

# УГОЛЬНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ:

## НОВЫЕ ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ



## АВТОРЫ



**Алексей Хохлов**

Руководитель направления  
«Электроэнергетика», Центр энергетики  
Московской школы управления СКОЛКОВО



**Юрий Мельников**

Старший аналитик по электроэнергетике,  
Центр энергетики Московской школы  
управления СКОЛКОВО

Авторы благодарят за ценную помощь в сборе и анализе данных, за верификацию логики исследования и рецензирование текста, за консультативную поддержку следующих коллег:

- Олега Баркина (Ассоциация «Совет Рынка»),
  - Федора Веселова (Институт энергетических исследований РАН),
  - Александра Григорьева (ИПЕМ),
  - Татьяну Митрову (Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО),
  - Артёма Малова (независимый эксперт),
  - Михаила Роганкова (Экополис),
  - Павла Рослякова (Московский энергетический институт)
  - Сергея Тазина (Квадра),
  - Владимира Тузова (СУЭК),
  - Михаила Юлкина (Центр экологических инвестиций).
-

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>РЕЗЮМЕ</b> .....	4
<b>РЕТРОСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ</b> .....	7
Роль угольной генерации в мировой электроэнергетике в 2000-2017 гг.....	7
Лидеры развития угольной генерации: Китай, Индия, Юго-Восточная Азия.....	10
США и Европа: уменьшение доли угольной генерации и споры вокруг отказа от неё.....	12
<b>КЛЮЧЕВЫЕ ВЫЗОВЫ НА ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ</b> .....	17
Ужесточение экологических требований к выбросам угольных электростанций (зола, оксидов азота и серы).....	17
Борьба с изменением климата путём снижения выбросов CO <sub>2</sub> .....	22
Усиление межтопливной конкуренции с природным газом в условиях изменений на газовом рынке.....	26
Усиление конкуренции с ВИЭ в результате реализации государственных программ их поддержки и кратного снижения стоимости.....	29
Новые требования энергосистем с высокой долей ВИЭ к гибкости и маневренности ТЭС.....	31
Социальный аспект: угроза потери рабочих мест в угольной генерации и промышленности.....	33
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ КАК СПОСОБ ОТВЕТА НА НОВЫЕ ВЫЗОВЫ</b> .....	36
Технологии Clean Coal («чистого угля») – стандарт будущего для отрасли.....	36
Подавление выбросов и очистка дымовых газов.....	37
Повышение эффективности использования топлива.....	39
Когенерация.....	44
Рост маневренности угольных ТЭС.....	47
Совместное сжигание угля и биомассы.....	50
Улавливание и хранение CO <sub>2</sub> .....	50

<b>ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В МИРЕ В ПЕРИОД ДО 2040 Г.</b> .....	52
Прогноз ИНЭИ РАН-СКОЛКОВО-2019.....	52
Другие прогнозы.....	54
<b>ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ</b> .....	56
Роль угольной генерации в российской электроэнергетике: ретроспектива.....	56
Технологическая и возрастная структура.....	58
Межтопливная конкуренция с природным газом.....	61
Экология угольной генерации.....	66
Климатическая повестка.....	69
Конкуренция с ВИЭ.....	70
Угольная генерация как источник энергетической безопасности и регионального развития.....	72
Роль угольной когенерации.....	73
Возможности обновления отрасли.....	75
Что дальше?.....	78
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	81

## РЕЗЮМЕ

Угольная генерация на протяжении многих десятилетий была основой мировой электроэнергетики, обеспечивая экономический рост и индустриальное развитие, и сегодня ее роль в ряде стран и целых регионов остается большой. Угольная генерация - доминирующий источник электроэнергии в Китае, Индии, многих странах Юго-Восточной Азии. Традиционно ее развитию способствовала относительно низкая стоимость угля как энергетического топлива, создание занятости в угледобывающих регионах и повышение уровня энергобезопасности благодаря хорошей обеспеченности запасами угля и возможности его хранения.

В то же время сегодня перед угольной генерацией встают серьезные вызовы. В большинстве стран ужесточаются экологические требования к чистоте воздуха от локальных загрязнителей, а уже в 46 странах и в 26 субнациональных образованиях оказывается давление на угольную генерацию из-за её углеродного следа. Удешевление альтернативных источников и введение углеродных платежей в некоторых странах начинает вытеснять угольную генерацию экономически, а распространение ВИЭ еще и создает технические вызовы – ведь угольная генерация в результате должна становиться более гибкой и маневренной. Во всех развитых странах объемы угольной генерации сокращаются, в Китае и Индии рост объемов угольной генерации сопровождается стабилизацией или снижением ее доли в энергобалансе, а рост объемов и доли идет только в развивающихся странах Юго-Восточной Азии. Многие инвесторы прекращают финансирование проектов в угольной генерации, а ряд стран уже заявил о планируемом полном отказе от нее в среднесрочной перспективе.

Как сложится будущее этого крупнейшего сегмента мировой электроэнергетики? Споры вокруг роли угольной генерации не утихают как в США и Европе, так и в Китае, Индии и других странах. Немедленный полный отказ от угольной генерации во всем мире по экологическим соображениям представляется нереалистичным сценарием, однако и долгосрочное сохранение status quo тоже уже невозможно. В этой ситуации компромиссный переходный путь открывают технологии «чистого угля»: современные угольные станции почти так же чисты, как газовые, очень эффективны, и даже выбросы углекислого газа от них удастся снизить, либо «уловить» и полезно использовать. Кроме того, современные технологические решения позволяют сделать угольные станции в разы маневреннее.

В перспективе во многих регионах мира себестоимость электроэнергии из угля продолжит оставаться ниже себестоимости электроэнергии из газа, а ВИЭ, при всем их удешевлении, не везде будут рентабельны. С учетом этих факторов, согласно большинству прогнозов, доля угольной генерации в мире заметно сократится

(с 38% в 2017 году до 20-25% к 2040 году), но по объемам выработки угольная генерация останется примерно на современном уровне – при масштабных сокращениях в развитых странах ряд развивающихся экономик еще какое-то время продолжит ее наращивать.

Так, в Инновационном сценарии совместного прогноза развития мировой энергетики ИНЭИ РАН и Центра энергетики Московской Школы управления СКОЛКОВО объемы угольной генерации в целом по миру к 2040 году сократятся незначительно, несмотря на существенное расширение спектра применения новых технологий (накопители, возобновляемая энергетика и др.)

Фактическое значение доли угольной генерации будет определяться динамикой соотношения традиционных сильных сторон угля и усиливающихся глобальных вызовов. Вряд ли можно ожидать полного вытеснения отдельных энергоносителей, однако для того, чтобы оставаться на рынке, всем видам топлива придется показывать все более высокую экономическую и экологическую эффективность. Все это создает новые, куда более жесткие требования к технологиям угольной генерации в мире.

В России эти глобальные тенденции также находят свое отражение: тема экологии звучит все громче (даже без массовой обеспокоенности углеродной проблематикой), газ активно вытесняет уголь из топливной корзины электростанций за счет более привлекательных цен и удобства для генерирующих компаний, хотя в ряде регионов страны угольная генерация остается самым доступным решением. При этом существующие регуляторные механизмы показывают недостаточную эффективность для решения накопившихся проблем угольной генерации.

У будущего угольной генерации в России возможны различные варианты, среди которых можно выделить три альтернативы:

- продолжение текущего курса («business as usual»);
- «зеленая» альтернатива;
- «угольная» альтернатива.

В случае **продолжения текущего курса** («business as usual»), вероятно, объемы угольной генерации в России стабилизируются, а ее доля будет медленно снижаться (до 13,5-12% в зависимости от сценария).

**«Зеленая» альтернатива** может состоять в том, что энергетическая политика в России будет в значительной степени дополнена климатической и экологической компонентой – по образцу аналогичных изменений, принятых в Европе, США или Китае. В этом случае ужесточаются требования к чистоте воздуха, вводится углеродный налог или система торговли выбросами. Это приведет к снижению конкурентоспособности угольной генерации на

фоне газовой, а в долгосрочной перспективе – и на фоне возобновляемой энергетики. Доля угольной генерации будет снижаться, что, в свою очередь, потребует выработки специальной социально-экономической политики в отношении угольных регионов.

В случае **«угольной альтернативы»** приоритетом может стать создание экономических стимулов для повышения эффективности сектора (в первую очередь, за счет когенерации) и экологичности угольных ТЭС, а также развитие собственных компетенций в технологиях «чистого угля»<sup>1</sup>. Для решения этих задач нужно будет адаптировать механизмы государственного регулирования, а также направить на эти цели часть финансового ресурса - в том числе, в рамках проводимой в период 2020 – 2035 г.г. модернизации существующих тепловых электростанций.

Будущее угольной генерации в России будет зависеть от того, какая из этих альтернатив будет признана стратегической и найдет отражение в государственной энергетической политике. Но решение это ответственное, оно затрагивает жизни миллионов людей, и в процесс его принятия следует вовлечь все заинтересованные стороны – общество, энергокомпании, органы власти и экспертное сообщество. Тем более, что при всей простоте развилки зачастую высказываются полярные мнения относительно предпочтительного варианта. В любом случае, жизнь заставит угольную генерацию в России искать ответы на растущие внешние вызовы.

---

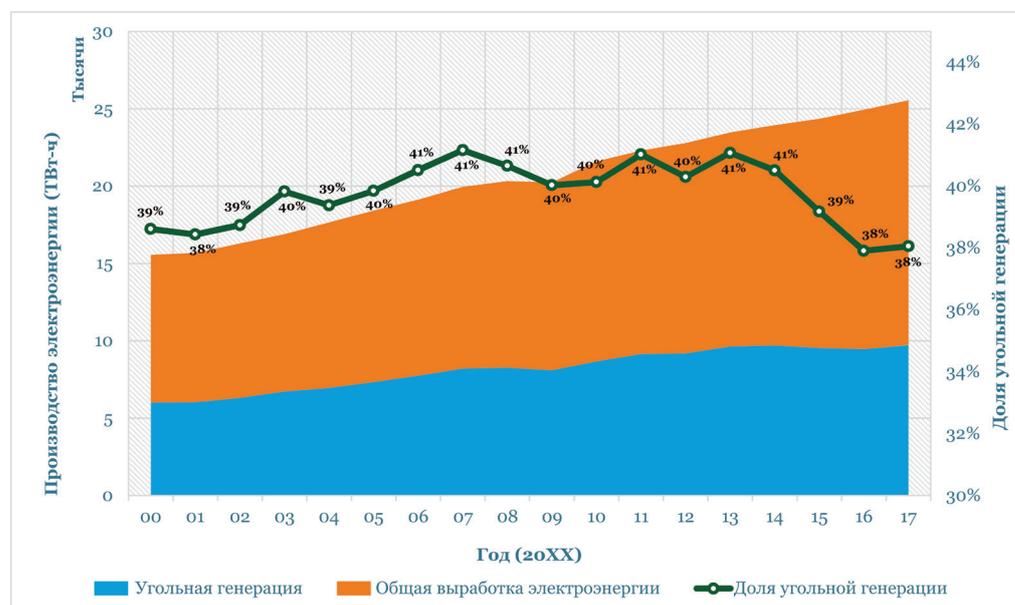
1 Например, сооружение мусоросжигающих станций в России субсидируется исходя из соображений уменьшения вреда от ТБО для окружающей среды, а развитие ВИЭ – из соображений технологического развития.

## РЕТРОСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ

### Роль угольной генерации в мировой электроэнергетике в 2000-2017 гг.

Угольная генерация долгое время была и по сей день остается лидером в мировом производстве электроэнергии. По данным Международного энергетического агентства (IEA, МЭА), в течение 2000-2017 гг. доля угольной генерации в мировой структуре производства электроэнергии находилась в диапазоне 38-41% (рис. 1).

**Рисунок 1** Производство электроэнергии на угольных ТЭС в мире и доля угольной генерации в общемировом производстве



Источники: IEA, BP Energy Outlook

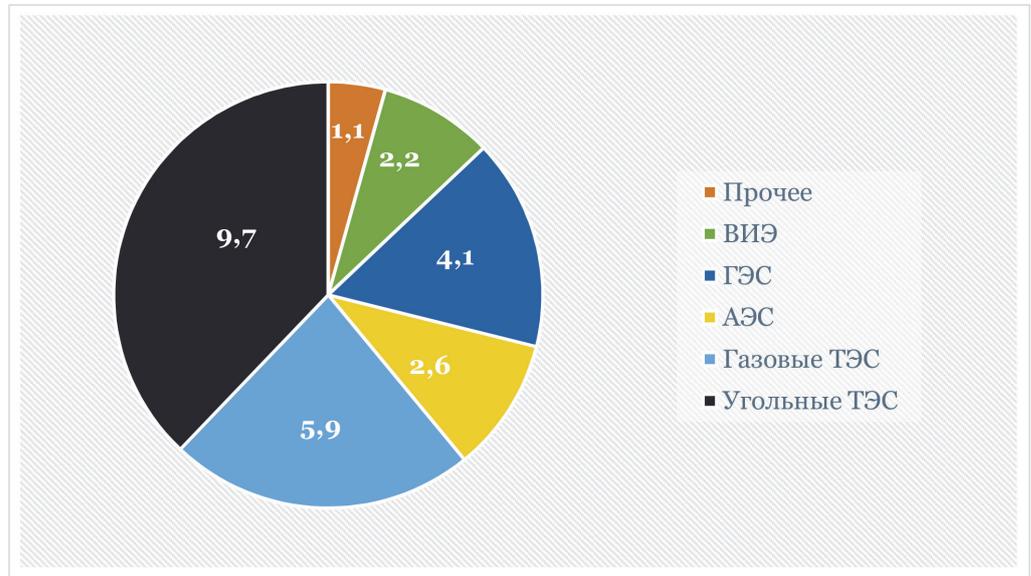
В 2017 г., по данным BP, угольные электростанции выработали более 9,7 тыс. ТВт·ч электроэнергии – более чем в 1,6 раза больше, чем газовые электростанции, и почти столько же, сколько все остальные, взятые вместе - включая АЭС, ГЭС и ВИЭ (рис. 2).

Роль основного источника электроэнергии в мире угольной генерации досталась благодаря хорошо известным её преимуществам, среди которых:

- высокая обеспеченность запасами (по данным BP Statistical Review of World Energy, на конец 2017 года отношение доказанных запасов угля к годовому объему его добычи составило 134);
- относительно низкая стоимость угля как энергетического топлива (особенно в регионах его добычи);
- возможность создания запасов на электростанциях, гарантирующих долгосрочную надежную работу даже в случае перебоев с поставками топлива;

- благодаря этим преимуществам угольная генерация исторически была и остается важным инструментом поддержки индустриализации и экономического роста в развивающихся странах и, с другой стороны, источником экономического развития и рабочих мест в угледобывающих регионах.

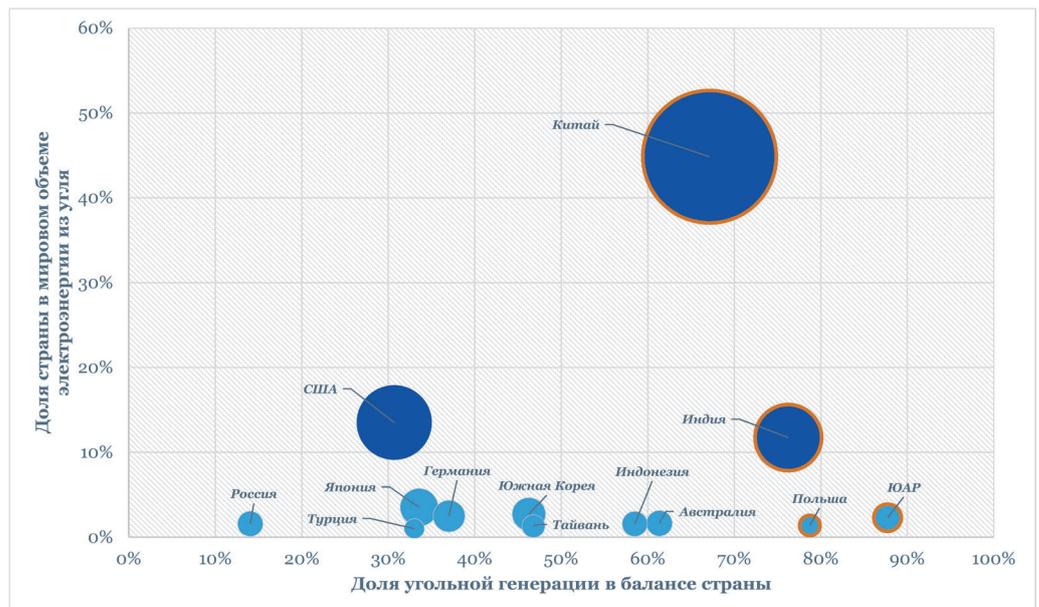
**Рисунок 2** Структура генерации электроэнергии в мире в 2017 году (тыс. ТВт-ч)



Источник: BP Energy Outlook

Особенность угольной генерации в мировом масштабе – высокая концентрация ее размещения. В 2017 году 90% мирового объема электроэнергии из угля произвели 13 стран (рис. 3).

**Рисунок 3** Объемы угольной генерации в странах, выработавших 90% от мирового объема электроэнергии из угля в 2017 г.



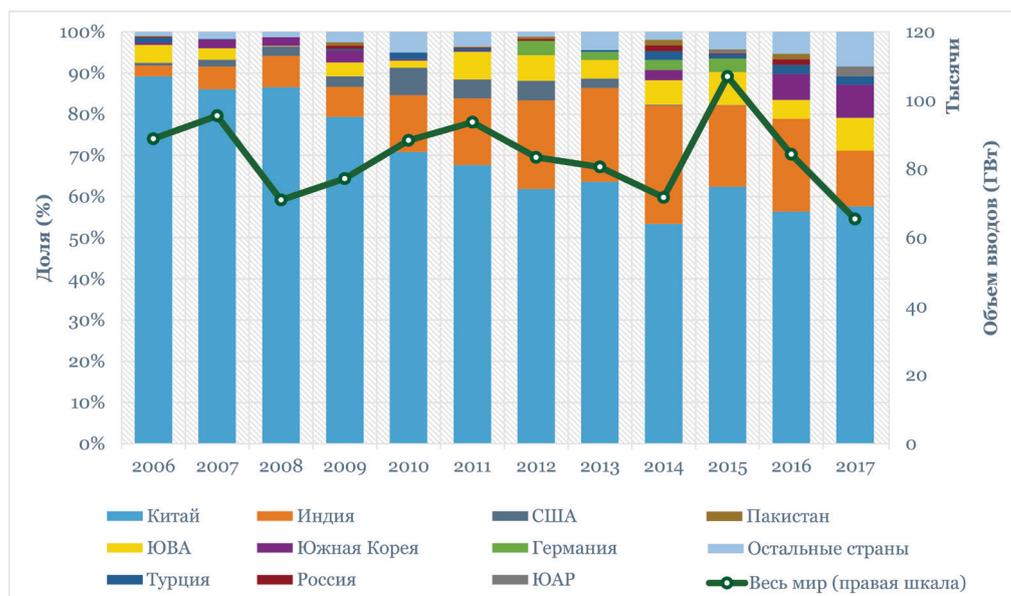
Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным BP Energy Outlook

Из этих 13 стран три – Китай, США и Индия – отвечают за 70% глобальной угольной генерации (отмечены на рисунке синими кругами), а в четырех странах (Китае, Индии, Польше и ЮАР, отмечены на рисунке оранжевым контуром) более 2/3 электроэнергии в 2017 г. было получено из угля.

Россия на этой диаграмме находится в левом нижнем углу – доля угольной генерации в национальном балансе у нее минимальна среди топ-13.

По вводам новых мощностей угольных тепловых электростанций (ТЭС) безусловным лидером является Китай (рис. 4), который обеспечивал от 50 до 90% глобальных вводов ежегодно в течение 2006-2018 гг. За период с 2006 г. по июль 2018 г. Китай и Индия обеспечили 85% вводов угольной генерации в мире (более 870 ГВт). Ежегодные вводы мощностей в мире составляли не менее 70 ГВт, хотя в 2015 достигли 110 ГВт и с тех пор пока снижаются.

**Рисунок 4** Динамика ввода новых мощностей угольной генерации в мире



Источник: Global Coal Plant Tracker

Хотя в глобальном масштабе роль угля в электроэнергетике остается большой, - в разрезе отдельных государств или районов она определяется действием разнонаправленных драйверов и может быть как очень значительной, так и второстепенной. Если в развивающихся экономиках (Китай, Индия, Турция, Юго-Восточная Азия) угольная генерация стабильно росла, обеспечивая экономический рост, то в Евросоюзе в целом и США наблюдалось сокращение её объемов. В то же время, в ряде стран (Польша, Россия, Австралия, ЮАР, Южная Корея, Япония – после резкого роста в 2011 г. из-за аварии на АЭС «Фукусима») доля угольной генерации оставалась стабильной.

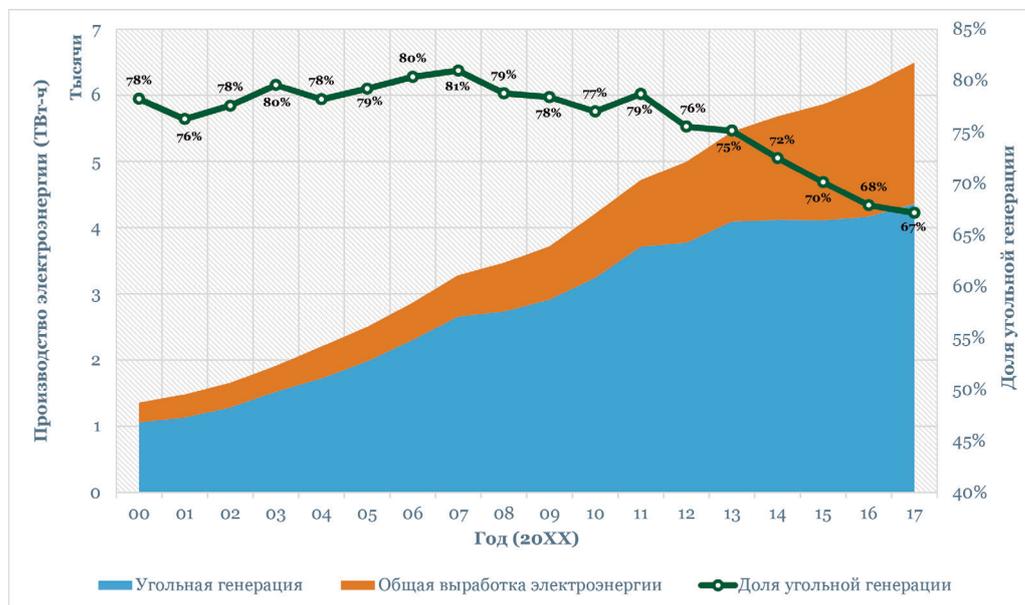
После того, как угольная генерация в XX веке обеспечила промышленную революцию в странах Европы, СССР и США, в начале XXI века она также стала рычагом индустриального развития Китая и Индии.

### Лидеры развития угольной генерации: Китай, Индия, Юго-Восточная Азия

В **Китае** темпы роста угольной генерации до 2013 года были феноменальными – за 13 лет производство электроэнергии из угля выросло сразу в 4 раза (рис. 5), - примерно так же выросло и электропотребление в китайской экономике. В 2000-2011 гг. CAGR роста угольной генерации в Китае составлял 12%. После 2013 года рост электропотребления не замедлился, а доля угольной генерации начала снижаться (за счет ускоренного развития гидроэнергетики и других возобновляемых источников энергии (ВИЭ)) – к 2017 году она упала с 75% до 67%.

Изменение динамики развития угольной генерации связывают с новыми экологическими ограничениями китайского правительства, решениями о переносе ввода нескольких новых угольных ТЭС, а также с административной реформой (постепенным переносом полномочий выдачи разрешений на проекты новых угольных ТЭС с федерального на региональный уровень с 2014 по 2016 г.).

Рисунок 5 Развитие угольной генерации в Китае

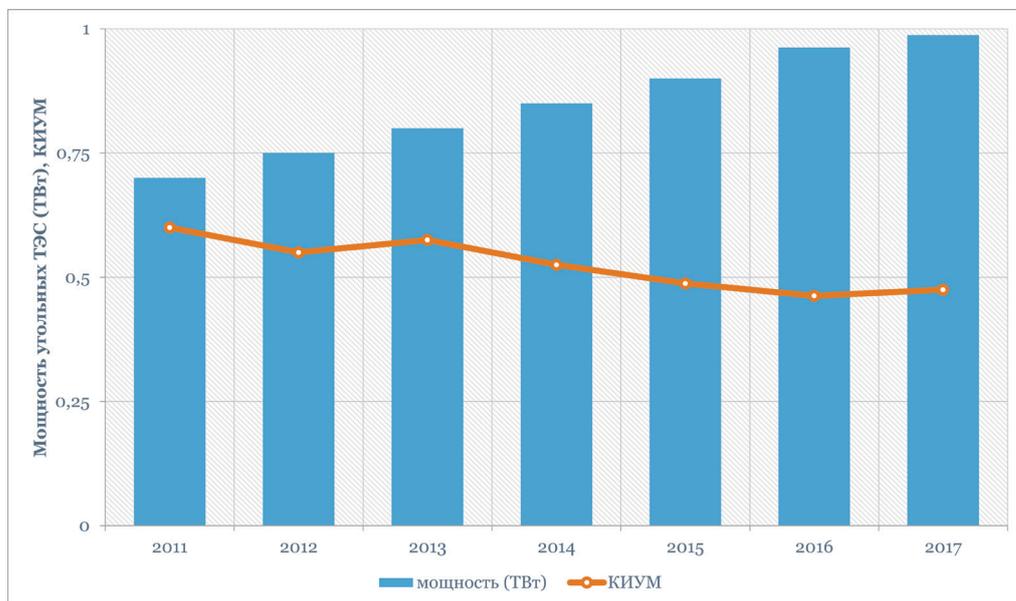


Источники: IEA, BP Energy Outlook

Тем не менее, по данным CoalSwarm, в Китае 259 ГВт проектов угольной генерации (25% от установленной мощности действующих угольных ТЭС в стране) по состоянию на сентябрь 2018 находятся в стадии инжиниринга/строительства, и после некоторой паузы развитие как минимум части этих проектов возобновилось (о чем свидетельствуют спутниковые снимки стройплощадок 2017 и 2018 гг.).

Важной проблемой в Китае является прогрессирующее снижение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) угольных ТЭС – с 63% в 2011 г. до 48% в 2017 г. (рис.6). Этот фактор снижает экономическую эффективность развития новых угольных ТЭС в стране.

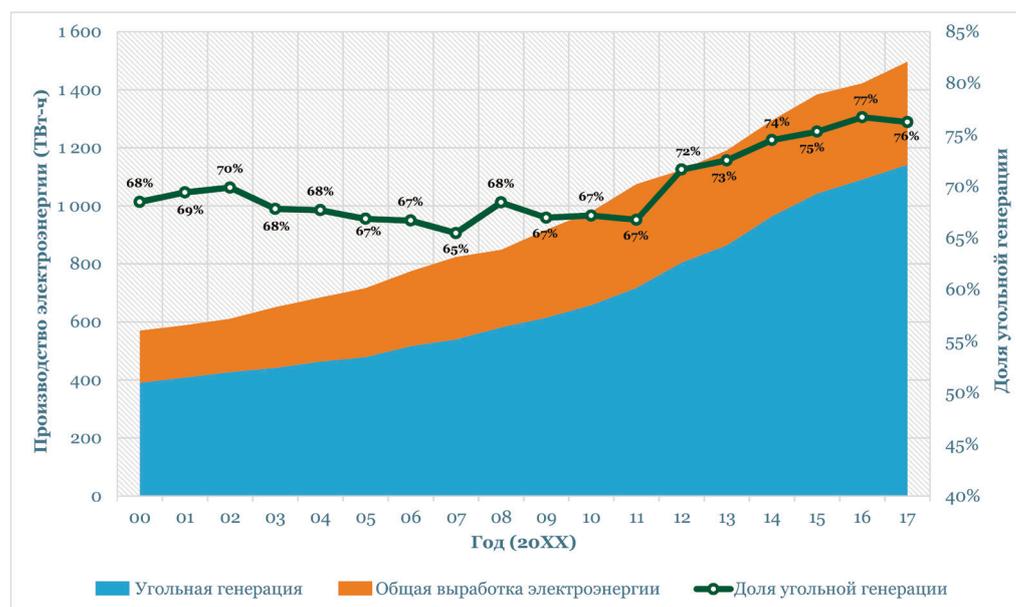
**Рисунок 6** Рост мощности угольной генерации и снижение КИУМ в Китае



Источник: CoalSwarm по данным China Electricity Council 2018

В **Индии** доля угольной генерации за последние 10 лет выросла с 65% до 76%, при этом выработка электроэнергии на угле возросла вдвое и уже превысила, например, величину суммарного производства электроэнергии в России от всех источников (рис. 7). В 2000-2011 г.г. CAGR роста угольной генерации в Индии составил более 8%.

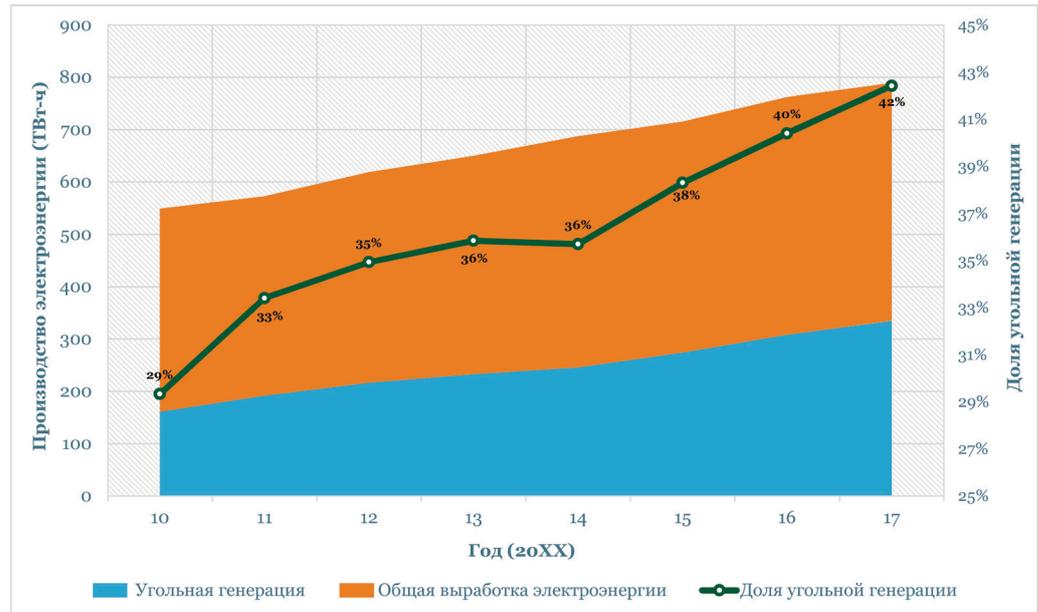
**Рисунок 7** Развитие угольной генерации в Индии



Источники: IEA, BP Energy Outlook

За последние 7 лет потребление электроэнергии в ключевых странах Юго-Восточной Азии (Индонезия, Вьетнам, Малайзия и Таиланд) выросло на 44% - причем почти на  $\frac{3}{4}$  этот прирост был обеспечен угольными ТЭС. Это привело к росту доли угольной генерации в общем объеме производимой в этих странах электроэнергии: она возросла с 29% до 42%, а выработка электроэнергии на угле увеличилась за этот период на 174 ТВт·ч – величину, равную выработке электроэнергии на угле в России в 2017 г.

**Рисунок 8** Развитие угольной генерации в ключевых странах Юго-Восточной Азии (Индонезия, Вьетнам, Малайзия, Таиланд)



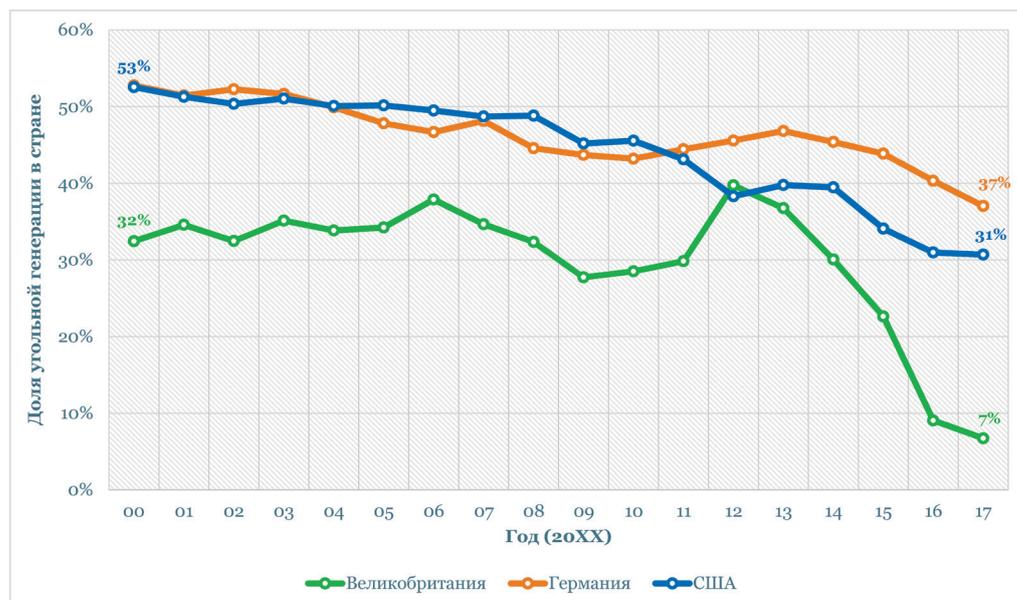
Источники: IEA, BP Energy Outlook

## США и Европа: уменьшение доли угольной генерации и споры вокруг отказа от неё

К 2017 году Великобритания, Германия и США совокупно сократили годовой объем выработки на угольных ТЭС на 550 ТВт·ч по сравнению с 2013 годом (рис. 9) - это эквивалентно объему электроэнергии, произведенной из угля в таких странах, как Россия, Польша и Южная Корея, вместе взятых.

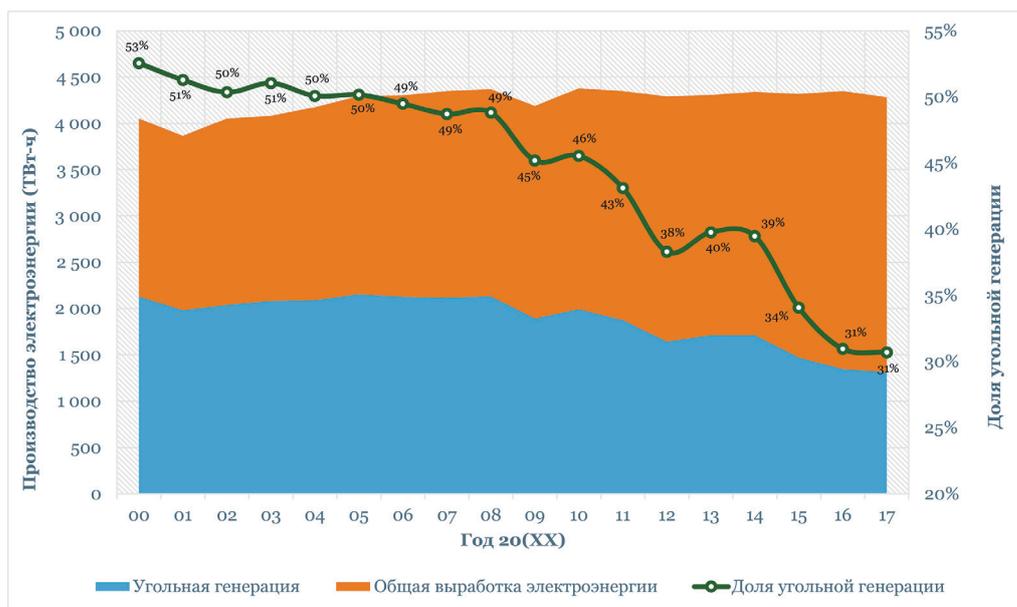
В 2016 году в **США** впервые было выработано больше электроэнергии из природного газа, чем из угля. В целом выработка электроэнергии на угольных ТЭС в США снизилась за 17 лет с примерно 2000 до 1500 ТВт·ч (рис. 10). Почти половина угля в США добывается компаниями, которые в течение последних пяти лет тем или иным образом были вовлечены в процедуры банкротства (Peabody Energy, Arch Coal, Alpha Natural Resources и др.).

**Рисунок 9** Снижение доли угольной генерации в Великобритании, Германии, США



Источники: IEA, BP Energy Outlook

**Рисунок 10** Развитие угольной генерации в США



Источники: IEA, BP Energy Outlook

Вместе с тем, споры о роли угольной генерации в США не утихают. Дональд Трамп в своей предвыборной кампании обещал поддержать угольную промышленность США через отмену законодательства администрации Барака Обамы в сфере охраны окружающей среды (план «Чистая энергия»). С 2007 по 2016 г. производство и потребление угля в США сократилось более, чем на треть, а число рабочих мест в добыче угля упало с 125 до 75 тысяч.

В апреле 2017 г. министр энергетики США Рик Перри поручил<sup>2</sup> министерству энергетики проанализировать влияние «регуляторных обременений, а также налоговых льгот и субсидий» на энергетическую безопасность и надежность – имея в виду ограничения по выбросам и субсидии для солнечной и ветроэнергетики.

Министерство выпустило соответствующий отчет в августе 2017 г., в котором отметило, что «изменяющиеся рыночные условия и необходимость интеграции ВИЭ привели к более гибким режимам функционирования генерирующих и сетевых активов. При этом исследуются и другие способы повышения гибкости энергосистемы – включая программы управления спросом, усиление сетей передачи электроэнергии и создания систем хранения.

Федеральная комиссия по энергетическому регулированию CИF в январе 2018 г. отвергла предложение Перри субсидировать угольные ТЭС и АЭС. В июне 2018 президент Трамп дал поручение Риду Перри предпринять безотлагательные действия для предотвращения дальнейшего закрытия угольных ТЭС и АЭС, поскольку этот процесс, по его мнению, создает риски национальной безопасности США (на фоне менее надежных газа и ВИЭ, масштабные пристанционные запасы которых организовать невозможно). Представляется, что результат споров о будущем угольной генерации будет определяться не столько позицией, которую в итоге займет федеральное правительство США (тем более, что правительства штатов имеют достаточно свободы для реализации собственной энергетической политики), сколько межтопливной конкуренцией (подробнее см. раздел «Усиление межтопливной конкуренции...» в следующей главе).

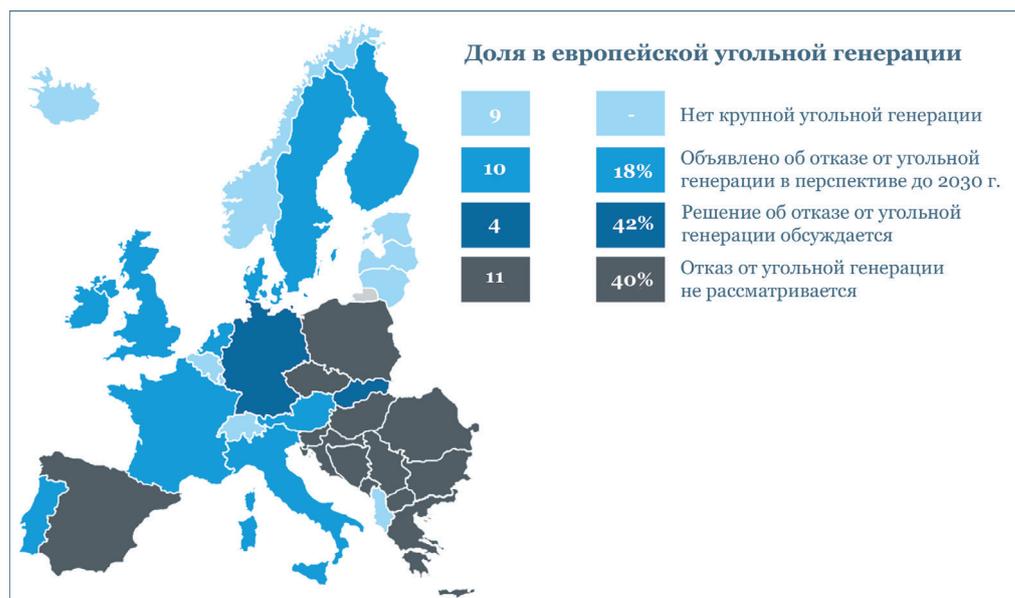
**В Европе** статус и прогнозируемое будущее угольной генерации сильно варьируется от страны к стране. Определяющим фактором здесь является политика каждого национального регулятора в отношении декарбонизации, обеспечении чистоты атмосферы (подробнее об этих вызовах – в следующем разделе) и места угольной генерации в этих процессах с учетом рисков для национальной экономики.

В нескольких европейских странах принято решение о постепенном отказе от угольной генерации с различными сроками реализации в период с 2020 по 2030 гг. Доля этих стран в выработке электроэнергии из угля в 2017 г. составила чуть меньше 20% от общего объема угольной генерации в Европе (рис. 11)

---

2 «Мощности для покрытия базовой нагрузки необходимы для бесперебойного функционирования электрической сети. Наша нация благословлена собственными обширными энергоресурсами – углем, природным газом, атомной и гидроэнергетикой – и все они обеспечивают дешёвую базовую генерацию, поддерживая сеть в стабильном и надёжном состоянии. Однако в последнее время эксперты выражают озабоченность в части снижения уровня базовых энергоресурсов». Р. Перри (Источник: Rick Perry's Memo of April 14 2017)

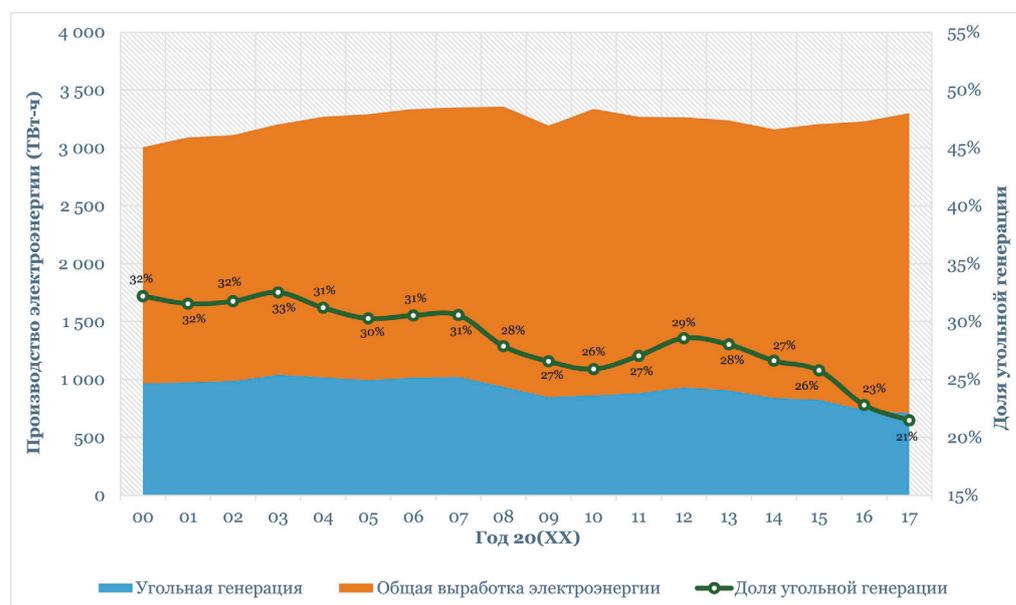
**Рисунок 11** Видение европейских стран на будущее угольной генерации (по состоянию на ноябрь 2018 г.)



Источники: Europe Beyond Coal, анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Будущее угольной генерации в Европе по многом зависит от политики Германии<sup>3</sup> по дальнейшему сокращению ее доли в балансе, а также от позиции стран Восточной и Юго-Восточной Европы, традиционно использующих угольные станции и пока не готовых от них отказываться.

**Рисунок 12** Развитие угольной генерации в Евросоюзе



Источники: IEA, BP Energy Outlook

<sup>3</sup> В конце января 2019 г. Немецкая правительственная «комиссия по углю» (Kohlekommission) рекомендовала закрыть угольные ТЭС в стране до конца 2038 г., направив более 40 млрд евро на компенсацию операторам электростанций и потребителям электроэнергии, а также регионам, в которых добывается бурый уголь.

В 2017 году в Европе было сформировано общественное движение против угольной генерации (Europe Beyond Coal) по аналогии с кампанией «Beyond Coal» американской экологической организации Sierra Club. Движение объединяет более 30 НКО и ставит целью отказ от добычи угля, закрытие угольных электростанций и ускорение перехода к зеленой электроэнергетике.

В целом выработка электроэнергии угольными ТЭС в Евросоюзе сократилась за 17 лет примерно на 26% (рис. 12) - до 700 ТВт-ч в год (примерно вдвое меньше, чем в США, но в 4,5 раза больше, чем в России).

## КЛЮЧЕВЫЕ ВЫЗОВЫ НА ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ

В эпоху «энергетического перехода»<sup>4</sup> и бурного развития новых технологий в топливно-энергетическом комплексе (прежде всего, возобновляемых источников энергии, накопителей электроэнергии, распределенных энергоресурсов, нетрадиционных методов добычи газа и др.) перед угольной генерацией возникают новые вызовы. Среди них:

- ужесточение экологических требований к выбросам угольных электростанций (зола, диоксид серы –  $\text{SO}_2$ , оксиды азота  $\text{NO}_x$ , тяжелые металлы и др.);
- борьба с изменением климата путём снижения выбросов парниковых газов (прежде всего  $\text{CO}_2$ );
- усиление межтопливной конкуренции с природным газом в условиях снижения его цены, диверсификации мест добычи и способов транспортировки;
- рост вводов генерации на основе ВИЭ в результате реализации государственных программ их поддержки и кратного снижения стоимости;
- новые требования энергосистем с высокой долей ВИЭ к повышению гибкости угольных ТЭС для балансирования стохастической выработки ВИЭ.

Ниже эти вызовы будут проанализированы более подробно.

### Ужесточение экологических требований к выбросам угольных электростанций (зола, оксидов азота и серы)

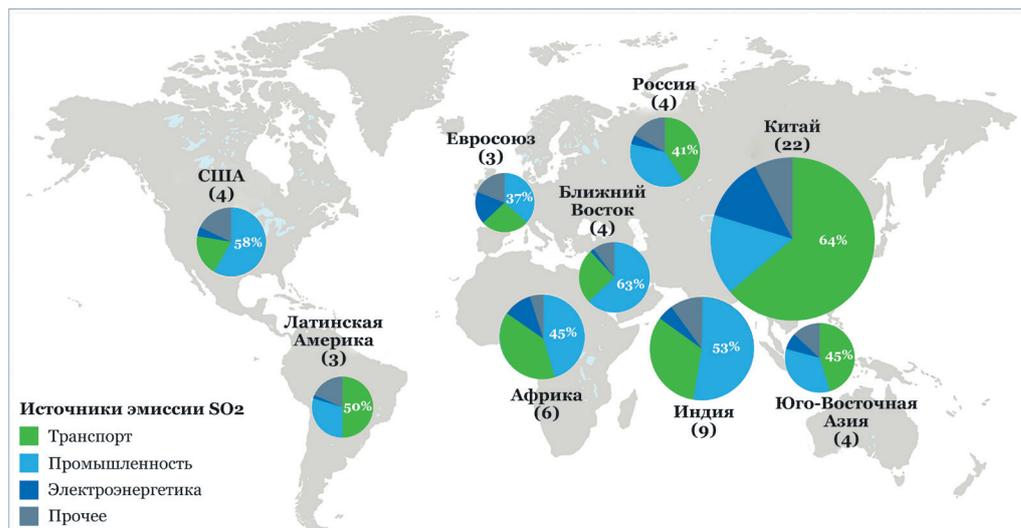
В соответствии с Руководящими принципами Всемирной организации здравоохранения, загрязнение воздуха является одним из основных факторов риска для здоровья, связанных с окружающей средой. Снижая уровни загрязнения воздуха, страны могут уменьшать бремя таких болезней, как инсульт, болезни сердца и рак легких, а также хронические и острые респираторные заболевания, включая астму.

Выбросы золы, оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) и оксидов серы ( $\text{SO}_x$ ) от ТЭС определяют ущерб, который они наносят атмосфере.

Сернистый ангидрид ( $\text{SO}_2$ ) и серный ангидрид ( $\text{SO}_3$ ) – бесцветные газы с острым запахом, которые (при определенной концентрации в воздухе) раздражают дыхательные пути.  $\text{SO}_2$  вместе с сажей и дымом является причиной образования смога в промышленных центрах. Наибольшие объемы  $\text{SO}_x$ , связанные с энергетикой, в мире выбрасываются в Китае и Индии, при этом на электроэнергетику в Китае приходится около 20%, доля промышленности больше в 3 раза (рис. 13).

<sup>4</sup> Энергетический переход (Energy Transition, Energiewende) – глобальная трансформация энергосистем, основанная на трех драйверах – декарбонизации, децентрализации и цифровизации.

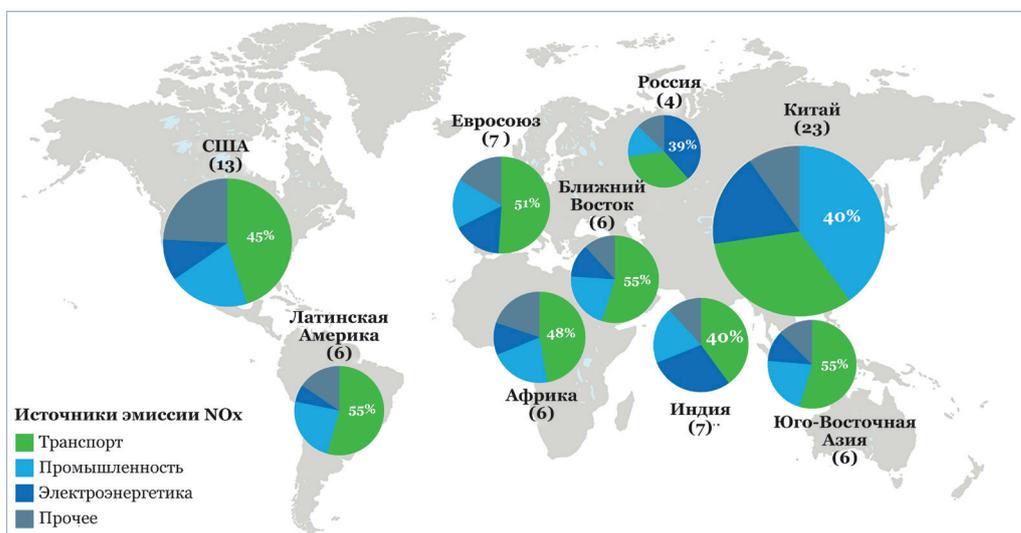
**Рисунок 13** Выбросы SOx от процессов, связанных с энергетикой, по секторам и регионам мира в 2015 г. (млн. тонн)



Источники: IEA, IIASA

Оксид азота (NO) – бесцветный газ, яд, действующий на кровь и нервную систему. Диоксид азота (NO<sub>2</sub>) – пар буро-красного цвета, раздражает дыхательные пути, приводит к отеку легких. Китай, США и Индия выбрасывают вместе около 43 млн тонн оксидов азота ежегодно – больше, чем весь остальной мир. Во всех трех странах наиболее заметным источником загрязнителей является транспорт (рис. 14).

**Рисунок 14** Выбросы NOx от процессов, связанных с энергетикой, по секторам и регионам мира в 2015 г. (млн. тонн)

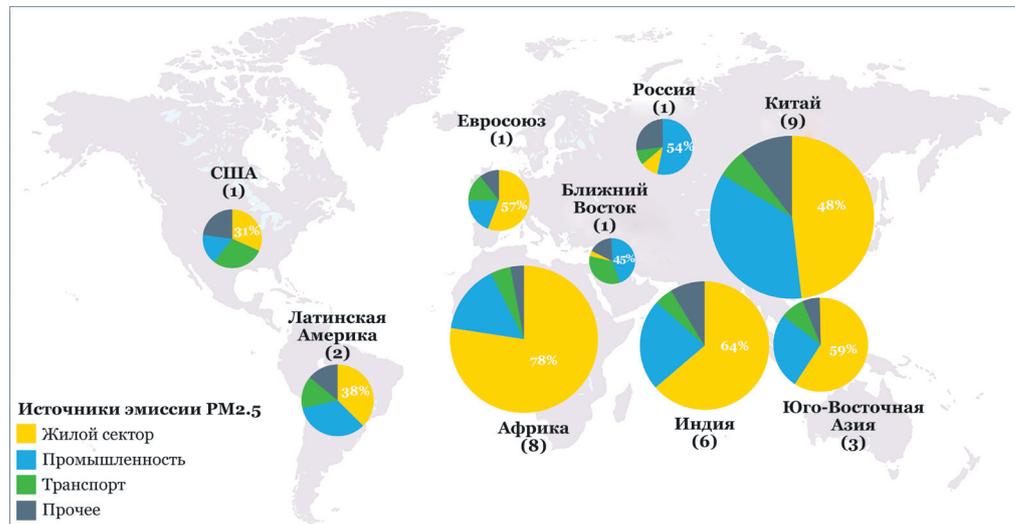


Источники: IEA, IIASA

Зола с малым размером частиц (менее 2-5 мкм) поступает внутрь дыхательного тракта, накапливается в лимфатических узлах и может привести к отложению пыли в легких. Вредное воздействие значительно усугубляется, если в топливе содержатся тяжелые металлы, - они могут частично оказаться в золе. Китай, Индия и страны Африки лидируют по выбросам твердых частиц в атмосферу, причем вклад электроэнергетики в это загрязнение

не столь значителен на фоне жилого сектора (приготовление пищи, обогрев дровами и углем, освещение керосином) и транспорта (рис. 15).

**Рисунок 15** Выбросы PM<sub>2,5</sub> от процессов, связанных с энергетикой, по секторам и регионам мира в 2015 г.



Источники: IEA, IIASA

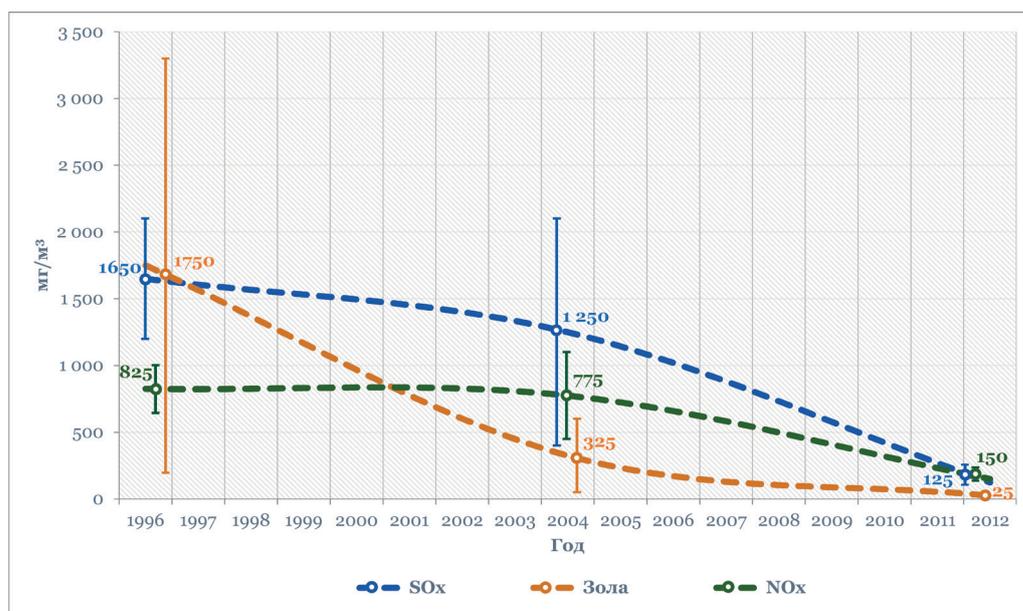
Чистота атмосферного воздуха становится фактором социально-политической напряженности в Китае и Индии. Так, В 2013 г. премьер Госсовета Китая Ли Кэцян объявил «войну загрязнению воздуха». Тысячи людей в Пекине потеряли работу из-за закрытия фабрик и электростанций, миллионы пекинцев лишились права обогреваться углем в домах и буквально мёрзли зимой. Последняя угольная ТЭС в Пекине остановлена в марте 2017 года. В Индии регулярными становятся многотысячные митинги против угольных ТЭС и разрезов, которые заканчиваются арестами десятков участников (в мае 2018 г. в штате Гуджарат) и даже гибелью некоторых из них (в октябре 2016 г. в штате Джаркханд).

Как было показано выше, ТЭС не являются главными загрязнителями воздуха – влияние промышленности, автотранспорта, мелких источников тепловой энергии (котлов, печей) на качество воздуха в городах часто гораздо сильнее. Тем не менее, общественное мнение склонно приписывать именно находящимся на виду угольным ТЭС основную роль в загрязнении, и регуляторы, следуя этим настроениям, ужесточают требования.

В экологическом регулировании ТЭС контролируют как концентрацию вредных веществ в дымовых газах (вылетающих через трубу в атмосферу), так и концентрацию вредных веществ в воздухе приземистого слоя. Второй показатель непосредственно определяет вредное воздействие загрязнителей на здоровье человека (живущего в этом приземистом слое), а первый используется для контроля за экологическими показателями самих ТЭС.

Требования к концентрации вредных веществ в выбросах электростанций ужесточаются во многих странах мира. Например, в Китае за 16 лет (с 1996 по 2012) эти требования в среднем ужесточились в 5,5 раз по оксидам азота, в 13 раз по оксидам серы и в 70 раз по золе (рис. 14). Диапазон допустимых значений концентрация сократился в 3-6 раз (по оксидам) и в 300 раз по золе (рис. 16).

**Рисунок 16** Изменение стандартов на выбросы от угольных ТЭС в Китае в 1996-2012 гг.



Источник: Jin, Andersson, Zhang. Air Pollution Control Policies in China: A Retrospective and Prospects / International Journal of Environmental Research and Public Health, December 2016.

После такого ужесточения китайские стандарты экологичности угольных ТЭС превзошли уровни, достигнутые в США и Евросоюзе (табл. 1).

**Таблица 1.** Сравнение действующих стандартов на выбросы от угольных ТЭС в Китае, США и Евросоюзе, мг/м<sup>3</sup>

		Китай	США	Евросоюз
<b>Оксиды азота</b>	Действующие ТЭС	100	135	200
	Новые ТЭС	50	95	150
<b>Оксиды серы</b>	Действующие ТЭС	50/100/200	185	200
	Новые ТЭС	35	136	150
<b>Зола</b>	Действующие ТЭС	20/30	19	20
	Новые ТЭС	10	12	10

Источник: Анализ Center for American Progress, 2017

В ряде стран регулирование ужесточается по другим показателям. В частности, в Евросоюзе вводится контроль часовых и среднесуточных показателей, контроль степени улавливания серы (за счет работы установок сероочистки) и осуществляется регулирование по наилучшим доступным технологиям (НДТ), в рамках которого предельные выбросы сокращаются еще в несколько раз (табл. 2).

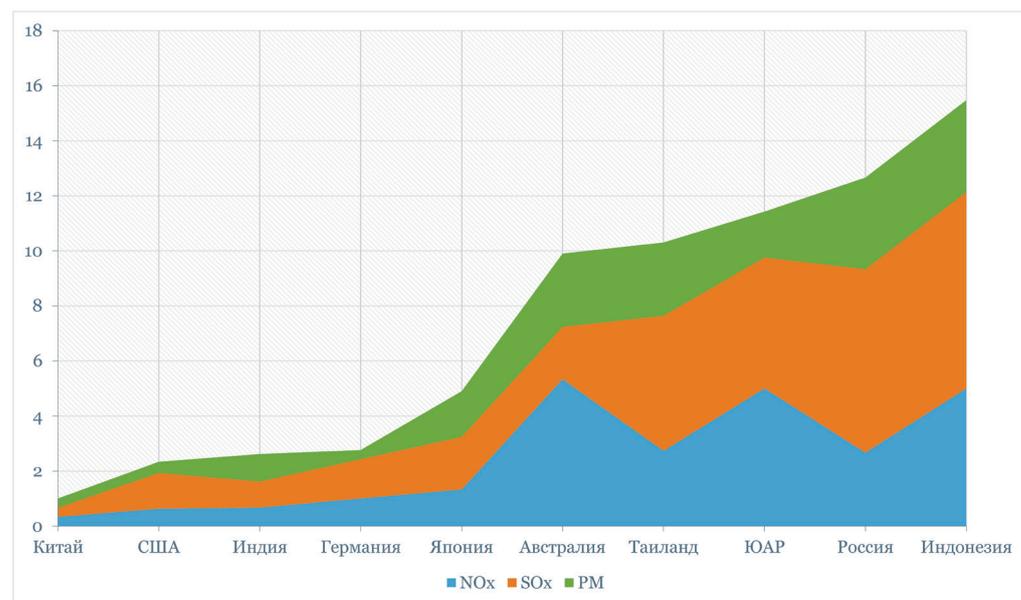
**Таблица 2.** Стандарты на выбросы от угольных ТЭС в Евросоюзе в сравнении с регулированием по НДТ, мг/м<sup>3</sup>

	Действующие ТЭС	Новые ТЭС	НДТ
Оксиды азота	200	150-200	200
Оксиды серы	200-250	150-200	200
Степень улавливания серы	90-96%	93-97%	
Зола	25	10-75	20

Источник: IEA, 2016

С другой стороны, показатели, достигнутые в лидирующих Китае, США и Евросоюзе, пока не являются стандартом для многих других стран, доля которых в мировой угольной генерации существенна. (рис. 17). Так, стандарты в Австралии, Таиланде, ЮАР, России и Индонезии до 10 раз менее жесткие, чем в Китае. С одной стороны, такой разброс характеризует широкую индивидуальность подходов в национальных энергетических политиках, а с другой – позволяет оценить возможный потенциал дальнейшего ужесточения стандартов.

**Рисунок 17** Сравнение стандартов выбросов новых угольных ТЭС в странах, доля которых в мировой угольной генерации значительна (Китай = 1)



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным IEA и ГОСТ Р 50831-95 (в отношении данных по России)

Важнейший фактор экологических ограничений в работе угольных ТЭС – золоотвалы. Например, в США в 2012 году угольные электростанции произвели не менее 110 млн тонн золошлаковых отходов – это один из самых крупных источников промышленных отходов в стране. В 37 штатах из 50 есть золоотвалы, их общее количество – свыше 1400, из которых 70% располагаются вблизи небогатых поселений, а 200 – вблизи рек, которые служат источниками питьевой воды<sup>5</sup>. С 2015 года регулятор требует от операторов действующих золоотвалов проверять их структурную устойчивость (она контролируется инспекциями), оснащать их системами мониторинга подземных вод и ликвидировать загрязнение в случае, если отходы прорываются в воду. Несмотря на внушительное количество золоотвалов, прорывы случаются сравнительно нечасто, зато каждый из них становится центром притяжения внимания СМИ и общественности. В 2015 году одна из крупнейших в мире энергокомпаний, владеющих угольными ТЭС – американская Duke Energy - была оштрафована на 102 млн долларов после того, как признала свою ответственность за 9 случаев нарушения водоохранного законодательства в штатах Северная Каролина и Вирджиния. Одну из угольных ТЭС мощностью 575 МВт после этого перевели на газ, и сейчас компания публично отчитывается о прогрессе в рекультивации, закрытии золоотвалов и переходе на сухое золошлакоудаление.

Экологические ограничения становятся важным фактором межтопливной конкуренции: генерация на природном газе связана, как правило, с незначительными выбросами оксидов серы и твердых веществ в атмосферу и меньшими выбросами оксидов азота. Ужесточение требований приводит к росту как капитальных, так и операционных затрат в угольной генерации – за счет увеличения экологических платежей и затрат по внедрению мер подавления выбросов и очистки дымовых газов. Генерация на природном газе в гораздо меньшей степени подвержена этому воздействию.

ВИЭ вредных выбросов в атмосферу лишены вовсе. По оценкам Bloomberg New Energy Finance, введение новых экологических нормативов в Индии приведет к росту приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) от угольной генерации на 10%, - до значений, превышающих результаты аукционов 2017 г. по солнечной и ветряной генерации.

## **Борьба с изменением климата путём снижения выбросов CO<sub>2</sub>**

Декарбонизация – стремление к сокращению выбросов парниковых газов в мировой экономике – это важнейший драйвер глобального «энергетического перехода».

Тепловые электростанции используют углеродосодержащее топливо (в первую очередь, уголь и газ) и поэтому

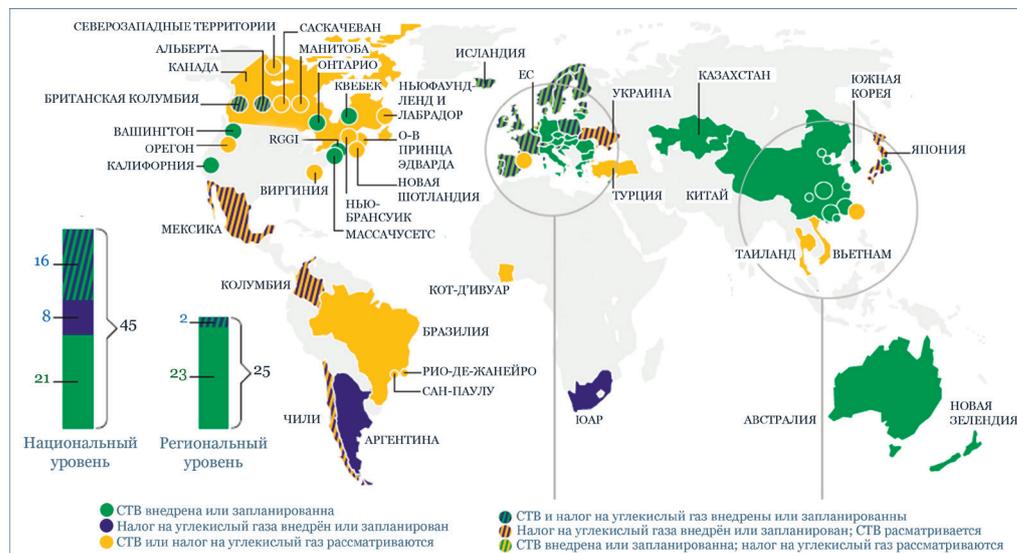
5 По данным U.S. Environmental Protection Agency (EPA)

являются основными источниками выбросов CO<sub>2</sub> в мировой электроэнергетике. Уголь содержит в единице массы больше углерода, чем природный газ, и в несколько раз меньше энергетически ценного (и экологически чистого) водорода. Кроме того, угольные электростанции обычно менее эффективны<sup>6</sup>, чем газовые, поэтому для выработки 1 кВт·ч электроэнергии потребляют больше энергии топлива. Всё это вместе приводит к тому, что угольные ТЭС выбрасывают в 2-2,5 раза больше CO<sub>2</sub> в расчете на выработанный кВт·ч электроэнергии (около 800-1100 г/кВт·ч у угольных ТЭС против 400-500 г/кВт·ч у газовых ТЭС).

Меры экономического стимулирования сокращения выбросов парниковых газов – «углеродные налоги», системы торговли выбросами, – добавляют к операционным издержкам ТЭС значительную статью, которой не существовало еще несколько лет назад, причем для угольных ТЭС она особенно заметна.

По данным World Bank, к 2018 году уже 45 государств и 25 отдельных регионов (в частности, некоторые штаты США) либо уже запустили национальную систему торговли выбросами CO<sub>2</sub> или другие формы «углеродных сборов», либо планируют это сделать в ближайшем будущем (рис. 18).

**Рисунок 18** Статус национальных систем торговли выбросами (СТВ) и систем углеродных сборов в мире по состоянию на 2018 год.



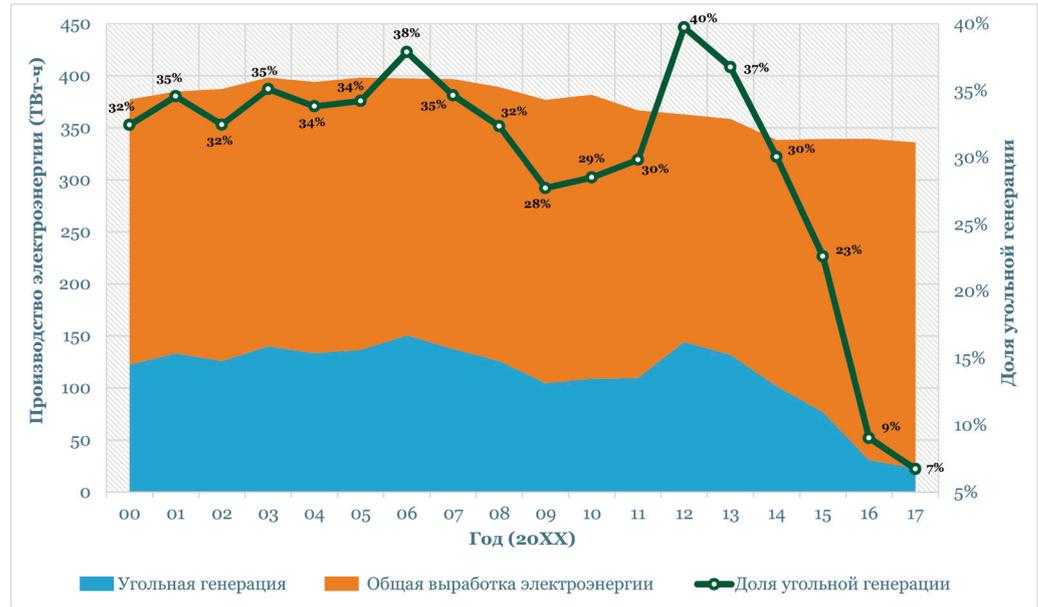
Источник: World Bank Group, State and Trends of Carbon Pricing 2018

Как видно из рисунка, целый ряд стран, угольная генерация в которых значительна в мировом масштабе, пока не предпринимают действий по экономическому стимулированию снижения выбросов CO<sub>2</sub>. Среди них США (за исключением отдельных штатов), Индия, Турция, Россия.

Есть и обратный пример: Великобритания в 2013 году ввела усиленную (по сравнению с общеевропейской) систему взимания

платы за выбросы CO<sub>2</sub> – Carbon Price Floor. Сразу после введения этой системы доля угольной генерации в страновом балансе начала резко падать - с 40% до 7% в 2017 г. (рис. 19).

**Рисунок 19** Развитие угольной генерации в Великобритании



Источник: IEA, BP Energy Outlook

Ценовое давление зависит от решений регуляторов. Так, в Евросоюзе после кризиса 2008 года были приняты решения об увеличении допустимых выбросов CO<sub>2</sub>, которые позволили уменьшить давление на экономику. Цена тонны CO<sub>2</sub> упала в 3 раза всего в течение года. Но в 2017 году эти решения были отменены – и цена углекислого газа выросла вчетверо (рис. 20).

**Рисунок 20** Изменение цены CO<sub>2</sub> в Евросоюзе в 2007-2018, евро за тонну



Источник: ICE Futures Europe, BNEF

Еще одна сторона декарбонизации – корпоративная – также непосредственно влияет на будущее угольной генерации.

Европейские энергетические компании стремятся в своей корпоративной стратегии к безуглеродным решениям и активам. Концерн E.ON в 2016 г. выделил тепловые электростанции

и международную торговлю энергоресурсами в отдельную компанию Uniper, сосредоточившись на возобновляемой энергетике, электросетевом бизнесе и новых потребительских сервисах – распределенной энергетике, энергоэффективности, технологиях хранения энергии. Компания EDF в том же году приняла стратегию CAP-2030, ключевыми аспектами которой стали: удвоение мощностей ВИЭ с продлением ресурса существующих АЭС; усиление активностей на международных рынках в «безуглеродной» генерации, потребительских сервисах и инжиниринге. Enel в 2016 г. объявила стратегию Open Power, которая подразумевает, в том числе, открытие миру новых энергетических технологий (в частности, ВИЭ и интеллектуальных сетей), открытие новых путей управления энергоэффективностью (через интеллектуальный учет, цифровизацию), а также открытие новых способов использования электроэнергии – прежде всего, в электротранспорте. Компания ENGIE в феврале 2018 объявила о новой стратегии, подразумевающей постепенный выход из угольной генерации и концентрацию на низкоуглеродной энергетике. Европейская компания Vattenfall объявила о планах свести к нулю воздействие на климат к 2050 г., что подразумевает постепенный вывод угольных ТЭС из портфеля компании.

В то же время, в топ-20 генерирующих компаний<sup>7</sup>, вырабатывающих электроэнергию из угля, есть лишь три компании из перечисленных выше. В первой десятке этого списка - 7 компаний из Китая, в двадцатке - 4 компании из США, - и эти компании не декларируют выход из угля в обозримой перспективе.

В течение 2015-2018 гг. 33 крупных банка по всему миру объявили об ограничениях в финансировании проектов и компаний в сфере добычи угля и угольной генерации – от частичных ограничений с исключениями до полного запрета на участие в финансировании по всему миру. Среди них - Barclays, Credit Suisse, Goldman Sachs, HSBC, Morgan Stanley<sup>8</sup>. World Bank в октябре 2018 года анонсировал отказ от финансирования проекта угольной ТЭС в Косово – последнего проекта в угольной генерации в своём портфеле.

Крупнейшие страховые компании выступают с аналогичными инициативами, - так, в мае 2018 работающий в России международный страховщик Allianz заявил о прекращении страхования новых угольных активов и постепенном выходе из имеющихся к 2040 г.

Таким образом, декарбонизация уже стала мейнстримом в энергетической политике и стратегии целых стран и международных компаний. Ее влияние на будущее угольной генерации будет определяющим на горизонте ближайших десятилетий, и для уменьшения этого влияния необходимо

7 Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risk exposure / University of Oxford's Smith School of Enterprise and the Environment, 2016.

8 [https://www.banktrack.org/campaign/bank\\_moves\\_out\\_of\\_coal](https://www.banktrack.org/campaign/bank_moves_out_of_coal)

снижать выбросы CO<sub>2</sub> при выработке электроэнергии из угля. Расширение декарбонизации (а также пространства возможных альтернатив – энергетики на газе, ВИЭ, распределенной энергетики и т.д.) приводит к тому, что у потенциального инвестора в угольную генерацию возрастают риски «омертвения инвестиций» (так называемые «stranded assets risks») – то есть вероятности того, что электростанция станет неконкурентной до окончания планового жизненного цикла актива. Поэтому привлечение капитала и страхование рисков в угольной генерации будет более затруднено, чем в других секторах энергетики.

### Усиление межтопливной конкуренции с природным газом в условиях изменений на газовом рынке

Глобальный рынок природного газа подвергается масштабным изменениям. На стороне предложения газа все большую роль играет добыча нетрадиционного газа – в первую очередь, сланцевого газа. В мировой торговле газом резко возрастает роль сжиженного природного газа (СПГ).

По совместному прогнозу Института энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН) и Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, доля нетрадиционного газа в мировой добыче растет с 10% в 2015 году до 23% в 2040 г. (вероятный сценарий).

Доля СПГ в мировой торговле растет быстрыми темпами – если в 2000 году она составляла 26%, то в 2016 году – уже 40% (по данным Международного энергетического агентства). По прогнозу МЭА, к 2025 году СПГ сравняется с трубопроводным газом, а к 2040 году его доля достигнет 58%.

Основное следствие происходящих изменений – повышение конкуренции, которое, в свою очередь, обуславливает<sup>9</sup>:

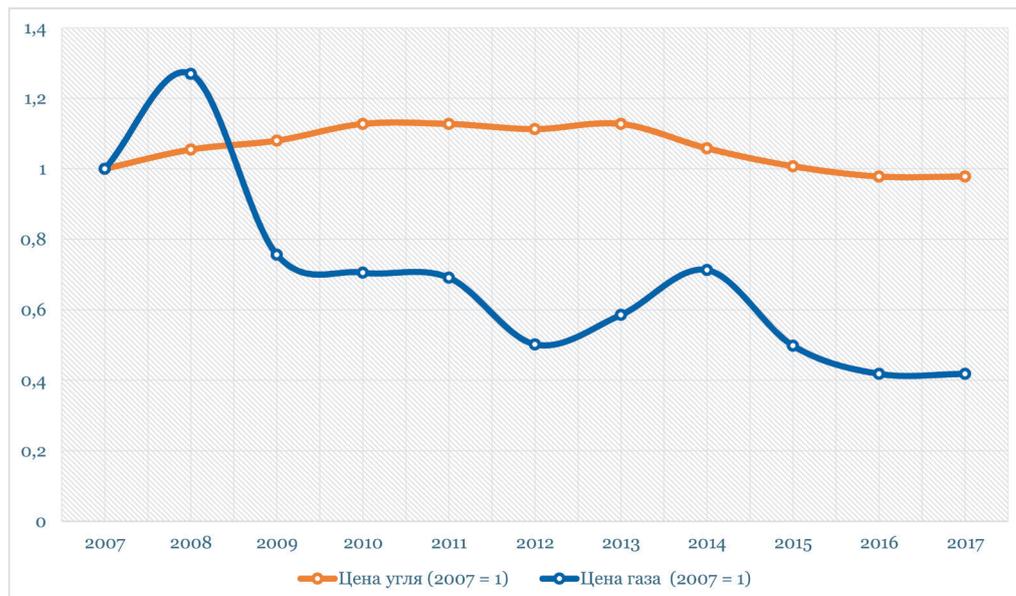
- диверсификацию мест добычи и способов транспортировки газа, отмену условия «destination clause» в контрактах на поставку газа;
- сокращение длительности контрактов и снижение их объемов;
- изменения в ценообразовании и снижение цены.

В условиях этих изменений на рынке газа «голубое топливо» получает дополнительные конкурентные преимущества перед углем – как в глобальном масштабе, так и в масштабе отдельных стран и регионов.

Например, в США средняя цена газа для ТЭС снизилась в 2,6 раза на фоне почти неизменной цены угля (47 долларов за тонну с интервалом изменений +/- 10%) (рис. 21).

9 Подробнее см.: Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей? / Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, апрель 2018. Режим доступа: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/News/Russia-on-global-spg-market.pdf>

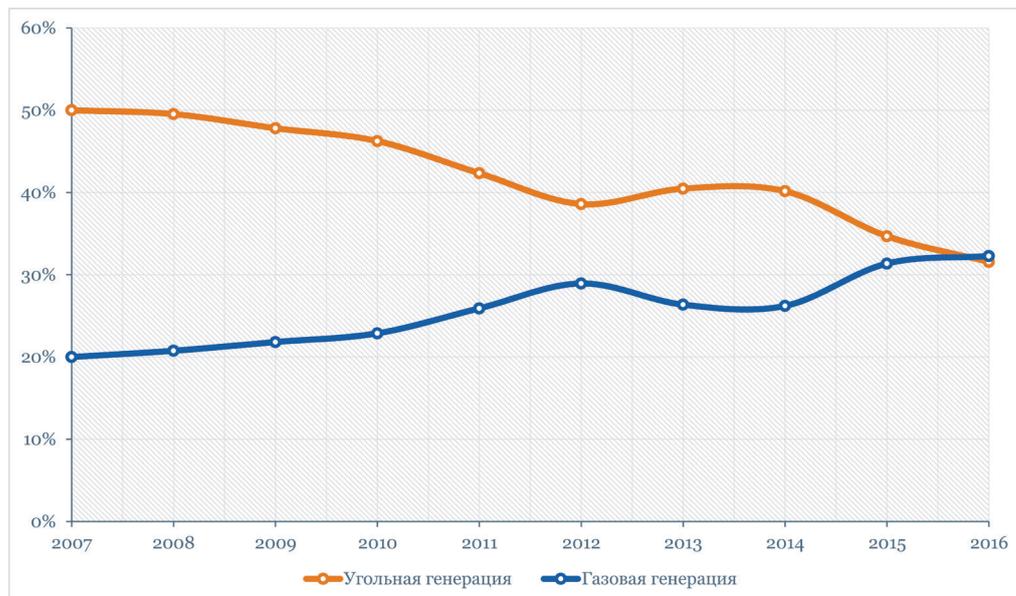
**Рисунок 21** Изменение средних цен на газ и уголь для ТЭС в США (прив. к 2007 году)



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным EIA

В итоге соотношение средних цен газа и угля в США уменьшилось с 4 в 2007 году до 1,5 в 2017 году. Именно этим обстоятельством объясняется увеличение доли газовой генерации в стране с одновременным уменьшением угольной (рис. 22). По данным M.J. Bradley & Associates и EIA, средний КИУМ угольной генерации в 2008-2016 гг. в США сократился с 73% до 53%, а КИУМ газовой генерации вырос с 40% до 56%<sup>10</sup>.

**Рисунок 22** Изменение долей угольной и газовой генерации в США

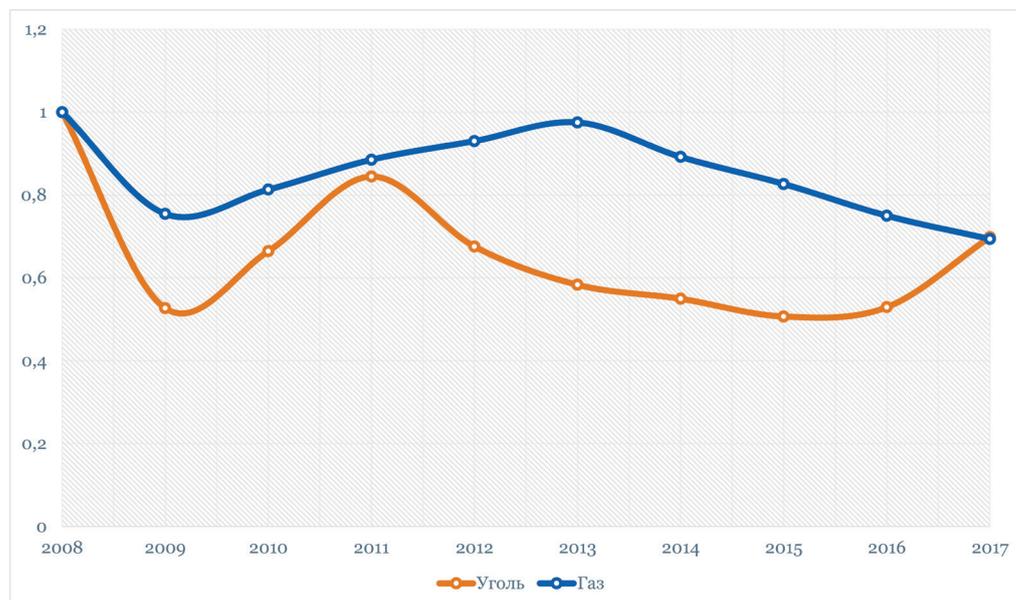


Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным EIA

10 M.J. Bradley & Associates, LLC. Coal-Fired Electricity Generation in the United States and Future Outlook. August 2017

В Евросоюзе наблюдалась другая динамика: цены на уголь и газ изменялись в широком диапазоне, но в целом соотношение цен газа и угля сохранялось на уровне не менее 3 (рисунок 23).

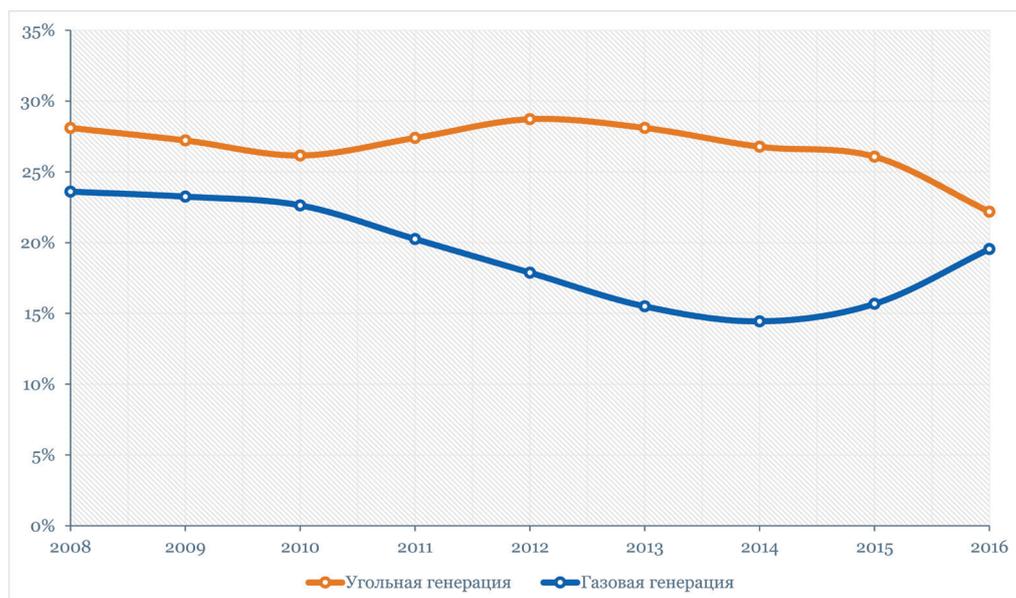
**Рисунок 23** Изменение средних цен на газ и уголь в Евросоюзе (прив. к 2007 году)



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Eurostat (статистика цены газа для non-residential потребителей) и BP (статистика цены угля в Северо-Восточной Европе)

Доли газовой и угольной генерации в Европе тоже изменялись иначе, чем в США: вплоть до 2014 года доля газовой генерации снизилась с 24% до 15%, в то время, как доля угольной оставалась в диапазоне 25-28% (рис. 24). В целом за 8 лет и угольная, и газовая генерация медленно уменьшают свои доли в регионе, уступая биоэнергетике, солнечной и ветряной генерации (показавших совокупный рост в 2,8 раза за тот же период).

**Рисунок 24** Изменение долей угольной и газовой генерации в Евросоюзе



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным IEA

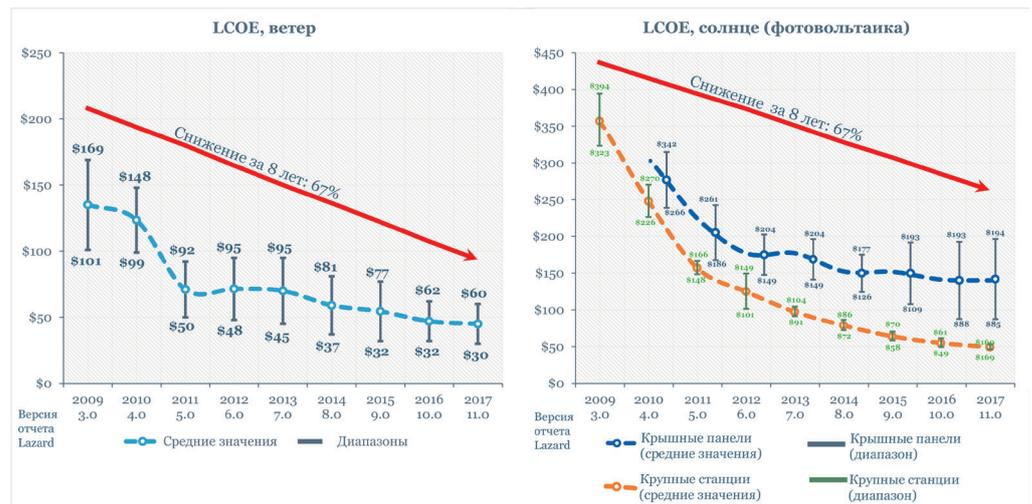
Сравнение ценовой динамики в США и Евросоюзе показывает, что определяющим фактором<sup>11</sup> в межтопливной конкуренции угля и газа является доступ к собственным источникам газа – если в США в 2010-х наблюдался рост добычи газа за счет запасов в сланцах, то в Европе она снижалась из-за постепенного истощения традиционных месторождений.

### Усиление конкуренции с ВИЭ в результате реализации государственных программ их поддержки и кратного снижения стоимости

Возобновляемая энергетика еще 10 лет назад ассоциировалась в основном с гидроэнергетикой. По данным МЭА, в 2008 году совокупная доля солнечной, ветряной и биоэнергетики в генерации в Евросоюзе не превышала 7%, в США – 3%, в Индии – 2%, а в России и Китае составляла доли процента. Но к 2016 году в целом ряде стран эта доля возросла в 3 раза, а в Китае выросла сразу в 14 раз, при этом прогнозы 2008 года были превзойдены в 1,3-1,5 раза в Индии и Евросоюзе, а в Китае – в 4,3 раза.

Проникновение возобновляемой энергетика связано с масштабными программами ее регуляторной поддержки (как правило, связанной с декарбонизацией, а также со стремлением стран-нетто-импортеров газа и угля повысить энергобезопасность). На этом фоне происходит интенсивное развитие этих технологий (рост КПД) с одновременным уменьшением стоимости. Так, LCOE ветряных и солнечных электростанций в США за последние 8 лет уменьшилась на 70-90% (рис. 25).

**Рисунок 25** Динамика приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) от солнечных и ветряных электростанций в 2009-2017 гг. для условий США, USD / МВт·ч



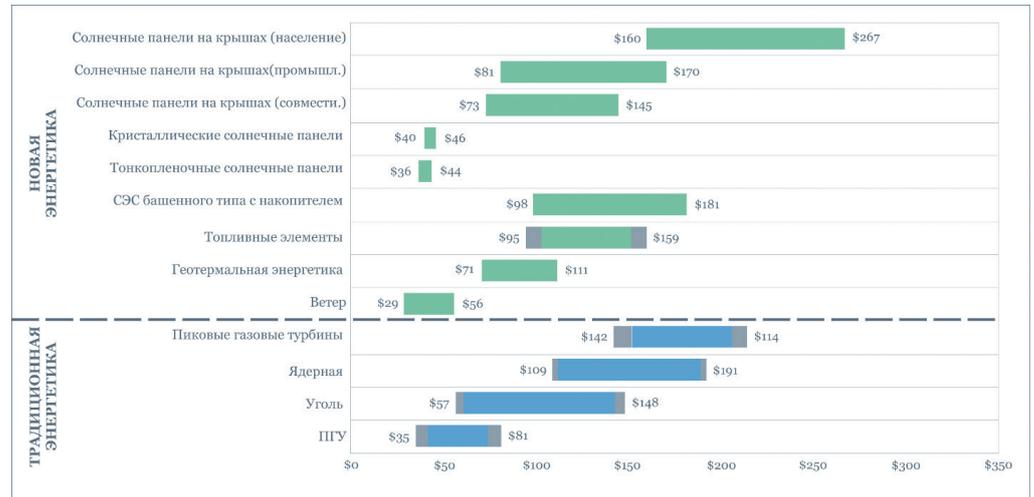
Источник: Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis, version 11.0 – 2017

По оценке Lazard, LCOE угольной генерации за этот же период практически не изменилась: от 78-144 до 110-141 USD / МВт·ч. Оценки для электростанций с внутрицикловой газификацией угля

11 Экологические ограничения и декарбонизация также являются факторами, увеличивающими конкурентоспособность газа по сравнению с углем – об этом см. предыдущие разделы.

(ПГУ-ВЦГ или IGCC) даже возросли: со 110-141 до 96-231 USD / МВт·ч. Оценка LCOE не дает возможности делать универсальные выводы для конкретных инвестиционных проектов в конкретных регионах мира<sup>12</sup>, но дает общее представление о том, что ВИЭ уже вплотную приблизились к тому, чтобы стать экономически конкурентоспособнее новой угольной генерации (рис. 26).

**Рисунок 26** Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) в США, USD / МВт·ч



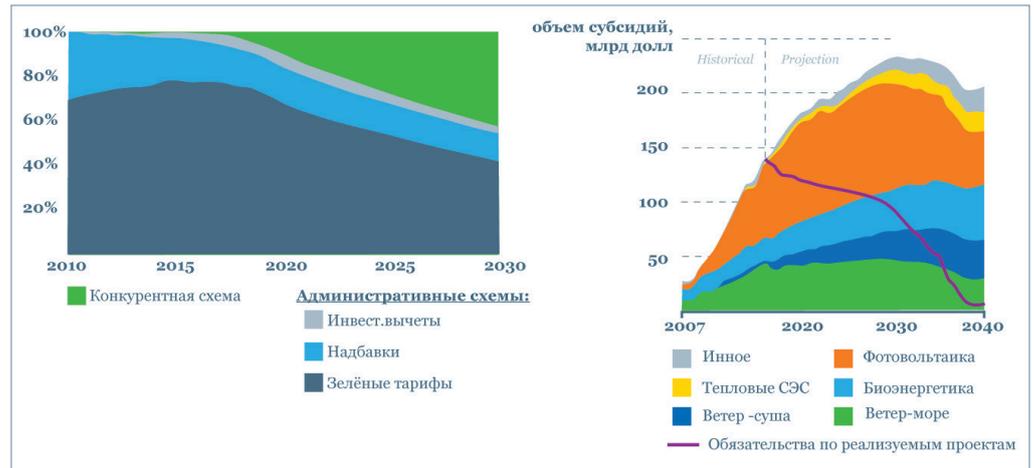
Источник: Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis, version 12.0 – 2018

Во многом успехи ВИЭ были обусловлены масштабной поддержкой в виде льгот и субсидий. Но на фоне снижения их капитальных и операционных затрат регуляторы начинают принимать решения о постепенном сворачивании поддержки и переходе на прямую конкуренцию ВИЭ с ТЭС в формате, например, технологически нейтральных аукционов.

МЭА прогнозирует уменьшение роли административной поддержки ВИЭ до 60% к 2030 году, причем обязательства по поддержке уже законтрактованных ВИЭ снизятся со 140 млрд долларов в 2017 году до 10 млрд в 2040 году (рисунок 27).

12 Методология LCOE включает в себя только затраты «в пределах забора» станции, что исключает учет таких важных общесистемных составляющих, как стоимость вращающегося резерва (или накопителей) для покрытия пиковой нагрузки, стоимость регулирования генерации (при росте/падении потребления и изменении ветра и наличия солнечного света) и др. Кроме того, методология LCOE не учитывает доходную часть по проектам.

**Рисунок 27** Прогноз изменения доли административных схем поддержки ВИЭ (слева) и объема субсидирования ВИЭ (справа)



Источник: IEA

По мере продолжения удешевления ВИЭ и их выхода в зону экономической эффективности без каких-либо субсидий, инвестиционная привлекательность этих технологий по сравнению с ископаемыми источниками будет только возрастать.

## Новые требования энергосистем с высокой долей ВИЭ к гибкости и маневренности ТЭС

Интенсивное развитие ВИЭ обуславливает еще один вызов, не связанный со стоимостью разных технологических решений. Если солнечные и ветряные электростанции загружаются системным оператором энергосистемы в приоритетном порядке (например, вследствие его стремления к сокращению выбросов CO<sub>2</sub> при выработке электроэнергии в масштабах энергосистемы), то ВИЭ тем самым вытесняют ТЭС (как газовые, так и угольные) из базовой части суточного графика электрической нагрузки. ВИЭ стохастичны, их выработка зависит от погодных условий, поэтому оставшая генерация в таких энергосистемах должна быть способной компенсировать резкие изменения мощности ВИЭ (рис. 28).

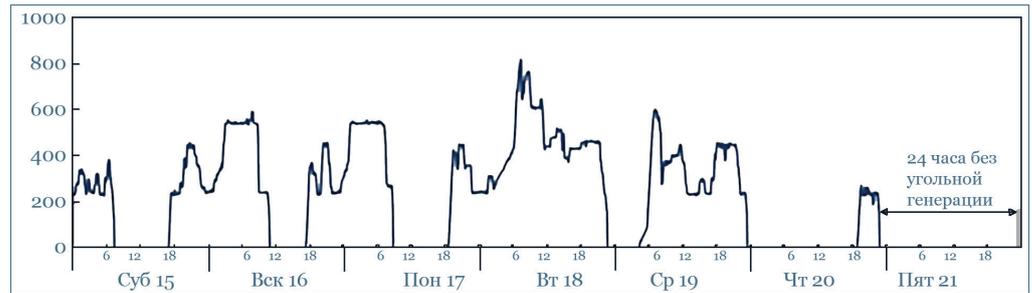
**Рисунок 28** Суточные профили энергосистем с высокой долей ВИЭ



Источник: BNEF

Например, в конце апреля 2017 года в Великобритании угольная генерация (пиковой мощностью около 800 МВт) работала в пиковом режиме: обеспечивала вечерние, утренние пики потребления электроэнергии, а также несла ночную нагрузку (чуть более 200 МВт). 20 апреля угольная генерация потребовалась только для вечернего пика, а 21 апреля угольные ТЭС так и остались в резерве в течение всех 24 часов (рисунок 29).

**Рисунок 29** Суточные графики нагрузки угольных электростанций в системе National Grid в Великобритании в конце апреля 2017 года (МВт)



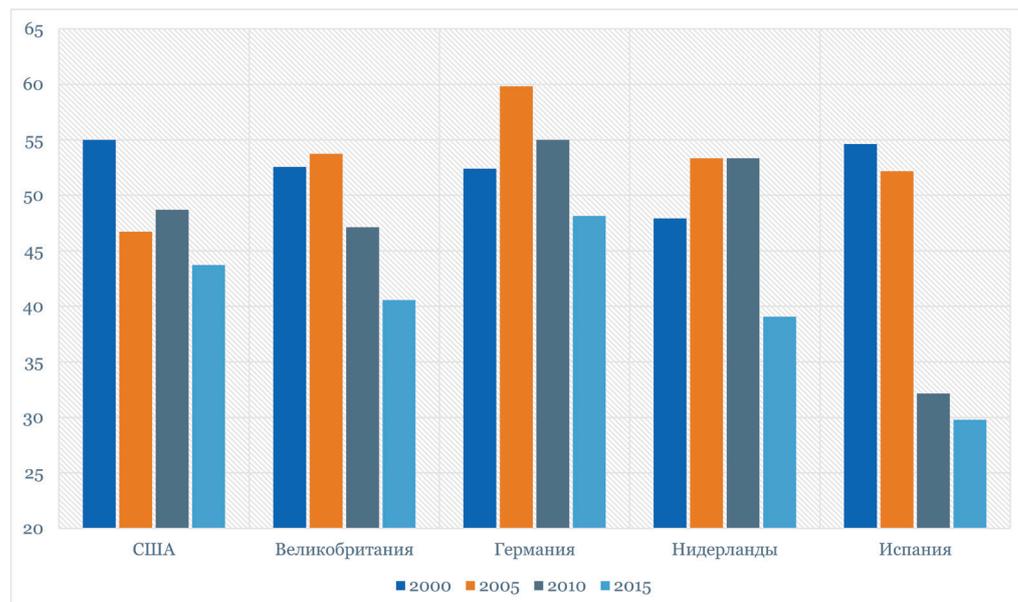
Источник: National Grid, BNEF

По данным МЭА, в 2017 году более 18% электроэнергии в Великобритании было выработано на солнечных и ветряных электростанциях, а суммарная установленная мощность ветропарков превысила 16 ГВт. Балансирование флуктуаций выработки — как краткосрочных (в течение часа), так и долгосрочных (длящихся несколько часов — например, при постепенном наступлении атмосферного фронта) становится настоящим вызовом для энергосистемы.

По данным NREL, в 2004-2009 годах на рынке ERCOT в США средние краткосрочные флуктуации мощности ветряной генерации составляли около 3% от установленной мощности, а долгосрочные флуктуации достигали 50-75% установленной мощности в течение в среднем 6 часов (таких случаев регистрировалось 450-500 ежегодно)<sup>13</sup>.

Переход ТЭС в полупиковый и пиковый режим работы отражается и на коэффициентах использования установленной мощности (КИУМ). Проникновение ВИЭ в энергосистемы США, Германии, Великобритании, Нидерландов, Испании привело к уменьшению КИУМ ТЭС примерно на 10 процентных пунктов в течение 2005-2016 гг. (рис. 30).

13 NREL. Analysis of Wind Power Ramping Behavior in ERCOT. Technical Report, March 2011.

**Рисунок 30** Уменьшение КИУМ ТЭС в энергосистемах стран-лидеров по темпам роста ВИЭ (%)

Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным МЭА

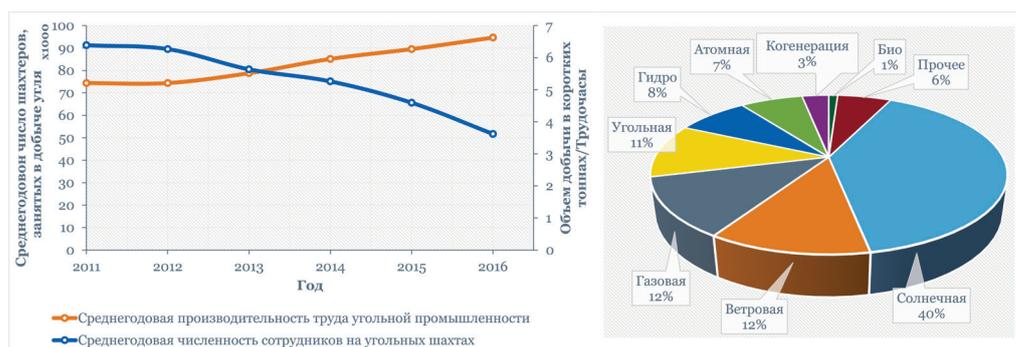
Газовые ТЭС технологически более приспособлены к работе в полупиковом режиме – в первую очередь, благодаря высокой маневренности газовых турбин (как в открытом, так и в комбинированном цикле). Для угольных ТЭС, еще 30 лет назад работавших со считанным числом холодных пусков в году, увеличение числа пусков и остановов, ускорение загрузки и разгрузки составляют новый технологический вызов.

### Социальный аспект: угроза потери рабочих мест в угольной генерации и промышленности

Угольная генерация – важнейший потребитель угольной промышленности. По данным МЭА за 2016 год, 63% добытого в мире угля – то есть примерно 4,9 млрд тонн – было использовано в электроэнергетике. В добыче битуминозных, суббитуминозных углей этот показатель составляет 78%, а в добыче лигнитов – 91%. Изменение доли угля в электроэнергетике напрямую определяет устойчивость развития соответствующих угольных компаний и занятость в угледобывающих регионах.

Так, количество занятых в угольной добыче США последовательно снижалось в связи с повышением производительности труда (механизация, автоматизация производства), а в последнее время – и со снижением объемов добычи. От пиковой занятости 863 тыс. человек в 1923 году занятость упала в несколько раз – до 170 тыс. человек в 1980-х годах (рис. 31), и в 2016 г. достигла минимума – 50 тыс. человек (почти втрое меньше занятых в угольной промышленности России – 140 тыс. человек). Пик добычи угля пройден в 2006 году – 1055 млн тонн.

**Рисунок 31** Изменение занятости и производительности труда в угледобыче (слева) и структура занятости в генерации (справа) в США



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным EIA, Energy Futures Initiative (EFI) и National Association of State Energy Officials (NASEO)

Сокращение рабочих мест и закрытие угольных шахт создает проблемы с уровнем жизни в небольших городах США, зависящих от добычи угля (например, восточная часть штата Кентукки) – рост бедности и преступности, увеличение зависимости от социальных пособий, падение занятости и стоимости жилья и др.

Общее количество рабочих мест, связанных с добычей энергетического угля в США (включая производство оборудования и профессиональные поддерживающие услуги), в 2017 году составляло чуть более 74 тысячи – что эквивалентно всего 7% рабочих мест в топливном секторе страны.

По данным отчета о количестве занятых в энергетике США (U.S. Energy and Employment Report) в 2017 году в угольной генерации работало 92 843 человек (11% от общего числа занятых в энергетике). Наибольшее число занятых приходилось на солнечную и ветроэнергетику, что в основном связано с сооружением и монтажом электростанций и производством оборудования для них – в этих двух секторах в 2017 г. было занято более 450 тысяч человек. По данным Solar Foundation, количество рабочих мест в солнечной энергетике выросло с 2010 по 2017 год более чем в 2,5 раза.

Один из вариантов решения проблемы сокращения рабочих мест в угольном секторе США – переподготовка сотрудников для последующего вовлечения в растущие сектора возобновляемой энергетики. В первую очередь это касается угольной генерации, хотя даже в этом случае существуют объективные ограничения. Так, по данным DOE<sup>14</sup>, наиболее востребованные профессии – техник ветротурбин (ежегодно в США открывается около 25 тысяч вакансий) и монтажник солнечных панелей (рост вакансий на 73 тысячи в 2016 году, 2% от новых рабочих мест в США появляется именно в индустрии фотовольтаики). От соискателей этих позиций требуется набор навыков, отличный от характерного для эксплуатационного персонала угольных ТЭС.

14 Источник: <https://www.energy.gov/eere/articles/5-fastest-growing-jobs-clean-energy>

В Польше количество занятых в угольной отрасли сократилось с 1990х годов на 300 тысяч человек - до 83 тысяч в 2018 году. Добыча угля сократилась со 147 до 65 млн тонн. Вместе с тем, угольная отрасль является одним из основных работодателей в стране, и обсуждение вопросов ограничения угольной генерации в Польше (в рамках общеевропейской повестки) не вызывает оптимизма в трудовых союзах и у политиков. В феврале 2018 года во время рабочей встречи в Катовице (угольной столице Польши) по подготовке международного саммита по изменению климата COP-24 (который прошел в декабре 2018 года в этом же городе) замминистра энергетики Польши Г. Тобишовски отметил, что «Члены Евросоюза, которые имеют шанс на современное развитие и на современную промышленность, должны получить поддержку, при условии, что это действительно современная отрасль, которая сохранит рабочие места в регионе». Суть этой позиции в том, что Евросоюз должен предоставить Польше субсидии на реформы в угольных регионах.

Таким образом, государства сталкиваются с серьезными социальными проблемами в угольных регионах, лишаящихся спроса на уголь со стороны электроэнергетики. Внедрение в энергетическую политику соответствующих мер компенсации и сглаживания этих негативных эффектов – новый долгосрочный вызов для большинства угледобывающих стран. В то же время, фактор занятости внутри угольной генерации не является существенным, - компенсация этого фактора может быть достигнута за счет создания рабочих мест в других секторах электроэнергетики.

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ КАК СПОСОБ ОТВЕТА НА НОВЫЕ ВЫЗОВЫ

В предыдущем разделе были описаны вызовы, с которыми угольной генерации приходится сталкиваться в эпоху «энергетического перехода». Настоящий раздел посвящен анализу возможных ответов на эти вызовы.

### Технологии Clean Coal («чистого угля») – стандарт будущего для отрасли

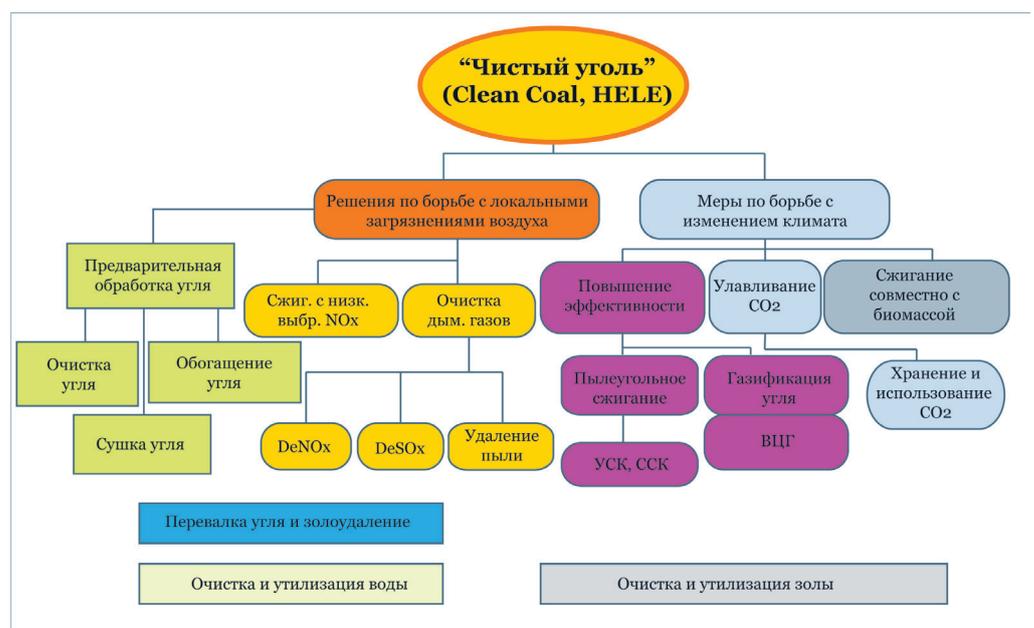
Поскольку большая часть вызовов, возникших перед угольной генерацией, связана с экологией и наступлением «конкурентов» в части уменьшения сравнительных затрат – LCOE, то логично, что базовым ответом становится радикальное повышение эффективности и экологичности угольных ТЭС.

В мире этот технологический ответ известен под общими понятиями «Clean Coal» или «High Efficiency Low Emissions» (HELE). Он включает в себя технологические решения (большей частью – полностью коммерциализированные во многих странах мира) в двух главных направлениях:

- решения по подавлению выбросов загрязнителей и очистке дымовых газов – от повышения качества сжигаемого угля до применения установок азото-, сероочистки и золоулавливающих фильтров на ТЭС;
- решения по борьбе с изменением климата – от общего повышения эффективности угольной генерации до улавливания углекислого газа и совместного сжигания биомассы.

На рис. 32 перечислены конкретные решения по обоим направлениям, а ниже они описаны подробнее.

**Рисунок 32** Технологии Clean Coal или HELE (High Efficiency Low Emissions)



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

## Подавление выбросов и очистка дымовых газов

Технологии подавления выбросов и очистки дымовых газов появились одновременно с первыми угольными ТЭС. Основные принципы этих технологий были проработаны еще в конце XIX века, первые промышленные установки появились в начале XX века. Суть этих давно известных технологий в контексте Clean Coal и HELE – в их повсеместном распространении, коммерциализации и многократно возросшей эффективности, которая обеспечивается с углями разнообразного качества в различных режимах работы ТЭС, в том числе резкопеременных (как было описано выше<sup>15</sup>).

В таблице 3 сведены показатели эффективности современных систем очистки дымовых газов, достигнутые на действующих угольных ТЭС.

**Таблица 3.** Технологии очистки дымовых газов от угольных ТЭС и показатели их эффективности

Загрязнитель	Технологии	Показатели эффективности
Оксиды азота	DENOX, селективное каталитическое восстановление (SCR)	улавливание от 50% (DENOX) до 90% (SCR)
Оксиды серы	Сероочистка (FGD)	улавливание от 50-70% (сухая) до 99% (мокрая)
Зола	Электрофильтры (ESP), рукавные фильтры	улавливание 99,9% золы, концентрация в выбросах до 5-15 мг/м <sup>3</sup>

Источники: Speight, Coal Power Generation Handbook, 2013; Makino, Japan Coal Energy Centre, 2016

В США массовое внедрение систем очистки дымовых газов на угольных ТЭС началось еще в 1970-х годах. С тех пор (по состоянию на 2017 год) американские энергокомпании инвестировали в эту сферу 122 млрд долларов, дополнительно около 5 млрд будут вложены к 2020 году. За период до 2017 года выбросы оксидов серы, азота и золы на ТЭС в США сократились на 93%. Практически все ТЭС сейчас оборудованы продвинутыми системами контроля за выбросами и их подавления<sup>16</sup>.

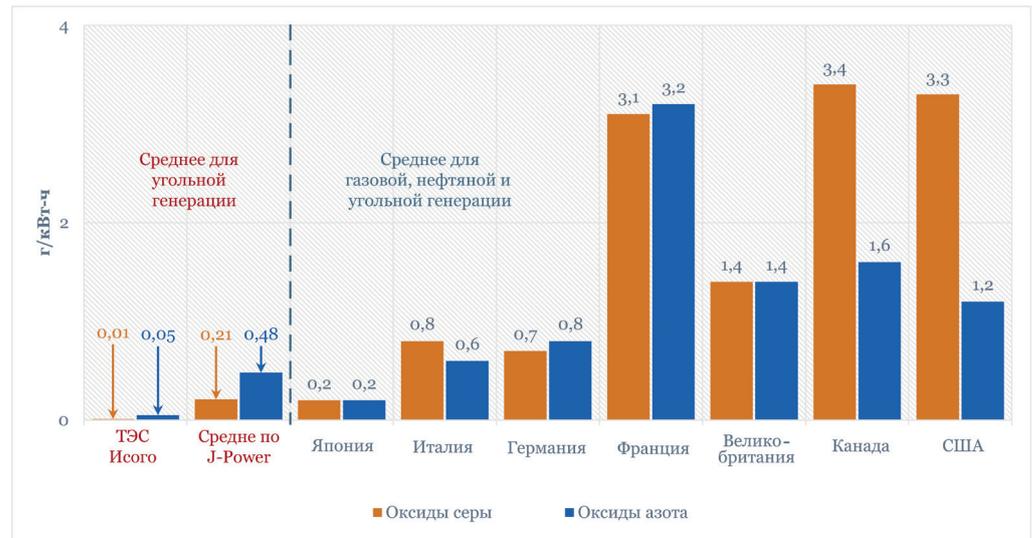
Еще в 2013 году свыше 95% установленной мощности угольных ТЭС в Китае были оборудованы сероочисткой.

В Японии на угольных ТЭС достигнуты показатели выбросов оксидов азота и серы меньшие, чем средние по ТЭС (всем ТЭС, включая газовые) многих европейских стран, Японии, Канады и США: на японской ТЭС Исого эти показатели измеряются сотыми долями грамма на каждый выработанный киловатт-час электроэнергии (рис. 33).

15 См. раздел «Новые требования энергосистем с высокой долей ВИЭ к гибкости и маневренности ТЭС»

16 Источники: OECD Environmental Data Compendium, American Coalition for Clean Coal Electricity

**Рисунок 33** Сравнительные показатели выбросов оксидов серы и азота на ТЭС в среднем и на лучших угольных ТЭС Японии



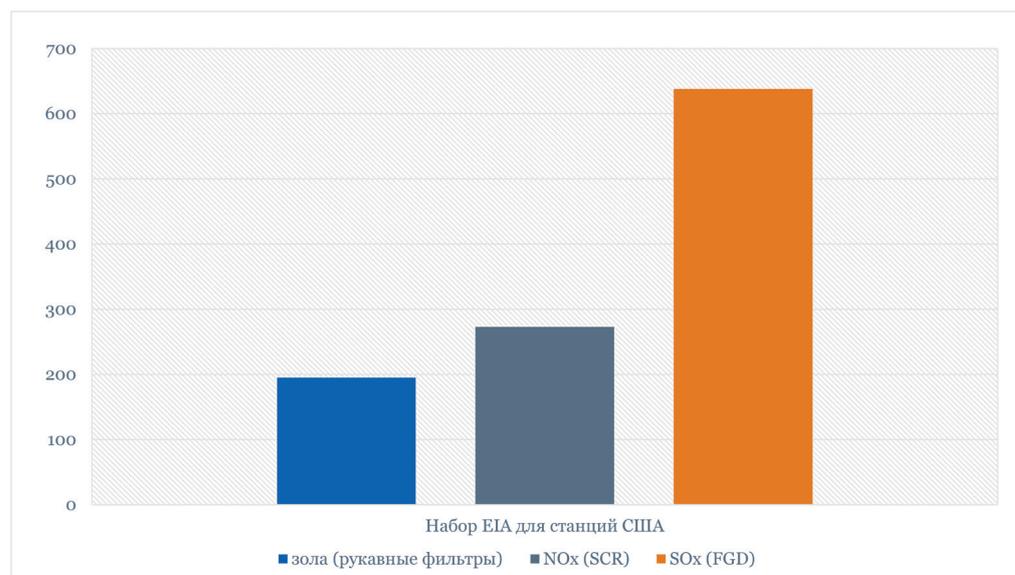
Источник: J-Power

Последовательное ужесточение экологических требований вынуждает энергокомпании инвестировать огромные средства в модернизацию систем очистки дымовых газов угольных ТЭС. В соответствии с исследованием DNV GL, проведенном в 2017 году<sup>17</sup>, 66 из 85 ГВт угольных ТЭС на каменном угле и 47 из 53 на буром угле, работающих в 28 странах Еврозоны, не удовлетворяют новым экологическим требованиям Евросоюза по наилучшим доступным технологиям, которые вступят в силу к 2021 году. Это означает, что, в частности, почти все угольные ТЭС Болгарии, Чехии, Эстонии, Финляндии, Франции, Венгрии, Ирландии, Польши, Румынии и некоторых других стран, а также большинство угольных ТЭС Германии необходимо будет либо модернизировать, либо остановить. Суммарные инвестиции в эту модернизацию оцениваются в 5,7 млрд евро для подавления NOx, 7,9 млрд евро – для подавления SOx, 0,9 млрд евро – для подавления выбросов пыли. Удельные затраты по станциям Польши, например, оцениваются в 11 евро на МВт-ч.

В США введение новых требований к очистке дымовых газов на угольных ТЭС потребует значительных затрат на их модернизацию – примерно 200-600 долларов на установленный кВт (рис. 34).

<sup>17</sup> DNV GL. Hard coal / lignite fired power plants in EU28: Fact-based scenario to meet commitments under the LCP BREF. 2017

**Рисунок 34** Оценка инвестиций в реконструкцию систем очистки дымовых газов на угольных ТЭС в США, долларов на кВт



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным EIA (сероочистка – удаление 95% SO<sub>2</sub>, SCR – удаление 90% NO<sub>x</sub>, удаление ртути и диоксинов активированным углем)

Зола и другие материалы<sup>18</sup>, улавливаемая новыми эффективными фильтрами, вместо традиционного захоронения на золоотвале может быть полезно использована – в строительной отрасли, сельском хозяйстве и др. В США в 2017 году достигнут рекордный показатель – 64% золошлаковых отходов угольных ТЭС было полезно использовано (третий год подряд доля полезного использования больше 50%), по данным АССА<sup>19</sup>. В Японии этот показатель гораздо выше – планка в 60% была преодолена еще в начале 1990х годов, а по состоянию на 2011 год 97% золы было направлено на повторное использование.

## Повышение эффективности использования топлива

Между энергоэффективностью и экологической эффективностью на ТЭС существует прямая связь. Рост энергоэффективности на ТЭС приводит к уменьшению потребности в топливе для выработки фиксированного количества электроэнергии. Меньшее количество сжигаемого топлива означает пропорционально меньшее количество выбросов – как загрязнителей (оксидов азота, серы, золы), так и углекислого газа.

Развитие ТЭС, сжигающих природный газ, с 1970-х годов пошло по пути развития качественно более эффективных и/или маневренных (по сравнению с паросиловыми) газотурбинных и парогазовых технологий (КПД современных ПГУ превышает 60% на фоне 38-40% у лучших паросиловых энергоблоков на газе). Развитие же угольных ТЭС продолжилось в рамках паросиловых технологий – за счет последовательного увеличения параметров пара (его давления и температуры на входе в турбину), которое

<sup>18</sup> Например, сероочистка на угольных ТЭС производит строительный гипс

<sup>19</sup> American Coal Ash Association

обуславливает значительно меньший рост КПД.

Докритические параметры пара были характерны для ТЭС в Японии до 1960-х годов, в Китае – до начала 1990-х годов. Сверхкритические параметры используются на ТЭС Японии с середины 1960-х, ультрасверхкритические<sup>20</sup> – с середины 1990-х годов (рис. 35).

**Рисунок 35** Развитие паросиловых технологий угольных ТЭС по параметрам пара в Японии (слева) и Китае (справа)



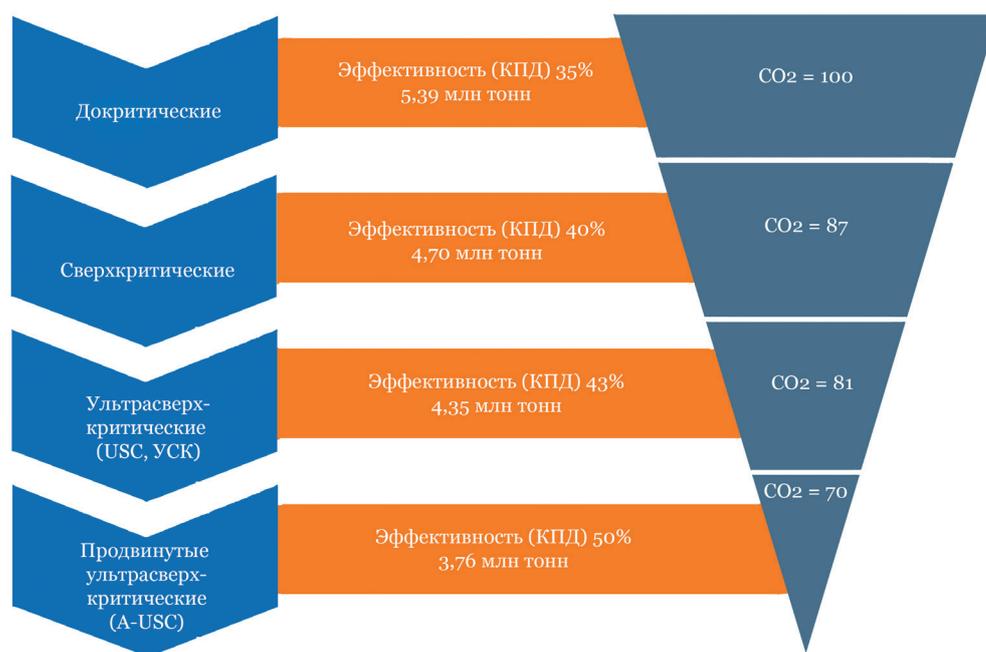
Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Speight, Japan Coal Energy Center, Japan Power, China Iron and Steel Research Institute Group

Развитие технологий в Китае задержалось на десятки лет, но разрыв быстро сокращается: если по «сверхкритике» отставание составило 25 лет, то по «ультрасверхкритике» – чуть более 10 лет. По данным IEA, в Японии около 20 ГВт угольной генерации находятся в стадии планирования, причем регулятор требует, чтобы все они были как минимум на УСК<sup>21</sup>.

Переход от докритических параметров на ультрасверхкритические позволяет сократить выбросы CO<sub>2</sub> (при прочих равных) на 19%, а дальнейшее повышение параметров до продвинутых ультрасверхкритических (advanced USC, A-USC) позволяет сократить выбросы на 30% (рис. 36). Повышение параметров пара может сопровождаться ростом удельных капитальных затрат, поэтому экономический выбор определяется разницей между дополнительными капитальными затратами и экономией топлива и платы за выбросы.

20 В российской науке принят другой термин – «суперсверхкритические»

21 IEA Clean Coal Center, I. Bernes – HELE technologies in Japan and South Korea / October 2018.

**Рисунок 36** Рост КПД угольной ТЭС и уменьшение выбросов CO<sub>2</sub> при повышении параметров

Источник: IEA, I. Vernes, оценка для угольной ТЭС 800 МВт с КПД 80%

Влияние уровня параметров пара на эффективность и выбросы CO<sub>2</sub> было известно уже десятилетия назад. Особенность последних нескольких лет состоит в том, что ультрасверхкритические параметры из относительно новой технологии превратились в стандарт для отрасли – ежегодный ввод угольных ТЭС на УСК составляет не менее 10 ГВт, доля вводов на УСК увеличилась в 6 раз (с 10 до 60% в 2007-2017), а ввод угольных ТЭС на докритических параметрах сократился практически до нуля в 2017 г. (рис. 37). Совокупная мощность ТЭС на УСК в мире - 266 ГВт, впятеро больше мощности всей угольной генерации в России.

В Южной Корее и Японии доля УСК в угольной генерации на 2015 год, по данным IEA ССС, составляла около 25-35%. Правительство Японии стимулирует ввод исключительно станций на УСК.

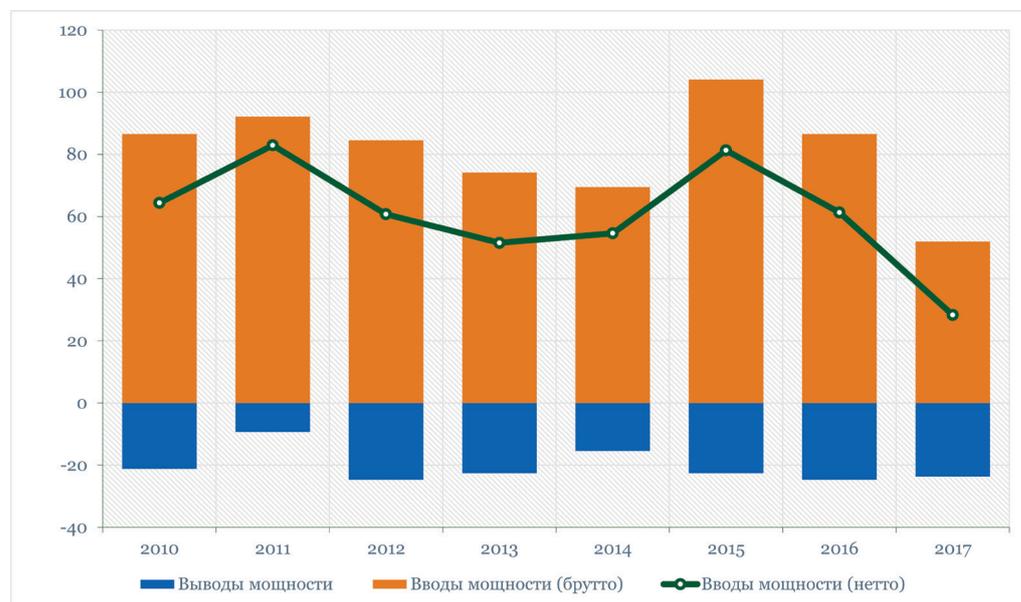
**Рисунок 37** Ввод мощностей угольной генерации параметров в мире и доля ультрасверхкритических параметров в совокупности вводимых мощностей



Источник: анализ Japan Coal Energy Center по данным McCoy Power Reports

По данным IEA, в течение 2010-2017 ежегодно в мире выводилось из эксплуатации 10-20 ГВт мощностей угольных ТЭС, большинство из которых – неэффективные и экологически вредные энергоблоки на докритических параметрах<sup>22</sup> (рис. 38).

**Рисунок 38** Ввод и вывод мощностей угольных ТЭС в мире, ГВт



Источник: анализ IEA по данным Platts (2018)

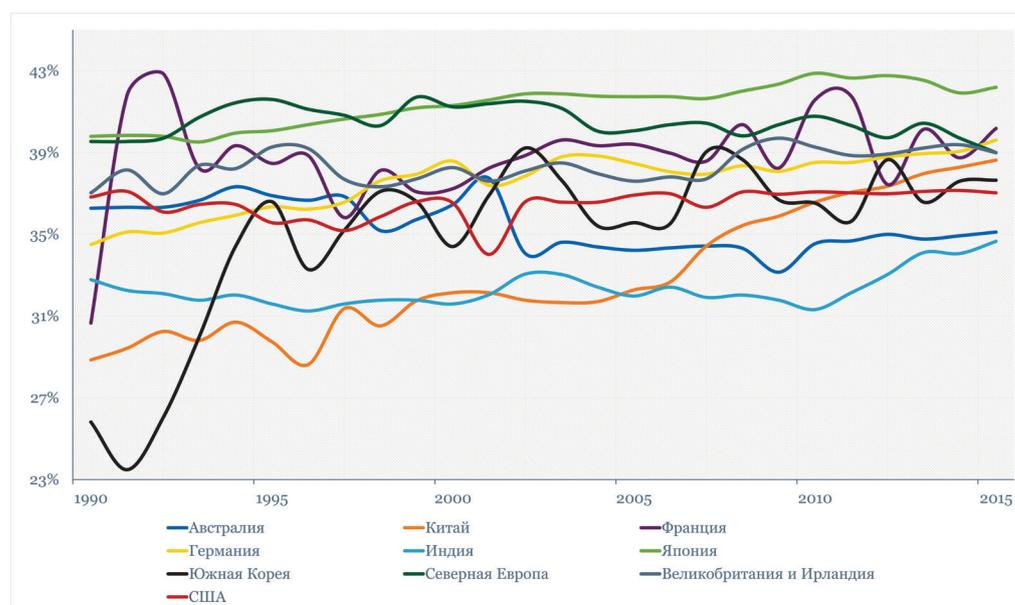
По данным IEA и Global Coal Plant Tracker, вывод угольных ТЭС на докритических параметрах из эксплуатации в США, Европе, Индии и остальном мире происходит в среднем через 40-48 лет после пуска (48 – в США). Исключением является Китай, агрессивно заменяющий свой парк угольных станций – их выводят из эксплуатации уже на 22-м году работы. Парк угольных ТЭС в

22 IEA World Energy Investments, 2018

Китае и Индии наиболее «молодой» - около 15 лет на фоне 40 лет в США и Европе. «Возраст» 35% угольных ТЭС на докритических параметрах по всему миру не менее 30 лет, и именно этот сегмент угольной генерации является основным кандидатом на вывод из эксплуатации с замещением более совершенными технологиями.

Технологическое развитие угольной генерации отражается на показателях ее эффективности (рис. 39).

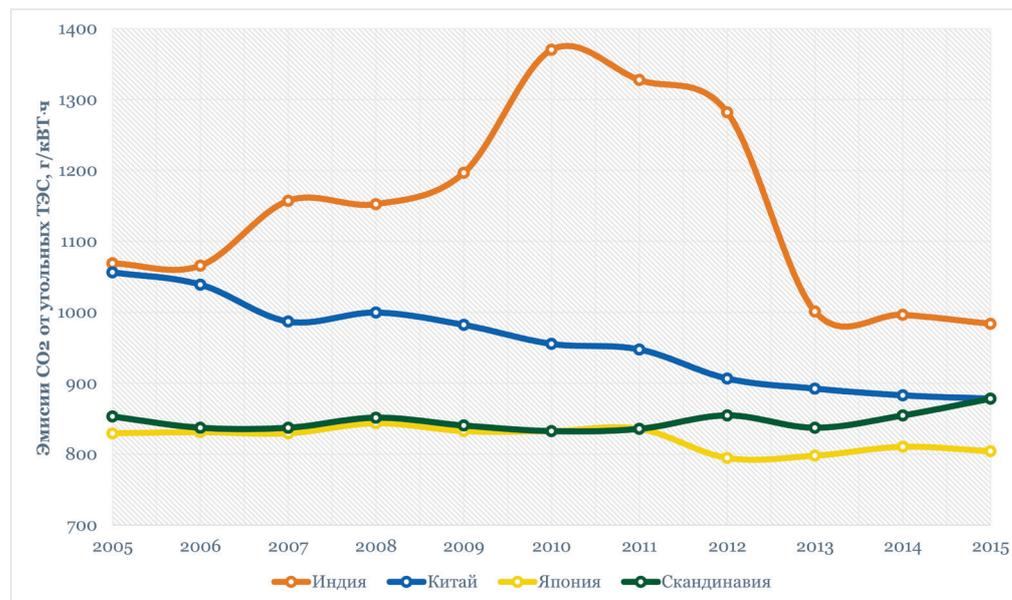
**Рисунок 39** Рост средней эффективности (КИТ<sup>23</sup>) угольных ТЭС в различных странах



Источник: Ecofys, 2017

Если в 1990-х годах Япония и Скандинавия были в лидерах (Скандинавия – за счет когенерации, о которой речь пойдет ниже), то в 2000-х Япония вырвалась в абсолютные лидеры. Последнее же десятилетие отмечено резким ростом эффективности угольной генерации в Китае и Индии.

Выбросы CO<sub>2</sub> также снижаются (рис. 40). Япония находится в лидерах за счет постоянного улучшения эффективности ТЭС, но уже близка к пределу (-3% за последние 10 лет). Китай и Индия снизили свои показатели на 17% и 7% соответственно, а выбросы в Скандинавии немного выросли (+3%) – вероятно, за счет уменьшения когенерации от угольных ТЭС.

**Рисунок 40** Снижение удельных эмиссий CO<sub>2</sub> от угольных ТЭС, г/кВт·ч

Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Esofys

Наряду с повышением параметров пара в паросиловом цикле, существует вектор развития угольных ТЭС в направлении газификации – технология IGCC, или ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Теоретические разработки этой технологии были сделаны более полувека назад. Ее суть – в повышении эффективности угольной ТЭС до 50% за счет применения парогазового цикла. Если для ТЭС на природном газе перевод на ПГУ проводится относительно легко, то для угольной ТЭС приходится сначала с помощью чистого кислорода выделить из угля смесь горючих газов (водорода и монооксида углерода), очистить ее от примесей и серы и только потом направить на сжигание в специальную ГТУ. Похожие схемы и оборудование применяются в черной металлургии при сжигании доменного, коксового, конвертерного газов – побочных газов, образующихся при выплавке чугуна и стали.

Первые коммерческие ПГУ с ВЦГ появились в 1990-х годах в США. С тех пор технологию так и не удалось перевести в разряд массовых – по состоянию на 2017 год в мире насчитывается около 15 энергоблоков ПГУ с ВЦГ, что совершенно не сопоставимо с количеством новых угольных энергоблоков на УСК. Фактически достигнутая эффективность – около 40%, – ниже, чем у угольных ТЭС на УСК. По данным Lazard и EIA, удельные капитальные затраты на строительство ПГУ с ВЦГ на 30-35% больше, чем паросиловых угольных ТЭС. Все это вместе сводит к минимуму конкурентоспособность ПГУ с ВЦГ по сравнению с угольными ТЭС на УСК.

## Когенерация

Когенерация – производство тепловой и электрической энергии на ТЭС в едином цикле – еще одна давно известная технология,

которая позволяет угольным ТЭС значительно повышать свою эффективность, а значит, и сокращать выбросы CO<sub>2</sub>. В режиме когенерации при оптимальной нагрузке ТЭС (как по производству электроэнергии, так и производству тепловой энергии) она может полезно использовать до 85% энергии топлива. Указанный эффект достижим на любых параметрах пара, в том числе докритических – но при повышении параметров пара среднегодовой коэффициент использования топлива будет больше.

Преимущества когенерации очевидны: рост энергоэффективности, уменьшение выбросов парниковых газов и улучшение экологической ситуации в городах, для которых уголь является важным источником энергии. Как было показано выше, сжигание угля и дров в жилом секторе в Китае и Индии приводит к эмиссиям SO<sub>2</sub> и пыли в масштабе, сопоставимом с угольной генерацией – при том, что угольная генерация вырабатывает многократно больше электроэнергии, чем домашние котлы и печи – тепловой. Выбросы от множества небольших угольных котельных гораздо труднее администрировать, они непосредственно влияют на качество воздуха жилых зон (в то время, как высокие дымовые трубы угольных ТЭС рассеивают очищенные дымовые газы на десятки километров вокруг). Вероятно, поэтому власти Пекина в рамках экологического проекта пошли на полный запрет на сжигание угля в домах, – политически жесткий шаг в городе, в котором температура воздуха зимой колеблется около нуля по Цельсию.

Отрицательная сторона угольной когенерации – значительный эффект масштаба и резкое удорожание стоимости угольных блоков малой мощности. Это делает обоснованным строительство достаточно крупных ТЭЦ, а значит – и создания вокруг ТЭС разветвленной системы теплоснабжения. Кроме того, угольные ТЭЦ должны эффективно работать на двух рынках одновременно вместо одного – это сложнее и с точки зрения оперативного управления, и с точки зрения администрирования (особенно с учетом того, что один рынок, как правило, конкурентный, а другой – регулируемый по тарифам). Наконец, ТЭЦ существенно эффективнее одноцелевых ТЭС<sup>24</sup> в среднем за год только тогда, когда производят сопоставимое с электроэнергией количество тепловой энергии в течение всего года, – а это достигается, по опыту России, в городах с относительно суровыми зимами (и большим количеством градусо-суток отопительного периода), либо при наличии крупных промышленных потребителей тепловой энергии. Китай, Индия, Австралия, ЮАР, США, Польша, Турция, Юго-Восточная Азия, Корея и Япония – глобальные лидеры в угольной генерации – при прочих равных могут использовать когенерацию в меньших масштабах, чем Россия, страны Северной Европы или Канада.

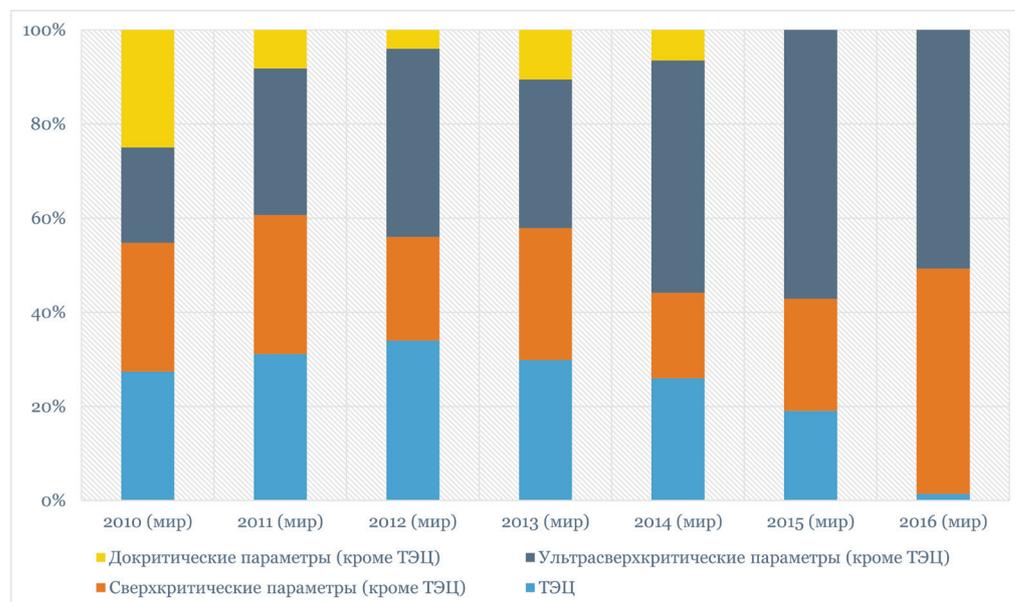
Тем не менее, нетто-прирост мощности угольной когенерации в мире наблюдается в объеме в среднем 18 ГВт каждый год, а доля

---

24 Под одноцелевыми ТЭС здесь и далее понимаются ТЭС, вырабатывающие только электроэнергию

ТЭЦ во вводах новых мощностей сопоставима с долями ТЭС на сверхкритических параметрах или ультрасверхкритических параметрах (рис. 41). В 2015 и 2016 году нетто-прирост мощности угольной генерации был обеспечен только ТЭС на УСК, ТЭС на СК или ТЭЦ. По состоянию на 2016 год, в мире насчитывается 487 ГВт угольных ТЭЦ, или 23% от общей установленной мощности угольных ТЭС в мире.

**Рисунок 41** Структура прироста мощностей угольных ТЭС в мире



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным IEA

В течение последних 20-30 лет когенерация получила активное развитие как в странах Северной Европы и Китае.

Так, в Финляндии более трети электроэнергии вырабатывается на ТЭЦ, при этом их коэффициент использования топлива составляет 81-83%<sup>25</sup>.

В Китае, по данным IEA<sup>26</sup>, примерно 70% территории занимают регионы с относительно холодным климатом и продолжительностью отопительного периода 100-200 суток, в которых проживает около 40% населения страны. Потребление тепловой энергии в жилом секторе удвоилось в течение 2001-2007 гг., и в стране в те годы началось массовое строительство ТЭЦ мощностью 200-300 МВт. По данным Китайской ассоциации теплоснабжения<sup>27</sup>, в 2015 году потребность в тепловой мощности в Китае составляла 848 ГВт, из которых 42% обеспечивали ТЭЦ – то есть совокупная тепловая мощность ТЭЦ в Китае уже больше, чем в России, при этом львиная доля из них угольные.

Угольные ТЭЦ обеспечиваются инвестициями, в том числе, с использованием финансовых инструментов «Механизма чистого

25 Источник: CHP/DHC Country Scorecard: Finland / IEA, 2013.

26 Источник: CHP and DHC in China: An Assessment of Market and Policy Potential / IEA, 2007.

27 Источник: Present and future of Beijing District Heating / Beijing District Heating Group, April 2015

развития» (Clean Development Mechanism) ООН, созданного для финансирования низкоуглеродных проектов. Так, в Китае действует система «зеленых бондов», в рамках которой кредиты получают проекты мощных угольных ТЭЦ, в том числе на ультрасверхкритических параметрах<sup>28</sup>.

Международная компания Veolia, которая специализируется на теплоснабжении и водоснабжении, с 2007 года реализует проект централизованного теплоснабжения северо-западной части китайского города Харбин (9,5 млн жителей). В ходе проекта планируется к 2020 г. за счет системы теплоснабжения на территории в 57 км<sup>2</sup> закрыть небольшие источники тепла, повысить надежность всей системы в целом, улучшить экологию города и повысить общую энергоэффективность на 40%. Новые источники будут использовать когенерацию и котлы с циркулирующим кипящим слоем, а вся система будет оптимизирована за счет средств предиктивной аналитики и выбора наилучших режимов<sup>29</sup>.

В германском городе Карлсруэ в 2014 году запущен угольный энергоблок RDK8 на ультрасверхкритических параметрах мощностью около 900 МВт. Энергоблок позволяет выдавать в систему теплоснабжения города дополнительно до 220 МВт тепловой энергии, общая эффективность при этом возрастает с 46% в одноцелевом режиме до 58% в режиме когенерации<sup>30</sup>.

## Рост маневренности угольных ТЭС

Среди всех источников, обеспечивающих маневренность и гибкость энергосистемы, угольную генерацию обычно упоминают в последнюю очередь – только после управления спросом (demand response), накопителей, межсистемных связей за счет высоковольтных протяженных ЛЭП, пиковых ТЭС с газовыми турбинами.

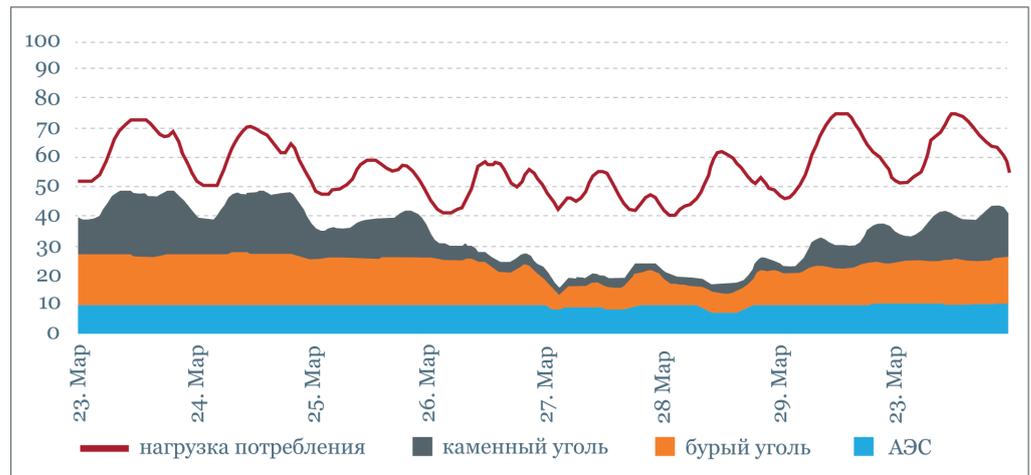
Фактически же в таких странах, как Германия или Дания, угольная генерация уже давно работает в пиковом режиме, демонстрируя выдающиеся показатели маневренности и гибкости. Эти достижения особенно важны для распространения в странах и регионах, в которых доля угольной генерации высока, и без перевода ее в маневренный режим трудно обеспечить надежную совместную работу с погодозависимыми ВИЭ – особенно на фоне постоянного роста доли последних. Например, в Германии суточные колебания рабочей мощности генерации на каменном угле в течение недели могут достигать 50-90%, а рабочая мощность ТЭС на буром угле падать на 70% в течение нескольких часов (рис. 42).

28 Источник: <https://www.reuters.com/article/china-power-financing/china-coal-fired-power-plant-issues-green-bonds-idUSL4N1KP3RQ>

29 Источник: <https://www.veolia.com/en/outstanding-district-heating-network-performance-0>

30 Источник: IEA, Kluger and others (2016)

**Рисунок 42** График электрической нагрузки, атомной и угольной генерации в энергосистеме Германии в марте 2016 года, ГВт



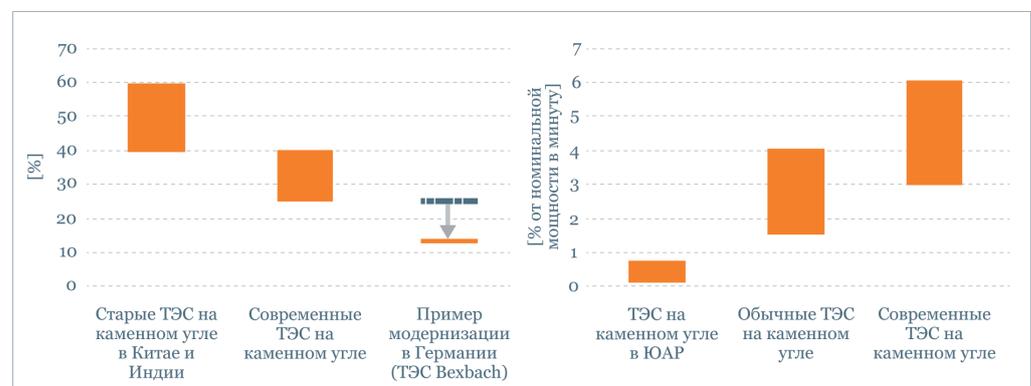
Источник: Agora Energiewende

Маневренность и гибкость ТЭС характеризуются следующими основными показателями:

- минимальная нагрузка;
- скорость сброса/набора нагрузки;
- продолжительность горячего/холодного пуска.

Минимальная нагрузка современных угольных станций составляет примерно 25-40%, хотя лучшие примеры в Германии имеют показатель 13% - это в разы меньше, чем у относительно старых станций в Китае и Индии (рис. 43). Чем меньше минимальная нагрузка, тем меньше дорогостоящих циклов остановов / пусков нужно проходить ТЭС, тем меньше затраты в режиме горячего/вращающегося резерва.

**Рисунок 43** Минимальная нагрузка в % от номинальной мощности (слева) и скорость изменения нагрузки в % / мин (справа) ТЭС на каменном угле



Источник: Agora Energiewende по данным DOE, NREL, Fichtner, Prognos

Скорость изменения нагрузки у распространенных угольных ТЭС (2-4% в минуту) и современных угольных станций (3-6% в минуту) в несколько раз больше, чем у большинства угольных ТЭС в такой стране, как ЮАР. Чем больше скорость изменения нагрузки у ТЭС,

тем больше у нее возможностей избежать нежелательных пусков/остановов и заработать на рынке системных услуг.

Время холодного и горячего пуска у современных угольных станций в 1,5-2 раза меньше, чем у обычных, и сопоставимо с обычными ПГУ на природном газе, хотя в любом случае ГТУ открытого цикла остаются вне конкуренции (табл. 4).

**Таблица 4.** Показатели маневренности и гибкости обычных и современных газовых и угольных ТЭС

Параметр	ГТУ	ПГУ	ТЭС на кам. угле	ТЭС на лигните
<b>Обычные ТЭС</b>				
Минимальная нагрузка, %	40-50	40-50	25-40	50-60
Изменение нагрузки, %/мин	8-2	2-4	1,5-4	1-2
Горячий пуск, ч	0,08-0,18	1-1,5	2,5-3	4-6
Холодный пуск, ч	0,08-0,18	3-4	5-10	8-10
<b>Современные ТЭС</b>				
Минимальная нагрузка, %	20-50	30-40	25-40	35-50
Изменение нагрузки, %/мин	10-15	4-8	3-6	2-6
Горячий пуск, ч	0,08-0,17	0,5-0,67	1,3-2,5	1,25-4
Холодный пуск, ч	0,08-0,17	2-3	3-6	5-8

Источники: Agora Energiewende, Fichtner

Даже на относительно старых ТЭС возможно провести модернизацию, направленную на повышение ее маневренности. Стоимость такой модернизации оценивается в 100-500 евро/кВт установленной мощности. При этом затрагиваются все основные узлы угольной ТЭС, начиная с системы топливоподачи и заканчивая установками очистки дымовых газов и системой подогрева питательной воды. Основные ограничения в ходе такой модернизации – обеспечить стабильность горения в топке котла и не превысить пределы механических и термических напряжений в металле поверхностей нагрева котла и корпусов паровой турбины.

Улучшение маневренности угольных ТЭС увеличивает их операционные затраты, но в масштабах энергосистемы в комбинации с ВИЭ это компенсируется (минимизация использования топлива и выбросов CO<sub>2</sub>). Чтобы соответствующая модернизация угольной ТЭС была возможной, критически необходимо создать возможности на энергетическом рынке – нужны соответствующие ценовые сигналы, поощряющие гибкость ТЭС.

## Совместное сжигание угля и биомассы

Сжигание биомассы (отходов) приводит к выбросу CO<sub>2</sub>, но этот выброс эквивалентен неизбежному выбросу в случае естественного разрушения биоотходов, так что «дополнительный выброс» при сжигании принимается равным нулю. Поэтому замещение части сжигаемого угля биомассой на угольных ТЭС уменьшает их выбросы CO<sub>2</sub>.

По данным IEA и AEBIOM, наибольшее распространение получили пеллеты из древесных отходов: в 2015 году глобальный спрос на пеллеты для производства электроэнергии составил 26 млн тонн, из которых 23 – в Евросоюзе. Пеллеты в основном производят в Евросоюзе и Северной Америке, их оптовая цена в 2017 году, по данным Argus, была в среднем на 20-30% больше цены угля. Сырье для производства пеллет – например, обрезь городских кустарников и деревьев – в несколько раз дешевле, но для их сжигания могут потребоваться котлы специальной конструкции.

Для совместного сжигания угля и биомассы на угольной ТЭС требуются инвестиции в инфраструктуру приема топлива, его складирования, размол, сушки и сжигания. Инвестиции в перевод ТЭС на сжигание биомассы (в объеме от 50% от общего расхода угля), по данным DECC на 2016 г., составляют около \$400 на кВт установленной мощности. В то же время, для сжигания биомассы в объеме до 5% потребуются только относительно небольшие изменения в системе пылеприготовления. Котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС)<sup>31</sup> лучше приспособлены к переходу на сжигание биомассы, чем пылеугольные котлы.

Подобная реконструкция сопряжена с рядом рисков из-за отличий в характеристиках биомассы и угля, но эти риски контролируемы, и сама технология уже хорошо отработана – биомасса успешно сжигается на многочисленных ТЭС мощностью до 400 МВт в Финляндии, Нидерландах, Польше, Германии, Великобритании, США, Корее и других странах<sup>32</sup>.

Сжигание биомассы на современных угольных станциях – самый эффективный способ ее энергетического использования, и это направление является будущим глобальной биоэнергетики. Вызовом может стать волатильность цен на биомассу – в случае кратного роста спроса на нее мировой рынок ждет структурные изменения.

## Улавливание и хранение CO<sub>2</sub>

Ужесточение климатической политики и рост стоимости выбросов CO<sub>2</sub> в конечном итоге приводит к тому, что в отдельных странах строительство даже самой совершенной угольной генерации

31 Котлы с ЦКС лучше приспособлены и для сжигания углей разных сортов, более экологичны, хотя единичная мощность таких котлов в разы меньше крупнейших пылеугольных, и пока на ЦКС не освоены ультрасверхкритические параметры (что ограничивает эффективность ТЭС величиной 38%). Технология ЦКС активно развивается, но ее подробное рассмотрение не является предметом настоящего исследования.

32 См., например, Cofiring of biomass. VTT Technical research centre of Finland Ltd. October, 2017.

становится нерентабельным без дополнительных специальных мер по улавливанию углекислого газа в дымовых газах ТЭС.

Технология улавливания  $\text{CO}_2$  из газа давно существует за пределами электроэнергетики (в химии, нефтехимии), но на угольных ТЭС ее придется применять в гораздо большем масштабе. После улавливания углекислый газ нужно переместить на место полезного использования либо долгосрочного хранения – с помощью газопровода или в сжиженном состоянии. Перспективное направление масштабного использования  $\text{CO}_2$  – повышение отдачи нефтяных месторождений. На старых месторождениях его можно также хранить, контролируя риск возможных утечек в атмосферу.

По данным Global CCS<sup>33</sup> Institute, в 2017 году в мире насчитывалось 17 крупных проектов с технологией улавливания  $\text{CO}_2$ , а в течение 2018 года могут добавиться еще четыре. Один из первых таких проектов в угольной генерации – реконструкция бурогоугольной ТЭС Boundary Dam в Канаде. Третий энергоблок мощностью около 130 МВт был модернизирован и оснащен установкой CCS (доля улавливания 90%), а углекислый газ используется на ближайшем нефтяном месторождении для интенсификации добычи. Стоимость проекта составила около 1,4 млрд долларов, в том числе около 0,9 млрд – на установку CCS. Объект в коммерческой эксплуатации с 2015 года, но его противники указывают на недостаточную надежность технологии, большую долю потерь уловленного с таким трудом углекислого газа и превышение фактических затрат над запланированными. Планов расширения этого проекта на другие блоки этой станции пока нет, обсуждается в том числе вопрос ее газификации.

По модельным расчетам, проведенным в Центре энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, для условий угольных ТЭС Китая себестоимость уловленного и сжиженного  $\text{CO}_2$  может составить от 40 до 50 долларов за тонну (без учета затрат на транспорт до потребителя или хранилища) для энергоблоков мощностью более 200 МВт<sup>34</sup>. Для сравнения: по данным ВНЕФ, цена выбросов  $\text{CO}_2$  в Европе изменяется в пределах 5-20 евро за тонну (см. рис. 20).

Перспективы технологии CCS будут зависеть от возможности отыскать потребителя, готового покупать сжиженный углекислый газ по такой цене, или готовности стран субсидировать это направление в сопоставимых масштабах – с учетом возможностей по уменьшению стоимости технологии по мере ее развития. В противном случае в отдельных регионах с высокой стоимостью выбросов ВИЭ или газовые ТЭС будут более доступной альтернативой.

33 CCS – Carbon Capture and Storage, улавливание и хранение углерода.

34 Авторы благодарят Артема Малова, независимого эксперта, за консультативную поддержку.

## ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В МИРЕ В ПЕРИОД ДО 2040 Г.

### Прогноз ИНЭИ РАН-СКОЛКОВО-2019

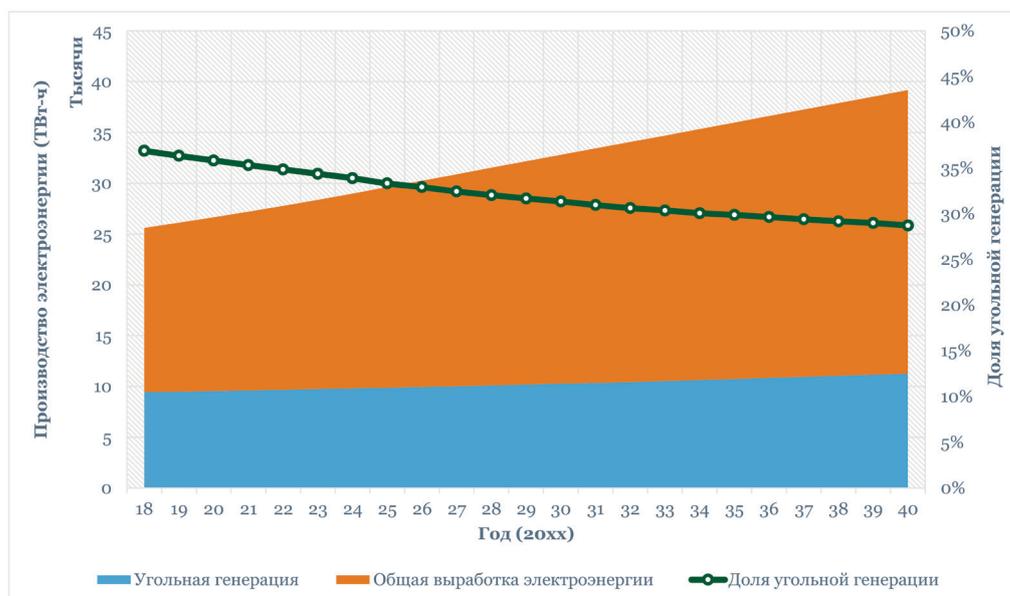
Институт энергетических исследований РАН и Центр энергетике Московской школы управления СКОЛКОВО совместно разрабатывают (и ежегодно обновляют) прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года.

Методология подготовки Прогноза-2019 построена на анализе очень широкого поля возможных вариантов развития энергетики мира (включая её отраслевые и региональные составляющие) с выделением двух основных, принципиально различающихся траекторий развития: Консервативный сценарий («все идет как идет») и Инновационный сценарий.

Суть Инновационного сценария – в ускоренном развитии новых технологий (как на стороне спроса на энергию, так и на стороне ее производства), их удешевлении, активной господдержке, снижении барьеров на пути их проникновения на глобальные рынки; в усилении международной кооперации и повышении конкуренции.

В Консервативном сценарии в целом по миру объем угольной генерации немного растет, отставая от роста суммарной генерации – за счет этого доля угольной генерации снижается с 35% до 30% (рис. 44).

**Рисунок 44** Прогноз угольной генерации в мире (консервативный сценарий) до 2040 г.

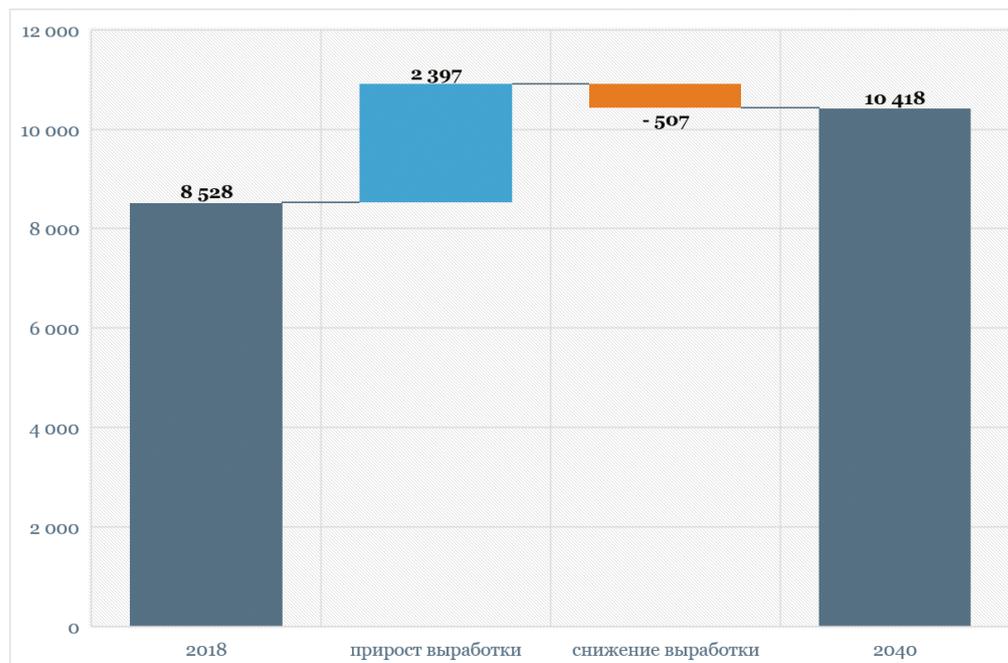


Источник: ИНЭИ РАН, Центр энергетике Московской школы управления СКОЛКОВО

Внутри этой глобальной картины есть содержательные региональные отличия. 14 стран обеспечат 90% объемов угольной генерации по всему миру на горизонте до 2040 года, причем в

половине из них выработка возрастет, а в половине – снизится. Рост объемов угольной генерации ожидается в Китае, Индии, России, Южной Корее, Малайзии, Индонезии и Вьетнаме. Страны, в которых угольная генерация будет уменьшаться – США, Германия, Польша, Япония, Турция, ЮАР, Австралия. В результате по 14 странам выработка возрастет на 22% за этот период (рис. 45).

**Рисунок 45** Динамика угольной генерации в ведущих 14 странах с 2018 по 2040 гг. в консервативном сценарии



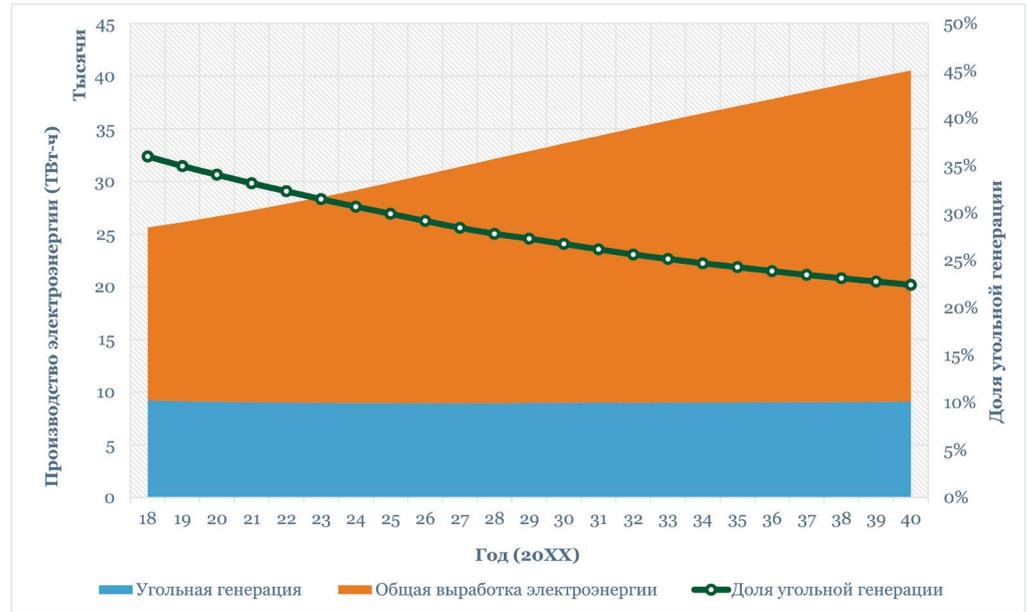
Источник: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

В Инновационном сценарии, несмотря на ускоренное развитие и продвижение государствами новых технологий, фундаментального перелома не происходит: падение доли угольной генерации несколько ускоряется за счет более интенсивного замещения ее ВИЭ и природным газом, но абсолютные объемы сохраняются на достаточно высоком уровне (95% от уровня 2018 года) на всем протяжении рассматриваемого периода (рис. 46).

Таким образом, в обоих сценариях основным отличием следующих 22 лет развития угольной генерации от предыдущих 20 лет является замедление темпов роста и постепенное снижение доли в общем балансе.

Тренд на обновление, повышение эффективности и экологичности действующего парка угольной генерации, который наметился в последние годы (и был проанализирован в предыдущем разделе), продолжится – этот тренд позволит угольной генерации удерживать конкурентоспособные позиции с другими секторами электроэнергетики.

**Рисунок 46** Прогноз угольной генерации в мире (инновационный сценарий) до 2040 г.

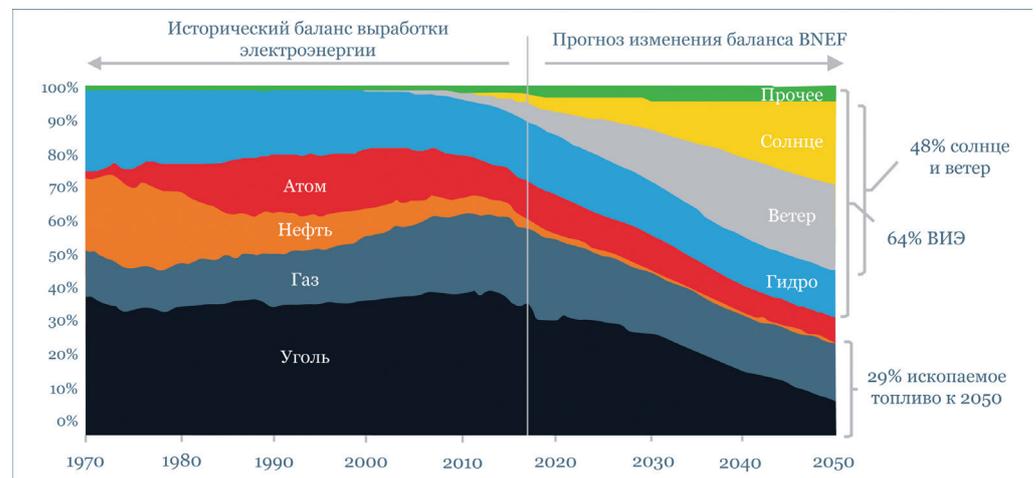


Источник: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

### Другие прогнозы

Более агрессивное снижение доли угольной генерации прогнозирует BNEF – с 38% в 2017 году до примерно 15% к 2040 году (рис. 47).

**Рисунок 47** Прогноз изменения баланса мировой электроэнергетики от BNEF



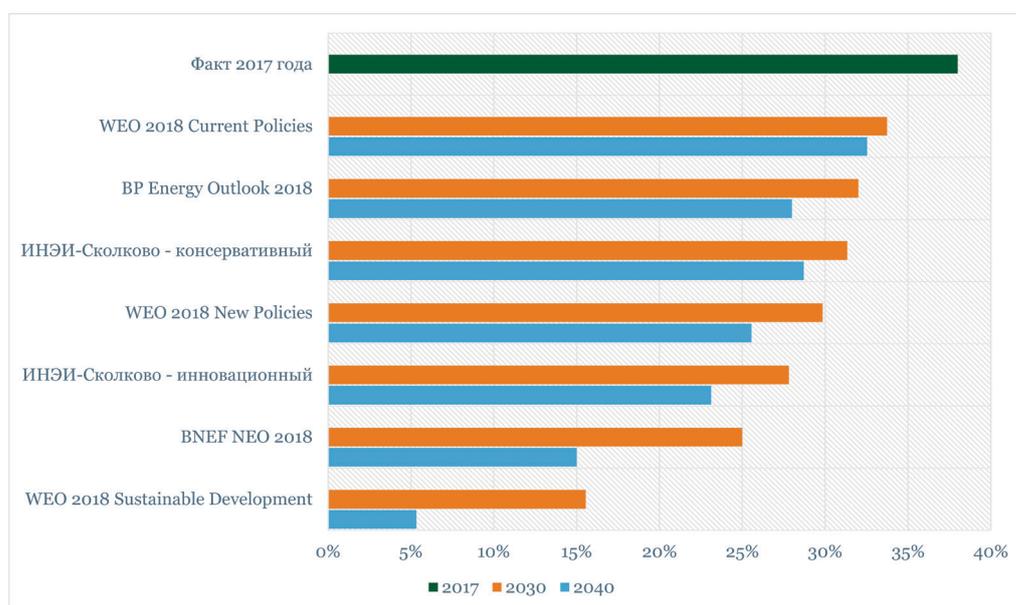
Источник: BNEF

Есть и еще более стрессовый сценарий – Sustainable Development в прогнозе IEA – который оставляет угольной генерации всего 6% к 2040 году, но этот сценарий носит не предиктивный, а нормативный характер («что необходимо сделать, чтобы обеспечить полное выполнение Целей Устойчивого Развития»). Но в целом большинство прогнозов показывает долю угольной генерации более 23% к 2040 году (рис. 48).

Вне зависимости от выбранного прогноза, следует отметить, что

все они сделаны исходя из ряда предположений и задают некие вероятностные рамки сценариев будущего. В то же время, возможно, определяющими для угольной генерации станут факторы, которые носят субъективный характер и обладают большой степенью неопределенности.

**Рисунок 48** Сопоставление прогнозов доли угольной генерации в мире к 2030 и 2040 году



Источник: анализ Центра энергетик Московской школы управления СКОЛКОВО по данным BNEF, IEA, Прогноза ИНЭИ РАН-Сколково 2019

Так, из-за высокой степени концентрации угольной генерации многое будет зависеть от экономического роста и энергетической политики Китая и Индии. Решениями регуляторов в Китае как замораживаются, так и размораживаются проекты строительства сразу десятков гигаватт угольных ТЭС. С другой стороны, принимаются решения о субсидиях ВИЭ, после которых страна выходит в лидеры по объемам вводимых мощностей, и решения о приостановке этих субсидий в отдельных провинциях, достигших паритета угольных ТЭС и ВИЭ.

Есть неопределенность в интенсивности смены технологического уклада, в темпах развития «новой энергетики» - ВИЭ, накопителей, а также таких важных для угольной генерации новых технологий, как CCS.

Какой путь изберут для себя страны и регионы, для которых угольная генерация является источником развития – например, Германия, Польша, США, Австралия, ЮАР? Будут ли они поддерживать директивный «выход из угля» (coal phase out), субсидируя за счет других отраслей экономики экономические и социальные реформы в «угольных» регионах? Если да, то как интенсивно пойдут эти процессы?

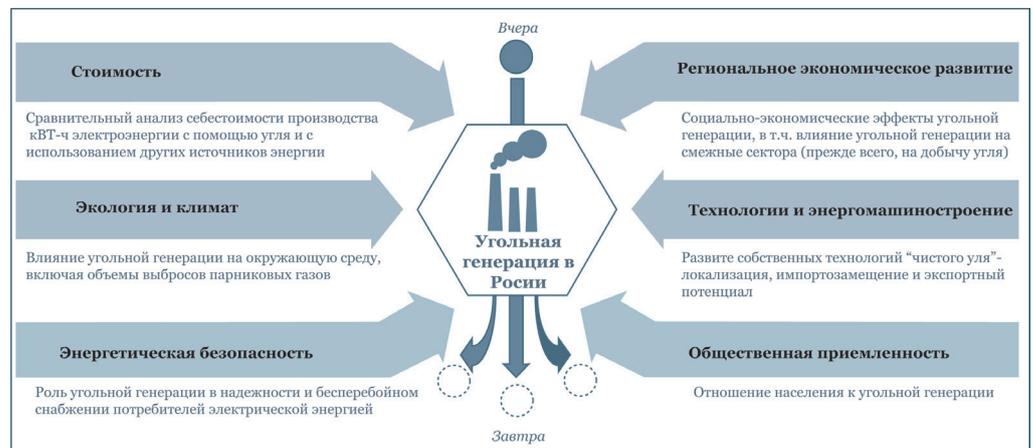
От ответов на эти вопросы во многом и зависит будущее угольной генерации в мире.

## ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ УГОЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ

Настоящий раздел посвящен анализу того, как факторы, влияющие на развитие угольной генерации в глобальном масштабе, преломляются в российских условиях. В конце раздела сведены результаты прогнозирования доли угольной генерации в российской энергетике.

Среди главных факторов, влияющих на этот сектор в России, мы выделяем стоимость, экологию и климат, энергетическую безопасность, региональное экономическое развитие, технологии и машиностроение и общественную приемлемость. Изменение этих факторов во времени (вчера-сегодня-завтра) определит различные сценарии будущего (рис. 49).

**Рисунок 49** Основные факторы, влияющие на развитие угольной генерации в России



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

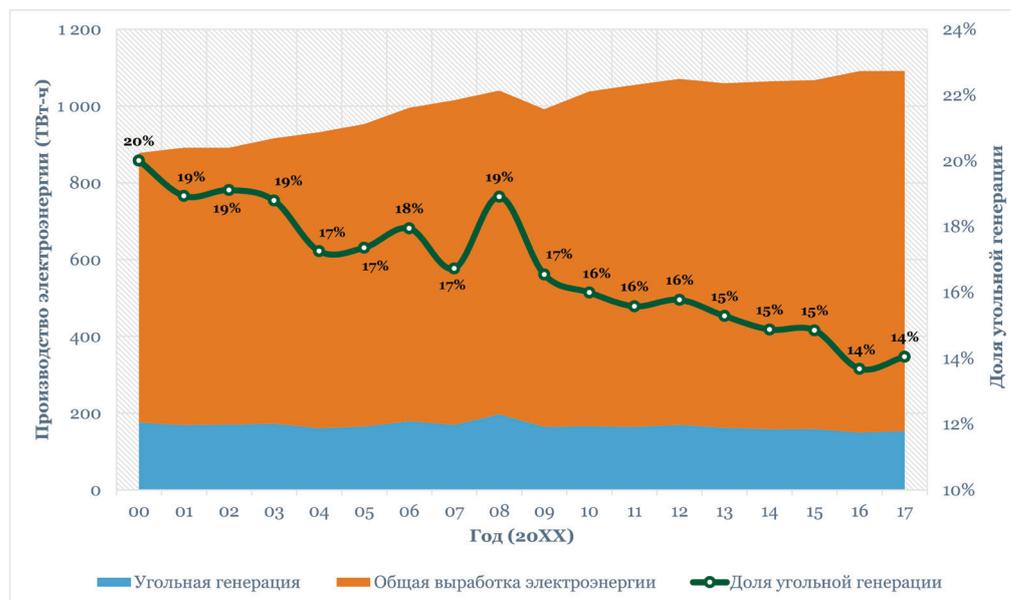
### Роль угольной генерации в российской электроэнергетике: ретроспектива

Россия входит в топ-10 стран по объему выработки угольной генерации, замыкая этот список. Доля угольной генерации в России росла в 1990-х годах и достигла максимума в 2000 г. (около 20%), после чего последовательно снижалась до 13,5% в 2016 г. (рис. 50).

Ключевой фактор такой динамики – конкуренция с газом (доля газовой генерации возросла в балансе до 50% в 2016 году).

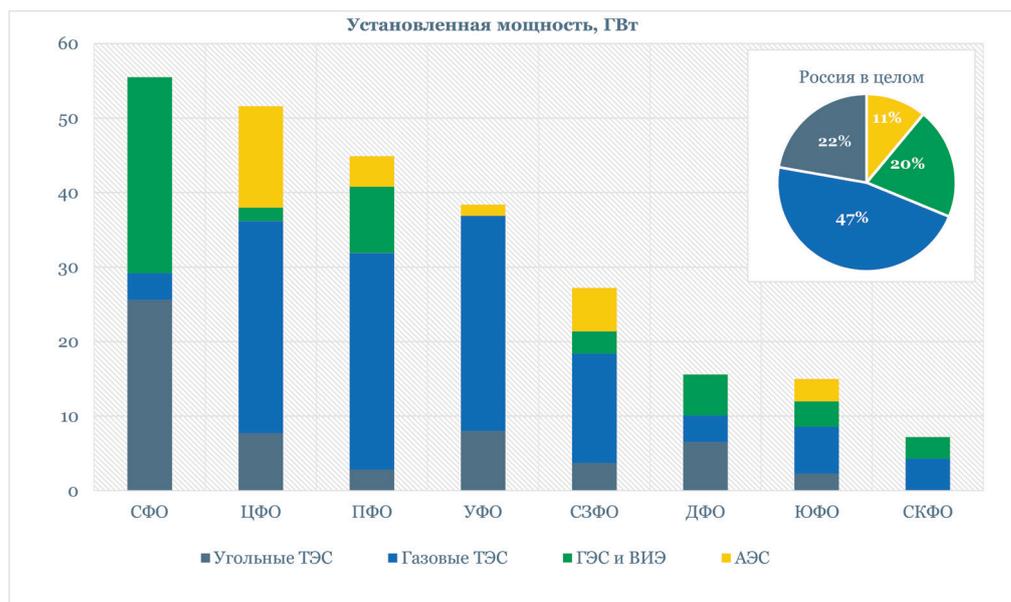
Несмотря на снижение доли угольной генерации и значительный рост установленной мощности газовых ТЭС в рамках программы ДПМ<sup>35</sup> (2010-2018), установленная мощность угольных ТЭС в России составляет 22% - вдвое больше АЭС и чуть больше ГЭС – и уступает только мощности газовых ТЭС. Наиболее значительна доля мощности угольных ТЭС в Сибирском федеральном округе (чуть менее половины мощностей региона), а также в Дальневосточном (42%) и Уральском (21%) федеральном округах (рис. 51).

**Рисунок 50** Развитие угольной генерации в России в 2000-2016 гг.



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным IEA

**Рисунок 51** Мощность угольной генерации в России по федеральным округам (2016)



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Росстата

Мощности угольной генерации распределены по российским макрорегионам в 2016 г. следующим образом:

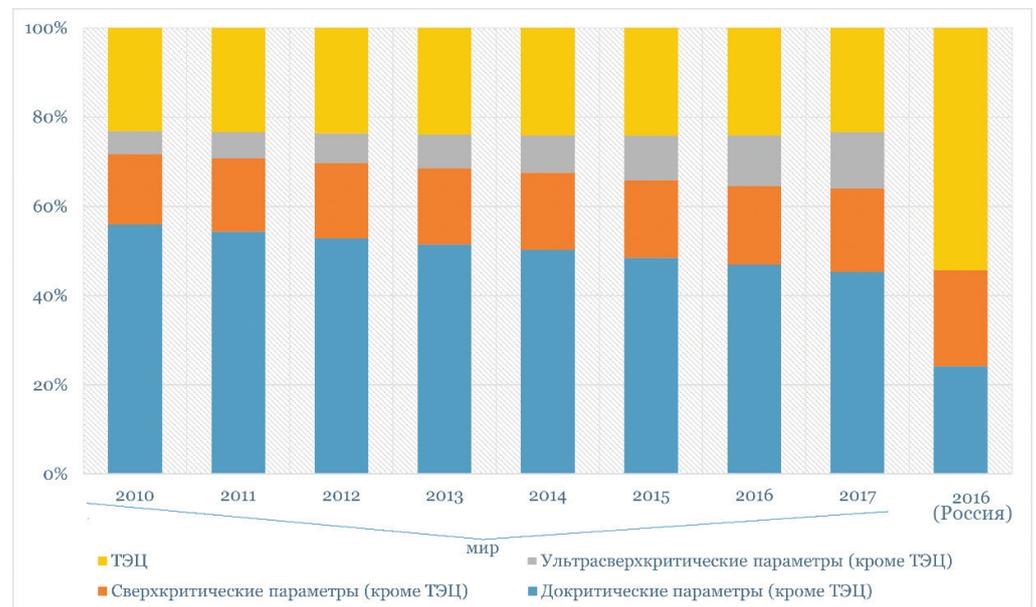
- Сибирский федеральный округ – 25,6 ГВт;
- Европейская часть России – 16,5 ГВт;
- Уральский федеральный округ – 8 ГВт;
- Дальневосточный федеральный округ – 6,5 ГВт.

## Технологическая и возрастная структура

Технологическая структура угольной генерации в России отличается от среднемировой (рис. 52) по двум основным факторам:

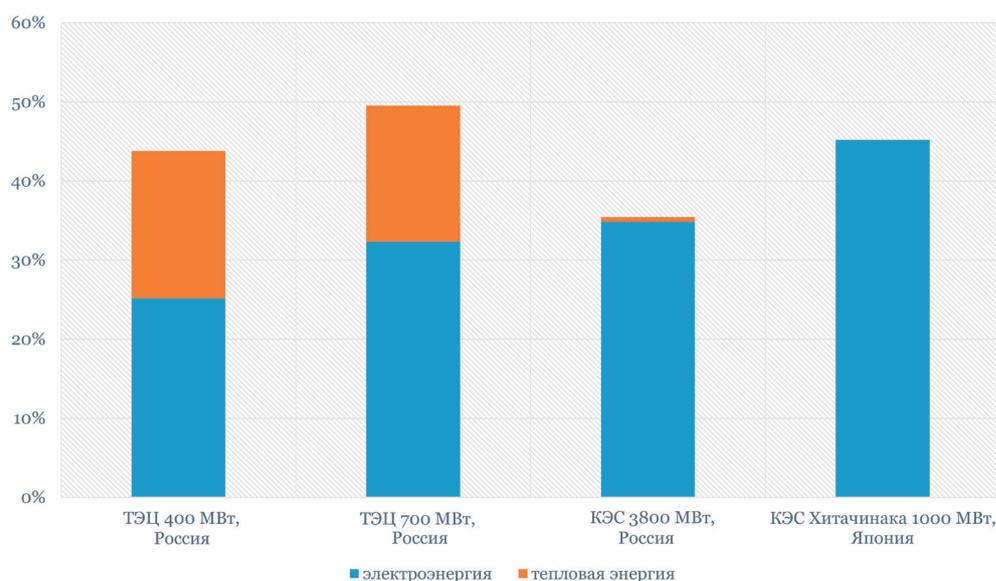
- большая роль когенерации: доля ТЭЦ в структуре угольной генерации в России примерно вдвое выше среднемировой;
- значительное технологическое отставание: доля угольных ТЭС с ультрасверхкритическими параметрами в России составляет 0% (в мире – 13%, в Южной Корее – 25%, в Японии – 35%); при этом среди ТЭЦ России доля сверхкритических параметров составляет всего 2%, а треть из ТЭЦ работают на давлении пара 9 МПа, характерном для 1950-х годов в СССР и для 1960-х годов в Китае.

Рисунок 52 Технологическая структура угольной генерации в России и мире



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным IEA (мир) и Минэнерго (Россия)

Большая доля когенерации (а также высокая загрузка многих ТЭЦ по теплу) позволяет отдельным российским станциям использовать топливо почти столь же эффективно, как современные ТЭС на УСК (рис. 53), причем на докритических параметрах.

**Рисунок 53** Эффективность использования топлива в угольной генерации: российские ТЭЦ и КЭС в сравнении с КЭС Хитачинака (Япония)

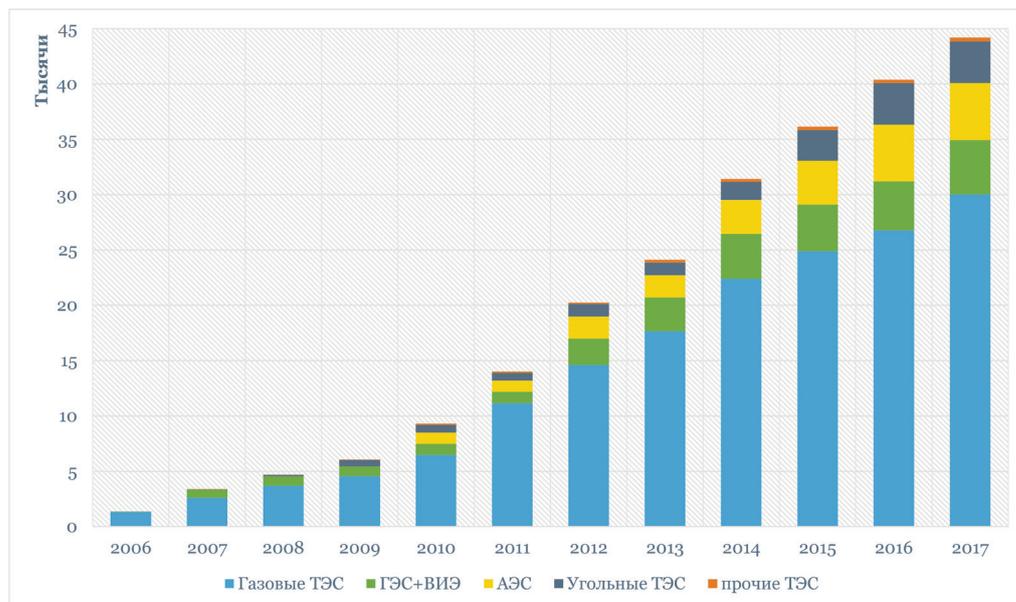
Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по отчетным данным компаний

Дальнейшее увеличение эффективности угольных ТЭЦ возможно за счет их глубокой модернизации (с повышением параметров пара) и увеличения загрузки станций по тепловой энергии (особенно за пределами осенне-зимнего периода).

Сложившаяся в России технологическая структура является следствием, в том числе, недостаточно интенсивного обновления угольной генерации в течение десятилетий. После ввода в конце 1970-х – начале 1980-х нескольких современных угольных энергоблоков на сверхкритических параметрах мощностью 500 и 800 МВт<sup>36</sup> возникла многолетняя пауза – следующие блоки такого класса были запущены в России более чем через 30 лет. Масштабная программа строительства новых энергоблоков ТЭС в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ) 2010-2018 гг. позволила серьезно обновить технологическую структуру газовой генерации (установлено более 100 мощных энергетических газовых турбин, доля мощности ГТУ и ПГУ в газовой генерации России возросла с 3 до 26% за 8 лет) – но доля мощностей угольных ТЭС в этой программе составила лишь около 9% (рис. 54). За один 2011 год в России введено больше мощностей газовых ТЭС, чем угольных за 9 лет.

36 Кроме того, в СССР имелись практические наработки в ультрасверхкритических параметрах пара: первый опытный энергоблок СКР-100-300 на Каширской ГРЭС проработал 10 лет с середины 1960-х годов. Планы по развитию этой технологии (например, перспективный энергоблок 800 МВт, спроектированный в начале 1980-х) не получили практического воплощения.

**Рисунок 54** Ввод генерирующих мощностей на ТЭС, АЭС и ГЭС России в 2006-2017 гг.



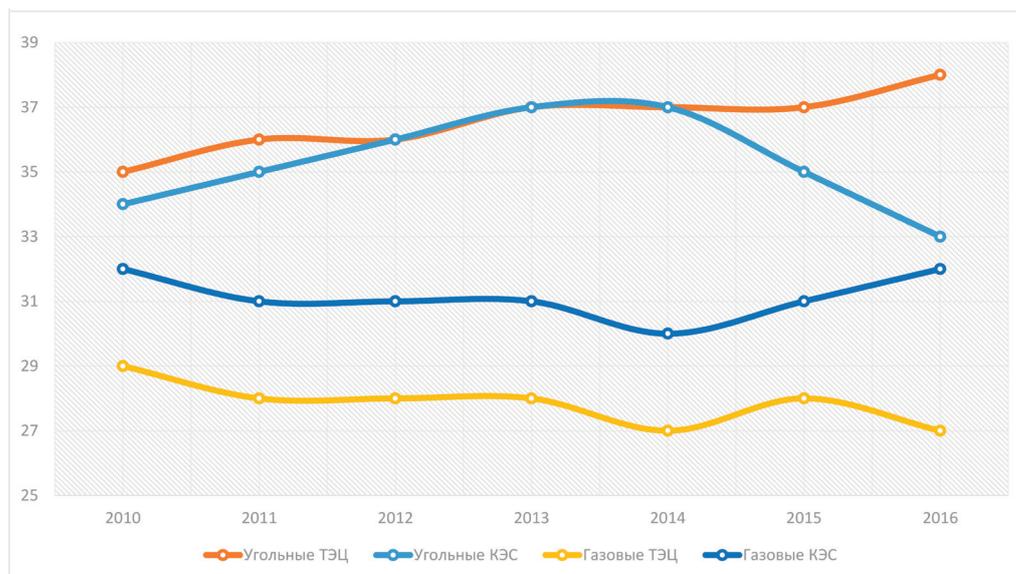
Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным АПБЭ, Минэнерго и отчетности генерирующих компаний

Одно из следствий такого развития событий – негативные эффекты в угольном энергомашиностроении. В течение указанных выше 30 лет Япония, Китай и другие страны полностью освоили технологии «чистого угля» (УСК и др.), обновили собственные парки угольных ТЭС и «вырастили» экспортеров этих технологий. Российские энергомашиностроительные компании на фоне резко сузившегося внутреннего рынка не смогли сохранить свои конкурентные позиции на глобальном рынке. Если в 2000 году российские компании участвовали в создании китайской ТЭС Суйчжун (2x800 МВт) с российским оборудованием, то в 2008 году они проиграли тендер на строительство нового энергоблока 660 МВт в России - на Троицкой ГРЭС в Челябинской области. Энергоблок был спроектирован и построен (совместно с российскими партнерами) китайскими компаниями из Харбина – причем котел, турбина, генератор, газоочистное оборудование произведены там же (в том числе по лицензии японской Hitachi)<sup>37</sup>. В разное время на строительной площадке станции работали от 900 до 2500 сотрудников из Китая<sup>38</sup>.

Еще один результат недоинвестирования в угольную генерацию в России – устаревание оборудования ТЭС. Средний «возраст» угольных ТЭС в России на несколько лет больше, чем газовых ТЭС – причем в сегменте ТЭЦ по состоянию на 2016 год этот разрыв достиг 11 лет (рис. 55). Угольные ТЭЦ – самые изношенные ТЭС в стране, их средний возраст составляет около 38 лет.

37 Источник: официальный сайт ОГК-2, [https://www.ogk2.ru/rus/investment/objects/psu\\_660\\_territoriya\\_troitskoy\\_gres.php](https://www.ogk2.ru/rus/investment/objects/psu_660_territoriya_troitskoy_gres.php)

38 Подробнее о развитии технологий угольной генерации в Китае см.: Очищение угля: чему Россия может поучиться у Китая / А. Хохлов. РБК. Режим доступа: [ww.rbc.ru/opinions/business/21/12/2018/5c1b7e439a7947f76c69db2b](http://ww.rbc.ru/opinions/business/21/12/2018/5c1b7e439a7947f76c69db2b)

**Рисунок 55** Средний возраст оборудования ТЭС в России

Источник: ИНЭИ РАН

С одной стороны, такой показатель находится на одном уровне со средним возрастом угольных ТЭС на докритических параметрах в США и Европе (по данным IEA – 40 лет). Но в России, по оценке Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, примерно 30% мощностей ТЭС с угольным проектным топливом по состоянию на 2016 год имеют возраст не менее 50 лет (для сравнения: в Европе, США, Индии и остальном мире, кроме Китая угольные ТЭС выводят из эксплуатации в среднем через 40-48 лет после пуска, по данным IEA).

Таким образом, серьезный накопленный физический износ и существенное технологическое отставание угольных ТЭС в России от среднемирового уровня создает вызов – сектор нуждается в серьезном обновлении. Следование мировым трендам, рассмотренным в разделе «Технологическое развитие угольной генерации как способ ответа на новые вызовы», – то есть замене устаревших станций на докритических параметрах за счет новых на УСК, – в России будет затруднено из-за отсутствия собственных коммерциализированных технологий «чистого угля» и межтопливной конкуренции с природным газом. С другой стороны, вдвое более высокая доля ТЭС в структуре мощностей угольной генерации (по сравнению со среднемировым показателем) может открыть возможности для приоритетного развития когенерации, не так доступного в других странах мира, – причем с использованием российских технологий.

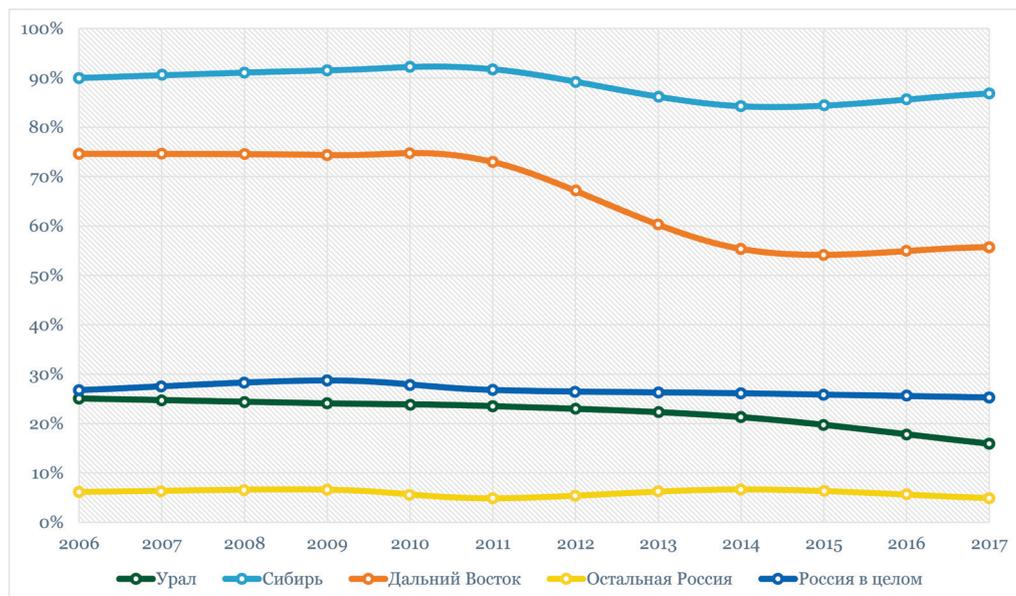
### Межтопливная конкуренция с природным газом

Конкуренция с газом – важнейший фактор, влияющий на угольную генерацию в России.

Со времен принятия решения на уровне правительства СССР

о «газовой паузе» (в 1970-х годах) до сегодняшнего дня доля природного газа в российской электроэнергетике последовательно росла (по мере снижения доли угля) и достигла 49% в 2016 г., по данным Международного энергетического агентства. При этом доля угля в топливной корзине ТЭС особенно сильно сократилась за 11 лет на Урале (с 25% до 16%) и на Дальнем Востоке (с 75% до 56%). Несмотря на почти неизменные доли в Сибири и во всех остальных регионах, это привело к небольшому сокращению доли угля в топливном балансе ТЭС в целом по России - с 27 до 25% (рис. 56).

**Рисунок 56** Доля угля в топливной корзине ТЭС в России



Источник: анализ Центра энергетике Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Минэнерго

Эффективность газовой генерации растет за счет увеличения доли эффективных ГТУ и ПГУ, поэтому на том же количестве газа производится большее количество электроэнергии. На этом фоне эффективность угольной генерации, в лучшем случае, остается неизменной.

Постепенное вытеснение угля за счет роста использования газа началось на ТЭС крупных российских городов еще в 1970-х годах. Так, запущенная в 1960 году ТЭЦ-22 Мосэнерго стала последней угольной станцией Москвы. Все введенные до нее угольные станции Мосэнерго были последовательно газифицированы – этот процесс продолжался и в кризисных 1990-х годах, - а ТЭЦ-22 в 2017 году была уже на 85% газовой станцией. В масштабах ПАО «Мосэнерго» доля угля сократилась до незначительных 1,5%, и компания планирует полностью отказаться от угля на ТЭЦ-22 в ближайшие годы (в сентябре 2018 года она получила за соответствующий инвестиционный проект премию «Лучший проект в области экологических инноваций» на конкурсе, организованным московским правительством). Среди основных предпосылок этого проекта компания указывает на экологию (в первую очередь – заполнение к 2030-м годам золоотвала ТЭЦ-22

площадью 70 Га) и сравнительную дороговизну угля.

Многочисленны примеры в других регионах. В разные годы и в разной степени газифицировали такие изначально угольные (или торфяные) ТЭЦ, как:

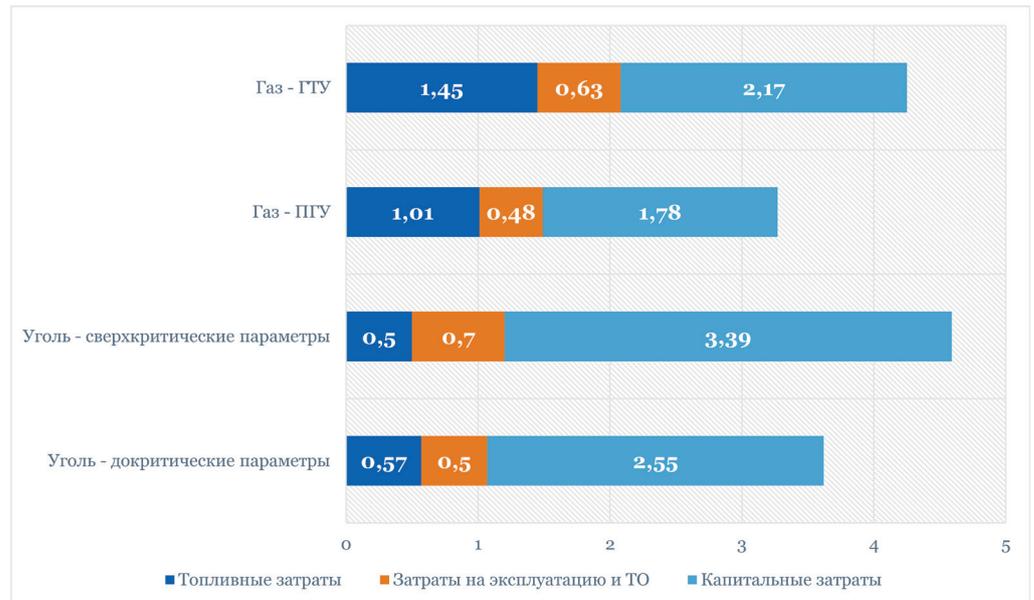
- в Центральной России - Ивановская ТЭЦ-2, Кировские ТЭЦ, Ижевская ТЭЦ-2, станции Мосэнерго, Каширская ГРЭС;
- на Северо-Западе - Новгородская ТЭЦ, Череповецкая ГРЭС;
- на Юге - Новочеркасская ГРЭС;
- на Урале - Нижнетуринская ГРЭС;
- на Дальнем Востоке - Южно-Сахалинская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ-2, Хабаровские ТЭЦ, Комсомольская ТЭЦ;
- в Сибири – Омская ТЭЦ-4, Новосибирские ТЭЦ, Кузнецкая ТЭЦ.

Во всех кейсах перевода угольных ТЭС на газ основными побуждающими мотивами для их инициаторов становятся сравнительная дешевизна газа и/или экологические аспекты (чистота городского воздуха и заполнение золоотвалов). Об экологических аспектах речь пойдет в следующем разделе.

Соотношение цены на топливо – ключевой фактор межтопливной конкуренции газа и угля. Как было показано выше, этот фактор является ключевым во многих регионах мира, в частности, в США (в которых добыча сланцевого газа и развитие СПГ привело к снижению рыночных цен на природный газ для ТЭС). Отличие российской ситуации от глобальной состоит в том, что российские энергокомпании покупают уголь по рыночным ценам, а газ – по регулируемым ценам, определяемым федеральным регулятором (при этом существуют значительные объемы перекрестного субсидирования – это касается и перевозки угля железнодорожным транспортом, и внутреннего рынка газа в целом).

По оценке Минэнерго РФ, для полноценной межтопливной конкуренции в рамках одной ТЭС уголь должен быть не менее чем в 2-3 раза дешевле газа. Расчеты Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО подтверждают эти оценки (рис. 57) для действующих станций (т.е. без учета возврата капитальных затрат при строительстве новых).

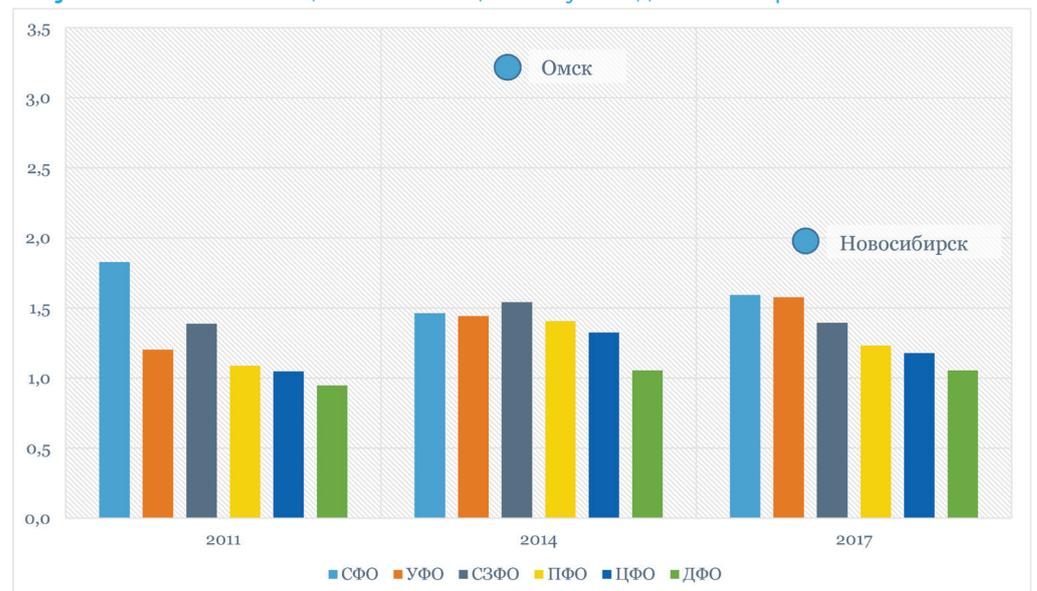
**Рисунок 57** Оценка LCOE угольной и газовой генерации в России (руб./кВт-ч)



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Фактически же отношение цены газа к цене угля в среднем по всем федеральным округам не превышает 1,5-2 (рис. 58). Этот показатель может серьезно изменяться между конкретными регионами (или даже городами) внутри каждого федерального округа: так, в Новосибирске он сейчас составляет около 2, в Омске превышает 3. Фактор близости ТЭС к местам добычи угля становится решающим: в структуре цены твердого топлива в этом случае уменьшается (или исчезает) транспортная составляющая.

**Рисунок 58** Отношение цены на газ к цене на уголь для ТЭС по регионам России



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Минэнерго РФ, Росстата

Газификация является одним из стратегических приоритетов «Газпрома» и государства на внутреннем рынке газа. Регионы-лидеры российской угольной генерации – Сибирь и Дальний

Восток –также относятся к числу приоритетных для газовой компании. Первый магистральный газопровод за Уралом «Нижевартовский ГПЗ — ПарABELь — Кузбасс», протяжённостью 1162 км, был построен еще в 1977 году. В 1995-2011 гг. построены газопроводы «Сургут-Омск-Новосибирск», «Барнаул — Бийск — Горно-Алтайск с отводом на Белокуруху» (320 км), «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» (1350 км), транссахалинский газопровод и другие. Именно эти трубопроводы использовались для перевода на газ угольных станций. Перспективные газопроводы (рис. 59) могут связать такие «угольные» города, как Красноярск и Иркутск.

**Рисунок 59** Существующие и перспективные магистральные газопроводы Сибири



Источник: Gazprom.ru

Но факт подключения региона или города к единой системе газоснабжения еще не означает, что угольную генерацию здесь возможно заменить газовой, - ведь отношение цены газа к цене угля может быть невыгодным для такой замены.

Важна также бесперебойность поставок – в том числе с учетом климатического фактора (роста потребления газа зимой). В условиях регулирования цен на газ он выделяется потребителям по лимитам, что часто не позволяет обеспечить требуемый уровень безопасности обеспечения ТЭС топливом. Для полного перевода ТЭС на газ обычно необходимо подключение к двум независимым магистральным газопроводам, что доступно далеко не во всех российских регионах.

Ремонты и аварии на газопроводах и компрессорных станциях приводят к дополнительным ограничениям поставок газа на ТЭС. Если в Европейской части России эта проблема решается многочисленными связями между газопроводами и системой подземных хранилищ газа, то в Сибири и на Дальнем Востоке уголь становится единственной возможностью избежать проблем в энергообеспечении потребителей. Например, аварийная остановка компрессорной станции на сахалинском месторождении Чайво в январе 2018 г. привела к тому, что поставка газа на одну из ТЭЦ

в Комсомольске-на-Амуре была ограничена примерно на треть в течение нескольких часов. Аналогичные случаи (в том числе плановые с длительными ограничениями потребления) нередки на станциях Хабаровска, Владивостока, Южно-Сахалинска. Уголь (а также резервный мазут) в периоды таких перебоев не имеют альтернатив – на ТЭС обычно создается запас угля на 45 суток ее работы.

## Экология угольной генерации

Экология угольной генерации – второй важный аспект, на который обращают внимание, анализируя межтопливную конкуренцию.

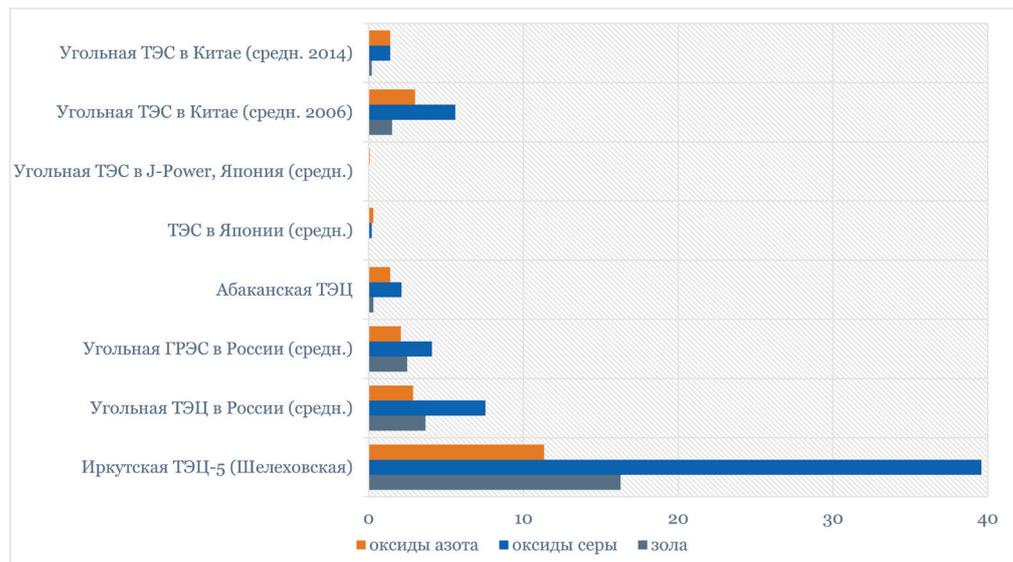
В России в определенном смысле повторяются процессы, характерные для многих стран мира: угольные ТЭС, как мощные и хорошо заметные визуально источники выбросов в атмосферу, привлекают внимание общественности и политиков. Перевод на газ угольных ТЭС всегда связывается (в публичной плоскости) инициаторами этих проектов с борьбой за городскую экологию – даже в том случае, если в реальности основные проблемы с качеством воздуха создают автотранспорт, промышленность, жилой сектор (например, печи) и небольшие котельные.

Но факты говорят также и о том, что российские угольные ТЭС выбрасывают в атмосферу гораздо больше вредных веществ, чем не только японские ТЭС (с ними разница скорее на порядок), но и средние китайские ТЭС (рис. 60). Если в 2006 г. выбросы ТЭС в Китае были сопоставимы с российскими показателями, то после массивного обновления парка угольной генерации они сократились в 3-5 раз за 8 лет (за счет внедрения технологий «чистого угля»).

Анализ показателей выбросов по 64 российским угольным ТЭС в 2015 году показывает, что среди них есть как сопоставимые со среднекитайскими (например, у Абаканской ТЭЦ), так и в несколько раз более высокие (у Иркутской ТЭЦ-5). Поскольку подавляющее большинство российских ТЭС не оснащено современными системами подавления выбросов (современные электрофильтры и рукавные фильтры, сероочистка, азотоочистка), то ключевым фактором, определяющим количество выбросов, становится качество сжигаемого на конкретной станции угля (как правило, заложенного при проектировании этой станции 30-60 лет назад или близкого к нему по характеристикам).

По данным Минприроды, ежегодно на российских ТЭС образуется 22 млн. тонн золошлаковых отходов, накопленный объем по состоянию на 2017 г. – 1,5 млрд. тонн, а площадь золоотвалов сравнялась с площадью Мальты<sup>39</sup>. Уровень утилизации золошлаковых отходов не изменился с 1990х годов и оценивается величиной не более 10-15% (на фоне 64% в США и 97% в Японии).

39 Источник: <https://www.kommersant.ru/doc/3454696>

**Рисунок 60** Выбросы угольных ТЭС в России, Китае, Японии (г/кВт·ч)

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО (информация по выбросам российских ТЭС – из выборки 64 угольных ТЭС с общей выработкой 140 ТВт·ч в 2015 г. по данным Минэнерго и отчетности энергокомпаний)

Отставание по показателям экологичности от мировой практики – еще одно следствие многолетнего недостаточного инвестирования в обновление угольной генерации в России. Уже упомянутая выше «газовая пауза» (директивное замещение газом угля в балансе ТЭС в масштабах страны) в 1970х-1980х была введена и поддерживалась правительством в том числе для того, чтобы дать отечественному машиностроению время подготовить новые эффективные и экологически безопасные технологии угольной энергетики<sup>40</sup>. По этой же причине ужесточения нормативов по выбросам не произошло. Перевод на газ казался более разумной альтернативой дорогостоящему оснащению угольных ТЭС современными системами очистки дымовых газов. Такая стратегия позже также позволила избежать дополнительных затрат в условиях общего кризиса в отрасли (особенно тяжелого в эпоху неплатежей в 1990-х годах), сдержать цены на электрическую и тепловую энергию, производимую ТЭС.

С другой стороны, затянувшаяся уже более чем на 30 лет «пауза» привела к фактическому отсутствию спроса на экологически чистые технологии в угольной генерации в целом по стране. Энергомашиностроительные компании не смогли в таких условиях довести опытно-конструкторские разработки (которые в 1990-х были в ВТИ, ЦКТИ и других отраслевых организациях) до коммерчески устойчивых продуктов. Как результат, наиболее заметные проекты в сфере очистки дымовых газов на ТЭС в последние годы реализованы на базе импортных технологий:

- азоочистка: DENOX технология на ТЭЦ-27 Мосэнерго, поставщик Haldor Topsoe (Дания), середина 2000-х;

40 Градецкий А.В., Митрова Т.А., Сальников В.А. Новая генерация: «вторая угольная волна», рынок газа и реформа теплоэнергетики. – Эксперт, 2007.

- золоуловители: рукавные фильтры на крупнейшей в России угольной Рефтинской ГРЭС, поставщик ALSTOM Power Stavan (ныне подразделение GE), 2015 г.;
- сероочистка: Троицкая ГРЭС, по состоянию на 2018 не введена в эксплуатацию, поставщик неизвестен (вероятнее всего, китайская компания, связанная с Harbin Boiler Engeneering).

Вызовом сегодняшнего дня для регуляторов становится выбор дальнейшего способа реагирования на проблемы экологии угольной генерации:

- «business as usual» - не ужесточать требования к выбросам действующих и новых ТЭС; контролировать оснащение системами очистки дымовых газов только модернизируемых и новых энергоблоков и только в пределах действующих требований российских нормативов;
- проактивный – ужесточать требования к выбросам действующих и новых ТЭС, стимулировать владельцев ТЭС реконструировать соответствующие мощности, формируя возможности для привлечения инвестиций в такие проекты.

Первый способ применялся в течение всей «газовой паузы», о его преимуществах и недостатках уже говорилось выше. Второй способ может создать рынок сбыта для отечественных технологий в области очистки дымовых газов; позволит улучшить экологическую ситуацию в отдельных городах, в которых угольные ТЭС являются значимой причиной загрязнения воздуха; а также позволит улучшить общественное восприятие угольной генерации в целом.

Главным недостатком второго способа, как показывает мировая практика, является рост LCOE угольной генерации из-за существенных затрат на модернизацию ТЭС. По различным оценкам, удельные затраты на установку электрофильтров в России могут составлять 100 долларов на установленный кВт, а статистики по азотоочистке и сероочистке в России нет вовсе из-за отсутствия этих технологий на российских угольных ТЭС. В ряде стран это – в пределе - приводит угольную генерацию в неконкурентоспособное состояние по сравнению с другими видами производства электроэнергии. Уменьшить эти риски могла бы сбалансированная политика в отношении выбросов (в том числе регулирования платы и штрафов за эти выбросы) от всех энергоисточников (включая котельные, выбросы от которых практически не администрируются), а также постепенное повышение тарифов на газ для ТЭС до экономически обоснованного уровня.

Компании, владеющие угольной генерацией, даже в условиях относительной мягкости природоохранного регулирования в России все равно реализуют проекты повышения экологичности своих станций. Несколько кейсов описаны ниже:

- Enel Russia в 2015 г. реализовала проект реконструкции Рефтинской ГРЭС с установкой рукавных фильтров на двух энергоблоках – первый в России подобный проект на блоках такой мощности. Степень улавливания золы, по данным испытаний, составила 99,99%<sup>41</sup>.
- Новый блок на Абаканской ТЭЦ благодаря усовершенствованному процессу сжигания в котле и современным золоуловителям имеет показатели выбросов в 1,5-2,5 раза меньшие по сравнению со старым блоком.
- По данным Сибирской генерирующей компании, на 9 станциях компании за последние 11 лет были модернизированы или заменены золоуловители – в том числе со степенью очистки 98-99% на Барнаульской ТЭЦ-2, Новосибирской ТЭЦ-2 и Новосибирской ТЭЦ-4;
- По данным Иркутскэнерго, для борьбы с выбросами загрязнителей от ТЭЦ-6, ТЭЦ-7 и Галачинской котельной в Братске компания, в том числе, переводит их на частичное сжигание кородревесных отходов;
- Схемами теплоснабжения Красноярска и Новосибирска предусмотрено переключение выработки тепловой энергии с небольших (в основном угольных) котельных на городские ТЭЦ. Так, в Новосибирске речь идет о 60 котельных разной мощности. В части уменьшения выработки на угольных котельных этот процесс однозначно позитивно повлияет на экологию городов, поскольку сжигание угля и очистка выбросов на этих котельных организованы по технологиям, аналогичным применявшимся на ТЭС середины прошлого века.

Экономическое стимулирование реализации подобных проектов – ключ к их тиражированию и созданию спроса на экологически чистые технологии. Открытость компаний-инициаторов этих проектов, готовность к диалогу с общественностью позволит им снижать настороженность в публичном пространстве.

### Климатическая повестка

Если чувствительность к чистоте воздуха со стороны общественности и политиков в России значительна и сопоставима с мировыми трендами, то климатическая повестка и декарбонизация пока играют здесь малозначительную роль в развитии угольной генерации.

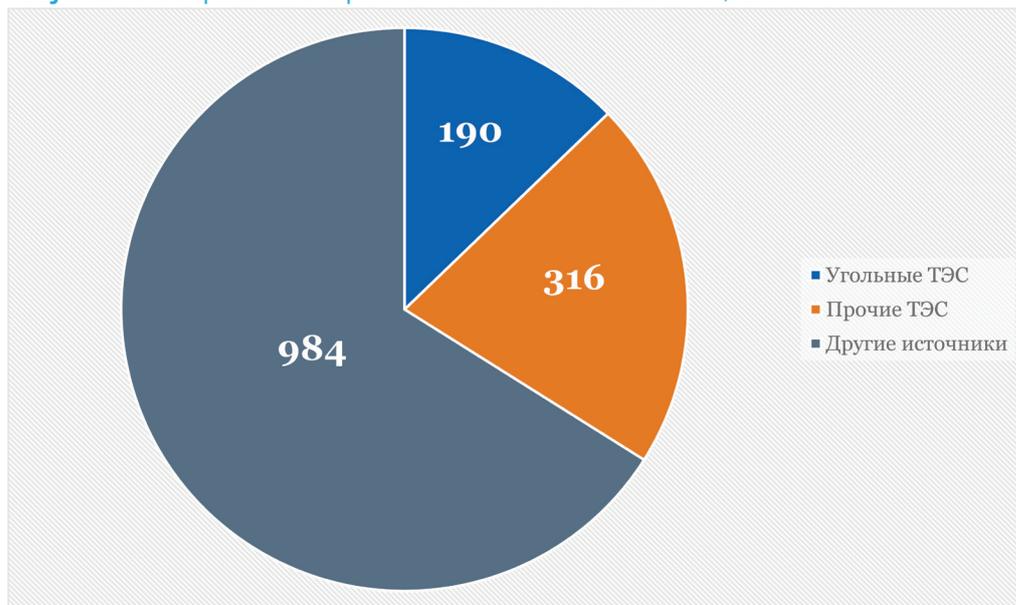
Национальное регулирование сферы выбросов парниковых газов находится в стадии формирования, ближайшие акты уровня федерального закона или указа президента ожидаются в 2019-2020 гг. Среди стейкхолдеров пока доминирует осторожное, консервативное отношение как в целом к проблеме антропогенности

41 Проектные решения по рукавным фильтрам энергоблоков мощностью 300 МВт и результаты их испытаний. – Серков Д.Е. и др. / Энергетик, октябрь 2017.

глобального изменения климата, так и к целесообразности России брать на себя серьезные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов.

Кроме того, угольная генерация не является главным источником эмиссий CO<sub>2</sub> в российской экономике – газовые ТЭС выбрасывают больше (из-за своей большой доли в энергобалансе), а еще больше эмитируют другие источники – отопительные котельные, черная и цветная металлургия, химическая промышленность и транспорт. Доля угольной генерации составляет около 13% (рис. 61).

**Рисунок 61** Выбросы CO<sub>2</sub> в российской экономике в 2017 г., млн. тонн



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным ВР и Кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990 – 2015 гг.

Все это позволяет прогнозировать, что климатическая повестка еще долго не будет оказывать значительного влияния на развитие угольной генерации в России, - по крайней мере, в сценарии продолжения текущей политики.

Как было указано выше, декарбонизация затрагивает и финансовые институты: международные банки и страховые компании. Очевидно, что привлечь некоторых из них к проектам в области угольной генерации в России будет труднее, чем к проектам в газовой генерации или в возобновляемой энергетике. Повысить привлекательность можно, подчеркивая направленность проектов на эффективность (например, когенерацию) и экологию.

### Конкуренция с ВИЭ

Развитие возобновляемой энергетике в России по состоянию на 2018 г. серьезно отличается от глобальных тенденций – прежде всего, своим целеполаганием.

В мире ключевым драйвером этого развития была и остается декарбонизация, а также стремление стран-импортеров энергоресурсов диверсифицировать энергетический баланс. В России, как отмечено выше, климатическая повестка пока не является значимой в формулировании энергетической стратегии, а доступность и дешевизна газа и угля делают их позиции гораздо более устойчивыми экономически. Поэтому в России развитие ВИЭ скорее рассматривается в плоскости технологического развития машиностроения, освоения им новых технологий с перспективой их экспорта. В таких условиях ВИЭ в России будут менее конкурентоспособными, чем во многих других странах и регионах.

Вместе с тем, ВИЭ в России делают успехи – в июне 2018 года на конкурсе отбора проектов в солнечной и ветряной энергетике победили заявки с величиной капитальных затрат ниже 1000 долларов на установленный кВт. По данным IRENA за 2017 год, средневзвешенная по миру цена составила 1388 (по солнцу) и 1477 (по ветру). Это дало повод аналитикам ВТБ Капитала заявить<sup>42</sup> о «закате угольной генерации в России» - хотя в этом же релизе отмечается, что в ближайшей перспективе существенных изменений в топливном балансе в России ожидать не стоит, речь идет скорее о начале конкуренции ВИЭ с проектами новых угольных станций, а не с модернизацией старых.

Сравнение ВИЭ и угольной генерации только по критерию LCOE вряд ли имеет смысл, - ведь такой подход учитывает только затраты «в пределах забора» станций, а общесистемные затраты остаются вне фокуса (ВИЭ в этом смысле более затратны из-за прерывистости выработки).

Еще более важный аспект – когенерация. Угольные ТЭЦ в России (доля которых в угольной генерации составляет около 52%) в среднем вырабатывают дополнительно тепловую энергию в объеме 60-110% от выработки электрической (см. рис. 60 ниже). Поэтому для прямой гипотетической конкуренции с угольной генерацией ВИЭ должны обеспечивать еще и теплоснабжение – а это в 1,5-2 раза увеличивает потребность в их мощности (вне зависимости от того, используется ли электроотопление или тепловые насосы).

Стоит отметить, что конкуренция угольной когенерации и угольного отопления с электроотоплением – вопрос для Сибири и Дальнего Востока не новый. В Сибири доля ГЭС в установленной мощности примерно равна доле угольной генерации, и предложения перевести города на электроотопление звучат нередко. Под недавним таким обращением подписались 8 тысяч жителей Минусинска в своем письме на имя президента РФ, - в письме предлагается рассмотреть перевод на электроотопление

42 Источник: <https://ru.reuters.com/article/businessNews/idRUKBN1J90XA-ORUBS>

не только Минусинска, но Абакана и Красноярска<sup>43</sup>.

Но до тех пор, пока технологии альтернативного теплоснабжения не станут отработанными и коммерчески устойчивыми в условиях России в больших масштабах, они будут проигрывать в Сибири централизованному теплоснабжению от угольной когенерации.

## Угольная генерация как источник энергетической безопасности и регионального развития

В соответствии с Доктриной энергетической безопасности России, энергетическая безопасность - состояние защищённости страны, её граждан, общества, государства, экономики от угроз надёжному топливо- и энергообеспечению.

По определению ориентация только на одно топливо или источник энергии снижает энергобезопасность. В рамках этой логики в России сейчас сооружаются две небольших новых угольных ТЭС в отдаленных российских регионах – Приморская в Калининградской области и Сахалинская ГРЭС-2 на Сахалине. Приморская ТЭС примечательна тем, что она предназначена как резервная на случай нарушения газоснабжения нескольких других калининградских ТЭС, работающих на природном газе. Проектным топливом для нее станет кузнецкий уголь, что наверняка отразится на себестоимости электроэнергии.

Сахалинская ГРЭС-2, помимо вопросов энергобезопасности, призвана решить проблему развития региональной добычи угля, - хотя ее площадка располагается всего в десятках километров от магистрального газопровода<sup>44</sup>.

В отношении действующих ТЭС Европейской части России, где угольные ТЭС повсеместно проигрывают газовым по себестоимости, вопросы энергобезопасности и регионального развития решаются иначе, чем в случае Приморской ТЭС и Сахалинской ГРЭС-2. Показательны примеры Череповецкой и Новочеркасской ГРЭС, доля угля на которых постепенно снижается, а владеющий станциями «Газпром энергохолдинг» объявляет о возможности отказа от угля на этих станциях из-за масштабных убытков, связанных с его использованием. В результате возникает риск обострения социальной напряженности в шахтерских городах Ростовской области и Республики Коми – так, в июле 2018 г. объявлено о закрытии угольных шахт в городе Инта (27 тыс. человек) в Коми, обеспечивавших топливом Череповецкую ГРЭС. По информации правительства Ростовской области, Новочеркасская ГРЭС потребляет 60% добываемого в области угля. Владелец станций и региональные власти выступали за точечные решения, связанные с введением исключений в правила энергорынка.

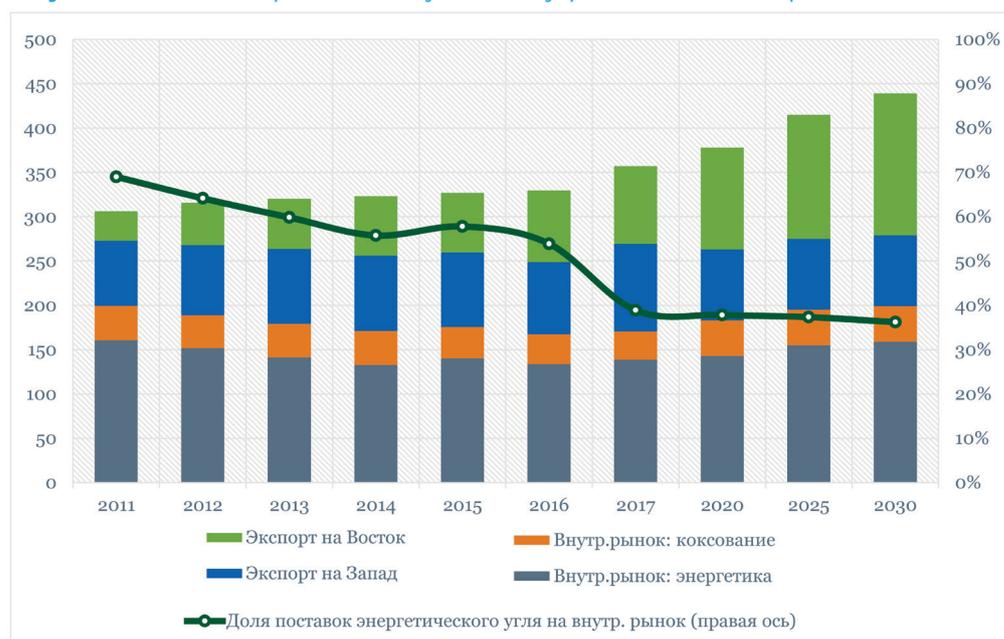
43 Источник: <http://sreda24.ru/index.php/novosti/aktualno/item/5699-est-mnenie-ekologii-minusinska-pomozhet-snizhenie-tarifov-na-elektroenergiyu>

44 Характерный пример развития угольной генерации в условиях доступности газа для обеспечения энергобезопасности – строящаяся угольная ТЭС Hassyan 2400 МВт в ОАЭ, первая очередь которой должна быть введена в эксплуатацию в 2020 г.

Ситуация, очевидно, не имеет простых решений: с одной стороны, вопрос энергобезопасности здесь стоит не так остро, как в пограничных регионах, а с другой – речь идет о риске фактически полного (со временем) отказа от угля в энергетике Европейской части России. Это тоже следствие затянувшейся «газовой паузы».

В то же время, в масштабе всей страны Долгосрочная программа развития угольной промышленности на 2014-2030 годы планирует, помимо значительного прироста экспорта угля на Восток, увеличение поставок угля в российскую энергетику почти на 20% за период 2016-2030 гг. (рис. 62).

**Рисунок 62** Поставки российского угля на внутренний и внешний рынки, млн. тонн



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Минэнерго РФ и Долгосрочной программы развития угольной промышленности 2014-2030

Для осуществления этих планов важно правильно оценить риски, создаваемые неравной межтопливной конкуренцией.

Крупные угольные ТЭС являются градообразующими предприятиями как минимум в 18 российских «моногородах» с суммарным населением около 400 тыс. человек. Среди них Белово, Назарово, Мыски - в Сибири, Партизанск, Лучегорск – на Дальнем Востоке, Суворов – в Центральной России. Вывод угольной генерации из эксплуатации в таких городах возможен только в случае адресных мер социально-экономической поддержки.

## Роль угольной когенерации

Как уже отмечалось выше, доля ТЭЦ в структуре установленной мощности угольной генерации составляет 52%. По данным ИНЭИ РАН<sup>45</sup>, в 2017 году в России было до 29 ГВт угольных ТЭЦ, тепловая

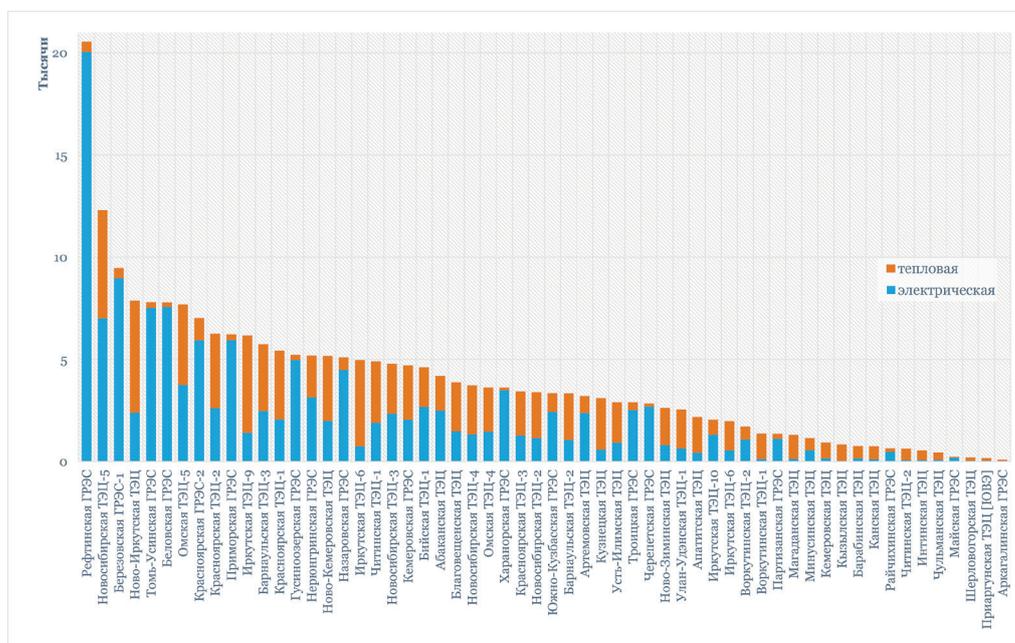
45 Источник: Технологическое обновление ТЭЦ России на базе газотурбинных технологий. / Филиппов С.П., Дильман М.Д., сентябрь 2018

мощность которых составляла не менее 68 ГВт (приблизительно пятая часть от мощности всех ТЭЦ в стране).

По оценке Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, угольные ТЭС (станции с доминированием угля в топливном балансе по состоянию на 2015 год) работают как минимум в 54 городах и поселках по всей России. Более 9 млн человек в Сибирском федеральном округе получают тепловую энергию преимущественно от угольных ТЭЦ – почти половина от общего количества населения региона.

Угольные ТЭЦ работают с различной эффективностью и различным соотношением выработки тепловой и электрической энергии. В среднем выработка тепловой энергии составляет дополнительно 60-110% от выработки электрической – такие ТЭЦ являются важнейшими городскими энергоцентрами (рис. 63).

**Рисунок 63** Выработка тепловой и электрической энергии на российских угольных ТЭС в 2015 году, ГВт·ч



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Минэнерго РФ и отчетности энергокомпаний

В то же время, некоторые угольные ТЭЦ называются таковыми лишь номинально – вырабатывая в 5-20 раз больше тепловой энергии, чем электрической, они являются скорее котельными (примеры – в Чите, Магадане, Кызыле, Воркуте и других городах), - синергетического эффекта от когенерации на таких станциях нет.

По данным ИНЭИ РАН, средний по отрасли коэффициент использования топлива на угольных ТЭЦ - чуть более 60%, хотя создавались они для работы в гораздо более энергоэффективных режимах (75-85%). В этом - суть вызовов и возможностей угольной когенерации в России.

С одной стороны, когенерация начала масштабно развиваться именно в СССР, наша страна десятилетиями была мировым лидером по абсолютным и относительным показателям развития этого сектора. Но в течение последних 20-30 лет когенерация получила активное развитие в странах Северной Европы, Китае и др. (об этом говорилось выше), в то время, как в России эффективность когенерации снижалась. По данным Минэнерго РФ, отпуск тепловой энергии от российских ТЭС за 20 лет упал в 1,5 раза – в первую очередь, за счет уменьшения спроса на тепловую энергию от промышленности (примерно в 2 раза) и ухода части потребителей на собственные котельные<sup>46</sup>. По данным ИНЭИ РАН, КИУМ угольных ТЭЦ по тепловой энергии составляет всего 20,2%. Вместе с тем, 52% электроэнергии вырабатывается ими в конденсационном режиме (то есть в режиме одноцелевой угольной ТЭС, причем на неэффективных докритических параметрах).

Таким образом, развитие когенерации в зонах влияния существующих и новых угольных ТЭЦ в России, повышение эффективности их работы – масштабная возможность для угольной генерации в стране модернизироваться и снизить воздействие на окружающую среду.

### Возможности обновления отрасли

Рассмотренные выше вызовы и возможности для развития угольной генерации в России сводятся к тому, что глубокая модернизация отрасли с улучшением эффективности и экологичности – насущная потребность. В этом выводе нет нового, - о необходимости модернизации угольной генерации эксперты писали и в 1997 г.<sup>47</sup>, и в 2007 г.<sup>48</sup>, - разница лишь в том, что масштабы накопившихся проблем растут, и способ решения «business as usual» уже привел к риску полного отказа от угля в энергоснабжении целых регионов России и социальной напряженности в отдельных угольных поселках. В то же время, решения требуют и проблемы в энергомашиностроении.

В июне 2018 года Минэнерго предложило программу обновления российских ТЭС (далее – программа ДПМ-2)<sup>49</sup>, в рамках которой должно быть отобраны проекты реконструкции ТЭС общей мощностью до 39 ГВт (по критерию минимальной приведенной стоимости электроэнергии после реализации проекта) в первой и второй ценовых зонах за 9 лет. Конкурсы в каждой ценовой зоне будут проводиться отдельно (рис. 64).

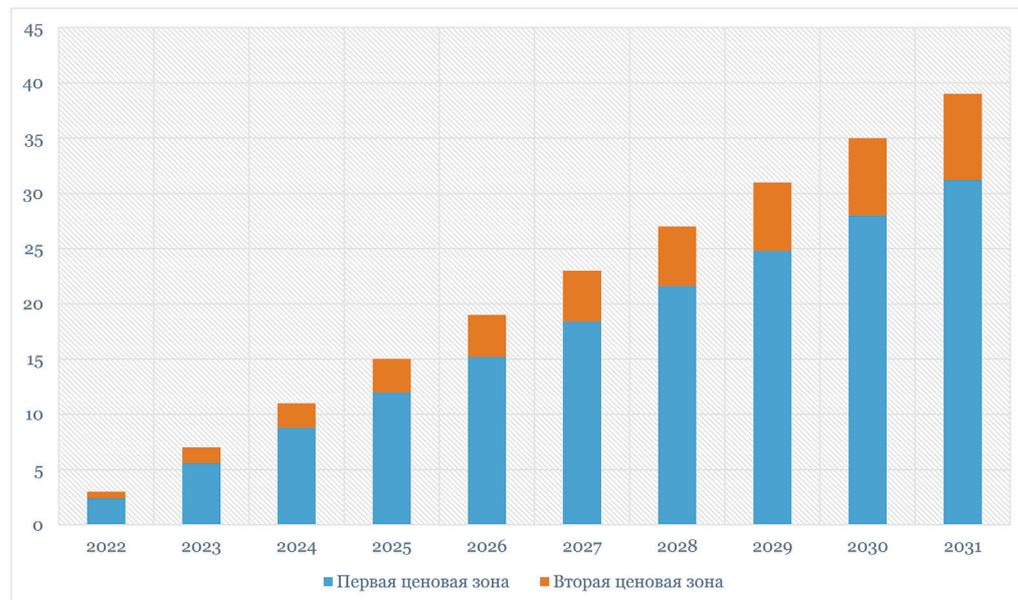
46 Источник: Кравченко В.М. Текущее состояние отрасли теплоснабжения / март 2016.

47 Дьяков А.Ф. Перспективы использования угля в электроэнергетике России. / Энергетик. 1997 - №3.

48 Градецкий А.В., Митрова Т.А., Сальников В.А. Новая генерация: «вторая угольная волна», рынок газа и реформа теплоэнергетики. – Эксперт, 2007.

49 Программа утверждена Постановлением Правительства РФ №43 от 25.01.2019.

**Рисунок 64** Предельные объемы мощностей обновляемых ТЭС в 2022-2031 гг. по программе ДПМ-2



Источник: анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Минэнерго РФ

В рамках первой ценовой зоны может быть отобрано около 31 ГВт. Исходя из доминирования в этой зоне газовой генерации (прежде всего, ценового), по критерию минимальной приведенной стоимости, с большой долей вероятности, будут отобраны в основном проекты обновления именно газовых ТЭС. Очень вероятен риск, что угольные станции в Европейской части РФ и на Урале обновлены не будут.

Предельный объем обновления во второй ценовой зоне - 7,8 ГВт. Исходя из доминирования здесь угольной генерации, с большой долей вероятности весь этот объем будет отобран проектами реконструкции угольных ТЭС. В то же время, 7,8 ГВт – это только около 30% от установленной мощности угольной генерации в СФО.

В рамках программы ДПМ-2 не установлены требования к технологическому обновлению ТЭС в рамках проектов их реконструкции (например, уменьшению удельных расходов топлива, уменьшению выбросов и т.д.). Улучшение технико-экономических и экологических характеристик в рамках программы не является обязательным, но может быть достигнуто при желании инвестора. Приоритет отдается отечественному оборудованию: уровень локализации основного оборудования будет задаваться Минпромторгом и предполагается на уровне не менее 90%.

В такой концепции наиболее вероятным становится вариант неглубокой модернизации ТЭС с заменой паровых турбин и котлов на аналогичное оборудование. Это позволит продлить ресурс стареющих угольных ТЭС, поддержать производителей паровых котлов и турбин, но, скорее всего, не приведет к технологическому обновлению угольной генерации. Чтобы его обеспечить

(в рамках «угольной альтернативы», о которой пойдет речь ниже), потребуется внести изменения в порядок и критерии отбора проектов для модернизации, а также требования к ним.

В части экологического регулирования развивается нормотворчество в сфере наилучших доступных технологий (НДТ). В 2017 году Росстандарт утвердил справочник НДТ «Сжигание топлива на крупных установках с целью производства энергии», в рамках которого установлены стандарты НДТ по выбросам угольных ТЭС в атмосферу. В апреле 2018 Минприроды утвердило перечень из 300 предприятий, оказывающих наиболее неблагоприятное воздействие на окружающую среду - примерно десятую часть перечня занимают ТЭС (в том числе угольные – 15 шт.) Теперь каждая из них, начиная с 2019 г., должна будет получить комплексное экологическое разрешение при условии реализации программы модернизации.

Особенность российского регулирования по НДТ состоит в установлении сравнительно мягких по сравнению с зарубежными аналогами экологических стандартов и требований. Так, в качестве единственного мероприятия по борьбе с оксидами серы справочник НДТ предлагает переход на другие угли (а не сероочистку), в качестве мероприятия по борьбе с оксидами азота – организационные изменения в технологии сжигания угля в котле (а не азотоочистку). Очевидно, в текущем виде справочник НДТ представляет собой компромиссный вариант, обусловленный совокупностью доступных ресурсов – инвестиционными возможностями генерирующих компаний, готовностью потребителей к росту цены электрической и тепловой энергии от угольных ТЭС, уровнем развития российского энергомашиностроения.

Перечень из 300 предприятий, разработанный Минприроды, включает лишь 15 угольных ТЭС – примерно четвертую часть от их общего количества в России. В то же время, угольные котельные вообще не подлежат администрированию в рамках НДТ.

Таким образом, переход на НДТ (в нынешнем виде нормативной базы) позволит угольной генерации (отдельным станциям) несколько улучшить экологические показатели, но для радикального улучшения этого будет недостаточно. Задавая новые цели в рамках НДТ и создавая условия для их достижения (в том числе стимулы для энергокомпаний, потребителей и энергомашиностроительных компаний), регулятор мог бы добиться большего эффекта от этого элемента энергополитики, показавшего свою эффективность в других странах. Публичное открытое обсуждение этой темы и возникающих в ходе модификации НДТ компромиссов может повысить их общественную приемлемость.

Регулирование по методу «альтернативной котельной», введенное в России в рамках законодательства о теплоснабжении, позволяет единым теплоснабжающим организациям привлекать

долгосрочные инвестиции в модернизацию систем теплоснабжения в городах – в том числе угольных ТЭЦ, как источников теплоснабжения. Этот механизм открывает возможности для развития когенерации и частичного обновления оборудования ТЭЦ (в первую очередь теплофикационного, непосредственно задействованного в производстве и распределении тепловой энергии) в пределах установленного темпа роста тарифов на тепловую энергию, зафиксированного в соглашении с администрацией города или муниципального образования.

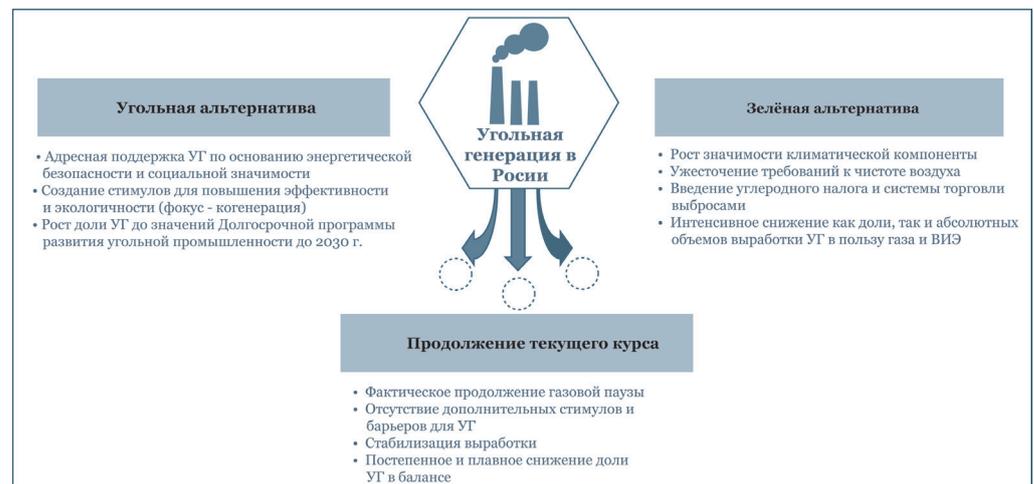
### Что дальше?

Проведенный выше анализ показывает, в целом, недостаточную эффективность имеющихся механизмов для решения накопившихся проблем угольной генерации, которая обусловлена, в том числе, продолжением «газовой паузы» и особенностями энергетической политики в России. Эффективность, экологичность, конкурентоспособность с другими источниками генерации, надежность обеспечения потребителей тепловой энергией, энергобезопасность и социальное развитие регионов – все эти аспекты зависят от выбора стратегии на уровне регулятора.

Возможны различные альтернативы будущего угольной генерации (рис. 65):

- продолжение текущего курса («business as usual»);
- «угольная» альтернатива;
- «зеленая» альтернатива.

**Рисунок 65** Альтернативы развития угольной генерации в России

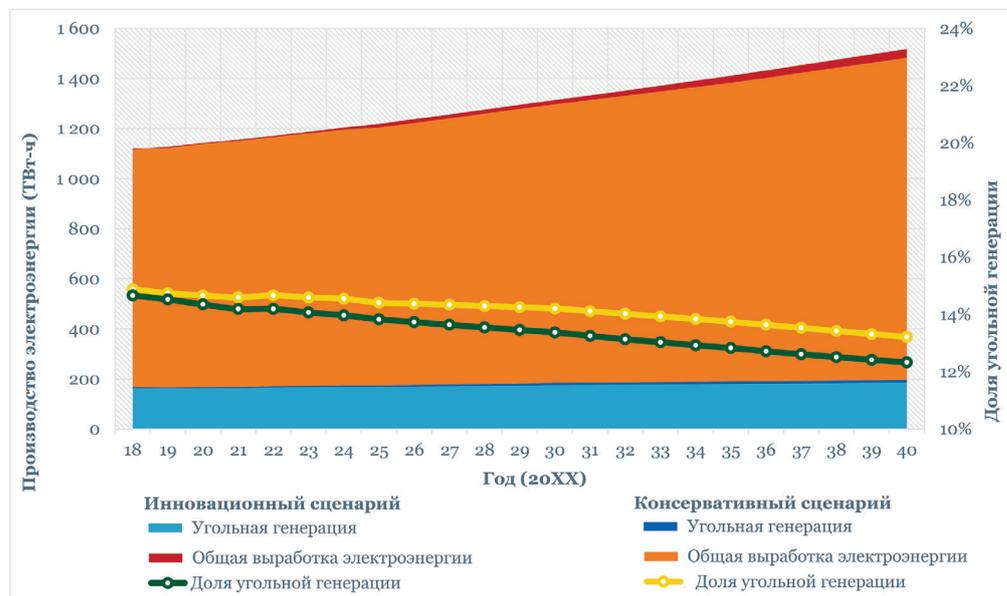


Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

В случае **продолжения текущего курса** («business as usual»), вероятно, доля угольной генерации в России будет медленно снижаться, а выработка стабилизируется. В Консервативном сценарии Прогноза развития мировой энергетики ИНЭИ РАН – Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО ожидается незначительный рост (CAGR 0,6-0,7%) объемов выработки угольной генерации на горизонте 2040 г. В этом случае

доля угольной генерации в балансе медленно продолжит снижаться - до 13,5% (рис. 66). В инновационном сценарии снижение происходит чуть быстрее - в пределах 12%. Выработка в обоих сценариях остается практически неизменной.

**Рисунок 66** Прогноз развития угольной генерации в России в Консервативном (вверху) и Инновационном (внизу) сценариях



Источник: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

В Инновационном сценарии более значительную роль будут играть технологии новой энергетики, но на Россию этот процесс окажет ограниченное влияние, что выражается в незначительном разбросе итоговых значений параметров прогноза.

Можно рассмотреть и более радикальные альтернативы энергетической политики – либо адресная поддержка угольной генерации (угольная альтернатива), либо развитие альтернативных видов генерации в рамках климатической повестки (зеленая альтернатива).

В случае «**угольной альтернативы**» приоритетом может стать создание экономических стимулов для повышения эффективности сектора (в первую очередь, за счет когенерации) и экологичности угольных ТЭС, а также обеспечение энергобезопасности и развитие собственных компетенций в технологиях «чистого угля»<sup>50</sup>. Для решения этих задач нужно будет адаптировать механизмы государственного регулирования, а также направить на эти цели часть финансового ресурса - в том числе, в рамках проводимой в период 2020 – 2035 гг. модернизации существующих тепловых электростанций. В этом случае открывается возможность поддержки внутреннего спроса на уголь или даже его наращивания

50 Например, сооружение мусоросжигающих станций в России субсидируется исходя из соображений уменьшения вреда от ТБО для окружающей среды, а развитие ВИЭ – из соображений технологического развития.

(что предусмотрено Долгосрочной программой развития угольной промышленности до 2030 г.)

**«Зеленая» альтернатива** может состоять в том, что энергетическая политика в России будет в значительной степени дополнена климатической и экологической компонентой – по образцу аналогичных изменений, принятых в Европе, США или Китае. В этом случае ужесточаются требования к чистоте воздуха, вводится углеродный налог или система торговли выбросами. Это приведет к снижению конкурентоспособности угольной генерации на фоне газовой, а в долгосрочной перспективе – и на фоне возобновляемой энергетики. Доля угольной генерации будет снижаться, что, в свою очередь, потребует выработки специальной социально-экономической политики в отношении угольных регионов.

Будущее угольной генерации в России будет зависеть от того, какая из этих альтернатив будет признана стратегической и найдет отражение в государственной энергетической политике. Но решение это ответственное, оно затрагивает жизни миллионов людей, и в процесс его принятия следует вовлечь все заинтересованные стороны – общество, энергокомпании, органы власти и экспертное сообщество. Тем более, что при всей простоте развилки зачастую высказываются полярные мнения относительно предпочтительного варианта. В любом случае, жизнь заставит угольную генерацию в России искать ответы на растущие внешние вызовы.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 20 Years of Carbon Capture and Storage / IEA, 2016.
2. An overview of HELE technology deployment in the coal power plant fleets of China, EU, Japan and USA / Dr Wiatros-Motyka, IEA Clean Coal Centre, 2016.
3. ASEAN CCT Handbook for Power Plant / ASEAN Centre for Energy, December 2017.
4. Beweretung Zum Kohleausstiegspfad / Energy Brainpool. – Berlin, 2017.
5. Carbon Capture, Storage and Use. Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives / W. Kuckshinrichs. 2015.
6. China's Renewables Curtailment and Coal Assets Risk Map. Research Findings and Map User Guide / Y. Zhou, S. Lu, BNEF. – October 2017.
7. Circulating Fluidized Bed Boilers. Design, Operation and Maintenance / P. Basu, Greenfield Research Incorporated. Halifax, 2015.
8. Clean Coal Technologies for Power Generation / P. Jayarama Reddy – London, 2014.
9. Clean Coal Technologies in China: Current Status and Future Perspectives / Shiyang Chang et al, Tsinghua University, 2016.
10. Clean Coal Technology and Sustainable Development. Proceedings of the 8th International Symposium on Coal Combustion / Ed.: G. Yue, Tsinghua University, 2016, Beijing.
11. Closures of coal-fired power stations in Australia: Local unemployment effects / The Australian National University. – Canberra, 2018.
12. Coal Combustion Products. Characteristics, Utilization and Beneficiation / Ed. by T. Robl, A. Oberlink, R. Jones – Cambridge, 2017.
13. Coal Exit or Coal Expansion? A Review of Coal Market Trends and Policies in 2017 / S. Cornot-Gandolphe, 2017.
14. Coal Power Plant Materials and Life Assessment: Developments and Applications. / Ed. By A. Shibli. – Cambridge, 2014.
15. Coal-Fired Power Generation Handbook / James G. Speight. – Hoboken, 2013.
16. Decision Time at Poland's PGE. Why a High-Risk, Fossil-Heavy Strategy Doesn't Add Up / IEEA, June 2018.
17. Economics of the International Coal Trade. Why Coal Continues to Power the World / L. Schernikau, HMS Bergbau AG, 2016, Berlin.
18. Effective use of coal ash as ground materials in Japan / K. Sato, T. Fujikawa, The Second Japan-India Workshop in Geotechnical Engineering, Fukuoka University, 2012.
19. Emission standards and control of PM2.5 from coal-fired power plant / Xing Zhang, IEA Clean Coal Centre, 2016.
20. EU coal regions: opportunities and challenges ahead / Joint Research Centre, E. Tzimas. – Luxembourg, 2018.

21. EU ETS reform: Comparative evaluation of the different options / F. Roques, 2017
22. Flexibility in thermal power plants (With a focus on existing coal-fired power plants) / Agora Energiewende, 2017.
23. Handbook of Pollution Prevention and Cleaner Production Vol. 4. Clean Electricity through Advanced Coal Technologies / Nicholas P. Cheremisinoff – Oxford, 2012.
24. HELE Perspectives for Selected Asian Countries / IEA Clean Coal Centre, June 2018.
25. Impact of Coal Plant Retirements on the U.S. Power Markets – PJM Interconnection Case Study / Energy Ventures Analysis, 2018.
26. Indonesia's Electricity Demand and the Coal Sector: Export or meet domestic demand? / S. Cornot-Gandolphe, Oxford Institute for Energy Studies, 2017.
27. Industrial Coal Gasification Technologies Covering Baseline and High-Ash Coal / M. Gräbner. - Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim. – 2015.
28. International Energy Agency. Coal 2017: Analysis and Forecasts to 2022.
29. Japan's Energy Choices Towards 2020. How its shift to coal is misaligned with the strategic interests of Japan Inc. / Influence Map. – October 2017.
30. New Energy Outlook 2017. / Bloomberg New Energy Finance.
31. Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Status as of June 2018. / Europe Beyond Coal.
32. Science Based Coal Phase-Out Timeline For Japan. Implications For Policymakers And Investors / Climate Analytics, May 2018.
33. Stranded Assets and Thermal Coal. An analysis of environment-related risk exposure / Norges Bank, 2016.
34. Supply Chain Costs of Biomass Cofiring / IEA Clean Coal Centre, April 2018.
35. The Socio-economic Impacts of Advanced Technology Coal-Fuelled Power Stations / Coal Industry Advisory Board, 2014.
36. World Energy Investments 2018. / International Energy Agency.
37. World Energy Outlook 2018. / International Energy Agency.
38. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года / утв. распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2017 г. № 1209-р.
39. Градецкий А.В., Митрова Т.А., Сальников В.А. Новая генерация: «вторая угольная волна», рынок газа и реформа теплоэнергетики. – Эксперт, 2007.
40. Дьяков А.Ф. Перспективы использования угля в электроэнергетике России. / Энергетик. 1997 - №3.
41. Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2012–2017 гг. Задачи на среднесрочную

- перспективу / А. Новак, апрель 2018.
42. Нормативно-методическое обеспечение перехода на НДТ и модернизации ТЭС: статус, проблемы и решения / Сапаров М.И., доклад на заседании секции «Энергоэффективность и экология в электроэнергетике» НП «НТС ЕЭС», 2018.
  43. О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций / Постановление Правительства РФ №43 от 25.01.2019.
  44. Очищение угля: чему Россия может поучиться у Китая / А. Хохлов. РБК. Режим доступа:  
[www.rbc.ru/opinions/business/ 21/12/2018/5c1b7e439a7947f76c69db2b](http://www.rbc.ru/opinions/business/21/12/2018/5c1b7e439a7947f76c69db2b)
  45. Падение гигантов. Уйдут ли в прошлое угольные электростанции / Ю. Мельников. Forbes.ru, 12.12.2018. Режим доступа:  
<http://www.forbes.ru/biznes/370285-padenie-gigantov-uydut-li-v-proshloe-ugolnye-elektrostantsii>
  46. Перспективы использования угля в российской теплоэнергетике / Ф. Веселов и др., ИНЭИ РАН, сентябрь 2016.
  47. Программа развития угольной промышленности до 2030 г. / утв. Распоряжением Правительства РФ 21.06.2014 №1099-р.
  48. Социальные и экономические аспекты функционирования угольной генерации в регионах России / А. Григорьев, ИПЕМ, 2018.
  49. Росляков П.В. Методы защиты окружающей среды. – М., Издательство МЭИ, 2007.
  50. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2015 - 2016 годы / Информационно-аналитический доклад / РЭА, 2018.
  51. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации.