог на добавленную стоимость
НИОКР	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НК	нефтяная компания
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
НПС	нефтеперекачивающая станция
ОАО	открытое акционерное общество
ОГК	оптовая генерирующая компания
ОКЭ	общее конечное энергопотребление
ООН	Организация объединенных наций
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ОПЕК	Организация стран – экспортеров нефти

ОППЭ	общее первичное потребление энергии
ОЭС	объединенная энергетическая система
ОЭСР	Организация экономического сотрудничества и развития
ПНГ	попутный нефтяной газ
ПНП	повышение нефтеотдачи пластов
ППС	паритет покупательной способности
РКИК ООН	Рамочная конвенция ООН по изменению климата
РСВ	рынок на сутки вперед
руб.	российский рубль
РЭА	Российское энергетическое агентство
РЭК	региональная энергетическая комиссия
СК	сверхкритическая (категория)
СНГ	Содружество независимых государств
СПбМТСБ	Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа
СПГ	сжиженный природный газ
СРП	соглашение о разделе продукции
т	тонна
т н. э.	тонна нефтяного эквивалента
ТВт·ч	тераватт-час
ТГК	территориальная генерирующая компания
ТП	твердые примеси
трлн	триллион
ТСЖ	товарищество собственников жилья
тыс.	тысяча
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭС	теплоэлектростанция
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
УСК	ультрасверхкритическая (категория)
УХУ	технология улавливания и хранения (двуокиси) углерода
ФАС России	Федеральная антимонопольная служба Российской Федерации
ФСТ России	Федеральная служба по тарифам России
ФСФР	Федеральная служба по финансовым рынкам
ХМАО	Ханты-Мансийский автономный округ
ЭСКО	энергосервисная компания
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ





International  
Energy Agency

online  
bookshop

[www.iea.org/books](http://www.iea.org/books)

PDF versions  
at 20% discount

International Energy Agency  
9 rue de la Fédération  
75739 Paris Cedex 15, France

Tel: +33 (0)1 40 57 66 90  
E-mail: [books@iea.org](mailto:books@iea.org)

40  International  
Energy Agency  
1974•2014

Secure • Sustainable • Together

Изначально данный документ был опубликован на английском языке. Хотя МЭА приняло все меры, чтобы обеспечить соответствие русской и оригинальной английской версий, тем не менее незначительные различия могут сохраниться.

Данная публикация отражает точку зрения Секретариата Международного энергетического агентства (МЭА), но не обязательно точку зрения отдельных стран – членов МЭА. МЭА не дает никаких заверений или гарантий, явных или неявных, в отношении содержания публикации (включая ее полноту или точность), и не может быть привлечено к ответственности за какое-либо использование или доверие к публикации.

Данный документ и любая из включенных в него карт не содержат никаких предубеждений относительно суверенитета над какой-либо территорией или ее статуса, разграничения международных границ, а также названий какой-либо территории, города или области.

Публикации МЭА  
9, rue de la Fédération, 75739 Paris cedex 15

Отпечатано Международным энергетическим агентством во Франции, июль 2014 г.

Обложка: IEA. Photo credits: ©GraphicObsession.



## Россия-2014

Энергетический сектор играет принципиально важную роль в экономике России, в ее энергетической безопасности и мировых поставках углеводородного сырья. Российские запасы газа, нефти и угля являются одними из крупнейших в мире. Производство жидких углеводородов достигло в России пикового уровня за всю историю, но для его поддержания в более долгосрочной перспективе потребуются крупные дополнительные капиталовложения в разведку, освоение и эксплуатацию, а также совершенствование технологий. Добыча газа в стране также достигла высокого уровня – Газпром является главным производителем, и другие компании теперь также начинают играть заметную роль. Со времени последнего обзора энергетической политики России, проведенного МЭА в 2002 году, отмечается также значительная либерализация сектора электроэнергетики.

Российская экономика по-прежнему характеризуется существенной неэффективностью, принимая во внимание, что на производство единицы ВВП в ней используется в два раза больше энергии, чем в странах-членах МЭА. В стране введены масштабные меры по повышению энергетической эффективности, но пока они не привели к заметному улучшению ситуации. При этом инфраструктура электроэнергетики и районных отопительных систем устаревает и требует немедленных крупных капиталовложений. Для привлечения этих инвестиций со стороны частных отечественных и иностранных компаний потребуются внесение дополнительных изменений в нормы регулирования, тарифы и налогово-бюджетный режим, а также значительное внимание вопросам практической реализации принятых мер. Энергетический сектор России в целом значительно выиграл бы за счет создания более конкурентной и рыночной среды.

В настоящее время разрабатывается или реализуется значительное количество мер, направленных на модернизацию энергетического сектора и повышение его эффективности и долгосрочной устойчивости, но требуются дальнейшие реформы. В 2014 году Россия готовит новую Энергетическую стратегию на период до 2035 года, и это создает благоприятные условия для своевременного учета этих задач и возможностей.

В настоящем обзоре проводится анализ задач, стоящих перед Россией в области энергетической политики, дается критическое рассмотрение ситуации и предлагаются рекомендации для дальнейшего совершенствования политики в этой сфере. Цель обзора заключается в том, чтобы способствовать направлению страны к более устойчивому энергетическому будущему.