Институт энергетических исследований Российской академии наук
Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

СКОЛКОВО
Московская школа управления

ИНЭИ РАН

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ 2019

МОСКВА 2019

Институт энергетических исследований Российской академии наук
Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ 2019

Москва 2019

УДК 620.9:327
ББК 31.15:65
Э11

ПРОГНОЗ ПОДГОТОВЛЕН:

ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук»

НОУ Московская школа управления СКОЛКОВО

Научный руководитель академик Макаров А.А, научный руководитель ИНЭИ РАН

Руководитель проекта к. э. н. Митрова Т.А., директор Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, научный руководитель направления «Прогнозирование развития мировой энергетики и мировых энергетических рынков с определением роли и места в них России» ИНЭИ РАН

Кулагин В.А. - заведующий Отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН, директор Центра ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ

В книге представлены результаты исследования по долгосрочному прогнозированию развития мировых энергетических рынков и расчетов, проведенных с использованием информационно-модельного комплекса SCANER. Выполнена комплексная оценка направлений развития энергетики мира, регионов и стран, включая объемы потребления, производства, переработки и торговли энергоресурсами, цены, параметры конкуренции, динамику ввода новых мощностей, объемы выбросов CO_2. Три прогнозных сценария – Консервативный, Инновационный и Энергопереход - отражают ключевые неопределенности развития энергетики. С учетом влияния ситуации на внешних рынках выполнена оценка направлений развития энергетики России.

Перспективы энергетических рынков детально проанализированы с учетом технологических, политических, климатических и других факторов. Проведено исследование реакции рынков и ключевых игроков на указанные факторы.

Предназначено для представителей науки, бизнеса, государственных деятелей, занимающихся проблемами развития энергетики и экономики, может использоваться в образовательных целях.

Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с. - ISBN 978-5-91438-028-8

ISBN 978-5-91438-028-8

© Институт энергетических исследований РАН, 2019

© Московская школа управления СКОЛКОВО, 2019

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ

Бриллиантова В.В.	член рабочей группы Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО
Галкин Ю.В.	старший инженер ИНЭИ РАН
Галкина А.А.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Григорьев Л.М.	ординарный профессор НИУ ВШЭ, к. э. н., профессор
Грушевенко Д.А.	научный сотрудник ИНЭИ РАН, ведущий эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
Грушевенко Е.В.	эксперт Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, научный сотрудник ИНЭИ РАН
Дунаева Н.В.	инженер ИНЭИ РАН
Капитонов С.А.	аналитик по газу Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО
Капустин Н.О.	младший научный сотрудник ИНЭИ РАН, ст. преподаватель РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Кулагин В.А.	заведующий Отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН, директор Центра ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
Козина Е.О.	научный сотрудник ИНЭИ РАН, эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
Макаров А.А.	академик, научный руководитель ИНЭИ РАН
Малахов В.А.	заведующий Отделом исследования взаимосвязей энергетики с экономикой ИНЭИ РАН
Мельникова С.И.	научный сотрудник ИНЭИ РАН, эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ, старший преподаватель РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Мельников Ю.В.	старший аналитик Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО
Миронова И.Ю.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН, научный сотрудник Исследовательского центра энергетической политики (ИЦ ЭНЕРПО) Европейского университета в Санкт-Петербурге
Митрова Т.А.	к. э. н., директор Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, научный руководитель направления «Прогнозирование развития мировой энергетики и мировых энергетических рынков с определением роли и места в них России» ИНЭИ РАН
Овчинникова И.Н.	старший инженер ИНЭИ РАН, эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
Пердеро А.А.	менеджер проекта Internet of Energy Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО
Ряпин И.Ю.	руководитель по исследованиям «First Imagine Ventures»
Хохлов А.А.	руководитель направления «Электроэнергетика» Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО
Яковлева Д.Д.	инженер ИНЭИ РАН

ОГЛАВЛЕНИЕ

Основные выводы Прогноза-2019 5

Раздел 1. Мировая энергетика: на пороге энергетического перехода 8

- Что такое Энергетический переход? 14
- Новые приоритеты энергополитики 17
- Семь технологических направлений, которые изменят мировую энергетику 20
- Энергопереход: последствия 45

Раздел 2. Мир на перепутье 54

- Сценарные условия 54
- Первичное потребление энергии 56
- Электроэнергетика 62
- Возобновляемая энергетика 66
- Атомная энергетика 70
- Рынок жидких топлив 74
- Рынок газового топлива 102
- Рынок твердых топлив 118
- Позиции ключевых игроков 126
- Выбросы CO_2 128

Раздел 3. Сценарный прогноз развития энергетики России 132

- Сценарные условия для России 132
- Энергоемкость экономики и цены на газ 137
- Первичное энергопотребление и структура энергобаланса 140
- Производство энергоресурсов 142
- Электроэнергетика 142
- Нефтяная отрасль 147
- Газовая отрасль 153
- Угольная отрасль 157
- Выбросы CO_2 160
- Влияние ТЭК на экономику страны 161

Заключение 164

Приложение 1. Численность населения и ВВП 168

Приложение 2. Энергетические балансы 172

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПРОГНОЗА-2019

- Основное направление развития мировой энергетики уже видно: под влиянием изменений в энергополитике и развития новых технологий, мир входит в этап 4-го энергетического перехода к широкому использованию возобновляемых источников энергии и вытеснению ископаемых видов топлива. Однако темпы этих изменений и скорость перехода связаны с высокой неопределенностью.
- Рост мирового первичного энергопотребления существенно замедлится к 2040 г., в том числе за счет энергоэффективности.
- Быстрое развитие ВИЭ позволит им уже к 2040 г. обеспечивать 35-50 % мирового производства электроэнергии и 19-25 % всего энергопотребления. Из ископаемых топлив только газ сможет нарастить свою долю в мировом энергобалансе с 22 % до 24-26 %. Уголь снизит свою долю с 28 % до 19-23 %.
- Мир так и не дождется широко анонсированных пиков производства ископаемых топлив из-за исчерпания запасов. Пики приходят, но причиной становятся ограничения вовсе не на стороне добычи, а на стороне спроса. Вслед за угольным пиком уже приближается пик потребления нефти.
- От 870 до 1800 млн т н. э. потенциального потребления потеряет нефтяной рынок из-за роста эффективности транспортных средств и распространения транспорта на альтернативных источниках энергии. Главной альтернативой становится электротранспорт.
- Опасения (или мечты) о высоких ценах на нефть, газ и уголь остаются в прошлом. Мир вошел в эпоху широкой технологической и межтопливной конкуренции. Для всех сфер потребления появляется много перспективных конкурирующих между собой решений, готовых при росте цен доминирующего топлива оперативно предложить альтернативу и отвоевать рынок.
- Электромобили сжимают нефтяной рынок, но дают новый импульс спросу на электроэнергию. Это открывает дополнительные возможности для источников её производства.
- Электроэнергетика стремительно преображается. Быстро развивается децентрализованная генерация, потребители из пассивных превращаются в активных игроков системы, идет энергичный поиск решений в области накопления электроэнергии и начинается трансформация электроэнергетических рынков.
- Бюджетные поступления России от экспорта энергоресурсов неизбежно будут снижаться. Рост экспорта газа частично компенсирует снижение объемов вывоза жидких углеводородов. Но переход на более сложные условия добычи углеводородов неизбежно приведет к необходимости расширения льгот и снижения налоговой нагрузки, следствием чего станет уменьшение выплат в бюджет.
- Трансформация энергетики и снижение бюджетных поступлений от экспорта ведут к уменьшению вклада нефтегазового сектора, являющегося важнейшей составляющей экономики России. Но именно ТЭК и происходящие в нём преобразования могут дать стране новый импульс для развития и роста ВВП за счет реализации огромного потенциала энергосбережения и создания дополнительного спроса на промышленную продукцию для модернизации ТЭК. Для этого нужна решительная экономическая и энергетическая политика адаптации страны к Энергопереходу. Но имеющееся окно возможностей ограничивается буквально 7-10 годами.

РАЗДЕЛ 1

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА: НА ПОРОГЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

ВВЕДЕНИЕ

За два с половиной года, прошедших с предыдущего выпуска «Прогноза», стало отчетливо видно, что под давлением накопившейся критической массы технологических инноваций, а также изменения приоритетов государственных энергетических политик, мировая энергетическая система вошла в очередной период фундаментальных изменений. Это создает огромную неопределенность, которую хорошо иллюстрирует разброс оценок ключевых прогнозных показателей, характеризующих будущее мировой энергетики (рис. 1.1-1.7).

СРАВНЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ С ДРУГИМИ ПРОГНОЗАМИ

Рисунок 1.1 – Первичное энергопотребление в мире в 2040 г. млн т н. э.

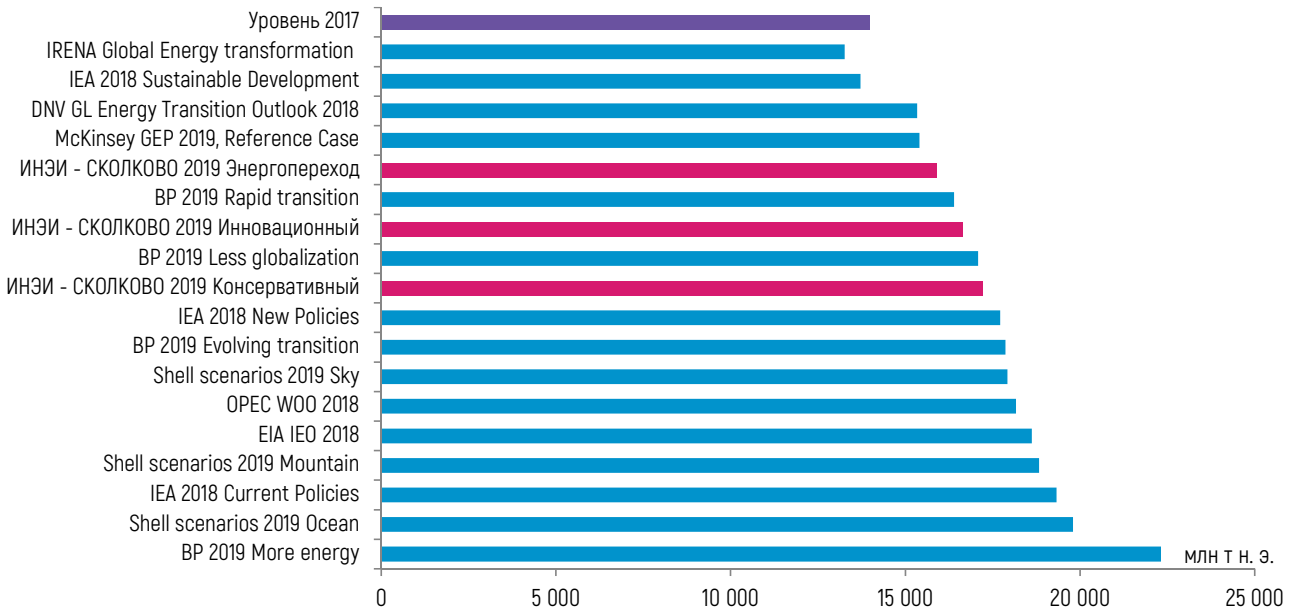
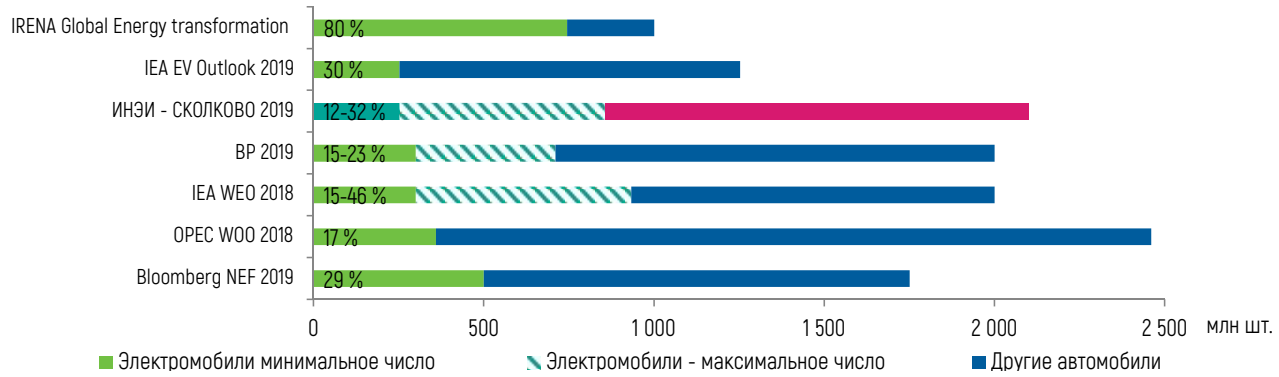


Рисунок 1.2 – Численность автопарка и электромобилей, к 2040 г., млн шт., доля ЭМ в автопарке

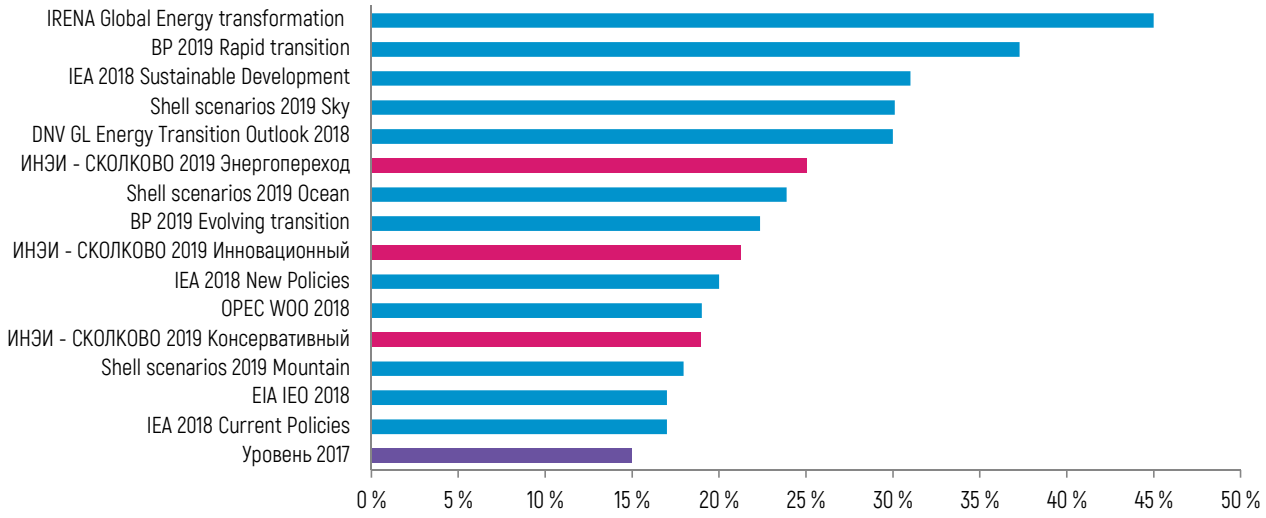


Консервативный сценарий предполагает сохранение текущей ситуации как в развитии технологий, так и с точки зрения государственной политики – фактически этот сценарий предусматривает сохранение текущих трендов.

Инновационный сценарий предполагает ускорение развития технологий и, главное, снятие препятствий на пути их международного трансфера. Данный сценарий предполагает усиление уже принятых национальных приоритетов в продвижении ВИЭ, поддержке электротранспорта, стимулировании энергоэффективности.

В сценарии Энергопереход происходит дополнительное ускорение НТП и фокусировка энергополитики всех стран на целях декарбонизации. В отличие от Инновационного, в этом сценарии приоритет всегда у без- или низкоуглеродных технологий.

Рисунок 1.3 – Доля ВИЭ* в объеме мирового первичного потребления энергоресурсов в мире в 2017 и 2040 гг., %



* ВИЭ включают в себя солнечную энергетику, ветровую энергетику, гидроэнергию, в том числе большие и малые ГЭС, биогаз, традиционную и нетрадиционную биомассу, энергию приливов, геотермальных источников, волн и пр.

Методология Прогноза-2019 построена на модельной оценке широкого сценарного диапазона вариантов развития энергетики мира в зависимости от скорости развития и трансфера технологий и госэнергополитики.

Рисунок 1.4 – Доля ВИЭ в производстве электроэнергии в мире в 2017 и 2040 гг., %

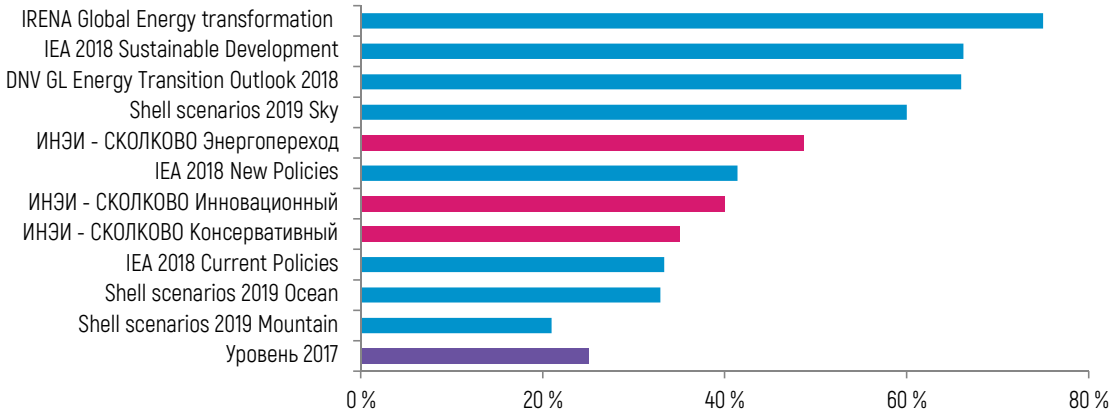
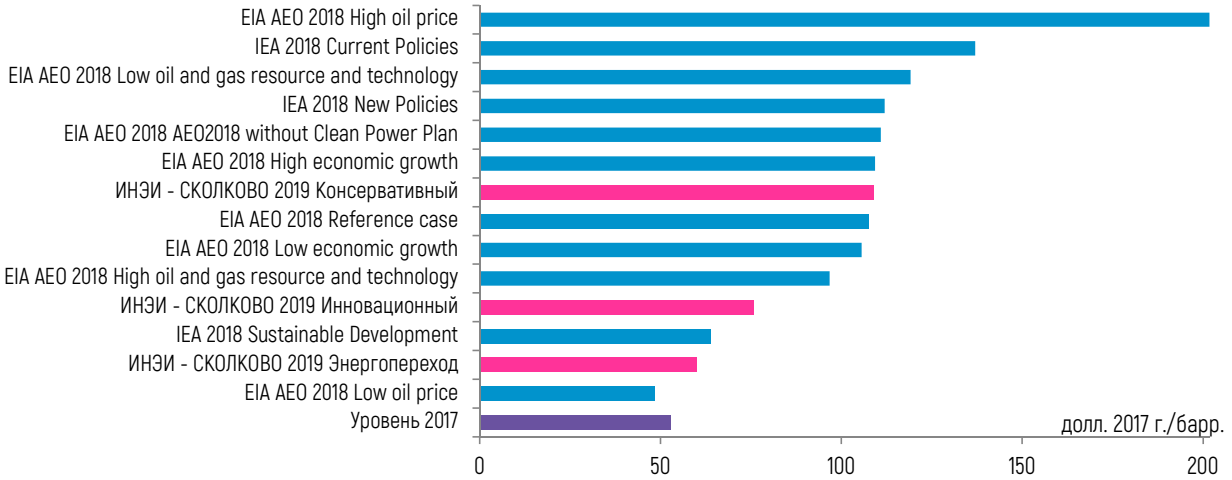


Рисунок 1.5 – Цены нефти в 2040 г., долл. 2017 г./барр.



Прогноз-2019 – независимый совместный проект Института энергетических исследований РАН и Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, задача которого – разработать непредвзятый, взвешенный взгляд на разные варианты развития мировой энергетики, оценить их количественно, включая влияние на российский ТЭК и экономику, а также сформулировать для Российской Федерации основные вызовы и возможные варианты адаптации к происходящим изменениям. Как обычно, «Прогноз» выполнен без какого-либо внешнего заказа или финансирования, что обеспечивает его полную независимость от интересов любых стейкхолдеров.

Рисунок 1.6 – Сроки прохождения "пиков спроса" на нефть в мире по сценариям, млн т н. э.

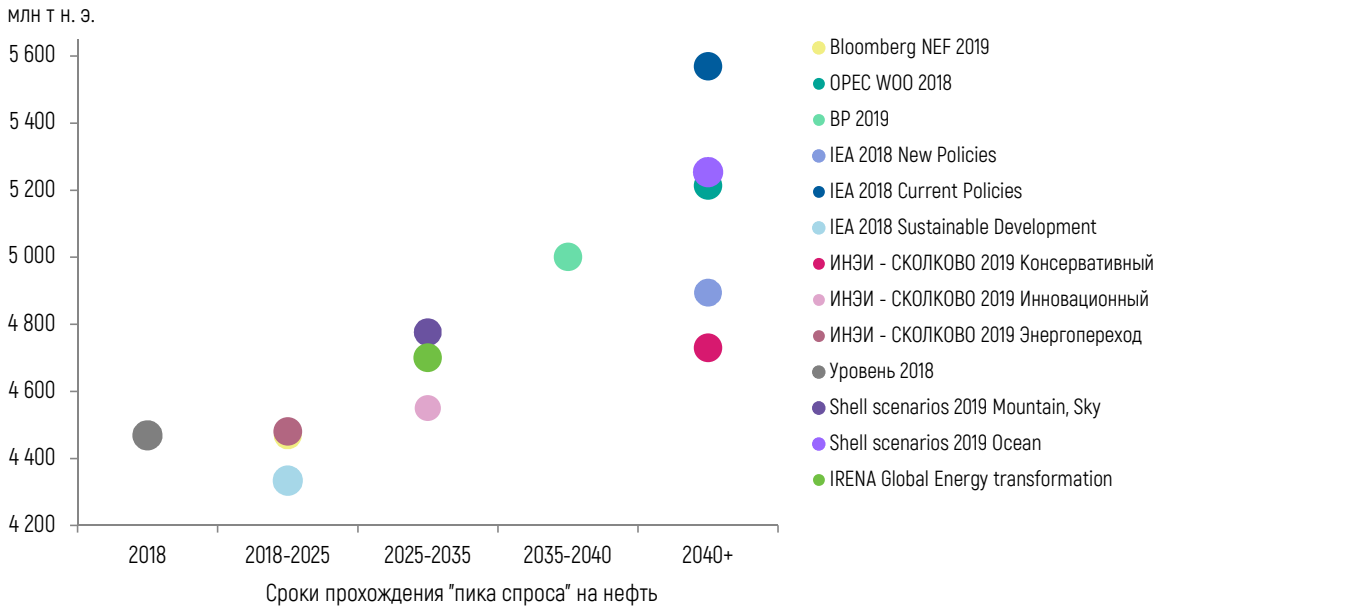
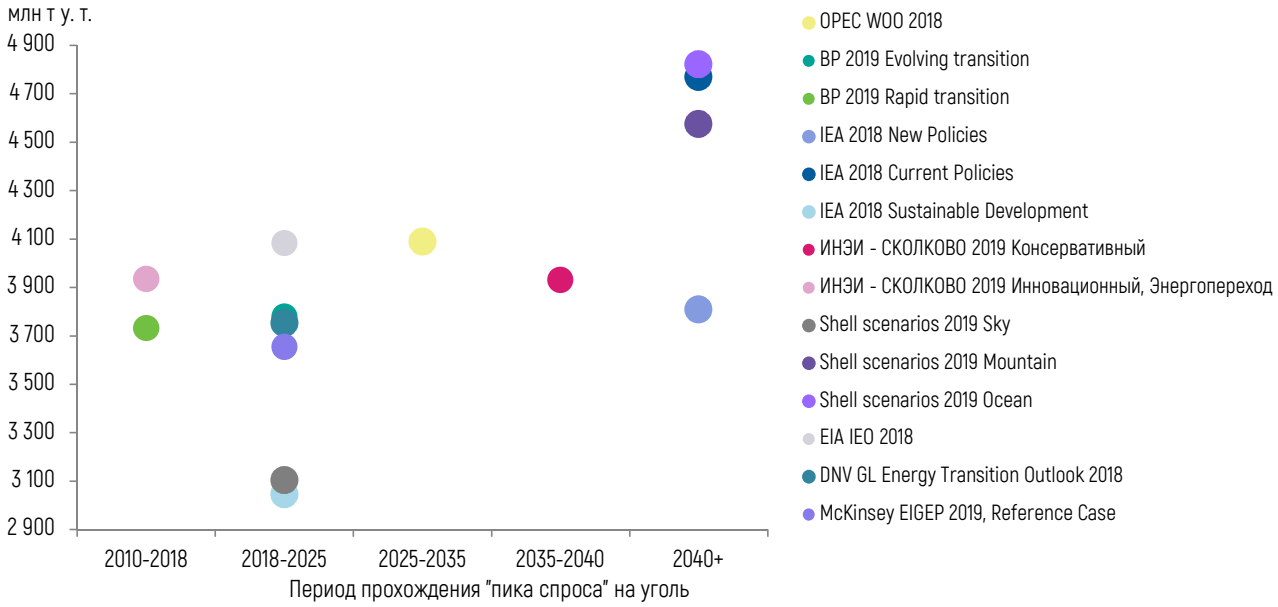


Рисунок 1.7 – Сроки прохождения "пиков спроса" на уголь в мире по сценариям, млн т у. т.



Источники рисунков 1.1-1.7: МЭА, IRENA, ИНЭИ РАН-Сколково, ОПЕК, Bloomberg, BP, Shell, DNL GL, McKinsey, Департамент энергетики США

Таблица 1.1 - Основные прогнозные параметры сценариев Прогноза-2019

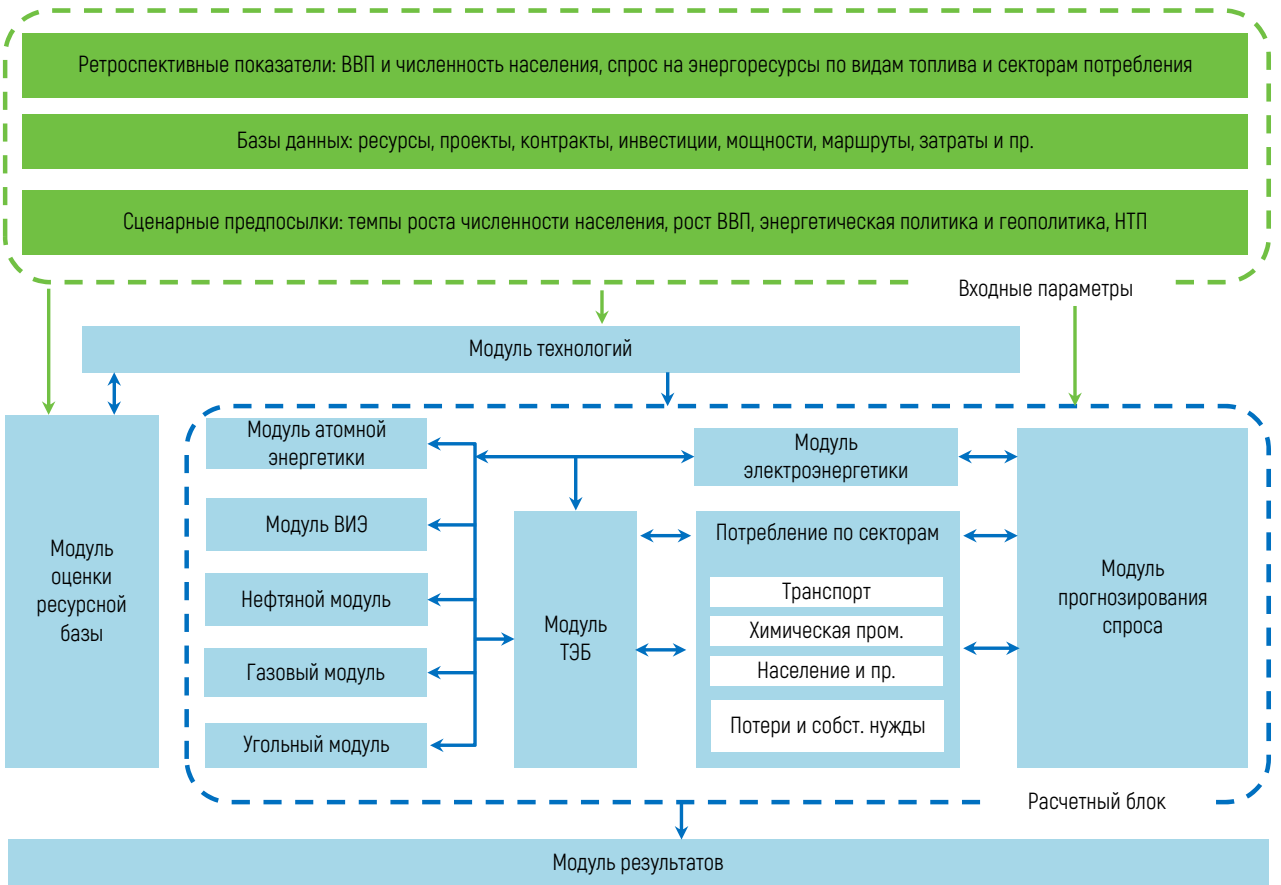
Основные прогнозные параметры	2015	2040 **Консервативный** (сохранение скорости развития и трансфера технологий и текущей госэнергополитики)	2040 **Инновационный** (ускорение развития и трансфера технологий при сохранении текущей госэнергополитики)	2040 **Энергопереход** (ускорение развития и трансфера технологий при фокусировке энергополитики всех стран на декарбонизации)
МИР				
Первичное энергопотребление, млн т н. э.	13578	17205	16604	15904
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл. 2017 г.	0,98	0,70	0,69	0,66
Парк электромобилей, млн шт.	0,8	251	427	603
Доля всех ВИЭ в электроэнергетике, %	23	35	40	49
Доля солнечной, ветровой, геотермальной, приливной и волновой энергии в электроэнергетике, %	5	18	22	30
Доля всех ВИЭ в потреблении первичной энергии, %	14	19	21	25
Доля солнечной, ветровой, геотермальной, приливной и волновой энергии в потреблении первичной энергии, %	1	5	7	9
Потребление нефтепродуктов, млн т н. э.	4267	4729	4212	3725
Потребление газа, млрд куб. м	3571	5110	5283	4968
Потребление угля, млн т у. т.	5484	5621	4846	4374
Цены нефти, долл. 2017 г./барр.	54	109	76	60
Цены газа Европа, долл. 2017 г./тыс. куб. м (в скобках 2030 г.)	253	318 (277)	327 (291)	289 (268)
Цены газа Азия (Китай), долл. 2017 г./тыс. куб. м (в скобках 2030 г.)	299	409 (352)	420 (359)	386 (341)
Выбросы CO_2, млн т	31918	35261	32321	29372
РОССИЯ				
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл. 2017 г.	0,171	0,134	0,130	0,101
Объем добычи жидких углеводородов, млн т	534	485	457	412
Объем экспорта газа, млрд куб. м	215	307	354	297
Доля всех ВИЭ в электроэнергетике, %	17	15	16	21
Цены газа (Москва), долл. 2017 г.	69	71	84	137
Доля ТЭК в ВВП, %	23	11	10	17
Доля ТЭК в доходах бюджета, %	26	15	12	20

Источники: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Для подготовки Прогноза-2019, как и в предыдущие годы, использовался Модельно-информационный комплекс ИНЭИ РАН – SCANER[1,2,3,4]. SCANER – постоянно развивающийся комплекс оптимизационных и имитационных моделей, а также баз данных, описывающих энергетику по 199 географическим узлам, 135 странам и группам стран.

Мировая часть расчетов модельного комплекса основана на итерационном счете по всей производственной цепочке с экономико-математической оптимизацией топливных рынков и учетом в каждом сегменте технологических показателей, а также ограничений и стимулирующих механизмов, определяемых энергополитикой (рис. 1.8).

Рисунок 1.8 – Схема моделей прогнозирования мировой энергетики комплекса SCANER



Источник: ИНЭИ РАН

[1] Макаров А.А., Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., Митрова Т.А., Филиппов С.П., Плакиткина Л.С. Scaner. Суперкомплекс активной навигации в энергетических исследованиях, Москва, ИНЭИ РАН, 2011.

[2] Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России, Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Митровой. М.: ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, 2015.

[3] Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики, Издательский дом МЭИ, 2015.

[4] Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса, Москва, ИНЭИ РАН, 2019.

ЧТО ТАКОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД?

Мировая энергетическая система вошла в новый этап фундаментальной трансформации. В целом этот комплекс изменений обычно называют «Энергетическим переходом» (Energy Transition), однако представления о скорости и глубине данного процесса заметно отличаются. Сценарии, описывающие разную скорость преобразований, будут рассмотрены в следующем разделе, а данный раздел посвящен анализу двух основных драйверов этих преобразований – быстрому развитию и распространению новых технологий и изменениям в энергополитике (рис. 1.9).

Основное направление развития глобальной энергетики уже отчетливо видно: под влиянием изменений в энергополитике и развития новых технологий мир вступает в этап 4-го энергетического перехода к широкому использованию возобновляемых источников энергии и вытеснению ископаемых видов топлива. Однако темпы этих изменений и скорость перехода связаны с высокой неопределенностью.

Рисунок 1.9 – Драйверы Энергоперехода

Источники: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Термин «энергетический переход» был предложен В. Смилом и используется «для описания изменения структуры первичного энергопотребления и постепенного перехода от существующей схемы энергообеспечения к новому состоянию энергетической системы»[5]. Текущий Энергопереход - это очередной, уже четвертый сдвиг в серии аналогичных фундаментальных структурных преобразований мирового энергетического сектора. С количественной точки зрения Энергопереход можно определить, как 10 % сокращение доли рынка определенного энергоресурса за 10 лет. Наиболее известно уже ставшее классическим разделение энергетических переходов, предложенное тем же В. Смилом[6] (рис. 1.10):

- **первый энергетический переход** происходил от биомассы к углю, в ходе него доля угля в общем объеме потребления первичной энергии с 1840 по 1900 гг. увеличилась с 5 % до 50 %. Уголь стал основным источником энергии индустриального мира;
- **второй энергетический переход** связан с распространением нефти – ее доля выросла с 3 % в 1915 г. до 45 % к 1975 г. Наиболее интенсивный период переключения с угля на нефть пришелся на годы после Второй мировой войны. Начался «век моторов» и доминирования нефти, который завершился в конце 1970-х гг. нефтяным кризисом;
- **третий энергетический переход** привел к широкому использованию природного газа (его доля выросла с 3 % в 1930 г. до 23 % в 2017 г.) за счет частичного вытеснения как угля, так и нефти;
- В настоящее время мы являемся свидетелями начала **четвертого энергетического перехода**. В последнее десятилетие были получены важные продвижения в коммерциализации широкого спектра нетрадиционных энергетических ресурсов и технологий – ветровые электростанции, солнечные батареи, аккумуляторы электроэнергии и другие. Доля НВИЭ (без учета гидроэнергии) в общем объеме потребления первичной энергии в 2017 г. составила 3 %, но она стремительно растет.

В более узком смысле, «энергетический переход» - это перевод немецкого термина "Energiewende". Впервые этот термин был использован в 1980 г. в публикации Экологического института (Института прикладной экологии) Германии под названием «Энергетический поворот. Рост и благосостояние без нефти и урана»[7], а в широкий международный обиход вошел в начале 2010-х гг. после аварии на АЭС Фукусима. Как один из наиболее амбициозных проектов декарбонизации энергетического сектора в пределах целого государства (уменьшение выбросов парниковых газов на 40 % к 2020 и на 80-95 % к 2050 г. от уровня 1990 г.)[8,9], Energiewende, без сомнения, стал примером для масштабных преобразований по всему миру[10]. В данной работе доказывалась возможность экономического роста и устойчивого энергоснабжения без использования атомной энергии – за счёт возобновляемой энергетики и энергоэффективности.

5 Vaclav Smil, Energy Transitions: History, Requirements, Prospects (Santa Barbara, Calif.: Praeger, 2010), vii. For alternative definitions, see Benjamin K. Sovacool, "How Long Will It Take? Conceptualizing the Temporal Dynamics of Energy Transitions", Energy Research & Social Science, vol. 13, 2016, 202-203.

6 Smil, Vaclav. Energy and Civilization: a History. MIT Press, 2018.

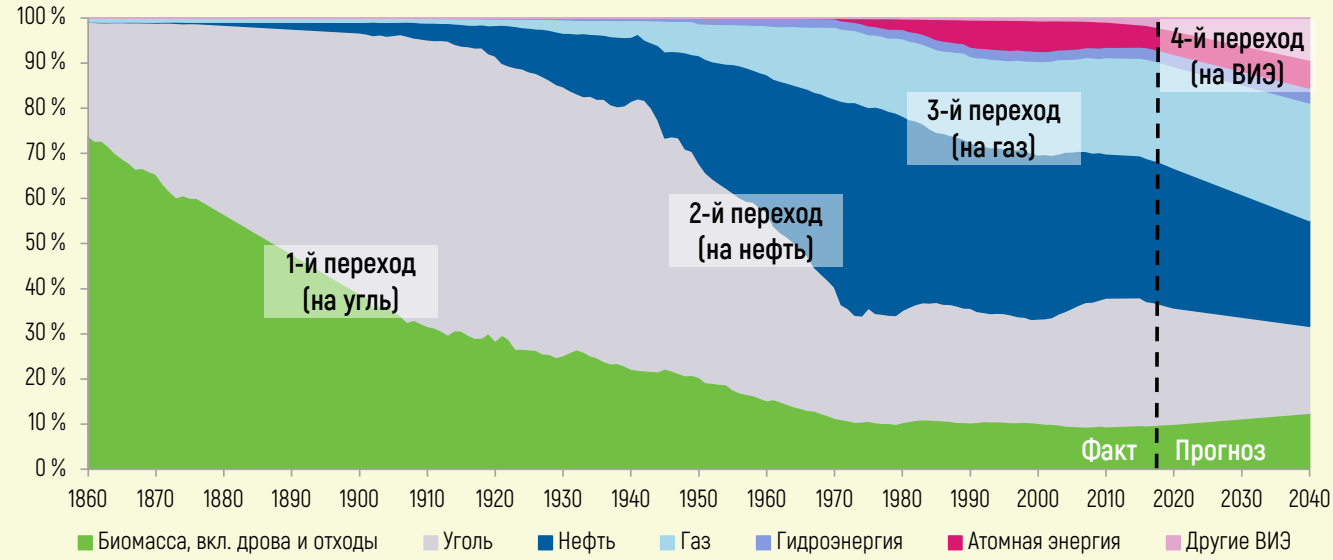
7 Krause, Bossel, Müller-Reißmann: Energiewende – Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, S. Fischer Verlag 1980.

8 Federal Ministry of Economics and Technology, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety: Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply. Organization for Security and Co-operation in Europe. URL: https://www.osce.org/eea/101047 (2013). Дата обращения: 06.05.2019.

9 Trüby J., Schiffer H.-W.: A review of the German energy transition: taking stock, looking ahead, and drawing conclusions for the Middle East and North Africa. Energy Transitions 2, 1-14. URL: https://doi.org/10.1007/s41825-018-0010-2 (2018) (дата обращения: 06.05.2019).

10 Hager C., Stefes C.H.: Germany's Energy Transition: A Comparative Perspective. - Palgrave Macmillan, New York, 2016.

Рисунок 1.10 – Изменение структуры мирового первичного энергопотребления по видам топлива с 1860 г. и четыре энергетических перехода



Источники: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

На этапе четвертого энергетического перехода, в отличие от предыдущих трех, основным драйвером становится не столько экономическая привлекательность новых источников энергии, сколько качественно новый фактор – декарбонизация и борьба с глобальным изменением климата.

НОВЫЕ ПРИОРИТЕТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ: декарбонизация, качество воздуха и переход к низкоуглеродным источникам энергии

Энергополитика государств имеет огромное влияние на развитие мировой энергетики. Путем применения фискальных инструментов (налогов, субсидий), формирования промышленных стандартов для топлива и транспортных средств, а также посредством специфичных регулятивных мер правительства способны существенно стимулировать или, напротив, дестимулировать потребление того или иного вида топлива и управлять спросом на энергоносители. При этом зачастую механизмы государственной поддержки оказываются настолько мощным драйвером для изменения энергобаланса, что перевешивают объективные экономические показатели.

Любое правительство стремится найти оптимальный ответ сразу на три запроса со стороны общества к ТЭК (т. н. «энергетическая трилемма» по определению Мирового энергетического совета):

- обеспечить **доступность энергии** в достаточных объемах и по приемлемым ценам;
- обеспечить **надежность и безопасность** энергоснабжения;
- обеспечить его **экологичность** (требование по минимизации антропогенного воздействия энергосистем на окружающую среду).

В последнее десятилетие экологические задачи стали явно превалировать над остальными во все большем числе стран. Политика **декарбонизации**, направленная на сокращение выбросов парниковых газов в мировой экономике в рамках борьбы с изменением климата – это важнейший драйвер глобального Энергоперехода. Одним из важнейших символов пересмотра госэнергополитик стали предложения климатической конференции ООН COP-21 в декабре 2015 г., в значительной степени сфокусированные на декарбонизации электроэнергетики. Из 162 принятых национальных планов 106 делают особый акцент на ускоренном развитии возобновляемой энергетики, 74 содержат в себе конкретные цели в области применения НВИЭ для нужд генерации, отопления, охлаждения.

По данным Всемирного банка, к 2018 г. уже 45 государств и 25 отдельных регионов (в частности, некоторые штаты США) либо запустили национальную систему торговли выбросами CO_2 или другие формы «углеродных сборов»[11], либо планируют это сделать в ближайшем будущем (рис. 1.11).

[11] Система торговли выбросами CO_2 (или торговля квотами на эмиссии парниковых газов) (англ. emissions trading) – рыночный инструмент снижения выбросов парниковых газов в атмосферу.

Однако в ряде стран, в первую очередь – в развивающихся странах Азии - приоритет в настоящее время имеет даже не столько климатическая повестка, сколько вопросы локального качества воздуха, особенно в крупных городах, где это действительно становится серьезной социальной проблемой (рис. 1.12).

И политика декарбонизации, и борьба с локальными загрязнениями атмосферы увеличивают интерес правительств к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). ВИЭ, кроме того, создают дополнительные преимущества: повышение энергобезопасности за счет снижения зависимости от импорта энергоресурсов для стран-импортеров, снижение потребления углеводородов на внутреннем рынке и высвобождение их для экспорта для стран-экспортеров, возможность экономически эффективного обеспечения энергией территорий, отрезанных от централизованных систем энергоснабжения.

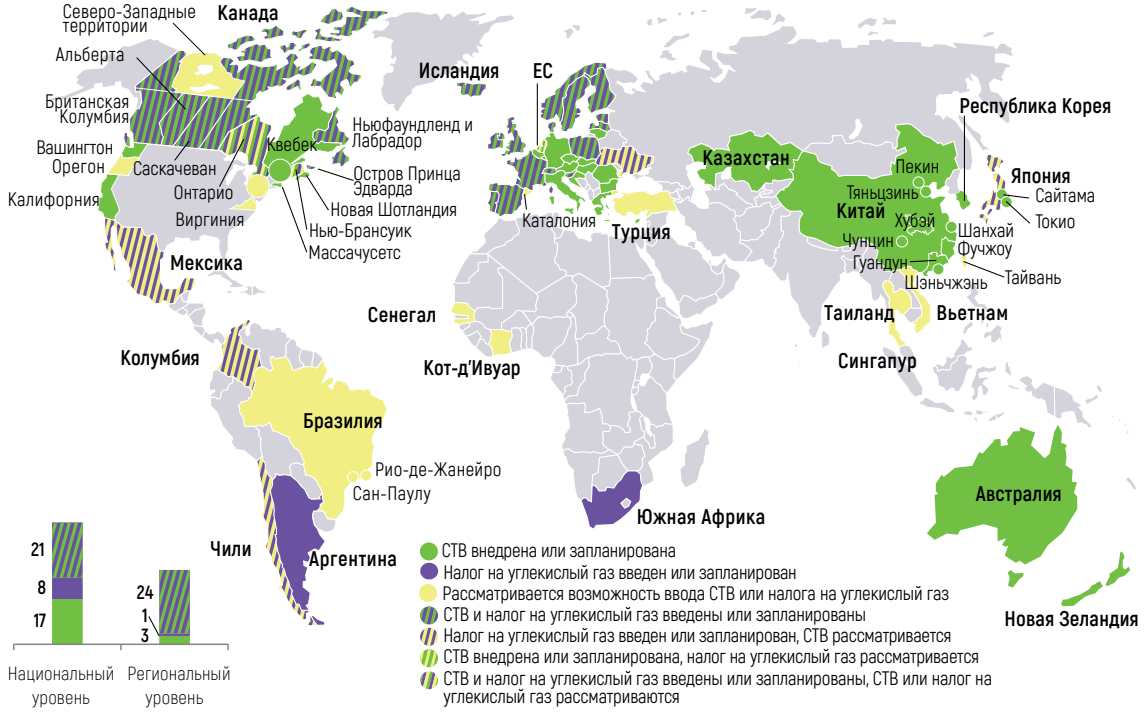
При этом практика уже подтвердила высокий потенциал влияния «углеродных сборов» на энергобаланс: так, Великобритания в 2013 г. ввела усиленную (по сравнению с общеевропейской) систему взимания платы за выбросы CO_2 – Carbon Price Floor в сочетании с Large Combustion Plant Directive. Сразу после введения этой системы доля угольной генерации в страновом балансе начала резко падать - с 40 % в 2012 г. до лишь 7 % в 2017 г. При этом необходимо отметить, что ценовое давление безуглеродной повестки сильно зависит от решений регуляторов. Так, в Евросоюзе после кризиса 2008 г. были приняты решения об увеличении допустимых выбросов CO_2 в рамках крупнейшей в мире системы торговли квотами European Union Emission Trading System – в результате цена тонны CO_2 упала в 3 раза всего в течение года. Но в 2017 г. эти решения были отменены – и цена углекислого газа в течение года выросла в четыре раза.

Перспективы развития глобальной энергосистемы существенно зависят от политики крупнейшей мировой экономики - Китая. В последние годы Китай обнародовал и осуществил ряд стратегий, направленных на борьбу с изменением климата, на сокращение выбросов и облегчение перехода страны к низкоуглеродной экономике. Эта политика отвечает как глобальным усилиям по борьбе с изменением климата, так и собственной потребности Китая в реструктуризации своей экономики и реформировании ее моделей производства и потребления.

В 2014 г. был издан мандат национальной стратегии в области энергетической безопасности, которая создаст «энергетическую революцию» для коренного изменения потребления энергии, производства, технологий и управления. 12-й Пятилетний план определил обязательные цели для увеличения площади лесов, снижения энергоемкости и выбросов углекислого газа и увеличения доли не-ископаемых видов энергии (ядерной, гидроэнергетической, солнечной, ветровой, биомассы, и геотермальной) в первичном потреблении энергии к 2015 г. А ключевыми целями 13-го Пятилетнего плана (2015-2020 гг.) стали:

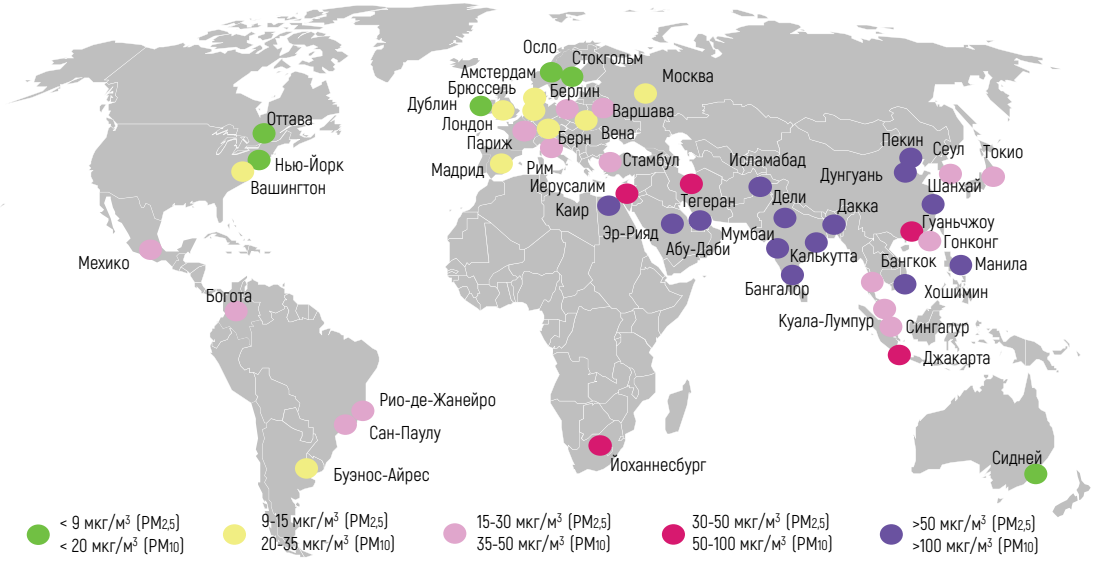
- Увеличение доли не-ископаемой энергии в общем потреблении первичной энергии до 15 % к 2020 г. и до 20 % к 2030 г.
- Увеличение установленной мощности возобновляемой энергии до 680 ГВт к 2020 г.
- Закрытие части мощностей по добыче угля, не удовлетворяющих техническим и экологическим требованиям (около 800 млн т/г.), и ввод новых усовершенствованных мощностей (около 500 млн т/г.).

Рисунок 1.11 – Статус национальных систем торговли выбросами (СТВ) и систем углеродных сборов в мире по состоянию на 2019 г.



Источник: World Bank Group, State and Trends of Carbon Pricing 2019

Рисунок 1.12 – Индекс качества воздуха в столицах и крупных городах 40 ведущих экономик мира, формирующих более 90 % мирового ВВП.*



*По методике ВОЗ индикатор «загрязнения» считается как среднесуточное содержание в атмосфере города вредных частиц за период измерений не менее полугода, качество воздуха показано как наихудший показатель из PM10 и PM2,5.

Источник: Всемирная ассоциация здравоохранения, 2019

СЕМЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ, КОТОРЫЕ ИЗМЕНЯТ МИРОВУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

НТП всегда был основной движущей силой развития антропогенной энергетики (рис. 1.13), обеспечивая приход технологических революций (например, изобретение двигателя внутреннего сгорания или освоение электрической энергии) и крупных технологических прорывов (из последних примеров - освоение ресурсов сланцевой нефти и газа). Начавшийся Энергопереход не связан с какой-либо одной технологической революцией – накопившаяся критическая масса из целого комплекса технологических инноваций как на стороне производства, так и на стороне потребления энергии ведет к постепенной глубокой трансформации всего энергетического сектора.

Энергопереход не связан с какой-либо одной технологической революцией – накопившаяся критическая масса из целого комплекса технологических инноваций как на стороне производства, так и на стороне потребления энергии ведет к постепенной глубокой трансформации всего энергетического сектора.

Технологическая революция:

- позволяет осваивать новый, обычно более концентрированный вид первичной энергии с кратным расширением ресурсной базы энергетики;
- выдает конечную энергию гораздо более высокой ценности, радикально улучшая производство и быт с резким повышением эффективности труда;
- порождает новые энергетические и сопряженные рынки.

Технологический прорыв:

- обеспечивает существенное расширение экономически привлекательной ресурсной базы или повышение КПД используемых технологий;
- ведет к кардинальным изменениям конъюнктуры рынков уже существующих энергоносителей.

Рисунок 1.13 – История технологических революций и прорывов в ходе развития антропогенной энергетики

Источник: ИНЭИ РАН

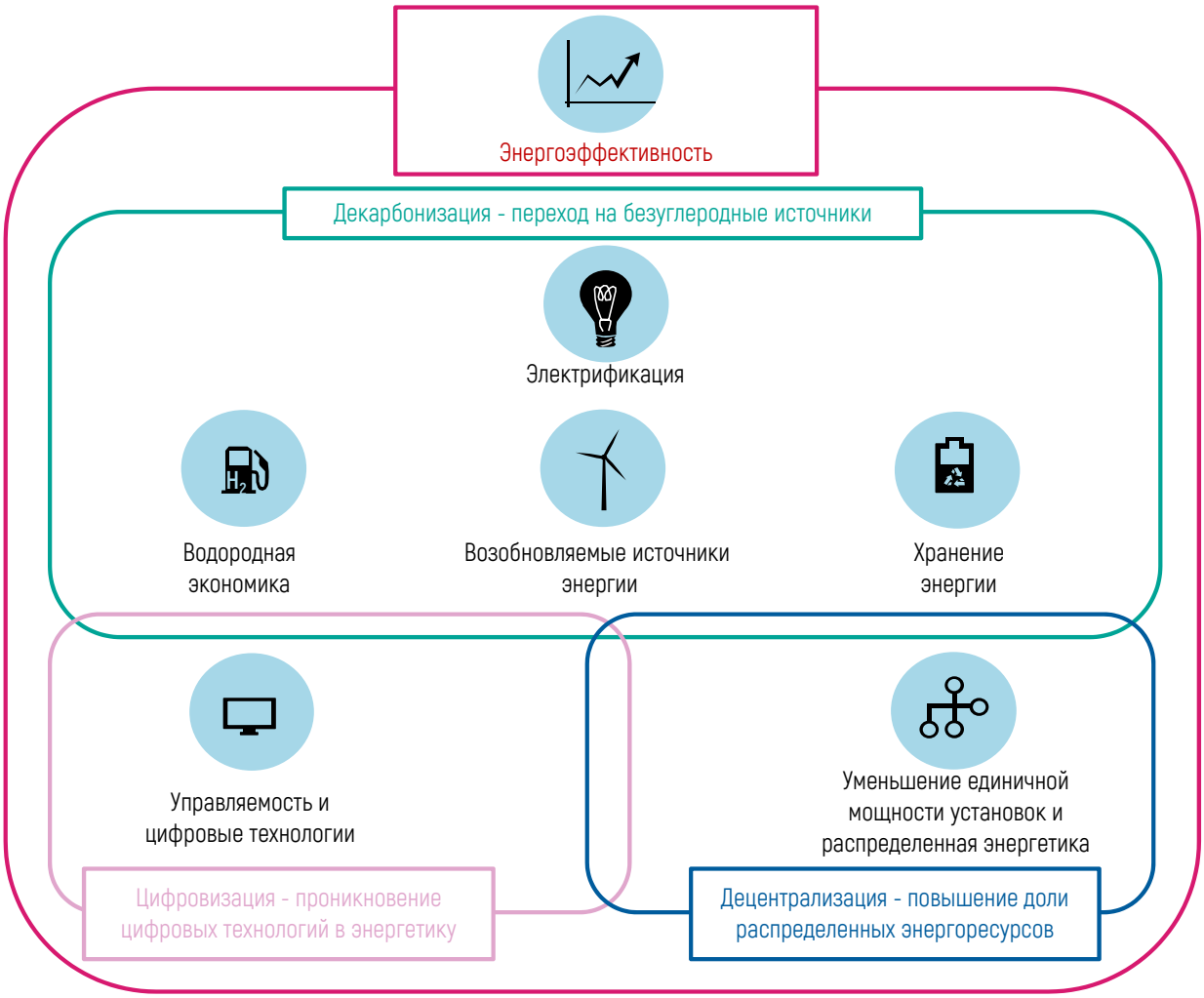
В Прогнозе-2019 ни в одном сценарии не ожидается новых технологических революций – таких, как освоение дешевого термоядерного синтеза. Однако при этом предполагаются новые технологические прорывы на базе тех технологий, которые уже проходят апробацию в настоящее время: дальнейшее удешевление ВИЭ, накопителей электроэнергии, развитие цифровых и интеллектуальных систем в электроэнергетике и др., которые и обеспечат технологическую базу для Энергоперехода.

С технологической точки зрения Энергопереход – глобальная трансформация энергосистем, состоящая из четырех элементов – энергоэффективности и так называемых «трех D»[12] - декарбонизации (decarbonization), децентрализации (decentralization) и диджитализации (digitalization – цифровизация) (рис. 1.14). Эти процессы

[12] Di Silvestre M.-L. et al. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures / Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 93, October 2018.

во многом дополняют и ускоряют друг друга. Так, достигнуть целевых ориентиров по выработке электроэнергии от безуглеродных источников невозможно без широкомасштабной интеграции возобновляемых источников энергии и систем хранения энергии. Распространение небольших ВИЭ и накопителей, в свою очередь, требует развития технологий распределенной энергетики и качественного скачка в построении и управлении распределительными электрическими сетями. Таким образом, декарбонизация приводит к ускорению децентрализации. Но управлять столь усложнившимися системами возможно только с помощью цифровых технологий – что и определяет бум цифровизации в энергетике. В совокупности эти семь технологических направлений составят основу Энергоперехода, способствуя увеличению доли ВИЭ и вытеснению ископаемых видов топлива.

Рисунок 1.14 – Основные технологические элементы Энергоперехода



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

1. Повышение энергоэффективности

Энергоэффективность включает огромную группу самых разнообразных технологий, обеспечивающих повышение эффективности энергопотребления, и играет важнейшую роль в происходящих на мировых энергетических рынках изменениях. В Прогнозе-2019 при моделировании эти изменения учитываются через снижение параметров энергоемкости ВВП и душевого потребления, а также их электроемкости и душевого электропотребления (Раздел 2, рис. 2.2, 2.3), а для транспортного сектора - путем снижения среднего удельного расхода топлива по автопарку.

Основное последствие внедрения всего комплекса энергоэффективных технологий – замедление темпов роста энергопотребления. За счет роста энергоэффективности у потребителей и в преобразовании энергии, для мира открывается возможность стабилизации первичного энергопотребления.

Рисунок 1.15 – Технологии повышения энергетической эффективности в различных секторах

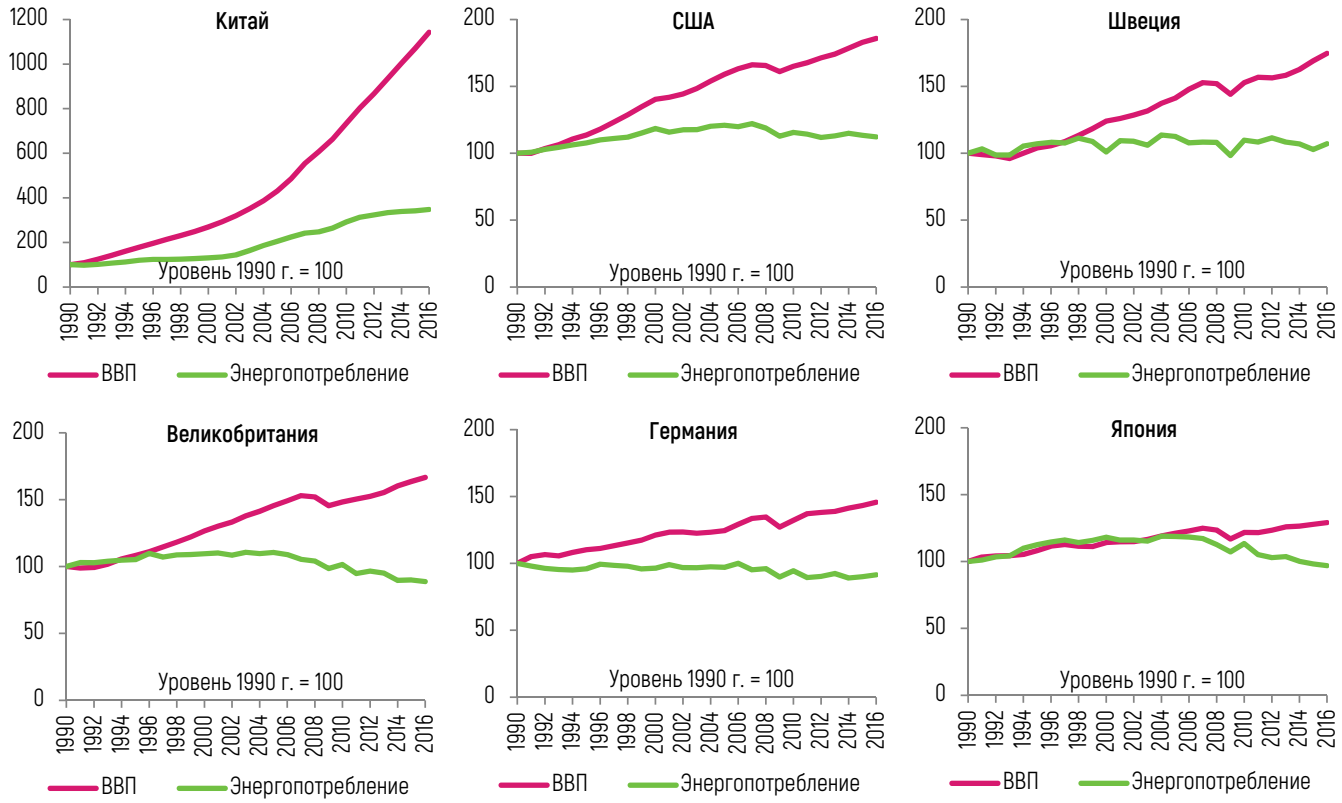
Транспортный сектор	Повышение эффективности транспортных средств (снижение массы, применение композитных материалов, повышение аэродинамических свойств, модернизация ДВС, рост эффективности ДВС и трансмиссии, внедрение цифровых систем управления, гибридизация)
Промышленность	Технологии, направленные на рост энергетической эффективности промышленных установок, использование вторичных энергоносителей, электрификация
Бытовой и коммерческий сектора	Технологии повышения энергоэффективности зданий (применение новых теплоизоляционных материалов, новых архитектурно-конструкторских решений при проектировании жилых и промышленных зданий и сооружений – «умное строительство», активные и пассивные дома, интеллектуальные системы кондиционирования и отопления, применение смарт-метрики и других приборов учета. Технологии, обеспечивающие повышение эффективности электропотребления.

Источники: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Несмотря на то, что ни по одной из этих технологий технологических прорывов или, тем более, революций, не предполагается, в совокупности они дают поистине революционный эффект: именно они обеспечивают существенное замедление темпов роста всего мирового энергопотребления. Благодаря как изменению структуры экономики, так и прогрессу в энергоэффективности после многих десятилетий непрерывного роста энергопотребления, экономический рост впервые отрывается от роста потребления энергии. Во многих наиболее экономически и технологически развитых странах объемы первичного энергопотребления стабилизировались, а в некоторых (отдельные страны Европы, США, Япония) уже начали постепенно снижаться (рис. 1.16).

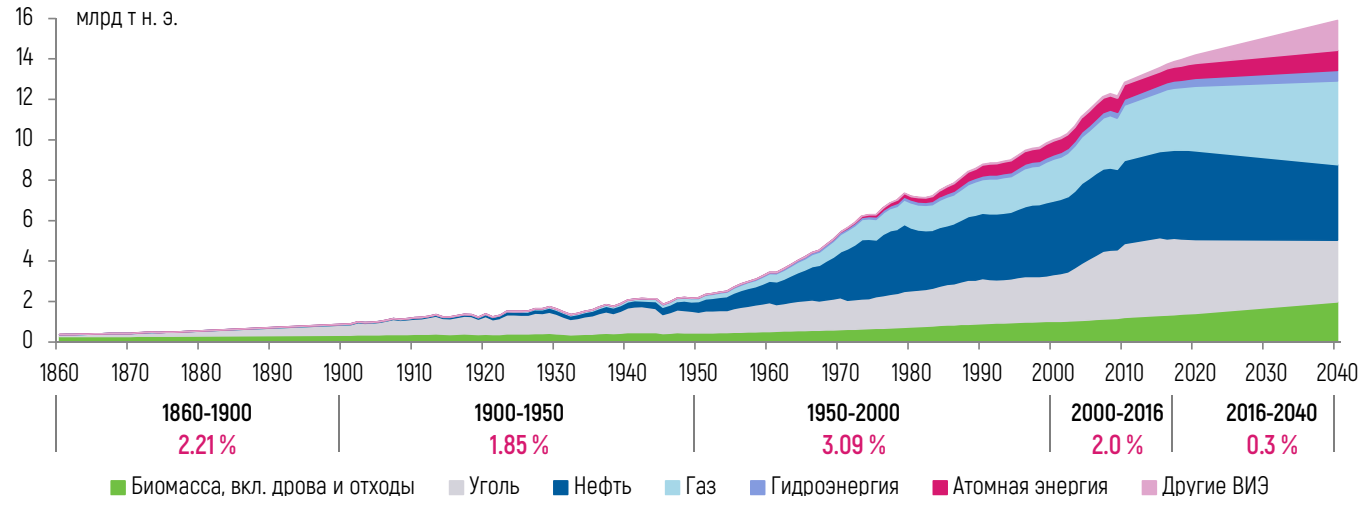
В результате внедрения всего комплекса энергоэффективных технологий, с 2000 г. в целом по миру наблюдается замедление темпов роста энергопотребления – с 3,1 % в период 1950-2000 гг. до 2 % в 2000-2016 гг. (рис. 1.17). За счет НТП и энергоэффективности у потребителей и НТП в преобразовании энергии, в долгосрочной перспективе для мира открывается возможность стабилизации первичного энергопотребления.

Рисунок 1.16 – Динамика роста ВВП и энергопотребления в 1990-2016 гг.



Источник: составлено ИНЭИ РАН по данным МЭА

Рисунок 1.17 – Объемы мирового энергопотребления по видам топлива и темпы роста энергопотребления



Источник: составлено ИНЭИ РАН по данным МЭА, МВФ

2. Электрификация

В последние десятилетия происходит ускоренная структурная перестройка энергопотребления – переход с прямого использования топлива на самый универсальный (или безальтернативный для многих процессов) и эффективный энергоноситель – электроэнергию, идет активная электрификация[13] всех секторов потребления. С 1990 г. до настоящего времени уровень электрификации первичного энергопотребления в мире вырос с 31 % до 36 %, и в перспективе этот тренд продолжится. В частности, в последние годы на слуху активное развитие электромобильного транспорта – все мировые автоконцерны уже имеют электромобили в своих модельных линейках, а некоторые планируют полный переход на электропривод.

Электрификация – это долгосрочный тренд во всех странах мира, означающий постепенный переход на более универсальный, удобный и эффективный энергоноситель во всех секторах потребления.

Рисунок 1.18 – Ключевые направления электрификации по секторам потребления электроэнергии

Транспортный сектор

Распространение электромобилей (их доля в общем автопарке достигла 1,5 % от общего числа автомобилей), частичная электрификация (гибридизация) автотранспорта, электрификация силовых агрегатов в авто- и железнодорожном транспорте.

Промышленность

Электрификация промышленных низко- и среднетемпературных процессов (тепловые насосы для низкотемпературных процессов в легкой промышленности – в частности, в пищевой и в производстве напитков, в фармакологии, текстильной, целлюлозно-бумажной промышленности; электродуговые печи для производства стали и использование водорода, получаемого методом электролиза, для производства аммиака).

Бытовой и коммерческий сектора

Электрификация бытового теплоснабжения. Получение доступа к распределенной электроэнергетике и электрификация приготовления пищи в развивающихся странах.

Источники: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

[13] Отношение расхода первичной энергии, потребленной в электроэнергетике, к суммарному первичному энергопотреблению.

3. Удешевление производства электроэнергии и тепла на основе НВИЭ

Радикальное удешевление и стремительное распространение технологий производства электроэнергии и тепла на солнечных, ветровых электростанциях, за счет использования биогаза и других нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) – это ключевой элемент Энергоперехода. Современная трансформация энергетических рынков во многом обусловлена именно коммерчески эффективным развитием НВИЭ и повышением их КПД.

В период 2000-2018 гг. мощности НВИЭ (солнечная, ветровая и энергия биомассы, без учета традиционной гидроэнергетики) совокупно выросли в 21 раз с 56 ГВт в 2000 г. до 1179 ГВт в 2018 г. Доля НВИЭ (без гидроэнергетики) в конечном мировом первичном энергопотреблении выросла более чем в три раза, а в выработке электроэнергии – с 3,4 % в 2006 г. до 10,5 % по итогам 2018 г. При этом на протяжении последних 15 лет реальные объемы вводов НВИЭ регулярно оказывались выше прогнозируемых.

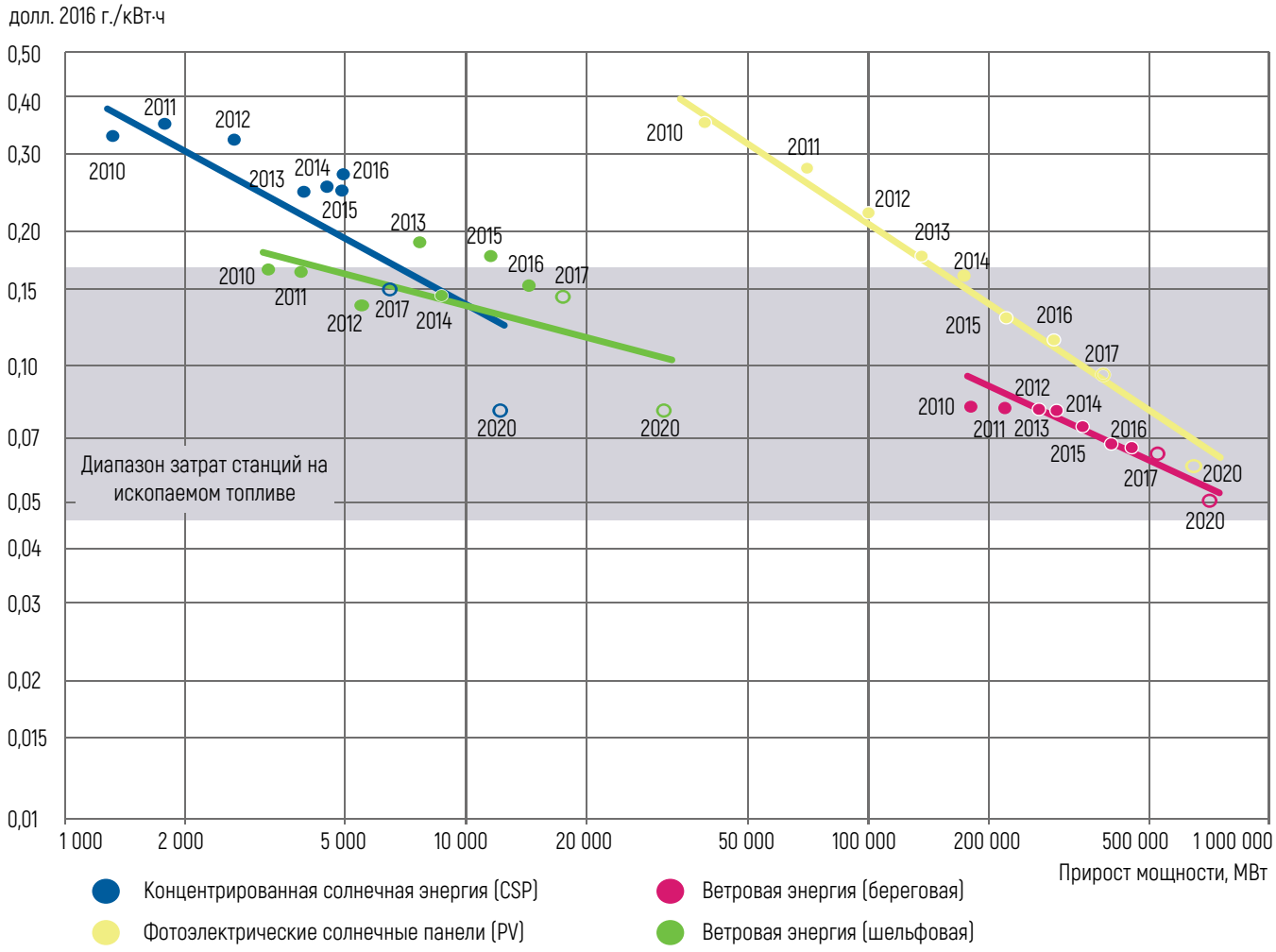
Высокие темпы развития НВИЭ объясняются сочетанием быстрого развития технологий, обеспечивающих удешевление производства (в том числе благодаря пока постоянно растущему эффекту масштаба) и приоритетности этого направления в энергополитике многих государств мира. Важный фактор успеха НВИЭ – обеспеченная за счет госэнергополитики низкая цена капитала, что критично для такого рода проектов с высокими капитальными и низкими операционными затратами. Однако определяющим для расширения использования ВИЭ стало развитие и удешевление технологий, включая масштабный трансфер технологий – в частности, наиболее радикальное удешевление было достигнуто в тот период, когда Китай локализовал и обеспечил массовый выпуск основных элементов оборудования.

Наиболее наглядно положительную динамику с точки зрения развития технологий в секторе демонстрирует «кривая обучения», описывающая снижение удельной стоимости по мере накопления объемов промышленного выпуска. На рисунке (рис. 1.19) представлены кривые обучения для самых популярных технологий ВИЭ в период с 2010 по 2020 гг. Приведенные данные демонстрируют не только значительное сокращение полных приведенных затрат, но и достижение «сетевого паритета» - начала полноценной экономической конкуренции возобновляемой энергетики с традиционной в условиях существующих правил регулирования (без учета системных эффектов).

Наибольшее снижение затрат отмечено при выработке электроэнергии на базе солнечных установок (PV, фотовольтаика), где средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч сократилась с 2010 г. более чем в четыре раза, до 8,5 центов/кВт·ч для новых проектов, введенных в строй в 2018 г. В сфере ветрогенерации также наблюдается значительное совершенствование технологий, хотя удельные приведенные затраты на производство ветровой энергии снизились не столь существенно (рис. 1.20). Однако значительным потенциалом технологического совершенствования обладают офшорные (морские) ветроустановки. Технологическое развитие в секторе идет в основном за счет увеличения мощности установок при увеличении диаметра роторов, для отдельных проектов диаметр лопастей ротора уже превысил 110 м.

Результаты проведенных в 2017-2018 гг. аукционов показывают готовность генераторов обеспечивать дальнейшее снижение затрат. Так, отдельные проекты солнечной (PV) энергетики в Дубае, Мексике, Перу, Чили и Саудовской Аравии показали результат на уровне 3 цента/кВт·ч. Такой же уровень цен демонстрируют и лучшие ветропарки, сооружаемые в Канаде, Германии, Индии, Мексике и Марокко. Однако средневзвешенная оценка к 2020 г. для самых массовых технологий – береговые ветропарки и солнечные (PV) установки – предполагается на уровне 4 центов/кВт·ч, а для шельфовых ветропарков и CSP установок – на уровне 8-15 центов /кВт·ч (рис. 1.21). В любом случае, это диапазон цен, в котором НВИЭ без специальных субсидий становятся экономически привлекательными по сравнению с традиционной генерацией на базе ископаемых топлив. И это – начало масштабного Энергоперехода.

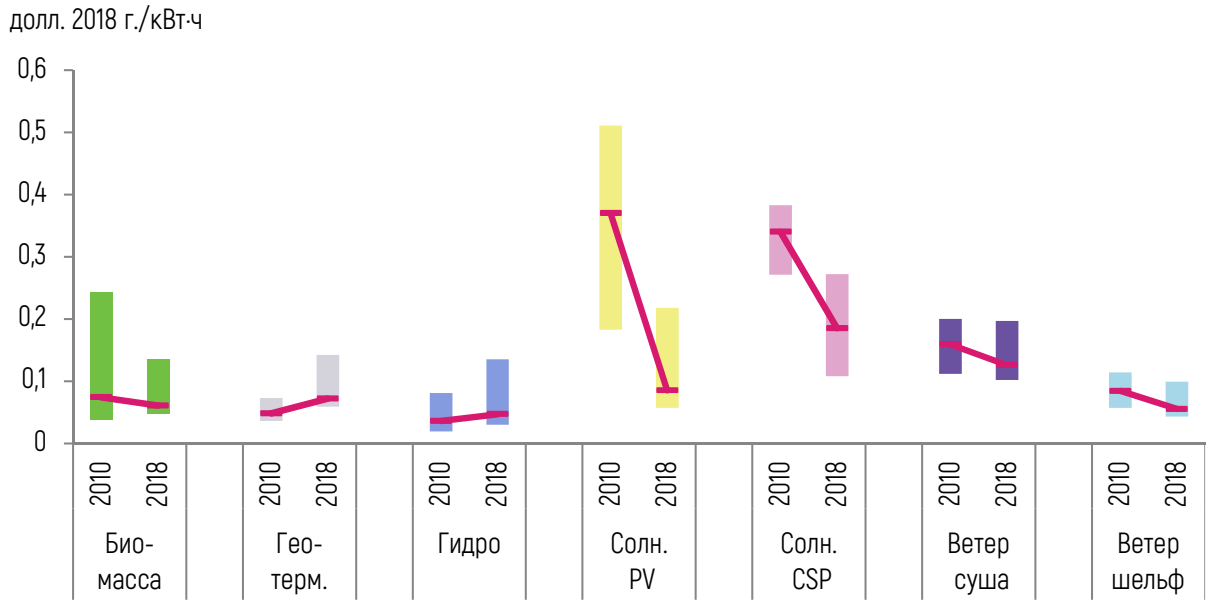
Рисунок 1.19 – Кривые обучения по полным приведенным затратам для основных технологий ВИЭ, 2010-2020 гг.



Источник: ИНЭИ РАН по данным IRENA

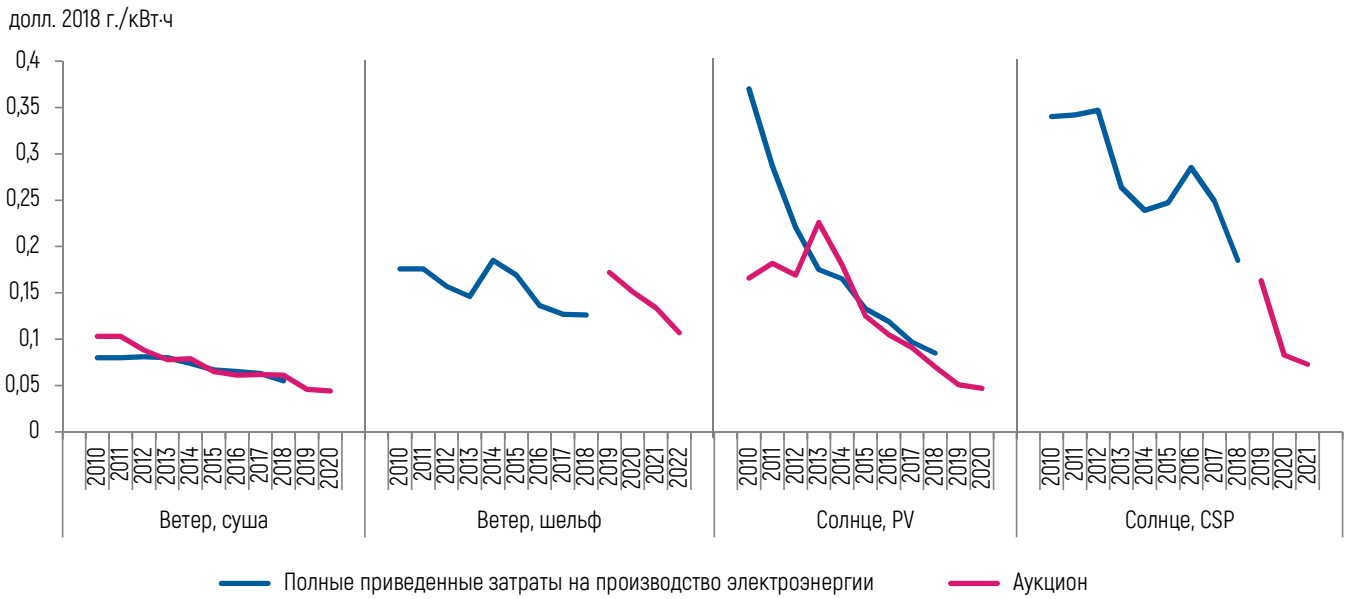
Основной результат развития и удешевления технологий на базе НВИЭ - изменение структуры энергопроизводства, начало Энергоперехода от доминирующих в настоящее время углеводородов к не-топливным источникам.

Рисунок 1.20 – Динамика полных приведенных затрат на производство электроэнергии на базе различных технологий ВИЭ в мире, 2010-2018 гг., долл. 2018 г./кВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН по данным IRENA

Рисунок 1.21 – Динамика полных приведенных затрат и результаты аукционов по приобретению электроэнергии на основе отдельных технологий ВИЭ, 2010-2020 гг., долл. 2018 г./кВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН по данным IRENA

Потенциал удешевления ВИЭ еще далеко не исчерпан. Дальнейшее повышение эффективности и коммерческой привлекательности ВИЭ будет, по всей видимости, идти по следующим технологическим направлениям:

- Повышение эффективности и снижение стоимости солнечной генерации, достигаемое, в том числе, за счет производства бескремниевых фотопреобразователей различного типа, каскадных фотопреобразователей с высоким КПД и повышенным ресурсом; термальных установок, конвертирующих солнечную энергию в тепловую;
- Повышение эффективности и снижение стоимости ветровой генерации;
- Повышение эффективности работы геотермальных установок, в том числе установок бинарного цикла;
- Развитие малой гидроэнергетики;
- Развитие технологий получения электроэнергии и тепла на основе биотоплива и отходов.

В Прогнозе-2019 предполагается дальнейшее снижение полных приведенных затрат на производство электроэнергии на базе различных технологий НВИЭ на 20-50 % в зависимости от типа и сценария

Проблемы ценообразования и интеграция НВИЭ в систему

В технологической сфере основные проблемы увеличения доли НВИЭ связаны с растущими сложностями интеграции в энергосистему больших объемов распределенных по сети источников, многие из которых имеют нерегулируемый режим работы (ветровые, солнечные установки). Увеличение на порядки возобновляемой генерации требует интенсивной перестройки магистральной и распределительной сетей, а также наличия значительного резерва тепловых мощностей либо накопителей, которые большую часть времени остаются недозагруженными. Таким образом, в настоящее время конфликт между новыми технологиями и прежней организацией энергосистемы демпфируется исключительно за счет экстенсивных мер – инвестирования в сети и резервы мощностей. Однако, по мере роста мощностей НВИЭ, это становится все сложнее.

В рыночной сфере проблемы, обусловленные развитием НВИЭ, связаны в первую очередь с тем, что электроэнергия на базе НВИЭ, поступающая на спотовый рынок во все больших объемах (с почти нулевыми переменными издержками) приводит к фундаментальным изменениям рыночного равновесия, которые проявляются в учащающихся периодах крайне низких, нулевых или даже отрицательных цен. Это ведет к неуклонному снижению цен на электроэнергию, не создавая устойчивых рыночных сигналов для инвестиций.

К настоящему времени, однако, накопился целый ряд новаций как в самой электроэнергетике, так и в смежных сферах, каждая из которых сама по себе не является революционной, но совместное внедрение которых может разрешить этот конфликт и привести к полной смене традиционного облика энергосистем и электроэнергетического рынка. Хотя новая архитектура электроэнергетики еще не вполне понятна, уже видно, что этот новый тренд будет результатом синергии следующих технологических прорывов.

4. Технологии накопления и хранения энергии

Еще один важнейший компонент Энергоперехода, обеспечивающий более глубокую электрификацию и распространение НВИЭ – это развитие технологий накопления энергии и удешевление хранения электроэнергии (промышленные и распределенные накопители энергии, а также аккумуляторные батареи). Хранение является звеном-посредником между различными источниками и способами использования энергии. Накопители позволяют:

- обеспечивать управляемую выдачу мощности от НВИЭ с неравномерной выработкой (ветро- и солнечные электростанции) с учетом потребностей энергосистемы, в частности – пикового спроса, что позволяет оптимизировать загрузку генерирующих и сетевых активов в энергосистеме, а также сократить необходимые вводы новых мощностей и снизить потребности в резервных мощностях топливной генерации;
- расширять зоны распределенной генерации;
- расширять возможности потребителей по ценозависимому управлению спросом (demand response) со стороны потребителей, позволяя им активно влиять на ценовое равновесие на рынке электроэнергии;
- повышать качество работы энергосистемы и поставляемых услуг (могут стабилизировать напряжение и частоту, выступают в качестве аварийных генераторов, сетевых демпферов, и т.д.).

Ожидаемый технологический прорыв в области хранения энергии может кардинально снизить ограничения на пути эффективного развития ВИЭ и их интеграции в систему и в перспективе способен радикально изменить не только конъюнктуру рынков электроэнергии, но и сами принципы работы электроэнергетических систем, обеспечивая им большую гибкость и адаптивность.

В настоящее время используются различные способы хранения электроэнергии – можно разделить их на пять групп: механические накопители, тепловые, химические, электрохимические и электрические (табл. 1.2). Сегодня наиболее распространенным способом промышленного хранения электроэнергии являются механические системы, в первую очередь – гидроаккумулирующие. Они обеспечивают 99 % мировых мощностей по хранению (160,3 ГВт)[14], однако все более активно начинают применяться альтернативные системы хранения энергии – в 2018 г. в мире было введено почти 2 ГВт ГАЭС и более 3 ГВт систем хранения энергии «альтернативных» технологий[15]. Можно с уверенностью говорить, что за последние несколько лет от оценок возможности применения различных технологий хранения энергии компании перешли к разработке оптимальных методов интеграции систем хранения энергии в энергосистемы и к разработке конкретных бизнес-моделей применения систем хранения энергии.

[14] 2019 Hydropower Status Report. International Hydropower Associationю 2019.

[15] IEA. Energy storage. Tracking Clean Energy Progress 2019. https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/

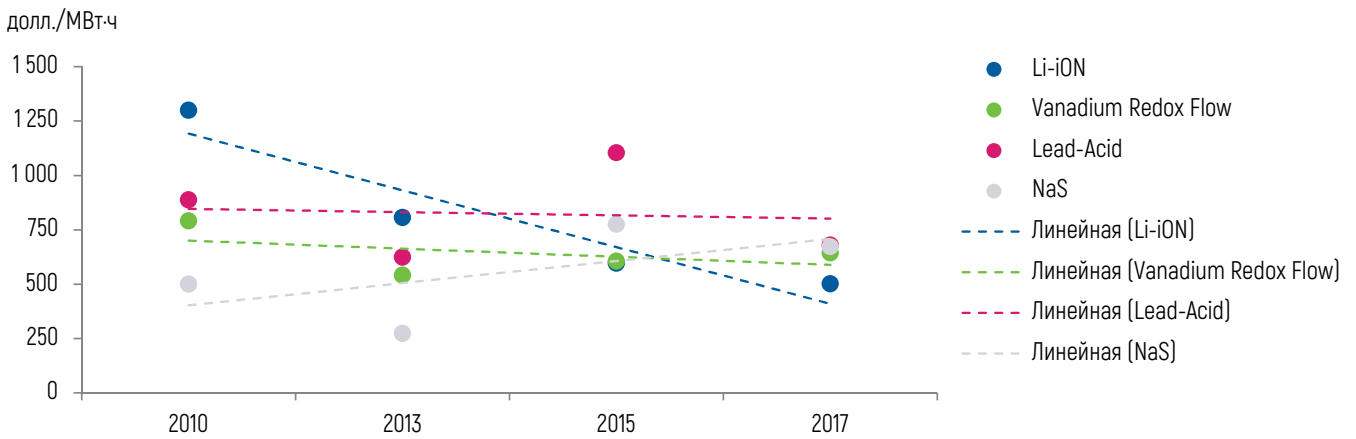
Таблица 1.2 - Системы хранения электроэнергии

Системы хранения электроэнергии				
Механические / пневматические	**Тепловые**	**Химические**	**Электро-химические**	**Электрические**
Гидроаккумулирующие системы (pumped storage) Подземные накопители сжатого воздуха (CAES) Система хранения жидкого воздуха (LAES) Инерционные накопители (маховики, flywheel)	Термохимические аккумуляторы (Thermochemical) Хранение энергии за счет нагревания вещества (Sensible thermal) Хранение энергии с использованием материалов с обратимыми фазами (Latent thermal)	Аккумулятор энергии с водородным циклом (hydrogen fuel cell) Преобразование водорода в метан – синтетический газ (SNG)	Li-ion Ni-Cd NaS LeadAcid Редокс-аккумуляторы и др.	Суперконденсаторы Сверхпроводящие системы

При этом среди накопителей нет ни одной приоритетной технологии - для различных сфер применения и задач подходят разные технологические решения. Так, для регулирования частоты в энергосистеме по своим характеристикам хорошо подходят супермаховики и суперконденсаторы, для сглаживания внутрисуточных колебаний, срезания пиков потребления – литий-ионные накопители, для хранения относительно большого количества энергии (если время разряда исчисляется несколькими часами) – проточные накопители энергии.

Важнейший драйвер Энергоперехода – кратное удешевление технологий хранения электроэнергии и тепла. Литий-ионные батареи (доминирующая на сегодня «альтернативная» технология хранения энергии) уже подешевели более чем в 4 раза с 2010 г. (рис. 1.22). Так же кратно – более чем в три раза – подешевели ванадиевые проточные батареи. Однако, например, существенного снижения стоимости свинцово-кислотных батарей не произошло, что можно объяснить тем, что это старая и хорошо отработанная технология, в которой возможны лишь незначительные улучшения.

Рисунок 1.22 – Приведенная стоимость хранения электроэнергии для различных технологий (системы в сборе)



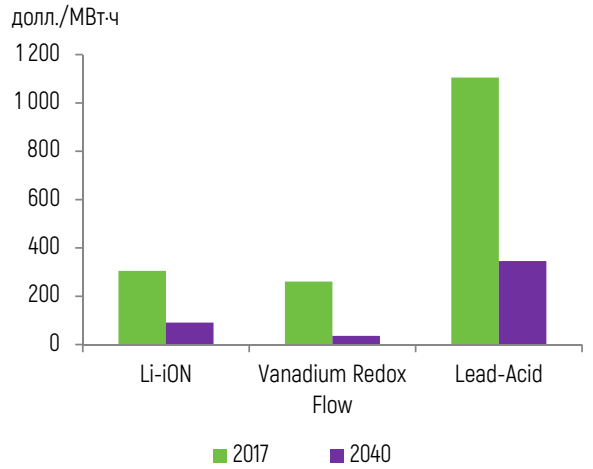
Источники: EPRI, DOE, Lazard

Аналогично не удаёся проследить существенного снижения стоимости натрий-серных систем хранения энергии, которые являются одними из первых электрохимических систем хранения энергии, которые стали применяться для нужд энергосистем. Следует отметить, что разрозненные оценки стоимости систем хранения энергии, отсутствие стандартной методологии и эталонных характеристик систем, которые сравниваются, значительно осложняет сопоставление ценовых параметров, определенных в различных исследованиях. Важно также понимать, о чем именно идет речь при сравнении ценовых параметров – о стоимости ячеек, батареи или всей системы хранения энергии.

Перспективы дальнейшей динамики стоимости хранения энергии – одна из ключевых неопределенностей Энергоперехода. Существуют две основных метрики сравнения стоимости хранения электроэнергии: specific investment cost (SIC) и levelized cost of storage (LCOS). Прогнозируется, что SIC стоимость литий-ионных батарей снизится с 187 долл./кВт·ч емкости в 2018 г. до 73 долл./кВт·ч к 2030[16] г. , проточных батарей с 315-1680 долл./кВт·ч в 2016[17] г. до 108-576 долл./кВт·ч к 2030 г., натрий-серных с 263-735 долл./кВт·ч в 2016 до 120-330 долл./кВт·ч в 2030 г. и свинцово-кислотных батарей с 105-475 долл./кВт·ч в 2016 г. до 50-240 долл./кВт·ч в 2030 г. При этом при сопоставлении SIC цен установленной емкости систем хранения энергии важно иметь в виду, что они не учитывают количество циклов и календарный срок жизни батареи, а также уровень внутренних потерь и саморазряда в системе, которые, как правило, учитываются в метрике приведенной стоимости хранения энергии (LCOS). Поэтому капитальные стоимости могут быть использованы для оценки потенциала снижения цены внутри одной технологии[18] (и то без учёта улучшения технических характеристик), но они плохо подходят для сопоставления различных технологий между собой.

А вот прогноз LCOS для основных технологий хранения энергии на период до 2040 г. учитывает снижение капитальной стоимости установки систем хранения энергии, а также прогнозные технические параметры, такие как количество циклов, глубина разряда и электрическая эффективность системы хранения энергии. Прогноз капитальных затрат принят в соответствии с кривыми обучения для соответствующих технологий (рис. 1.23). Как видно, на период до 2040 г. можно ожидать снижения приведенной стоимости хранения энергии (LCOS) при помощи литий-ионных батарей до примерно 91 долл./МВт·ч, ванадиевых проточных батарей – до 36 долл./МВт·ч, свинцово-кислотных батарей – до 346 долл./МВт·ч. Разумеется, достижение таких стоимостных параметров требует массового объема производства и установок систем хранения.

Рисунок 1.23 – Прогноз сокращения приведенной стоимости хранения (LCOS) электроэнергии до 2040 г. для различных технологий, долл./МВт·ч



Источники: IRENA, Imperial College London

В рассматриваемых прогнозных сценариях предполагается снижение полных удельных затрат на хранение со 100-700 долл./МВт·ч до 30-250 долл./МВт·ч в зависимости от сценария.

[16] Bloomberg New Energy Finance, Lithium-ion Battery Costs and Markets.

[17] IRENA, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030

[18] The future cost of electrical energy storage based on experience rates; O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gabhir, I.Staffell; Imperial College London, 2017.

Важнейшую роль в совершенствовании накопителей играет электрификация транспортного сектора. В этом сегменте с начала 2010-х гг. за счет масштабной государственной поддержки стимулировалось НТП по созданию полностью электрических автомобилей. В результате электромобили начали набирать все большую популярность у широкого потребителя за счет возросшей экономической привлекательности, экологичности и экономичности.

В традиционных автомобилях с ДВС чаще всего используется свинцово-кислотная аккумуляторная батарея. Помимо свинцово-кислотных аккумуляторов, широко используются никель-кадмиевые и никель-металлгибридные аккумуляторы. Все они характеризуются сравнительно большими размерами и большим весом, что означает меньшую по сравнению с литиевыми, литий-ионными и литий-полимерными аккумуляторами удельную энергию на единицу площади и массы.

В электромобилях (battery-electric, BEV) наиболее часто используется литий-ионный аккумулятор, но также есть автомобили, в которых установлены другие виды, например, свинцово-кислотные гелевые аккумуляторы или литий-железо-фосфатные аккумуляторы. Предпочтение в пользу литий-ионных аккумуляторов отдается по причине более быстрого заряда и более высокой емкости. В настоящее время автомобильный сектор занимает 31 % рынка литий-ионных батарей.

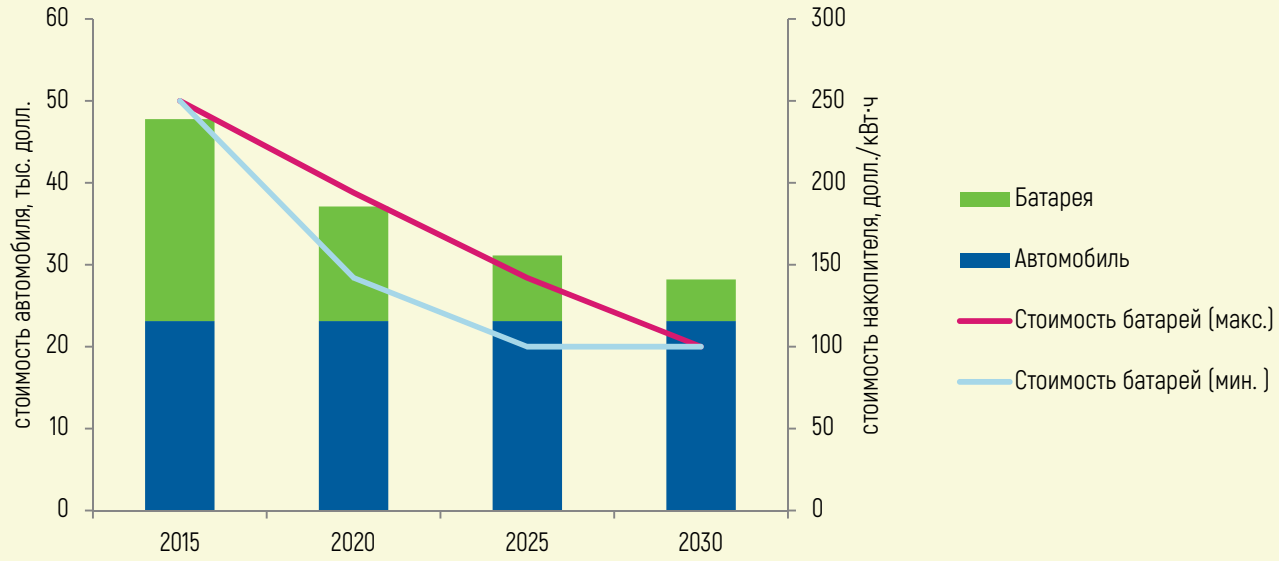
В гибридных автомобилях (HEV) используется гибридная силовая установка, сочетающая двигатель внутреннего сгорания и электромотор. Такая установка позволяет экономить расход топлива и снижать объем выбросов выхлопных газов. В отличие от электромобилей, традиционные гибридные автомобили не требуют зарядки от электросети – аккумуляторы заряжаются от двигателя внутреннего сгорания, а также при торможении и движении накатом.

В настоящее время также появляются модели, подзаряжаемые от сети (plug-in hybrid vehicles). Такие автомобили проезжают значительное расстояние на электромоторе – более 50 км (в то время как традиционные гибриды – лишь 3-5 км). Двигатель в основном подзаряжает батарею, однако при этом может существенно увеличить запас хода автомобиля.

Экономичность гибридных автомобилей напрямую зависит от емкости установленных на нем аккумуляторов. В настоящее время наиболее часто используются никель-металлгидридные аккумуляторы (для установок с последовательной гибридной схемой, требующих значительных объемов запаса энергии), литий-ионные и литий-полимерные аккумуляторы (для «умеренно гибридных» установок).

Целевым показателем для достижения полной экономической конкурентоспособности является снижение стоимости автомобильного накопителя в 1,5-2 раза (рис. 1.25). Накопленный прогресс в области производства батарей уже к 2016 г. позволил снизить удельную стоимость аккумулирования энергии в электромобилях до 250 долл./кВт, однако полный потенциал снижения еще не достигнут. По заявлениям крупнейших автоконцернов, уже в ближайшие годы стоимость аккумулирования энергии может снизиться на 35-40 %. Ключевым источником снижения производственных затрат должно стать удешевление катодного элемента, в первую очередь за счет снижения использования при производстве катода дорогостоящего и редкого кобальта. Кроме этого на снижение затрат должно оказать влияние масштабирование производства батарей и создание вертикально-интегрированных цепочек производства от поставок металлов до производства силового агрегата машины. В зависимости от сценария снижение затрат на производство батарей до целевых показателей в 140 долл./кВт ожидается уже в ближайшие 2-7 лет (рис. 1.24).

Рисунок 1.24 – Структура затрат в до-налоговой стоимости электромобиля в США и прогнозные затраты на производство батарей



Источники: ИНЭИ РАН по данным Bloomberg, IEA

Наконец, следует обратить внимание на место установки системы хранения в энергосистеме. Чем ближе к потребителю энергии устанавливается такая система, тем, как правило, большее количество функций она может выполнять. Распространению систем хранения энергии, устанавливаемых «за счетчиком» - то есть на стороне конечного потребителя – способствует распространение крышных солнечных панелей и иных видов генерации, устанавливаемой непосредственно у потребителя электроэнергии. В комбинации с собственной генерацией потребителя распределенные системы хранения энергии позволяют максимизировать потребление электроэнергии, вырабатываемой собственной генерацией, и перенести это потребление на те периоды, когда возрастает нагрузка и есть дефицит собственной генерации. В совокупности такие системы позволяют снизить потребности в пропускной способности электрической сети, к которой присоединен потребитель, и, соответственно, снизить расходы на ее содержание. В итоге распределенные системы хранения энергии, имеющие более высокую удельную стоимость, чем большие централизованные системы хранения, могут приносить более высокий выигрыш для потребителя и иметь более привлекательные экономические характеристики их применения.

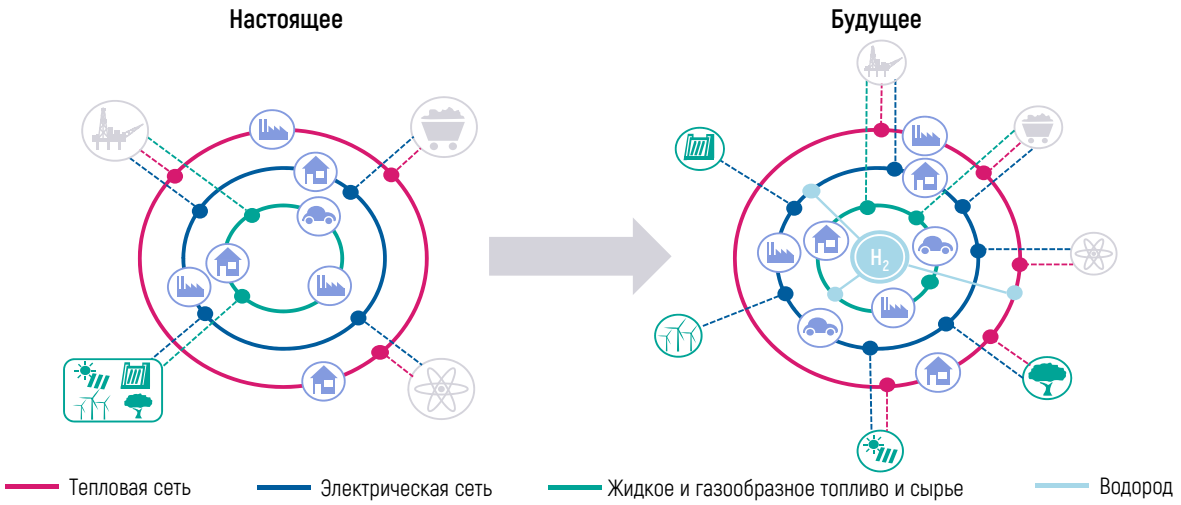
5. Водородная энергетика

Водород является необходимым элементом для реализации обязательств государств, отдельных регионов и компаний по декарбонизации. Возобновляемые источники энергии могут снизить выбросы углерода в электроэнергетике, в то время как энергообеспечение зданий, транспортный сектор, промышленность во многом остаются «за бортом» декарбонизации – если не удастся найти новый универсальный энергоноситель. Водород как раз претендует на решение этой проблемы. Его также отличает относительное удобство долгосрочного масштабного хранения и транспортировки на любые расстояния, в том числе с использованием уже имеющейся инфраструктуры, связанной с природным газом. Фактически, водород может быть использован во всех секторах преобразования и потребления энергии (рис. 1.25): в электроэнергетике, в тяжелой промышленности (при этом он будет замещать природный газ и нефтепродукты);

- на транспорте (замещение нефтепродуктов в сегменте дорожного транспорта и в авиации);
- в секторе зданий (для отопления и электроснабжения, в том числе автономного, с замещением природного газа или нефтепродуктов);
- в промышленности – в качестве сырья и заменителя традиционных углеводородов;
- как один из наиболее эффективных способов создания долгосрочных хранилищ энергии.

Важное преимущество водорода в условиях Энергоперехода – возможность использования избыточной выработки ВИЭ для его производства методом электролиза и последующего хранения водорода либо его использования в разнообразных процессах. Системный эффект водорода дополняется тем, что водородные технологии наукоемки, находятся в самом начале «кривой обучения», и уних еще большой потенциал к росту эффективности и снижению стоимости. Так, ожидается, что капитальная стоимость электролизеров сократится к 2030 г. в 1,5-4 раза в зависимости от технологии. По оценке Hydrogen Council, имеющийся сейчас почти двукратный разрыв в стоимости владения FCEV по сравнению с автомобилем на ДВС может быть сокращен до 10 % между 2025 и 2030 гг. Столь существенное падение стоимости (80 %) может быть достигнуто за счет эффекта масштаба – как в производстве машин, так и в заправочной инфраструктуре. При этом прогнозируется, что

Рисунок 1.25 – Место водорода как нового глобального энергоносителя в интегрированном энергетическом комплексе



Источник: IEA Hydrogen and Fuel Cells Technology Roadmap, 2015

Усиление активности в водородной сфере произошло после принятия Парижского соглашения:

- Японская программа (дорожная карта) Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells была запущена летом 2014 г.;
- В 2017 г. была запущена общеевропейская инициатива Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), которая по состоянию на май 2018 г. объединила уже 89 регионов и городов из 22 европейских стран;
- В течение 2018-начале 2019 гг. о своих водородных стратегиях заявили Калифорния, Австралия и Южная Корея;
- На корпоративном уровне наиболее известное объединение в области водородных технологий – Водородный Совет, Hydrogen Council. Организация, основанная в 2017 г. в Давосе, к концу 2018 г. довела число своих членов до 53 корпораций из 11 стран с общей численностью сотрудников 3,8 млн и годовым доходом 1,8 трлн евро;
- В октябре 2018 г. в Токио впервые состоялась тематическая встреча министров энергетики - Hydrogen Energy Ministerial Meeting, которую посетили представители 19 стран , а также Евросоюза и Международного энергетического агентства.

стоимость водорода на заправке упадет с нынешних 10 до 3 долл./кг к 2030 г.

С точки зрения прогнозных объемов производства и потребления водорода, анализ усложняется тем, что пока водород не находит никакого отражения в международной энергетической статистике – даже те объемы, которые уже производятся на сегодняшний день.

В отношении перспектив развития рынка водородного топлива консервативные оценки IRENA, Shell, ARENA близятся к нижней границе диапазона – около 500-2000 ТВт·ч водорода к 2050 г. в глобальном масштабе, а Hydrogen Council ориентируется на число на порядок большее – 16100 ТВт·ч, или 18 % мирового энергопотребления. Более сложные страновые и региональные оценки, сделанные DOE в 2016 г., UK Committee on Climate Change в 2018 г. и Navigant в 2019 г. в сценариях максимального использования водорода показывают потенциал роста его доли к 2050 г. до 12-19 % конечного потребления энергии в США, Великобритании и Евросоюзе соответственно. Это означает, что в долгосрочной перспективе роль водорода в мировой энергосистеме может оказаться сопоставима с ролью, которую сейчас играют газ или уголь.

Общий объем производства водорода в мире в настоящее время оценивается различными источниками в 55-65 млн т, причем среднегодовые темпы его роста за последние 20 лет были невысоки - около 1,6 % в год. Более 90 % водорода производят на месте его потребления (как так называемый кэптивный продукт), и менее 10 % поставляют специализированные компании, работающие на рынке промышленных газов (Air Liquide, Linde, Praxair Inc. и др.). В качестве сырья для производства водорода сегодня доминируют углеводороды. Более 68 % водорода получают сейчас из природного газа, 16 % из нефти, 11 % - из угля и 5 % - из воды с помощью электролиза. Это объясняется сравнительной дешевизной производства из углеводородов. Однако в последние годы набирает обороты производство водорода методом электролиза. По данным МЭА, в течение последних семи лет в среднем в мире вводили в эксплуатацию около 10 МВт электролизеров ежегодно. В 2018 г. введено уже 20 МВт, а до конца 2020 г. ожидается ввод еще 100 МВт. Инвестиции в электролизеры растут – совокупная мощность установок может почти утроиться в ближайшие 2-3 года[19], достигнув отметки в 150 МВт. В сфере транспорта: годовые продажи водородных электромобилей увеличились (FCEV) с 20 шт./год в 2013 г. до 11000 шт./год в 2018 г. В сфере энергетики - появились первые прототипы газовых турбин, работающих полностью на водороде (в 2018 г. Kawasaki достигла 100 % доли водорода в топливе для газотурбинной ТЭЦ в Японии).

[19] https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen

6. Повышение управляемости - внедрение цифровых и интеллектуальных систем в электроэнергетике

Термин «интернет вещей» или IoT («Internet of Things»), появился в 1999 г., а говорить о физическом появлении интернета вещей принято с 2008-2009 гг.[20], когда количество подключённых к интернету устройств (смартфонов, умных телевизоров, холодильников, лампочек и других устройств) превысило численность населения планеты. Цифровизация энергетики – часть глобального тренда, в рамках которого быстро развивающиеся цифровые технологии проникают во все сферы экономики. Для энергетики это создает новые возможности – ведь управлять энергосистемами с большой долей децентрализации или проникновения ВИЭ становится все сложнее. Цифровизация открывает новые возможности управления распределенной генерацией совместно с другими видами распределенных энергоресурсов. Автоматизация оборудования, возможность наблюдать за состоянием оборудования и управлять им посредством интернета вещей, распространение накопителей энергии и новых бизнес-моделей их использования[21] постепенно превращает потребителей в активных полноправных участников энергосистемы.

Распространение IoT и процесс цифровизации обеспечивают фантастический рост использования информационных и коммуникационных технологий в экономике, что стало возможным благодаря техническому прогрессу и стремительному удешевлению трех компонентов:

- **Данные: цифровая информация.** Взрывной рост объема доступных данных за счет радикального снижения стоимости сенсоров (более чем на 95 % с 2008 г.) – в результате, по данным IBM, 90 % данных в мире были созданы в последние два года.
- **Аналитика: использование данных для получения полезной информации и нового знания.** Снижение стоимости вычислительных мощностей (процессоров, памяти и систем хранения данных), развитие «облачных» технологий и «больших данных» делают доступными гибкие системы хранения и анализа данных, несмотря на постоянное увеличение объема получаемой информации. Быстрый прогресс в углубленной аналитике, включая машинное обучение, открывает невероятные возможности для выявления закономерностей и трендов.
- **Связанность: обмен данными между людьми, приборами и машинами (включая межмашинное взаимодействие - M2M) через цифровые сети.** Резкий рост количества подключенных устройств, их кратное удешевление и удешевление передачи данных при повышении ее скорости. К 2017 г. количество подключённых устройств составило около 28 млрд шт. и продолжает расти. С развитием технической возможности установки модулей передачи и обработки данных на датчики, сенсоры и небольшие устройства, а также анализа (в том числе с помощью «облачных» и «туманных» вычислительных центров) полученной информации, а затем и подключения контроллеров для управления процессами в реальном времени, появилась возможность не только удаленного контроля за производственными и бытовыми процессами, но и возможность построения сетей M2M. Эта совокупность технологий имеет огромный коммерческий потенциал, чем не преминул воспользоваться как рынок потребительских товаров, так и бизнес.

Однако развитие IoT связано не только с новыми технологиями, но и с созданием технологической экосистемы и разработкой ряда предложений для сбора, передачи и агрегации данных и платформы, позволяющих обработать эти данные и использовать их для реализации «умных решений». В ТЭК развитие IoT приводит к появлению целого пласта технологий и решений, существенно повышающих эффективность и открывающих возможности для структурной трансформации отраслей.

[20] По оценке Cisco Internet Business Solutions Group (IBSG)

[21] Например, облачный сервис по хранению электроэнергии компании Deutsche Energieversorgung GmbH (SENEC), см. http://renen.ru/storage-of-electricity-in-the-cloud/

Основные направления цифровизации в ТЭК:

«Умные устройства-потребители энергии». Обеспечивается за счет способности оборудования на стороне потребления оптимизировать режимы отбора электроэнергии в зависимости от нагрузки системы (тарифной сетки) и конечных потребностей в работе оборудования. Дополнительно появляются возможности у потребителя не только принимать электроэнергию, но и отдавать её в сеть. Это может происходить за счет устройств накопления у потребителя и локальных источников производства электроэнергии – как правило, на основе ВИЭ. Накопители у потребителя, даже если их изначальное предназначение другое, позволяют принимать энергию при низком тарифе и отдавать при высоком, тем самым позволяя даже зарабатывать. Во многом перспективы интеграции конечного оборудования в систему и работы в ней зависят от самой сети.

«Умные сети» - ключевой элемент системы, позволяющий интегрировать и обеспечить эффективное функционирование всех её элементов (производителей электроэнергии, потребителей, аккумулирующего оборудования, сетевой инфраструктуры) с учетом новых технологических возможностей в реальном режиме времени. Одним из ключевых требований к умным сетям является надежность функционирования и обеспечение возможности быстрого самовосстановления в случае сбоев. При этом умная сеть должна обеспечивать возможность участия в работе системы активных потребителей, узлов аккумулирования и гибко синхронизировать и управлять нагрузкой.

Для устойчивой работы умных сетей и взаимодействия на уровне Интернета вещей требуется масштабная цифровизация элементов цепочки поставок и использование технологий работы с большими объемами данных, причем в режиме реального времени.

Усложнение системы неизбежно приводит и к повышению рисков отказов, например, в ходе обновления программного обеспечения, содержащего ошибки, на отдельных её элементах. Поэтому всё большую актуальность приобретает создание **цифровых двойников** реальных систем, на которых будет возможность отрабатывать не только надежность нового программного обеспечения и оборудования, но и моделировать различные нештатные ситуации с тестированием средств реагирования.

Все эти технологии обеспечивают повышение гибкости и адаптивности энергосистемы, сглаживание пиковой нагрузки, снижение потерь, расширение возможностей распределенной генерации и повышение приемлемой доли ВИЭ в энергобалансе, а главное - переход к новым принципам управления энергосистемами и организации рыночных операций на базе новых информационных технологий. Резкое повышение производительности компьютерных технологий, систем передачи, накопления и обработки информации, интегрированных в глобальную информационную сеть Интернет, «умных счетчиков» и т. д. в сочетании с технологиями искусственного интеллекта позволяет радикально улучшить управляемость всех элементов энергосистемы (вплоть до отдельных бытовых приборов).

Появление нового типа массового потребителя, так называемого просьюмера, задает новый формат взаимодействия с энергосистемой: вместо пассивного одностороннего он переходит к активному двустороннему взаимодействию за счет собственных возможностей по децентрализованному производству электроэнергии и по управлению спросом (demand response). Новые технологические возможности потребителя поддерживаются новой информационной средой, позволяющей автоматизировать сбор данных о нагрузке, а на базе автоматических, в том числе использующих искусственный интеллект, систем управления – оперативно принимать решения о ее изменении с учетом текущей балансовой ситуации в энергосистеме и ценовой ситуации на рынке.

Следующим шагом в этом направлении является разработка технологий виртуальных электростанций и агрегаторов спроса, которые обеспечивают централизованное управление режимами групп источников

распределенной генерации или управляемых нагрузок потребителей разного типа. В настоящее время реализуется целый ряд проектов по апробации технологий виртуального агрегирования по ресурсам распределенной генерации и управляемого спроса. В ряде стран и рынков каждый из этих ресурсов уже стал заметной составляющей баланса энергосистемы. Так, в рамках аукционов мощности в пуле PJM[22] в течение ближайших 4 лет дополнительный прирост мощности на 50–80 % обеспечивается ресурсами управления спросом.

Интенсивное развитие распределенных центров генерации и активного потребления потребует изменения структуры и режимов работы распределительной, а с нарастанием объемов «новой энергетики» – и основной электрической сети. Ключевыми требованиями здесь

Изменение технологической парадигмы энергоснабжения будет сопровождаться и качественным изменением рыночной среды. Новые технологии распределенного производства, управляемого потребления, виртуального агрегирования ресурсов создают принципиально новые условия для развития высококонкурентного розничного рынка, построенного на базе высокоавтоматизированных локальных торговых площадок по торговле электроэнергией, системными и более комплексными, энергоинформационными услугами. Основными участниками такого рынка становятся просьюмеры и виртуальные агрегаторы ресурсов, составляющие все более мощную конкуренцию традиционной системной генерации.

Развитие принципиально новых платежных технологий (например, блокчейн-решения и автоматические «умные контракты», позволяющие заключать множество сделок с минимальными транзакционными издержками) создает основу для обслуживания практически неограниченного количества мелких транзакций между отдельными участниками на электроэнергетических рынках, в том числе проводимых в автоматическом режиме.

Главным результатом всех этих изменений является формирование базовых условий для эффективной конкуренции: появление большого числа участников, каждый из которых не обладает рыночной властью, а также свободный доступ на рынки и выход с них. При этом за счет распределенных торговых площадок конкуренция участников дополняется конкуренцией рынков, на каждом из которых создаются условия для формирования классического баланса эластичных кривых предложения и (что практически отсутствует сейчас) спроса.

Подобное фундаментальное изменение всей парадигмы электроснабжения позволяет устранить конфликты между новой энергетикой и существующей технологической и рыночной средой:

- в электроэнергетике создаются новые возможности для выравнивания загрузки и более интенсивного использования активов взамен их постоянного экстенсивного развития, что позволяет снизить необходимую установленную мощность генерации и дает экономию капитальных и операционных затрат;
- через новые рыночные конкурентные механизмы эта экономия должна транслироваться в снижение стоимости энергоснабжения потребителей, обеспечивая экономию в их счетах;
- за счет новых адаптивных возможностей энергосистемы эта экономия будет дополнена снижением потерь потребителей из-за низкой надежности и ненадлежащего качества поставок электроэнергии и общей оптимизации работы сетей;
- экономия затрат потребителей на энергоснабжение ведет к росту их конкурентоспособности и дает мультипликативный эффект на уровне всей экономики.

[22] Base Residual Auction Results PJM (2012–2014).

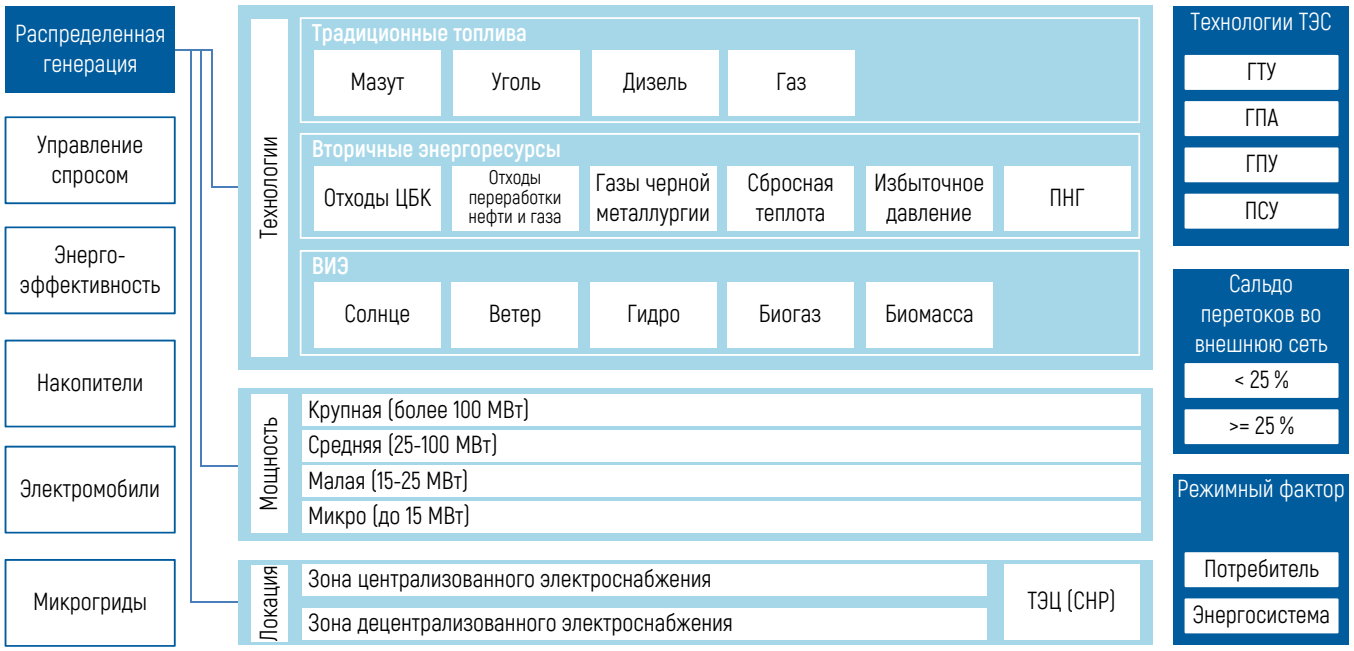
становятся: гибкость и оперативность изменения режимов работы, расширение технических возможностей по адаптивности сети к изменению состава генерирующих источников и потребителей. Именно эти требования закладываются при разработке национальных стратегий создания «умных сетей» (Smart Grid). Реализация этих стратегий на горизонте 2030–2035 гг. создаст новый тип инфраструктуры энергоснабжения, адекватный появляющейся новой энергетике и запросам активных потребителей.

7. Децентрализация

Третий важнейший драйвер «Энергоперехода» - децентрализация, заключающаяся в развитии распределенной энергетики. Новые решения в области производства и хранения электроэнергии с одновременным развитием умных сетей позволяют подключать к системе всё больше распределенных устройств, отдающих электроэнергию в сеть. Базовое свойство всех этих технологий – близость к потребителю энергии. К технологиям распределенной энергетики (распределенных энергоресурсов, Distributed Energy Resources, DER) в мировой практике[23] традиционно относят (рис. 1.26):

- распределенную генерацию (Distributed Generation);
- управление спросом (Demand Response);
- управление энергоэффективностью;
- микрогриды;
- распределенные системы хранения электроэнергии;
- электромобили.

Рисунок 1.26 - Виды распределенной энергетики и матрица критериев распределенной генерации



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

[23] См., например, Navigant Research. Global DER Deployment Forecast Database, 4Q 2017.

Распределенная генерация (РГ) – это совокупность электростанций, расположенных близко к месту потребления энергии и подключенных либо непосредственно к потребителю, либо к распределительной электрической сети (в случае, когда потребителей несколько). Тип используемого станцией источника первичной энергии (топливо или возобновляемая энергия), как и принадлежность станции к потребителю, генерирующей или сетевой компании, или третьему лицу - не имеют значения. В зарубежной практике есть тенденция ограничивать мощность электростанций РГ верхней планкой в зависимости от применяемой технологии. Например, Navigant Research использует границу в 500 кВт для ветряных, 1 МВт – солнечных, 250 кВт – газотурбинных, 6 МВт – газопоршневых и дизельных электростанций. Европейский проект партнерства в распределенной энергетике EU-DEEP использовал[24] похожие границы: тепловые электростанции (паровые, газовые турбины, поршневые двигатели) – до 10 МВт, микротурбины – до 500 кВт, ветряные станции – 6 МВт и солнечные – 5 МВт. Среди критериев классификации видов распределенной генерации выделяют также вид топлива (от газа до вторичных энергоресурсов, например, доменный, попутный нефтяной и коксовый газы), технологию генерации (от паросиловых установок до ветрогенераторов), месторасположение, долю потребления энергии основным («якорным») потребителем станции, режимный фактор, уровень напряжения подключения к сетям и многие другие. Виды распределенной энергетики приведены на рис. 1.27.

Управление спросом – изменение потребления электроэнергии и мощности конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в связи с изменением цен на электроэнергию для сокращения общесистемных затрат в обмен на стимулирующие выплаты от энергорынка[25]. Для настоящего исследования имеет значение, что управление спросом позволяет уменьшить величины пиковых нагрузок в энергосистеме и, соответственно, потребности системы в установленной мощности электростанций как в краткосрочной (сутки, неделя), так и среднесрочной (1 год) и долгосрочной (например, при проведении долгосрочного отбора мощности на 4 года вперед) перспективе. Классическим примером является начатая в 1970-х гг. в США «Программа по рационализации спроса» (Demand Management), направленная на сбережение электроэнергии за счет стимулирования потребителей к сокращению объема энергопотребления в пиковые периоды спроса или смещения времени энергопотребления на внепиковые периоды спроса. Уже сейчас ресурсы управления спросом активно соперничают на конкурентных рынках с предложением новой генерирующей мощности. По оценкам Navigant Research, величина мощности, включенной в программы управления спросом, вырастет с 39 ГВт в 2016 г. до 144 ГВт к 2025 г.

Микрогрид – объединенная энергосистема, состоящая из распределенных энергоресурсов и нескольких электрических нагрузок (потребителей), работающая как единый управляемый объект в параллель с существующей электрической сетью или в островном режиме[26].

Распределенные системы хранения электроэнергии (накопители) – это совокупность систем хранения, установленных у конечных потребителей и на объектах распределительной сети. Накопители промышленного масштаба (например, гидроаккумулирующие электростанции) не относятся к распределенным системам хранения.

Электромобили рассматриваются в качестве одного из видов распределенных энергоресурсов, поскольку играют роль не только потребителей энергии, но и распределенных накопителей (технология vehicle-to-grid).

---

24 EU-DEEP (EUropean Distributed EnErgy Partnership) – европейский проект, объединявший 42 партнера из 6 стран, целью которого была широкомасштабная интеграция распределенных энергоресурсов в Европе.

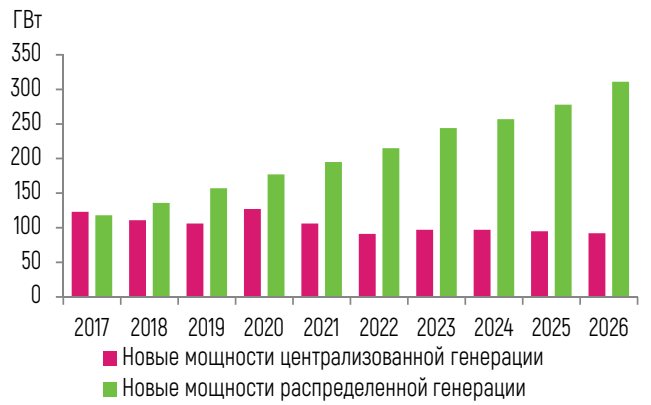
25 Siano P. Demand response and smart grids–A survey. / Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 30, February 2014.

26 Yoldaşa Y. et al. Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities. / Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 72, May 2017.

Распределенная генерация стала катализатором изменений – а именно появление в 1970-1980-х гг. в США и Европе новых технологий производства электроэнергии, – газотурбинных и газопоршневых, основанных в первую очередь на использовании новых материалов и технологий производства оборудования, что позволило преодолеть действие эффекта масштаба и сделать установки небольшой мощности от десятков кВт до десятков МВт конкурентоспособными с крупными установками. Это сразу привело к росту вводов распределенной генерации, при этом среднегодовые темпы ее роста заметно превышали среднегодовые темпы роста потребления электроэнергии, то есть расширение распределенной генерации шло намного быстрее, чем развитие всей мировой генерации.

К 2026 г. Navigant Research прогнозирует ввод в три раза большего объема распределенной генерирующей мощности, чем централизованной генерации (рис. 1.27). А по оценкам Bloomberg New Energy Finance, в таких странах, как Германия или Бразилия, к 2040 г. доля распределённой генерации в общей установленной мощности энергосистем может превысить 30 %, а в Австралии она достигнет 45 %.

Рисунок 1.27 - Прогноз ввода новых мощностей централизованной и распределенной генерации электроэнергии в мире, ГВт



Источник: Navigant Research

Основное последствие развития распределенной энергетики - изменение структуры самого энергетического сектора: меняется соотношение централизованной и децентрализованной частей энергосистем («плоская энергетика»). Благодаря развитию малой распределенной генерации началась «демократизация» электроэнергетики. До этого на протяжении многих десятилетий архитектура энергосистем оставалась в целом неизменной. Централизованные энергосистемы успешно, надежно, по разумной цене обеспечивали потребителей электроэнергией. Но в результате совершенствования технологий потребитель от ситуации детерминированного электроснабжения только от централизованной энергетики пришел к возможности выбора из широкого спектра альтернативных решений, которые позволяют использовать их в оптимальной пропорции, исходя из индивидуальных приоритетов стоимости, надежности и качества энергоснабжения.

Появление множества новых небольших генераторов усложнило процессы их интеграции в единую энергосистему, процессы управления и регулирования[27]. Потребовались новые технологии гибкого построения сетей и интеллектуального управления ими, которые позже получили общее название Smart Grid[28]. Потребитель электроэнергии начинает играть всё большую роль в энергосистеме, осваивая новые роли – генератора и накопителя электроэнергии. Резко увеличивается свобода потребительского выбора. В то же время, открываются широкие возможности для управления спросом, энергоэффективностью как на уровне конкретного домохозяйства, так и на уровне экономики в целом.

Для реализации этих возможностей государства меняют модели рынков электрической энергии и мощности в сторону их либерализации. Развитие технологий распределенных энергоресурсов и проникновение их в энергосистему побуждают правительства активно обсуждать подходы к изменению системы их тарифика-

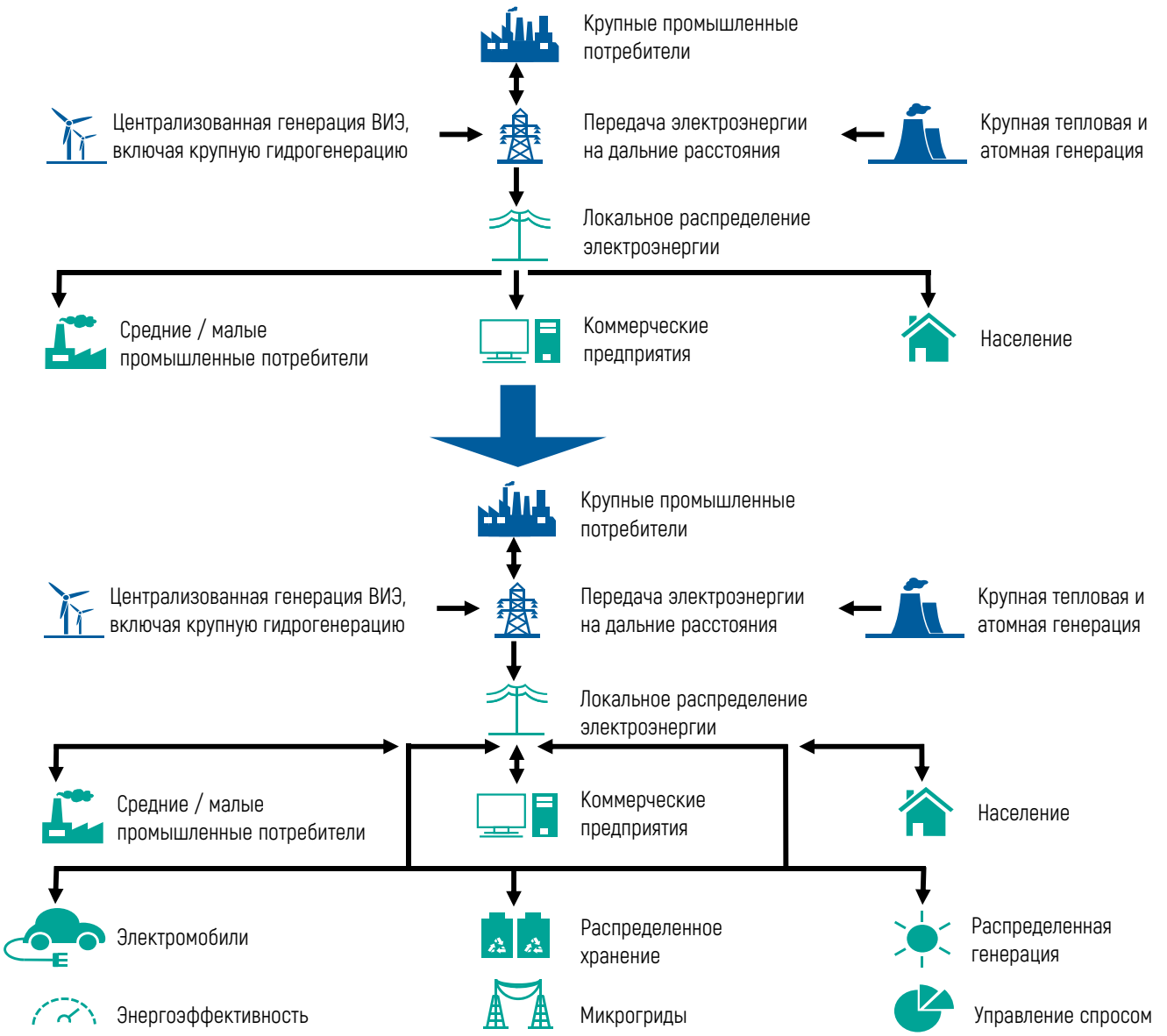
[27] Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems: Implementation, Operation, and Control. / Edited by Toshihisa Funabashi. - Elsevier Inc., 2016. – 313 p.

[28] Бухгольц Б.М. Smart Grids – основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински; пер. с англ. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 461 с.

ции. Можно без преувеличения сказать, что с развитием распределенной энергетики формируется необходимая основа для выстраивания подлинно конкурентной среды на розничном уровне.

Таким образом, распределенная энергетика уже стала важнейшим элементом глобальной трансформации энергосистем по всему миру (рис. 1.28), и эти процессы только усиливаются.

Рисунок 1.28 - Трансформация энергосистемы: от централизованной модели (сверху) к децентрализованной (снизу)



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

ЭНЕРГОПЕРЕХОД: ПОСЛЕДСТВИЯ

Усиление межтопливной конкуренции во всех секторах

Конкуренция между отдельными видами топлива сопутствовала всему развитию антропогенной энергетики в последние полтора столетия, при этом взаимозаменяемость энергоресурсов существенно различалась по секторам потребления. Развитие технологий в XX веке создало ряд уникальных применений отдельных энергоресурсов, в которых практически отсутствовала доступная конкурентоспособная замена – например, в секторах использования нефтяных моторных топлив в мобильной энергетике, нефтепродуктов и газа в химической промышленности и так далее. Однако Энергопереход и развитие всего комплекса сопутствующих ему технологий радикально меняет эту систему, открывая для конкуренции прежде недоступные сегменты.

В транспортном секторе, где до сих пор доминировали исключительно нефтепродукты, стремительно идет процесс электрификации – использование электромобилей растет экспоненциально на фоне радикального сокращения их стоимости. При этом уже сегодня во многих странах существует поддержка на государственном уровне развития электромобилей, их владельцев субсидируют напрямую или налоговыми льготами.

Растет использование автомобилей на топливных элементах, основой которых является водород или водородсодержащие топлива. Природный газ (компримированный, сжатый, синтетическое жидкое топливо, получаемое из газа) имеет пока небольшой вес в транспортном секторе, однако его доля постоянно увеличивается. Активно продвигается и использование биотоплива, особенно в Северной и Южной Америке.

Таким образом, НТП постепенно разрушает монополию нефтепродуктов на транспорте, замещая их другими разнообразными источниками, которые обеспечивают одновременно и другие сектора потребления, тем самым связывая всю энергетику едиными условиями конкуренции. Хотя нефть будет по-прежнему доминировать в транспортном секторе до 2040 г., в приросте его потребления нефтепродукты будут существенно ограничены альтернативными энергоресурсами, что сделает спрос на жидкие виды топлива более эластичным по цене.

В промышленности сохраняющийся тренд в пользу неэнергоемких процессов, который является результатом многолетних инвестиций в энергоэффективность промышленного оборудования и процессов, а также сдвиг к производству менее энергоемкой продукции снижают роль этого сектора в мировом энергопотреблении. Структура промышленного энергопотребления в целом довольно диверсифицирована, хотя и сохраняется высо-

кая зависимость отдельных технологических процессов от определенного энергоносителя. При этом практически во всех отраслях все активнее используется электроэнергия – наиболее универсальный энергоноситель, который последовательно наращивает свою долю и замещает все остальные виды топлива в силу простоты и удобства использования. Именно через электроэнергетику межтопливная конкуренция усиливает свои позиции в промышленности и снижает эксклюзивность отдельных энергоносителей в определенных технологических процессах.

В бытовом и коммерческом секторах, как и в промышленности, основной тренд усиления межтопливной конкуренции идет за счет расширения применения электроэнергии для всех процессов, поскольку потребители предпочитают иметь один наиболее удобный источник энергии для всех нужд. Потребление электроэнергии в данном секторе растет высокими темпами за счет вытеснения других источников. Активно увеличивается также использование возобновляемых источников – в первую очередь фотоэлементов и тепловых насосов (взамен дров и отходов, традиционно обеспечивающих нужды отопления и пищеприготовления в развивающихся странах).

Именно бытовой и коммерческий сектора наиболее активны в использовании децентрализованных источников электроэнергии и тепла. Размещая эти установки прямо у себя, потребители могут добиться чрезвычайно эффективного использования топлива - до 90 % от потенциальной энергии. Многие из этих технологий позволяют владельцу не только обеспечивать себя электроэнергией, горячей водой и теплом, но и продавать излишки электроэнергии в сеть. Развитие «умных сетей» и накопителей электроэнергии в состоянии в перспективе придать дополнительный импульс развитию ВИЭ в данном секторе.

Электроэнергетика, крупнейший из секторов потребления, является основным полем конкуренции практически всех используемых энергоносителей и во многом определяет доминирующий вид топлива на современном этапе развития энергетики. В процессе Энергоперехода именно в электроэнергетике происходит наиболее глубокая декарбонизация и переход на возобновляемые источники энергии.

В перспективе структура мирового энергопотребления будет становиться все более диверсифицированной. Основным драйвером этого развития будет ускоренный рост ВИЭ.

Интенсификация НТП в традиционной энергетике

Развитие технологий «новой энергетики» будет стимулировать НТП и поиск более эффективных решений в традиционной энергетике: мировая энергосистема стремится к самобалансировке через механизмы межтопливной конкуренции, так что по мере удешевления ВИЭ и накопителей будут предприниматься огромные усилия по повышению эффективности и экологичности газовой и угольной генерации и снижению затрат на производство ископаемых видов топлива, ускорению развития технологий и адаптации всего ТЭК к новым реалиям. Этот механизм хорошо виден на примере нефтяного рынка: рост числа электромобилей будет ограничивать рост спроса на нефть и вести к снижению ее цен. В свою очередь низкие цены нефти делают традиционные ДВС заметно привлекательнее, что ведет к очередному витку межтопливной конкуренции и стимулирует НТП.

Развитие технологий «новой энергетики» будет стимулировать НТП и поиск более эффективных решений в традиционной энергетике.

Рыночное давление вынуждает нефтегазовые компании запускать внутри себя серьезнейшие адаптационные процессы в части технологических инноваций, направленные на повышение доступности (снижение себестоимости производства) углеводородов и расширение минерально-сырьевой базы. В первую очередь современная мировая нефтегазовая промышленность осуществляет научно-технические разработки по следующим направлениям (табл. 1.3).

Все эти технологии нашли отражение в наших модельных расчетах Прогноза-2019 либо за счет снижения затрат на добычу (цен безубыточности), либо в динамике изменения этих затрат (их эскалации), а также в корректировке возможностей производства.

Таблица 1.3 - Ключевые технологические направления энергоперехода и их влияние на энергосистему

Технологическое направление	Влияние
Технологии повышения КИН на традиционных месторождениях (третичные методы увеличения нефтеотдачи пласта: вытеснение углеводорода газом, применение химических ПАВ (поверхностно-активных веществ), термические методы воздействия на пласт)	Обеспечивает расширение ресурсной базы традиционной нефти, однако за счет увеличения цен безубыточности производства.
Технологии развития глубоководной добычи, в том числе с мобильными плавучими буровыми установками и скважинным оборудованием малой мощности.	Расширение кривой предложения и снижение затрат по отдельным проектам.
Технологии разработки нефти и газа низкопроницаемых коллекторов (совершенствование систем компьютерного моделирования и управления процессами бурения и гидроразрыва, геологоразведки; увеличения числа «кустов» на одной скважине; создание мобильных буровых комплексов; снижение себестоимости обслуживающей инфраструктуры; повышение длины латералей от одной скважины; компьютерное моделирование сетки скважин и призабойной зоны в целях оптимизации сети скважин и определения наиболее эффективных мест для проведения ГРП; удешевление проппаната).	Расширение мировой кривой предложения в различных ее частях за счет вовлечения в эксплуатацию сланцевых плеев и других низкопроницаемых формаций.
Технологии разработки сверхтяжелых нефтей и керогена.	Расширение мировой кривой предложения в ее правой части, вовлечение в эксплуатацию «замыкающих» ресурсов.
Цифровизация нефтегазодобычи («умные месторождения», «скважины с искусственным интеллектом», автоматизация систем сдачи-приемки нефтяного сырья).	Позволяет оптимизировать производственные цепочки, упростить логистику поставок, снизить риски, обеспечить прирост запасов.
В сфере поиска и разведки угольных запасов важную роль приобретают технологии компьютерного многомерного моделирования, которые позволяют точнее оценивать структуру залегания запасов. Кроме того, ведутся работы по совершенствованию прямых поисков угольных пластов комплексами наземной геофизики и атмогеохимии. В сфере добычи угля активно внедряются технологии поточной добычи в непрерывном и циклических режимах; новые виды высокопроизводительного оборудования (проходческие комплексы, системы управления, электроприводы, горнотранспортные системы и т.д.); системы математического моделирования состояния выработок; системы дистанционного зондирования и мониторинга процесса разработки и состояния пластов; системы метано- и пылеудаления, предупреждения и защиты; роботизированные комплексы.	Реализация этих технологий позволит обеспечить долгосрочную ресурсную базу для угольной отрасли.
Технологии производства и транспортировки СПГ (совершенствование оборудования по производству СПГ; развитие технологий малотоннажного СПГ; плавучие заводы по производству СПГ; плавучие комплексы автономного энергоснабжения “gas-to-power”).	Расширение кривой предложения и снижение затрат по отдельным проектам.
Повышение эффективности производства тепловой и электрической энергии из ископаемых источников (применение когенерационных установок; повышение экологических характеристик угольных и газовых ТЭС, в целях снижения объема вредных выбросов; применение технологий транспортировки и захоронения углекислого и дымовых газов; применение в угольной генерации паротурбинных установок со сверхкритическими и суперкритическими параметрами пара, паровых угольных турбин с внутрицикловой газификацией угля; в газовой генерации использование прогрессивных парогазовых и газотурбинных установок; применение в атомной энергетике реакторов на быстрых нейтронах, АЭС нового поколения на базе водо-водяных реакторов, освоения бридерных технологий, внедрения технологий замыкания ядерного топливного цикла для реакторов на быстрых и тепловых нейтронах.	Снижение удельных расходов топлива, повышение маневренности тепловой генерации.

Источник: ИНЭИ РАН

Влияние на основных стейкхолдеров

Энергопереход - сложный и для многих участников рынка болезненный процесс, связанный с обесцениванием имеющихся активов, растущими рисками омертвления уже сделанных огромных инвестиций и подрывом привлекательности новых на фоне сжимающихся рынков и нисходящей ценовой спирали на ожиданиях снижения спроса на ископаемое топливо, с потерей глобального влияния рядом игроков (в первую очередь – странами-экспортерами углеводородов) и, наоборот, приобретением дополнительного веса производителями и поставщиками оборудования (в первую очередь – Китаем).

Энергопереход будет означать трансформацию всего энергетического бизнеса. Развитие просьюмеров и распределенной генерации поставит под вопрос существующие модели электроэнергетических рынков, появятся новые игроки – в первую очередь, в транспортном секторе, по мере его цифровизации. Производителям ископаемого топлива придется адаптироваться к новым реалиям и диверсифицировать свой бизнес. При этом масштабное развитие новой энергетики на определенном этапе потребует прихода новой категории крупных инвесторов с более низкой склонностью к риску, чем в настоящее время, что поставит вопрос о необходимости большей предсказуемости возврата инвестиций. Для поддержания потока инвестиций во многих сферах будет требоваться государственная поддержка. Вероятно, потребуется развитие новых рыночных механизмов (включая ценообразование на новые виды услуг) и появление новых регуляторных мер. Для развивающихся стран явно потребуется широкомасштабная международная поддержка финансирования проектов в новой энергетике. На энергетических рынках будут развиваться новые формы конкуренции, этот сектор все в большей степени будет приобщаться к «сетевой экономике». Изменение потребительских предпочтений в пользу низкоуглеродных источников будет диктовать условия производителям. Неизбежно начнут трансформироваться сами производственные цепочки.

Еще одна сторона декарбонизации – корпоративная – также непосредственно влияет на будущее ископаемых видов топлива, в первую очередь - угля. Так, например, 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. Компании Equinor (ранее – Statoil) провела ребрендинг в 2018 г. и пересмотрела свои планы, чтобы отвечать «целям финансово эффективной низкоуглеродной стратегии». 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 г. 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 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. Всемирный банк в октябре 2018 г. анонсировал отказ от финансирования проекта угольной ТЭС в Косово – последнего проекта в угольной генерации в своём портфеле и заявил об отказе финансировать в будущем любые нефтяные проекты. Крупнейшие страховые компании выступают с аналогичными инициативами - так, в мае 2018 г. международный страховщик Allianz заявил о прекращении страхования новых угольных активов и постепенном выходе из имеющихся к 2040 г. Таким образом, декарбонизация становится мейнстримом в стратегиях ведущих международных компаний.

Энергопереход ставит перед человечеством ряд развилок, на которые пока нет четкого ответа:

- На стороне спроса будет идти дальнейшее снижение энергоемкости (для обеспечения снижения выбросов CO_2), или наша цивилизация все же предпочтет в первую очередь обеспечивать экономический рост за счет увеличения энергопотребления?
- Будет ли идти опережающая электрификация всех секторов потребления (ради максимально быстрого перехода на безуглеродные источники, которые можно интегрировать только через электроэнергетику), либо в долгосрочной перспективе возможна комбинация чистой электроэнергии и безуглеродных газов (например, водорода) взамен традиционных ископаемых видов топлива?
- С какой именно скоростью будет идти рост доли ВИЭ, какова будет судьба безуглеродной атомной энергетики (которая, тем не менее, все чаще рассматривается как экологически неприемлемая) и, соответственно, с какой именно скоростью будет идти снижение доли ископаемых топлив, а также ключевой вопрос: конечная цель Энергоперехода – это переход на полностью безуглеродную энергетику или сочетание ВИЭ с более эффективными технологиями использования ископаемого топлива?
- Каким образом будет осуществляться интеграция больших объемов ВИЭ в энергосистему и кто (и за чей счет) будет обеспечивать ее надежность и устойчивость?
- Каким должно быть оптимальное соотношение централизованной и децентрализованной частей энергосистем?
- Что именно должно стать основным критерием принятия решений – задача декарбонизации любой ценой либо принцип технологической нейтральности при умеренных требованиях по выбросам, обеспечивающий нишу для всех видов топлива и технологий исключительно на базе межтопливной конкуренции без дополнительного вмешательства государств?

Пока ответы на эти вопросы не сформулированы: дискуссия только началась, и множество экономических, геополитических и рыночных последствий Энергоперехода еще остаются без ответа. Тем не менее, невзирая на все эти сложности и неоднозначную реакцию многих стран на эту новую парадигму (включая таких лидеров мировой энергетики, как США, Россия, страны ОПЕК), процесс Энергоперехода уже идет с нарастающей скоростью, и игнорировать его нельзя.

РАЗДЕЛ 2

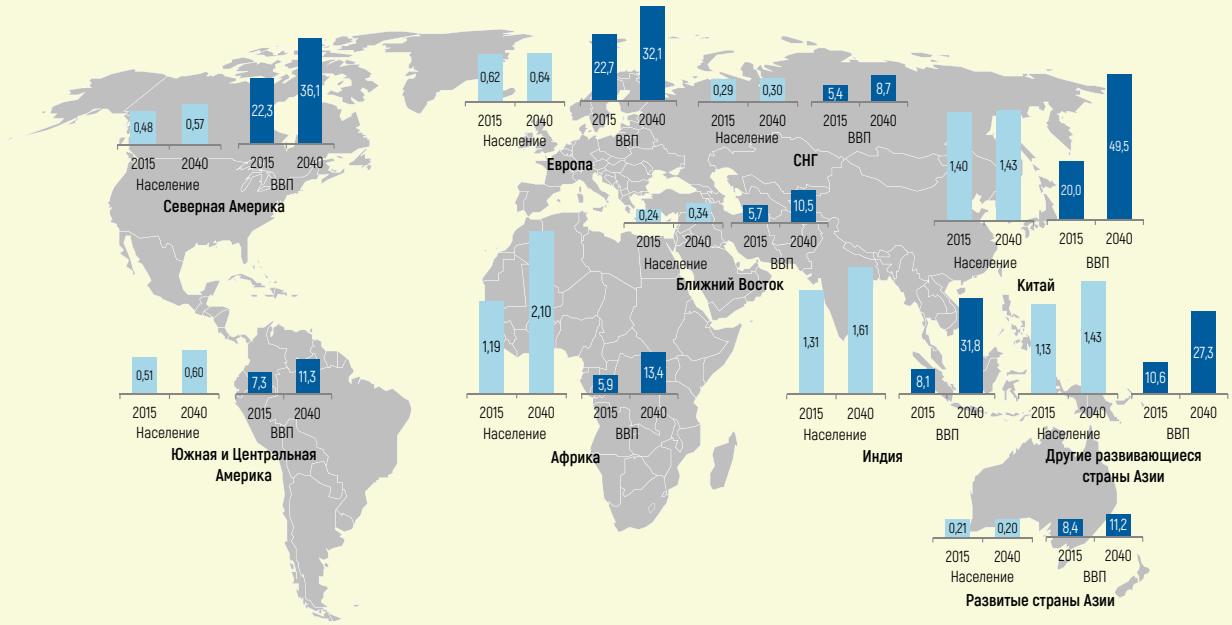
МИР НА ПЕРЕПУТЬЕ

СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ

По демографическим и макроэкономическим параметрам Прогноз-2019 в целом остается примерно в рамках Прогноза-2016 с учетом ряда изменений, произошедших в 2015-2018 гг. и отраженных в статистике (Приложение 1).

В качестве прогноза численности населения мира принят средний прогноз ООН[29], согласно которому численность населения к 2040 г. достигнет 9,2 млрд человек, при этом темпы роста в 2015-2040 гг. замедлятся и составят 0,9 % по сравнению с 1,3 % в 1990-2015 гг. (рис. 2.1). Основной прирост населения обеспечат наименее развитые страны Азии и Африки, в которых вопрос доступности энергии по-прежнему остается нерешенным.

Рисунок 2.1 - Динамика населения (млрд чел.) и ВВП (трлн долл.) по регионам мира в 2015-2040 гг.



Источники: ИНЭИ РАН, ООН (UN Population Division World Population Prospects: The 2017 Revision)

Прогноз роста мировой экономики основан на краткосрочных оценках МВФ на 5 лет и собственных долгосрочных оценках до 2040 г. В прогнозируемом периоде 2015-2040 гг. темпы роста мирового ВВП снизятся до 2,8 % по сравнению с 3,5 % в 1990-2015 гг., причем средние темпы роста развитых экономик составят 1,6 % против 2,2 % в 1990-2015 гг., развивающихся – всего 3,6 % против 5,2 % в 1990-2015 гг. Сокращение темпов экономического роста будет наблюдаться во всех регионах мира, но наиболее заметным оно будет в странах развивающейся Азии (4,2 % против 7,3 %). Развивающиеся страны продолжат наращивать свою долю в структуре мирового ВВП, в первую очередь за счет стран Азии, в частности Китая и Индии, чей вклад в мировой ВВП вырастет с 17 % и 7 % в 2015 г. до 21 % и 14 % в 2040 г. соответственно. Таким образом, к 2040 г. развивающиеся страны Азии будут производить почти половину мирового ВВП.

В Прогнозе-2019 рассмотрены три глобальных сценария, отличающиеся скоростью развития технологий и изменения регулирования:

Консервативный сценарий описывает перспективы мировой энергетики в рамках текущих технологических и регуляторных трендов. Технологические революции отсутствуют. Предполагается внедрение только тех технологий, которые уже проходят апробацию в настоящее время. По уже применяемым технологиям предполагается постепенный рост их экономической эффективности, а также продолжение сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП. В развитых странах предполагаются умеренные вложения в создание зеленой экономики без попыток мобилизационного ухода от энергозависимости. При этом затруднен трансфер технологий в развивающиеся страны (средний срок передачи технологий сохраняется на уровне 10-12 лет).

Инновационный сценарий основан на предпосылке об ускоренном развитии новых технологий и сокращении вдвое времени трансфера от развитых стран к развивающимся. При этом технологический прогресс предполагается во всех отраслях ТЭК и будет вести к ужесточению межтопливной конкуренции: любому технологическому прорыву в одной из конкурирующих отраслей будет противопоставлен прорыв в другой. Сценарий предполагает усиление уже принятых национальных приоритетов в продвижении ВИЭ, поддержке электротранспорта и стимулировании энергоэффективности, однако только развитые страны и Китай будут поддерживать политику декарбонизации, остальные страны будут в первую очередь сфокусированы на борьбе с энергетической бедностью и локальными выбросами.

Сценарий Энергоперехода предполагает в дополнение к быстрому развитию и удешевлению новых технологий еще и массированную государственную поддержку в виде прямой финансовой помощи, требований к производителям, амбициозных целевых ориентиров и т.д., направленную на энергосбережение, внедрение новых технологий производства и преобразования энергии и других мер по снижению доли ископаемых топлив в силу выхода политики декарбонизации на первый план для большинства стран мира. В данном сценарии предполагается, что ограничения по трансферу технологий полностью не исчезают, но трансферные возможности расширяются благодаря программам борьбы с энергетической бедностью, межгосударственным инвестициям в снижение выбросов и другим инициативам. В отличие от Инновационного, в этом сценарии приоритет всегда у без- или низкоуглеродных технологий.

Таблица 2.1 - Сценарии Прогноза-2019

Показатель	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Численность населения мира к 2040 г., млрд чел.		9,2	
Среднегодовые темпы роста мирового ВВП в 2015-2040 гг., %		2,8 %	
Государственная энергополитика	Сохранении текущей госэнергополитики.	Усиление уже принятых национальных приоритетов в продвижении ВИЭ, электротранспорта, энергоэффективности. Политику декарбонизации проводят только развитые страны и Китай.	Фокусировка энергополитики всех стран на декарбонизации.
Развитие технологий	Сохранение скорости развития и трансфера технологий.	Ускорение развития и локализации технологий при сохранении ограниченного трансфера.	Глобальная технологическая конкуренция приводит к ускоренному развитию технологий в нескольких мировых центрах и обеспечению доступного для всех стран трансфера.

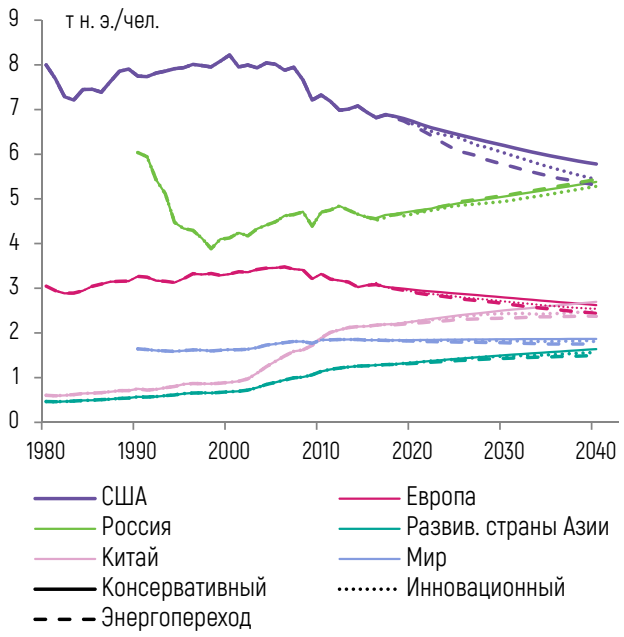
Источники: ИНЭИ РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

ПЕРВИЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Изменение душевого энергопотребления и энергоемкости экономики

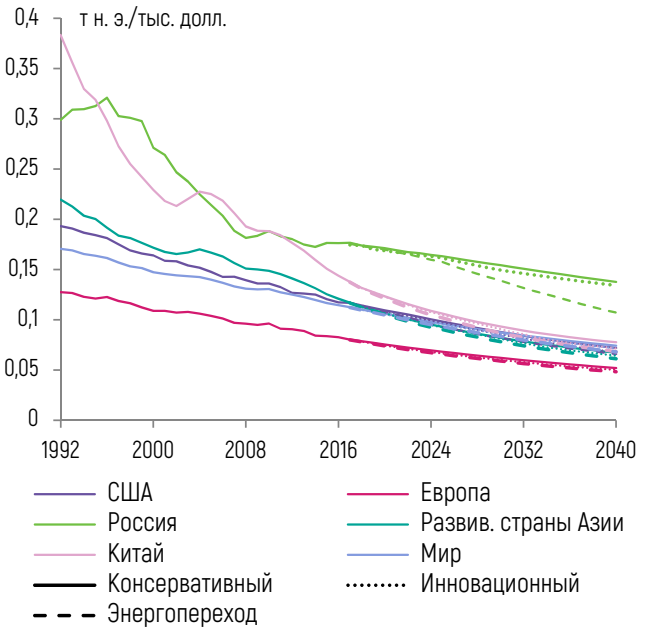
Динамика потребления первичной энергии на душу населения и динамика энергоемкости ВВП у стран, находящихся на разных этапах своего развития неоднородна. Если страны ОЭСР уже прошли пик душевого энергопотребления, то в развивающихся странах по мере роста благосостояния энергопотребление на душу населения еще будет повышаться (рис. 2.2). Аналогично и скорость снижения энергоемкости ВВП в отдельных странах зависит от многих факторов: изменения продуктовой и отраслевой структуры ВВП (рост сектора услуг, очевидно, заметно снижает энергоемкость), возможности трансфера энергосберегающих технологий и наличия инвестиционных ресурсов для их имплементации и т.д. (рис. 2.3).

Рисунок 2.2 - Душевое энергопотребление по странам и регионам по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.3 - Энергоемкость ВВП по странам и регионам по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

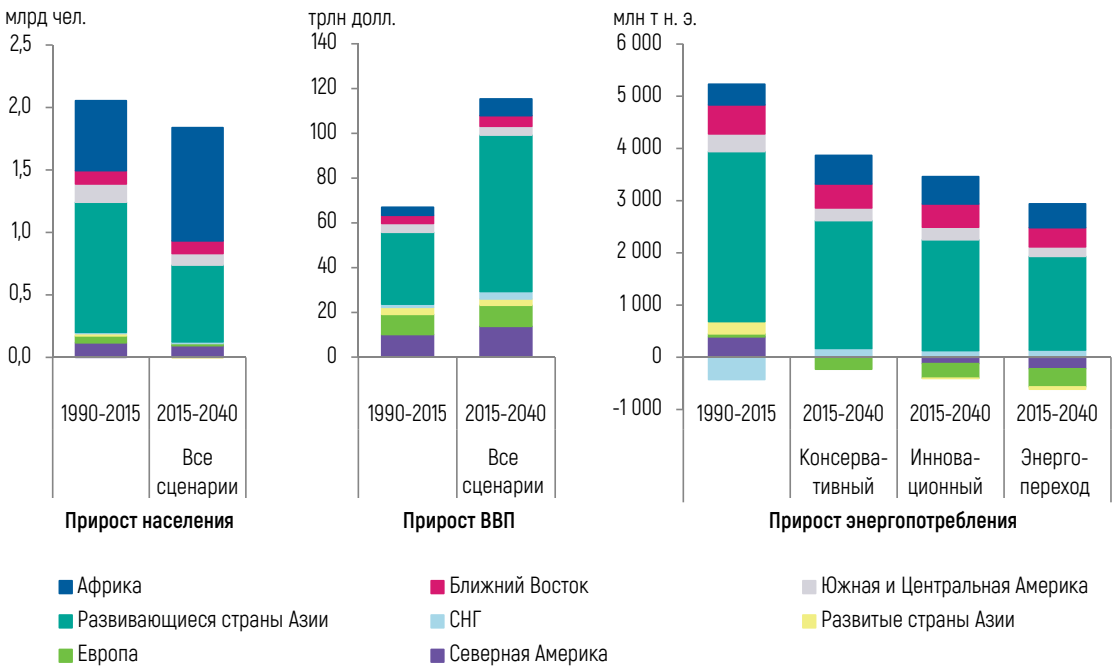
Потребление первичной энергии по регионам мира

С учетом разницы предпосылок, в зависимости от сценария, глобальное потребление первичной энергии к 2040 г. может увеличиться на 17-27 % (Приложение 1). Это заметно ниже, чем в предыдущем прогнозе. Тем не менее, к 2040 г. миру все равно потребуется больше энергии, чем сегодня, для удовлетворения спроса растущего населения – невзирая на успехи в энергосбережении и заметное торможение темпов роста первичного энергопотребления (с 2 % в 2000-2016 гг. до 0,3-0,9 % в 2016-2040 гг. в зависимости от сценария). Самый заметный прирост энергопотребления придется на развивающиеся страны Азии – на 36-49 % в зависимости от сценария (рис. 2.4).

Объемы энергопотребления Европы будут снижаться во всех сценариях, в США и развитых странах Азии – везде, кроме Консервативного (где они стагнируют). Заметно замедлится прирост энергопотребления в Южной и Центральной Америке и развивающихся странах Азии в сравнении с периодом 1990-2015 гг. Умеренный рост потребления первичной энергии ожидается в СНГ. А вот наиболее быстро энергопотребление будет расти на Ближнем Востоке (на 1,5-1,8 % в год) и в Африке (на 1,8-2,1 % в год) (рис. 2.5, табл. 2.2).

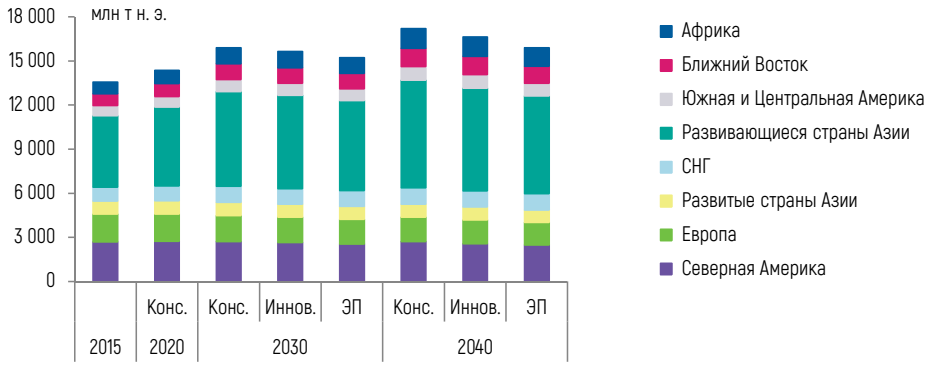
Энергетические балансы регионов будут становиться все более диверсифицированными. В странах ОЭСР наибольший прирост энергопотребления придется на ВИЭ, в развивающейся Азии на ВИЭ и газ, а в Южной и Центральной Америке, СНГ и на Ближнем Востоке – в основном на газ. Страны Африки наиболее заметно увеличат потребление биоэнергии (главным образом - традиционной биомассы) (рис. 2.6). В сценарии Энергопереход развивающиеся страны Африки и некоторые государства Юго-Восточной Азии перескакивают через этап, по которому шли все, сразу в низкоуглеродное будущее.

Рисунок 2.4 - Сценарный прогноз приростов мирового населения, ВВП и энергопотребления



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.5 - Сценарный прогноз потребления первичной энергии по регионам мира



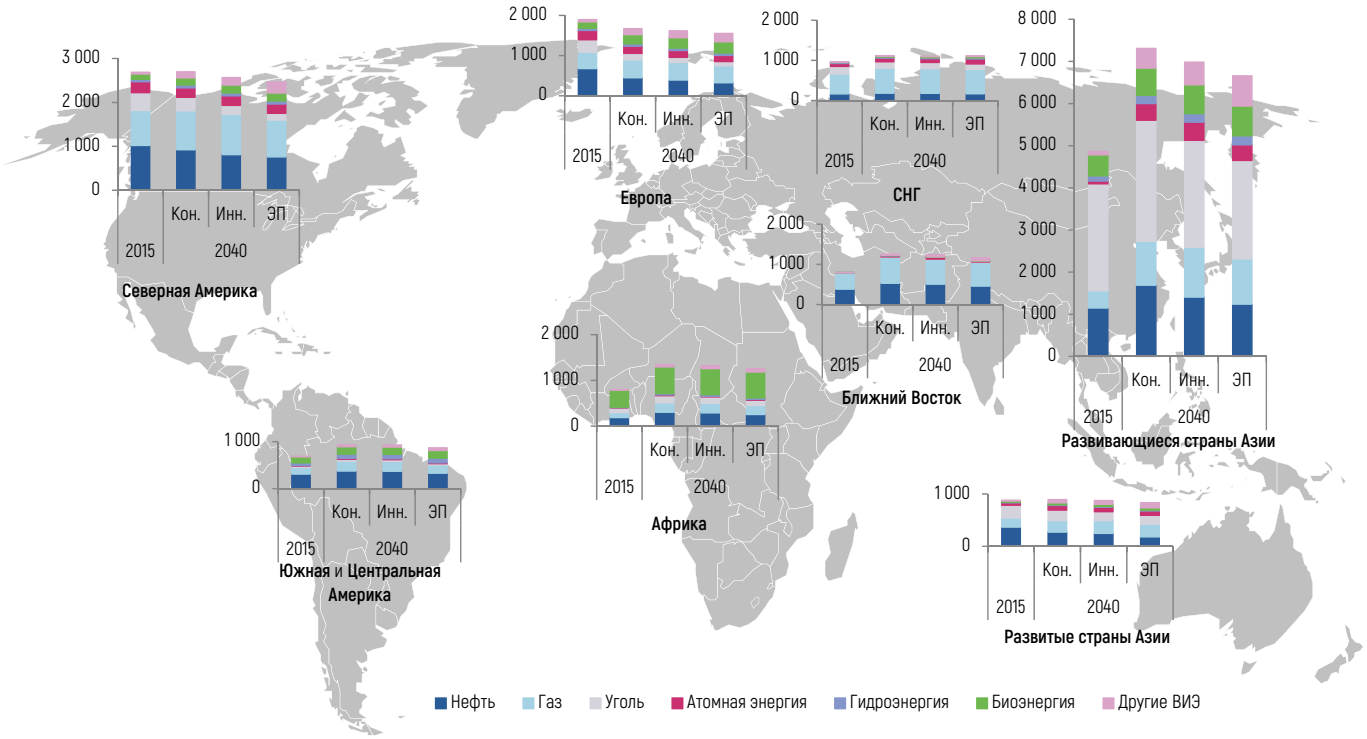
Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 2.2 - Сценарный прогноз потребления первичной энергии по регионам мира, млн т н. э.

	2015	2020	2030			2040			Темпы роста в 2015-2040 гг.		
		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	**2687**	**2716**	**2711**	**2652**	**2530**	**2697**	**2566**	**2466**	**0,0 %**	**-0,2 %**	**-0,3 %**
США	2219	2231	2196	2137	2045	2162	2032	1984	-0,1 %	-0,4 %	-0,4 %
Южная и Центральная Америка	**688**	**722**	**826**	**825**	**799**	**931**	**930**	**870**	**1,2 %**	**1,2 %**	**0,9 %**
Бразилия	301	314	363	361	345	416	413	383	1,3 %	1,3 %	1,0 %
Европа	**1897**	**1863**	**1773**	**1716**	**1686**	**1670**	**1616**	**1552**	**-0,5 %**	**-0,6 %**	**-0,8 %**
ЕС-28	1672	1624	1510	1463	1435	1390	1352	1292	-0,7 %	-0,8 %	-1,0 %
СНГ	**958**	**1002**	**1075**	**1056**	**1071**	**1117**	**1100**	**1109**	**0,6 %**	**0,5 %**	**0,6 %**
Россия	660	699	748	732	752	785	771	795	0,7 %	0,5 %	0,8 %
Развитые страны Азии	**879**	**906**	**905**	**879**	**883**	**892**	**874**	**833**	**0,1 %**	**0,0 %**	**-0,2 %**
Япония	441	433	407	394	418	381	384	388	-0,6 %	-0,5 %	-0,5 %
Развивающиеся страны Азии	**4862**	**5373**	**6448**	**6364**	**6139**	**7309**	**6982**	**6656**	**1,6 %**	**1,5 %**	**1,3 %**
Китай	3019	3231	3632	3532	3383	3847	3537	3384	1,0 %	0,6 %	0,5 %
Индия	857	1046	1479	1493	1407	1888	1865	1694	3,2 %	3,2 %	2,8 %
Ближний Восток	**795**	**881**	**1066**	**1053**	**1042**	**1254**	**1239**	**1163**	**1,8 %**	**1,8 %**	**1,5 %**
Иран	243	270	341	339	330	415	410	387	2,2 %	2,1 %	1,9 %
Африка	**800**	**897**	**1109**	**1102**	**1074**	**1347**	**1323**	**1257**	**2,1 %**	**2,0 %**	**1,8 %**
Мир	**13566**	**14360**	**15914**	**15647**	**15223**	**17218**	**16631**	**15904**	**1,0 %**	**0,8 %**	**0,6 %**
ОЭСР	5424	5448	5352	5211	5063	5222	5019	4811	-0,2 %	-0,3 %	-0,5 %
не-ОЭСР	8142	8912	10562	10436	10160	11996	11613	11093	1,6 %	1,4 %	1,2 %

Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.6 - Потребление первичной энергии по регионам и видам топлива по сценариям, млн т н. э.



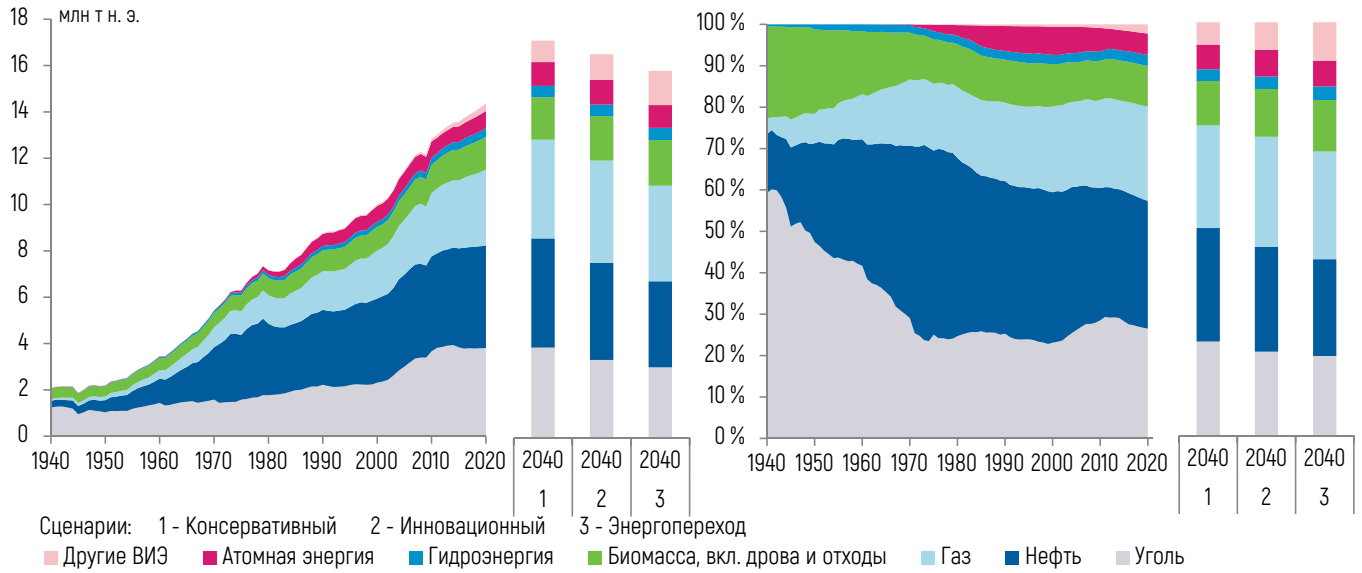
Источник: ИНЭИ РАН

Потребление первичной энергии по видам топлива

Мировой топливно-энергетический баланс продолжит диверсифицироваться (рис. 2.7), при этом во всех сценариях становится заметно начало 4-го энергоперехода, однако различается скорость его наступления.

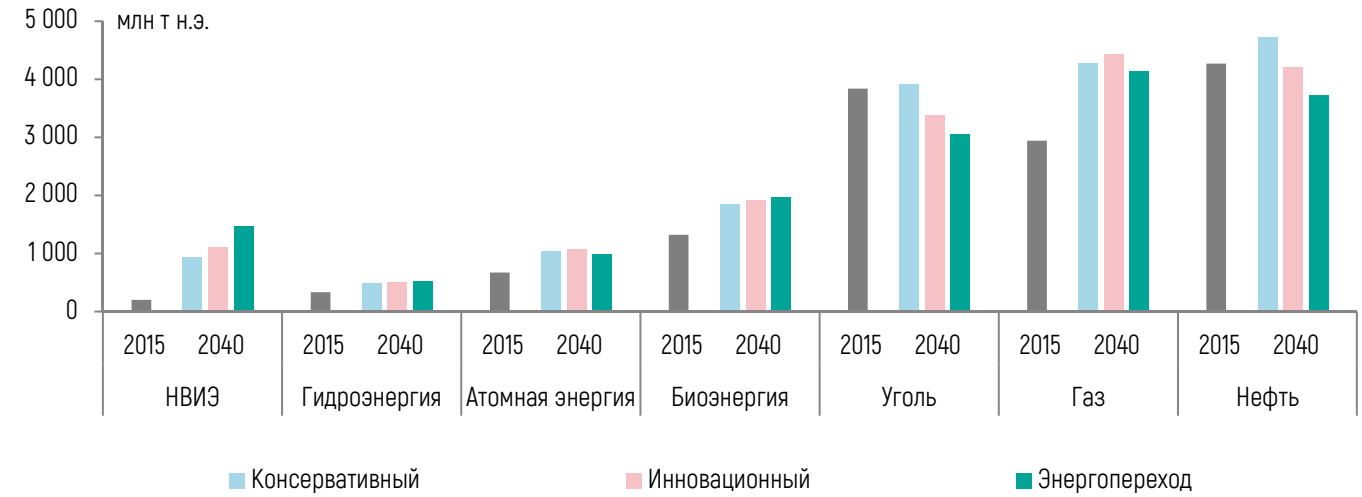
С точки зрения структуры энергопотребления по видам топлива, до 2040 г. наибольший прирост придется на НВИЭ, а самое серьезное сокращение – на уголь (рис. 2.8).

Рисунок 2.7 - Динамика и структура мирового энергопотребления по видам топлива с 1940 по 2040 гг. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.8 - Потребление первичной энергии по видам топлива в 2015-2040 гг. по сценариям



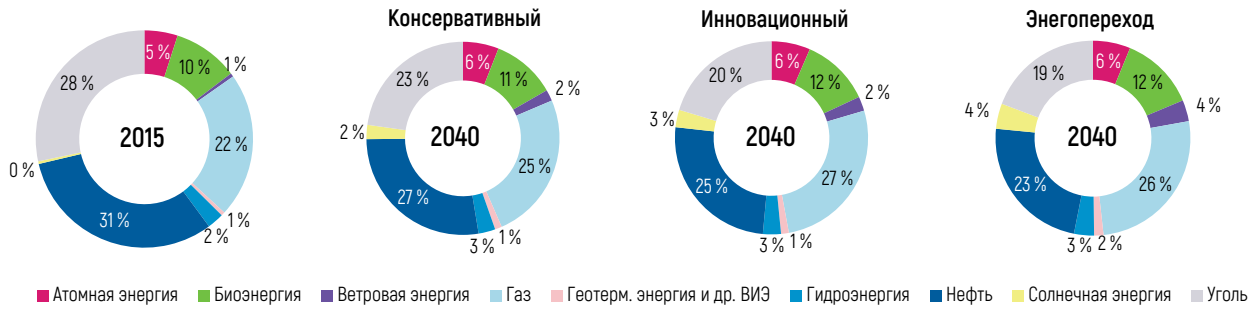
Источник: ИНЭИ РАН

В результате к 2040 г. изменится структура мирового первичного энергопотребления: заметно расширится доля НВИЭ (солнечной, ветровой, геотермальной энергии и др. ВИЭ), и в целом вклад нетопливных (безуглеродных) источников энергии вырастет с 19 % в 2015 г. до 25-31 % к 2040 г. в зависимости от сценария (рис. 2.9).

Таким образом, в целом мировое энергопотребление по видам топлив станет наиболее диверсифицированным за всю историю статистически задокументированного развития энергопотребления. Тем не менее, ископаемые топлива до конца прогнозного периода останутся преобладающими в структуре мирового энергопотребления, хотя на горизонте 2050-2060 гг. это доминирование уже может быть утрачено (рис. 2.10).

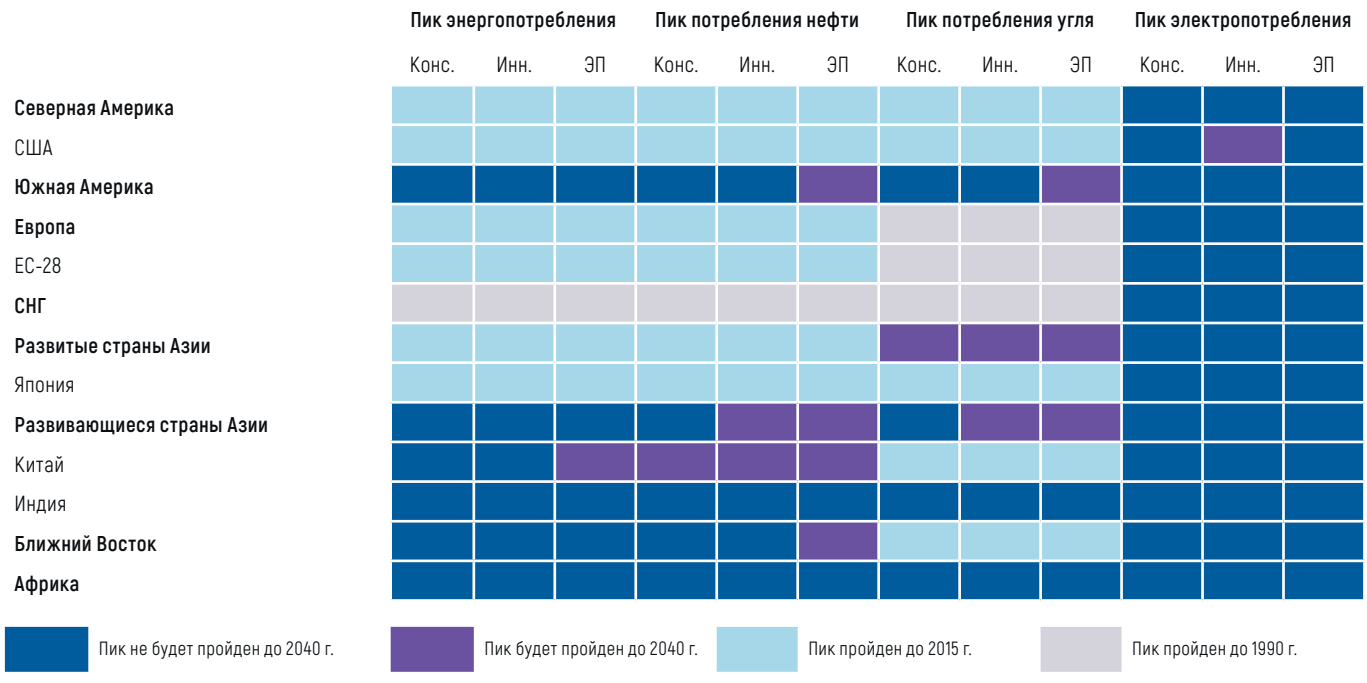
Мировой топливно-энергетический баланс продолжит диверсифицироваться, при этом во всех сценариях становится заметно начало энергоперехода к ВИЭ, однако различается скорость его наступления. К 2040 г. доля всех нетопливных источников энергии вырастет до 25-31 % с 19 % в 2015 г.

Рисунок 2.9 - Структура потребления первичной энергии по видам топлива в мире в 2015 и 2040 гг. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.10 - Пики энергопотребления по сценариям



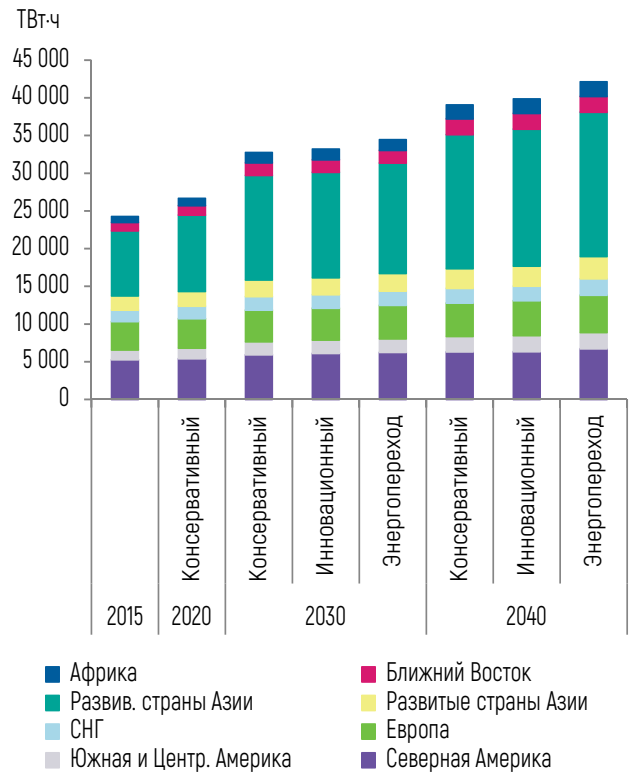
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Потребление электроэнергии

Углубление электрификации всех секторов потребления будет стимулировать опережающий спрос на электроэнергию во всех регионах для всех сценариев. Доля электроэнергии в мировом конечном потреблении энергии будет увеличиваться во всех регионах мира, даже в тех странах ОЭСР, где прогнозируется снижение потребления первичной энергии (рис. 2.11). Если за период с 1990 по 2015 гг. потребление увеличилось в 2,04 раз, то рост в 2015-2040 гг. ожидается несколько ниже - в 1,62-1,74 раза в зависимости от сценария. При этом основной рост потребления электроэнергии будет сконцентрирован в развивающихся странах Азии, на Ближнем Востоке и в Африке, где оно удвоится за рассматриваемый период. В абсолютном выражении основной прирост в 2015-2040 гг. (как и в 1990-2015 гг.) будет обеспечен развивающимися странами Азии.

Углубление электрификации всех секторов потребления будет стимулировать опережающий спрос на электроэнергию во всех регионах - в 1,62-1,74 раза к 2040 г. в зависимости от сценария.

Рисунок 2.11 - Сценарный прогноз потребления электроэнергии по регионам мира, ТВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН

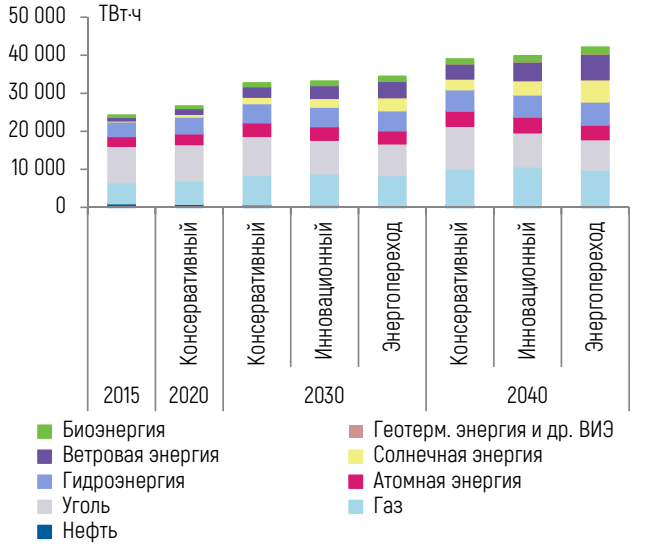
Производство электроэнергии по видам топлива

За период с 2015 по 2040 гг. в Консервативном сценарии электрогенерация увеличится на всех видах топлива (за исключением нефтепродуктов), а в Энергопереходе помимо этого снизится еще и производство электроэнергии с использованием угля (рис. 2.12). Наибольший рост в 2015-2040 гг. как в консервативном сценарии, так и в сценарии Энергоперехода, прогнозируется в электрогенерации на СЭС и ВЭС. В целом, все виды НВИЭ продемонстрируют самый высокий прирост как в процентном, так и в объемном выражении. Хорошие перспективы есть и у генерации на природном газе, которая в Консервативном сценарии за 2015-2040 гг. увеличится на 4028 ТВт·ч (в 1,7 раз), в Инновационном на 4768 ТВт·ч (в 1,9 раз), а в Энергопереходе - на 4074 ТВт·ч (в 1,7 раза).

В предстоящие годы электроэнергетический сектор станет средоточием происходящих в мировой энергетике трансформаций. Наиболее радикальные изменения будут происходить в структуре мировой генерации. Уголь радикально снизит свою роль в генерации: к 2040 г. в Консервативном сценарии его доля сократится с 39 % до 29 % - то есть уголь все еще останется важнейшим источником энергии, но будет быстро сдавать свои позиции. Доля природного газа немного увеличится с 23 % в 2015 г. до 23-26 % к 2040 г., но самые значительные перемены продемонстрируют НВИЭ. В период с 1990 по 2015 гг. уже наблюдался многократный - в 10 раз - рост в производстве электроэнергии с использованием НВИЭ (главным образом за счет роста солнечной и ветровой

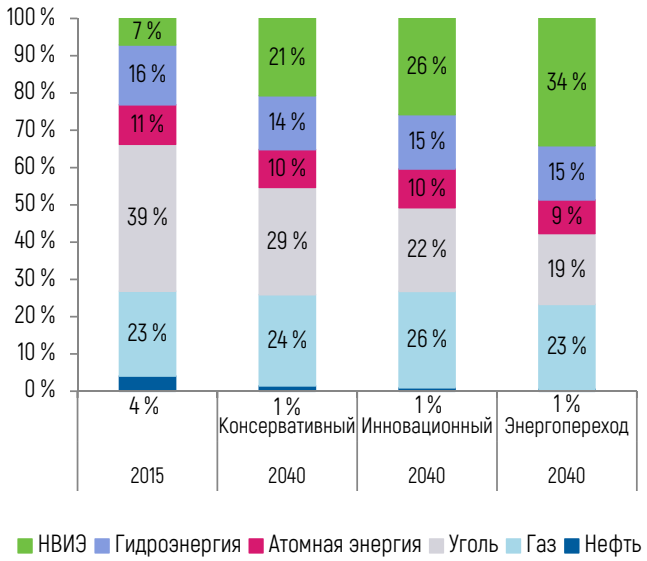
Сильнее всего к 2040 г. снизит свою роль в генерации уголь с 39 % в 2015 г. до 29 % в Консервативном сценарии и до 22 % в Энергопереходе. Доля природного газа слегка увеличится с 23 % в 2015 г. до 23-26 % к 2040 г., но самые значительные перемены продемонстрируют НВИЭ, которые нарастят свой вклад с 7 % в 2015 г. до 21-34 % к 2040 г. – это и есть наиболее важная характеристика происходящего глобального энергоперехода.

Рисунок 2.12 - Прогноз производства электроэнергии в мире по видам топлива для трех сценариев, ТВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН

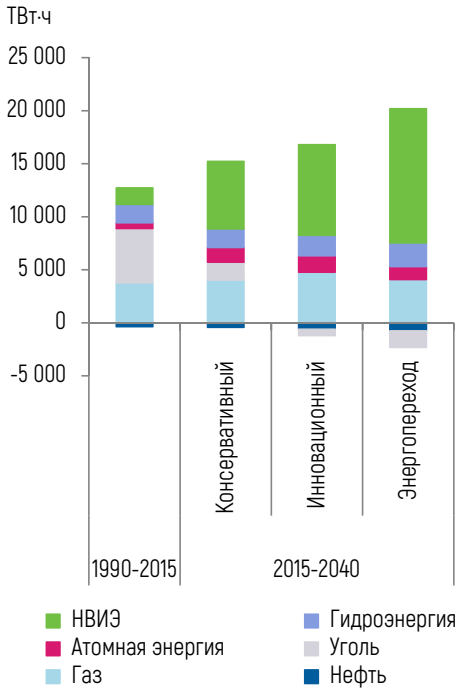
Рисунок 2.13 - Изменение структуры производства электроэнергии в мире по видам источников энергии, %



Источник: ИНЭИ РАН

генерации), но они росли с совсем низкой базы, и их суммарная доля к 2015 г. составляла всего 7 %. В период 2015-2040 гг. НВИЭ нарастят свою долю до 21-34 %, превратившись из маржинального источника электроэнергии в один из основных (рис. 2.13). Это и есть наиболее важная характеристика происходящего глобального энергоперехода. В абсолютном выражении наибольший прирост за прошедшую четверть века (1990-2015 гг.) показала угольная генерация (рис. 2.14). Однако в прогнозном периоде ситуация поменяется – во всех сценариях безусловным лидером по абсолютным объемам увеличения выработки будут НВИЭ. Помимо этого, будут идти и другие серьезные структурные сдвиги. Использование нефти в электроэнергетике в прогнозном периоде будет сокращаться во всех сценариях. Снижение атомной генерации в странах ОЭСР во всех сценариях будет с избытком перекрываться ростом выработки АЭС в развивающихся странах. А вот с угольной генерацией картина еще сложнее: в Консервативном сценарии снижение угольной генерации в странах ОЭСР будет с избытком перекрываться ростом выработки на данном виде топлива в развивающихся странах. В сценариях Инновационный и Энергопереход сокращение угольной генерации в развитых странах уже превысит ее прирост в развивающихся странах.

Рисунок 2.14 - Структура прироста производства электроэнергии по видам топлива, ТВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН

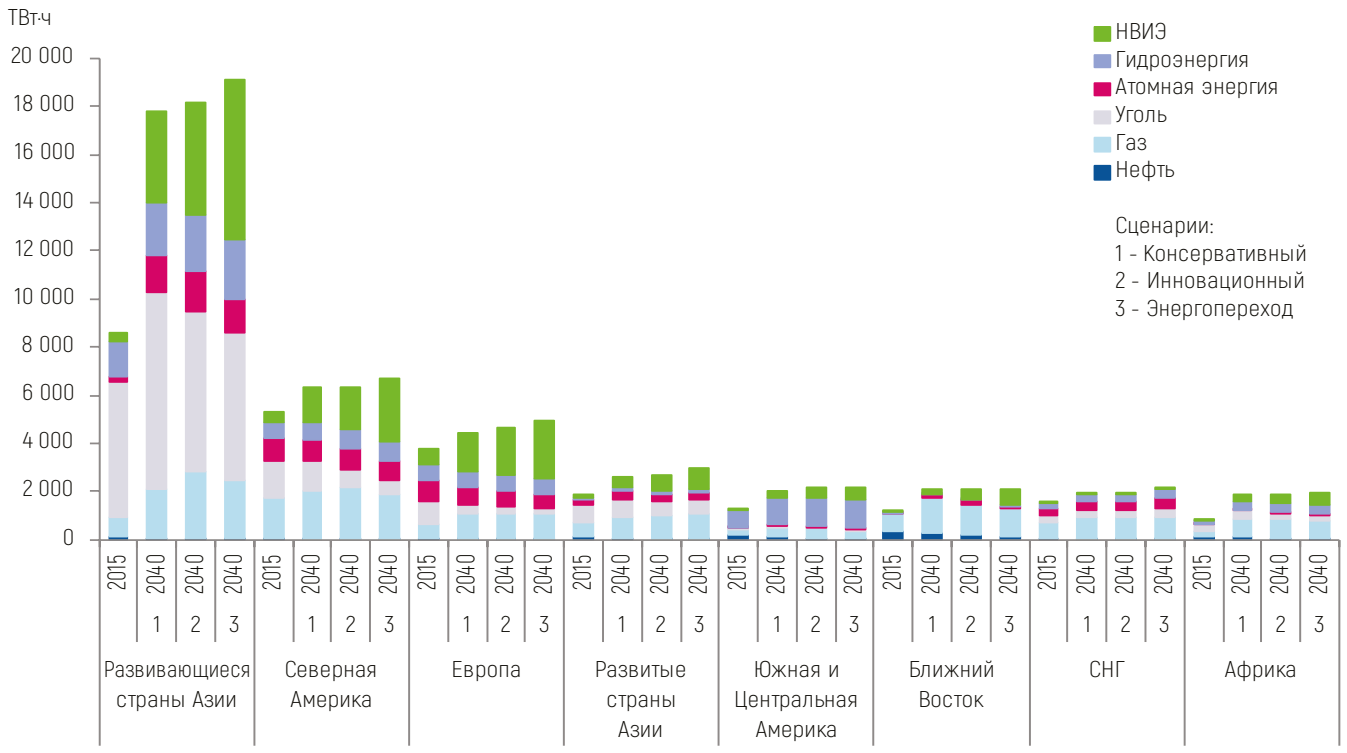
За прошедшую четверть века (1990-2015 гг.) наибольший прирост производства в абсолютном выражении показала угольная генерация. Однако в прогнозном периоде ситуация поменяется – во всех сценариях безусловным лидером по абсолютным объемам увеличения выработки будут НВИЭ.

Производство электроэнергии по регионам

Развитие электроэнергетики в региональном разрезе будет идти очень неоднородно. В прогнозном периоде до 2040 г. (рис. 2.15):

- наибольшие среди всех регионов объемы производства электроэнергии как в 2015 г., так и в 2040 г. будут демонстрировать развивающиеся страны Азии. Доминирующим топливом для электростанций останется уголь, но основную часть прироста генерации обеспечат НВИЭ;
- в Северной Америке лидерство сохранится за газовой генерацией, однако весь прирост выработки будет идти за счет НВИЭ;
- в Европе будет идти активное сокращение угольной генерации на фоне опережающего роста НВИЭ;
- в развитых странах Азии угольная генерация уступит газовой – и это также будет сопровождаться быстрым развитием НВИЭ;
- в Южной и Центральной Америке первое место сохранится за выработкой на гидроэлектростанциях;
- на Ближнем Востоке, в СНГ и в Африке наибольшей долей по-прежнему будет обладать газовая генерация.

Рисунок 2.15 - Структура производства электроэнергии по регионам и видам топлива в 2015 и в 2040 гг., ТВт·ч



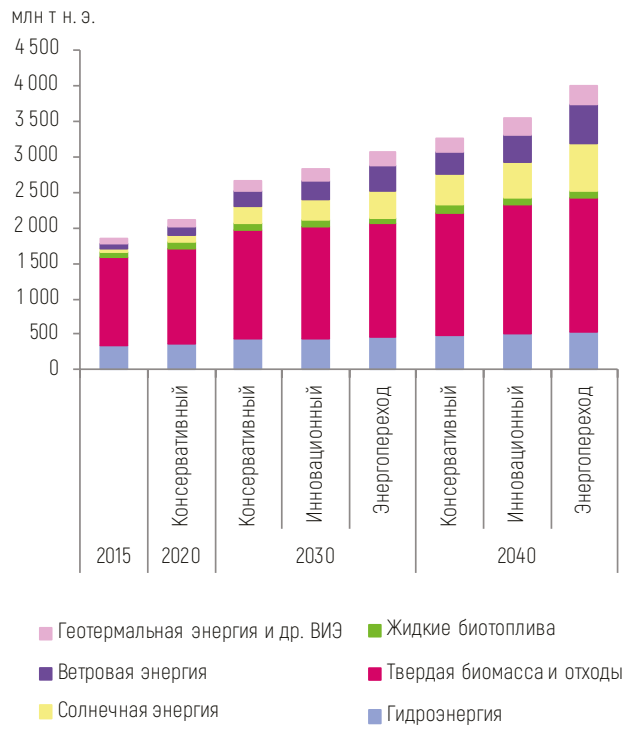
Источник: ИНЭИ РАН

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В сумме возобновляемые источники энергии[29] в настоящее время обеспечивают около 15 % мирового первичного энергопотребления, но при этом 13 % - это гидроэнергия и традиционная биомасса. Доля новых видов ВИЭ (НВИЭ - энергия солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.) пока составляет лишь 2 %, однако за последние 10 лет – с 2008 по 2018 гг. – они показали впечатляющую динамику развития: мощности ветроэнергетики выросли в 6 раз, а солнечной энергетики – в 8 раз. В перспективе до 2040 г. НВИЭ продемонстрируют самые высокие темпы роста среди всех рассматриваемых энергоресурсов – 6,3-8,3 % в год в зависимости от сценария - и именно с их дальнейшим развитием связаны самые серьезные трансформации мировой энергетики.

В период до 2040 г. потребление всех ВИЭ вырастет на 76-115 % (рис. 2.16), при этом во всех сценариях быстрее всего по темпам роста будут увеличиваться НВИЭ, а в абсолютном выражении наибольший прирост прогнозируется в потреблении твердой биомассы и отходов – они по-прежнему, как и сотни лет назад, остаются основой энергообеспечения в регионах энергетической бедности (рис. 2.16).

Рисунок 2.16 - Прогноз потребления ВИЭ по видам



Источник: ИНЭИ РАН

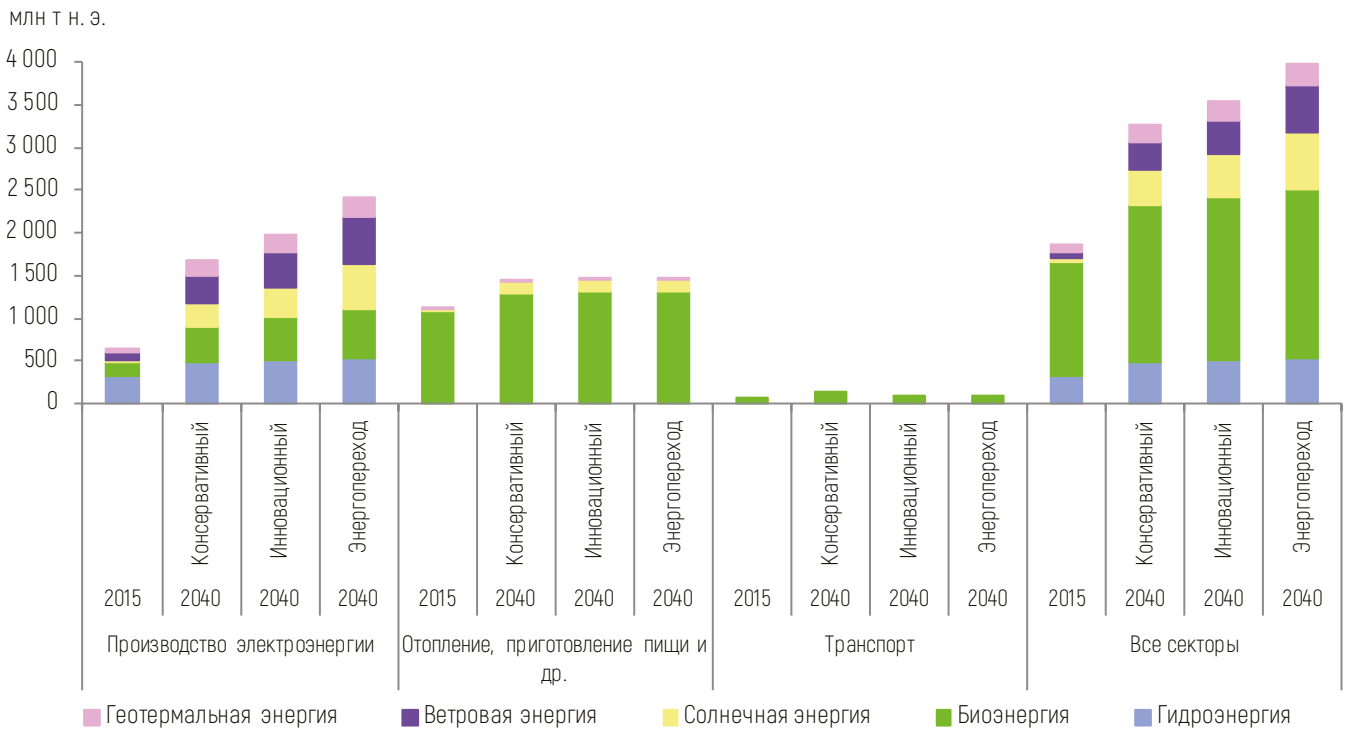
[29] В данном исследовании ВИЭ включают биоэнергию (жидкие биотоплива , древесину, пеллеты, отходы, биогаз), гидроэнергию, свалочный газ, энергию солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.

В настоящее время наибольшие объемы ВИЭ потребляются для отопления и приготовления пищи (в основном это биомасса), но к 2040 г. на первое место во всех сценариях выйдет использование ВИЭ для производства электроэнергии – за счет бурного развития НВИЭ (рис. 2.17). Во всех сценариях предполагается впечатляющий рост производства электроэнергии с использованием ВИЭ - в 2,5-3,7 раз за период 2015-2040 гг. – за счет многократного увеличения мощностей солнечной и ветрогенерации. В секторе отопления, приготовления пищи и др. снизится доля биоэнергии, составлявшей в 2015 г. 97 % в суммарном потреблении ВИЭ, за счет увеличения использования солнечной энергии. На транспорте прямое потребление ВИЭ (биотоплива) в сценарии Энергоперехода окажется даже ниже, чем в Консервативном, за счет вытеснения электромобилями, но при этом фактическое использование ВИЭ в транспортном секторе, если учитывать источники выработки электроэнергии, разумеется, будет выше в сценарии Энергоперехода.

В период до 2040 г. ВИЭ станут самым быстрорастущим источником энергии во всех сценариях, их потребление вырастет на 76-115 %.

Объемы ВИЭ, используемых для производства электроэнергии к 2040 г. возрастут в 2,5-3,7 раза, прежде всего, за счет многократного увеличения мощностей солнечной и ветровой генерации.

Рисунок 2.17 - Сценарный прогноз мирового потребления ВИЭ по видам топлива и секторам потребления в 2015, 2040 гг.



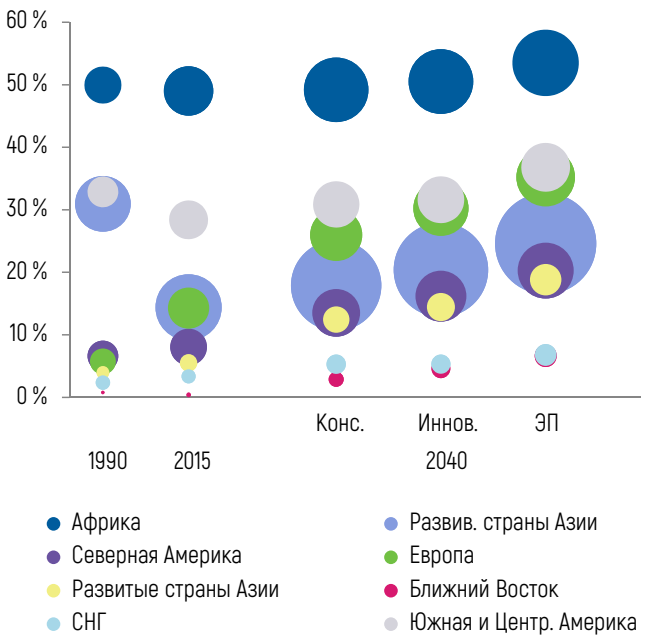
Источник: ИНЭИ РАН

В региональном разрезе в настоящее время наибольшая доля возобновляемых источников энергии в энергопотреблении – половина всей потребляемой в регионе энергии - наблюдается в Африке (в основном это традиционная биомасса), и эта ситуация сохранится до 2040 г. (рис. 2.18).

Значительное увеличение использования доли и объемов использования ВИЭ к 2040 г. прогнозируется в странах Европы. В результате к 2040 г. Европа, а также Южная и Центральная Америка примерно на треть будут удовлетворять свои потребности в энергии за счет ВИЭ. Страны Азии и Северная Америка повысят долю ВИЭ почти до 20 %. Только СНГ и страны Ближнего Востока, располагающие огромными запасами углеводородов, останутся на периферии этого процесса.

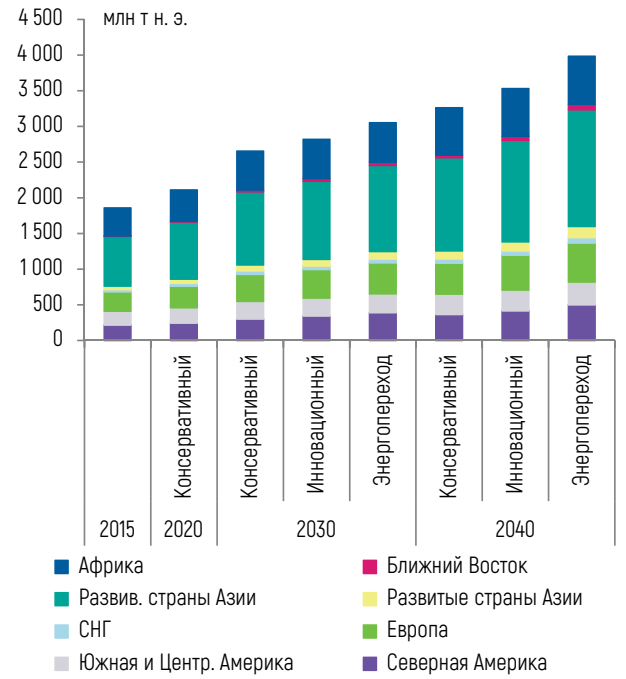
Рост абсолютных объемов потребления ВИЭ будет идти во всех регионах по всем сценариям. Если в 1990-2015 гг. наибольший рост потребления ВИЭ происходил в Европе, то в период до 2040 г. в Европе прогнозируется увеличение лишь в 1,6-1,8 раз, что обусловлено более высокой исходной базой для роста, а наибольший рост (в 11,5-17,4 раз) прогнозируется на Ближнем Востоке: постепенно даже в этом регионе растущие НВИЭ начинают вытеснять углеводородное топливо (рис. 2.19).

Рисунок 2.18 - Доля ВИЭ в первичном энергопотреблении регионов (левая шкала) и объемы потребления ВИЭ (размер круга), млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.19 - Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира, млн т н. э.

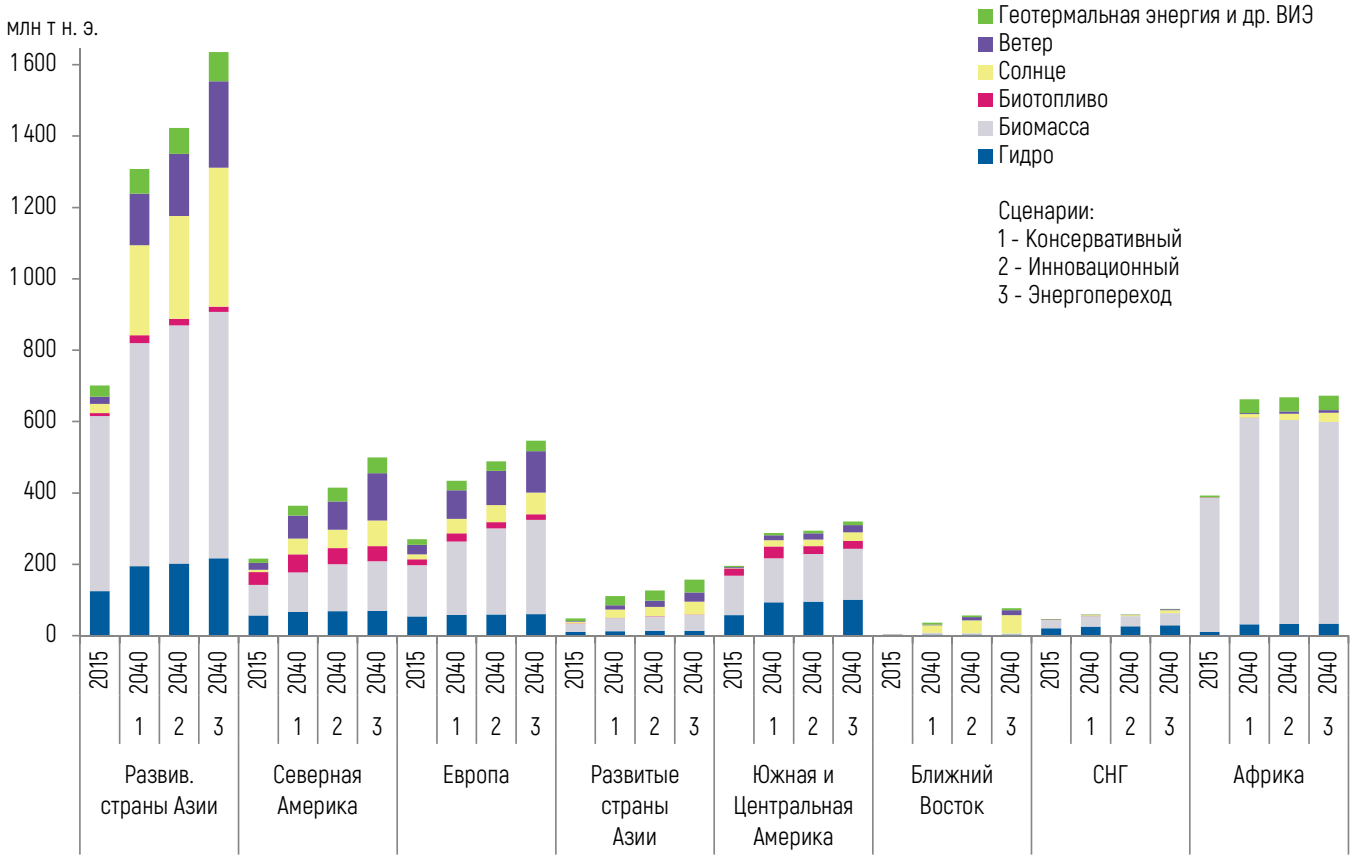


Источник: ИНЭИ РАН

В абсолютном выражении самые значительные объемы увеличения ВИЭ за период с 2015 по 2040 гг. будут наблюдаться в развивающихся странах Азии, главным образом – в Китае и Индии, причем в значительной мере – за счет НВИЭ (рис. 2.20). Использование в регионе твердой биомассы и отходов также будет существенно увеличиваться. И в развивающихся странах Азии, и в Африке все большую роль будут играть не только централизованные, но и распределенные ВИЭ.

К 2040 г. существенно увеличится использование НВИЭ в производстве электроэнергии и тепла во всех регионах, меньшими темпами будет расти потребление жидких и твердых биотоплив.

Рисунок 2.20 - Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира в 2015 и 2040 гг. по сценариям, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

Image by adege from Pixabay

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В период начального развития атомной энергетики многие специалисты предполагали, что в будущем она станет ключевым источником энергоснабжения в мире. Но эти надежды не оправдались, по состоянию на 2015 г. ее доля в мировом производстве электроэнергии составила только 10,6 %. В меняющихся рыночных условиях с сохраняющейся неопределенностью относительно спроса и параметров межтопливной конкуренции, включая цены на энергоресурсы, многие игроки не торопятся вкладывать инвестиции в сложные дорогостоящие проекты с длительными сроками окупаемости, к которым относится и атомная энергетика. В ряде стран сохраняется высокая озабоченность относительно безопасности производства атомной энергии. Все это приводит к заметной корректировке планов по развитию атомной энергетики.

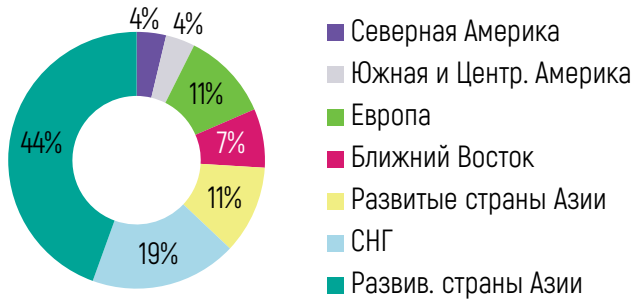
В перспективе до 2040 г. рост мирового производства на АЭС будет отставать от темпов прироста электропотребления, и к 2040 г. доля атомной энергии снизится примерно до 10 %. В странах ОЭСР ожидается падение доли АЭС в производстве электроэнергии с 18 % в 2015 г. до 12,6–13,4 % к 2040 г. в зависимости от сценария. Основной прирост мощностей АЭС в перспективе до 2040 г. ожидается в развивающихся странах, где на фоне быстрого роста энергопотребления атомная энергетика по-прежнему рассматривается как один из привлекательных вариантов его обеспечения. Немаловажным фактором, склоняющим ряд стран в пользу атомной энергетики, является их стремление получить соответствующие технологии и развить собственную научно-производственную экспертизу, а также сама их централизованная регуляторная система, позволяющая осуществлять финансирование столь сложных в чисто рыночных условиях атомных проектов.

В условиях рыночной неопределенности, снизившихся цен на ископаемые топлива, развития технологий и сокращения затрат в возобновляемой энергетике, многие участники рынка не торопятся вкладывать деньги в крупные дорогостоящие атомные проекты с длительными сроками окупаемости, которые сложно разместить на стагнирующем рынке и сложно окупить в рамках большинства действующих рыночных моделей.

По состоянию на июнь 2019 г. в 18 странах строится 54 атомных энергоблока общей установленной мощностью 55 ГВт. 44 % из них сооружается в развивающихся странах Азии (рис. 2.21), из них на Китай и Индию приходится 18 реакторов.

При этом во многих странах, активно строивших АЭС в предыдущем столетии, достаточно остро стоит вопрос с окончанием сроков эксплуатации энергоблоков, которые, как правило, составляют 40 лет. Из 451 действующего в мире энергоблока 91 уже эксплуатируется более 40 лет (рис. 2.22). В результате по все большему числу энергоблоков принимаются решения о продлении сроков их службы до 60 лет, а в США уже планируется в 2020 г. подача первых заявок об увеличении срока эксплуатации реакторов до 80 лет. Однако, несмотря на принимаемые решения по продлению, к 2040 г. в любом случае предстоит вывод более половины ныне действующих атомных мощностей, которые не во всех регионах будут компенсированы вводом новых блоков.

Рисунок 2.21 - Доли строящихся энергоблоков по регионам мира по состоянию на июнь 2019 г.



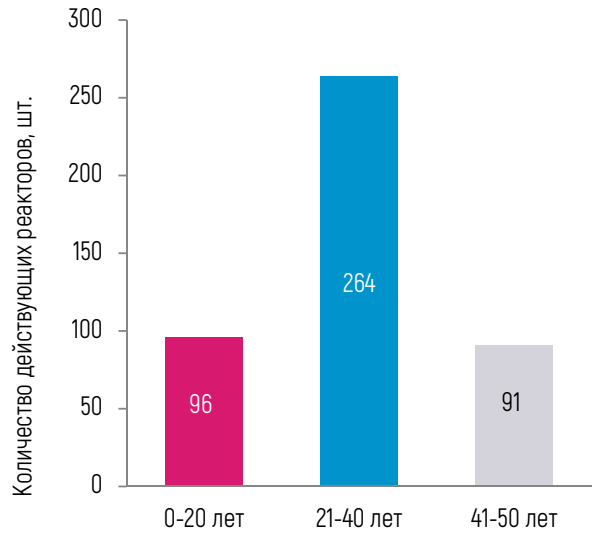
Источник: база PRIS, июнь 2019 г.

На протяжении нескольких лет наблюдается существенная корректировка страновых стратегий по развитию атомной энергетики. Растет число стран, планирующих сокращать количество энергоблоков и объемы производства электроэнергии на них. Но остается и много желающих ввести в эксплуатацию первые АЭС на своей территории.

Целый ряд стран принимают решения по отказу от планов развития атомной энергетики, отмене дорогостоящих проектов строительства атомных блоков или переносу сроков ввода реакторов. Причины самые разнообразные: ухудшение экономической ситуации и неприемлемо высокий уровень расходов на реализацию проектов сооружения АЭС, смена правительств, отсутствие дефицита электроэнергии, доступность более дешевых угля и газа и т. д. А стремление оптимизировать затраты в сочетании с технологическим прогрессом и возможностями модернизации позволяют продлевать лицензии на эксплуатацию АЭС. В результате в 2017–2018 гг. отмечалась существенная корректировка программ различных стран в области атомной энергетики – заметно расширилось количество стран, планирующих снижать роль атомной энергетики, но остается и много желающих начать на своей территории использование атомной энергии (рис. 2.23).

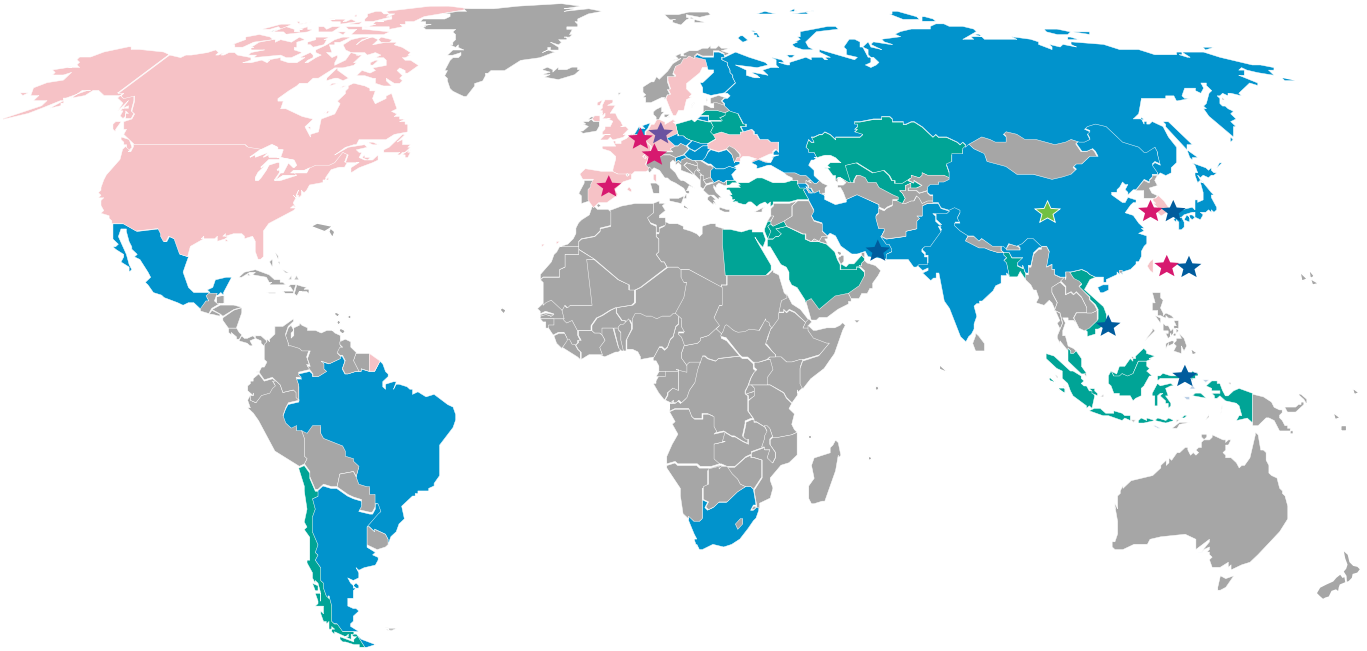
С учетом этих разнонаправленных трендов, мировые установленные мощности АЭС в зависимости от сценария вырастут по сравнению с 2015 г. на 45–51 % к 2040 г., преимущественно за счет развивающихся стран.

Рисунок 2.22 - Возраст действующих в мире энергоблоков по состоянию на июнь 2019 г.



Источник: ИНЭИ РАН по данным базы PRIS, июнь 2019 г.

Рисунок 2.23 - Решения по использованию атомных мощностей по странам мира и оценки изменения мощностей



- Закрытие АЭС до окончания 40-летнего срока службы
- Постепенный отказ от АЭС (в стране есть АЭС, отказ от строительства новых блоков, действующие закрываются без продления)
- Пересмотр в 2016-2018 гг. прежних планов и оценок в сторону сокращения использования атомной энергии
- Пересмотр в 2016-2018 гг. прежних планов и оценок в сторону увеличения использования атомной энергии
- Сокращение действующих атомных мощностей
- Рост действующих атомных мощностей
- Ввод первых в стране АЭС Появление мощностей в странах, где на 01.01.2019 г. не было АЭС

Источник: ИНЭИ РАН

К 2035 г. производство электроэнергии на АЭС развивающихся стран будет выше, чем в развитых.

Уже к 2035 г., согласно проведенным расчетам, выработка электроэнергии на АЭС в развивающихся странах превысит производство атомной энергии в странах ОЭСР (рис. 2.24). В странах ОЭСР стабилизация и снижение мощностей АЭС отчасти будут компенсированы повышением эффективности работы станций за счет модернизации оборудования на действующих блоках и оптимизации режимов работы в сети. За исключением Северной Америки и Европы, остальные регионы демонстрируют рост производства атомной энергии. Существенное увеличение выработки электроэнергии на АЭС предполагается в развивающихся странах Азии и Ближнего Востока.

При этом развитие возобновляемой энергетики ставит новые вызовы и перед атомной энергетикой. Раньше работа в базовых режимах была для АЭС стандартным условием, т. к. генерация на ископаемых топливах позволяла покрывать всю неравномерность нагрузки. Но по мере увеличения мощностей ВИЭ все острее встает

Рисунок 2.24 - Производство электроэнергии на АЭС по регионам

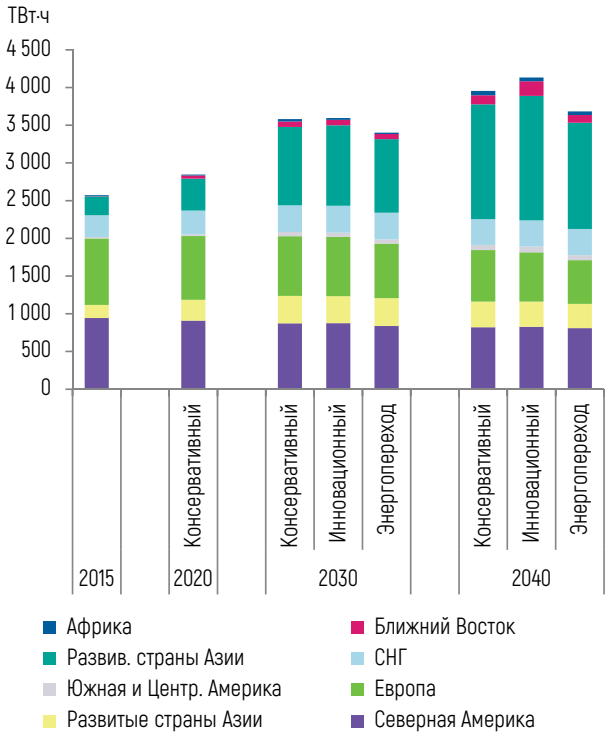
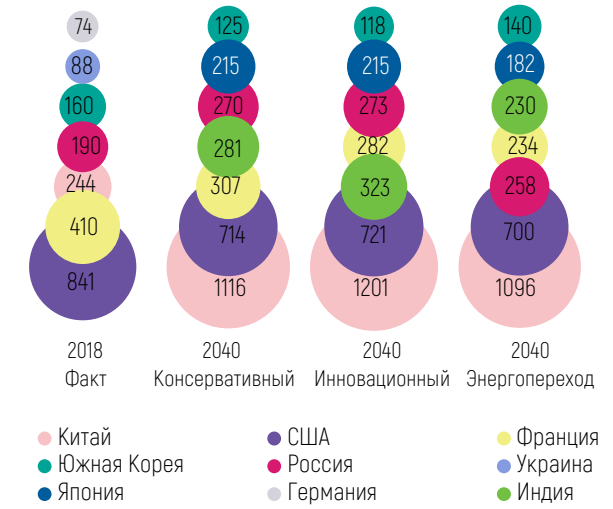


Рисунок 2.25 - Крупнейшие страны в мире по выработке электроэнергии на АЭС в 2018 г. и по сценариям в 2040 г., объемы выработки в ТВт·ч (размер круга)



Источник рис.2.24 и рис.2.25: ИНЭИ РАН

вопрос маневренности АЭС. Самый безопасный, но достаточно затратный способ решения проблемы – использование внешних накопителей энергии. Альтернатива – изменение нагрузки самих энергоблоков, что на практике возможно, причем различными способами, но ставит дополнительные вопросы в части безопасности, долговечности работы и экономической окупаемости.

Пересмотр энергополитик стран и планов компаний ведет к изменению позиций среди страновых лидеров (рис. 2.25). В частности, Южная Корея и Франция существенно сокращают использование атомной энергии. Китай становится к 2040 г. лидером по производству электроэнергии на АЭС.

Наибольшие объемы прироста мощностей АЭС ожидаются в Китае и Индии.

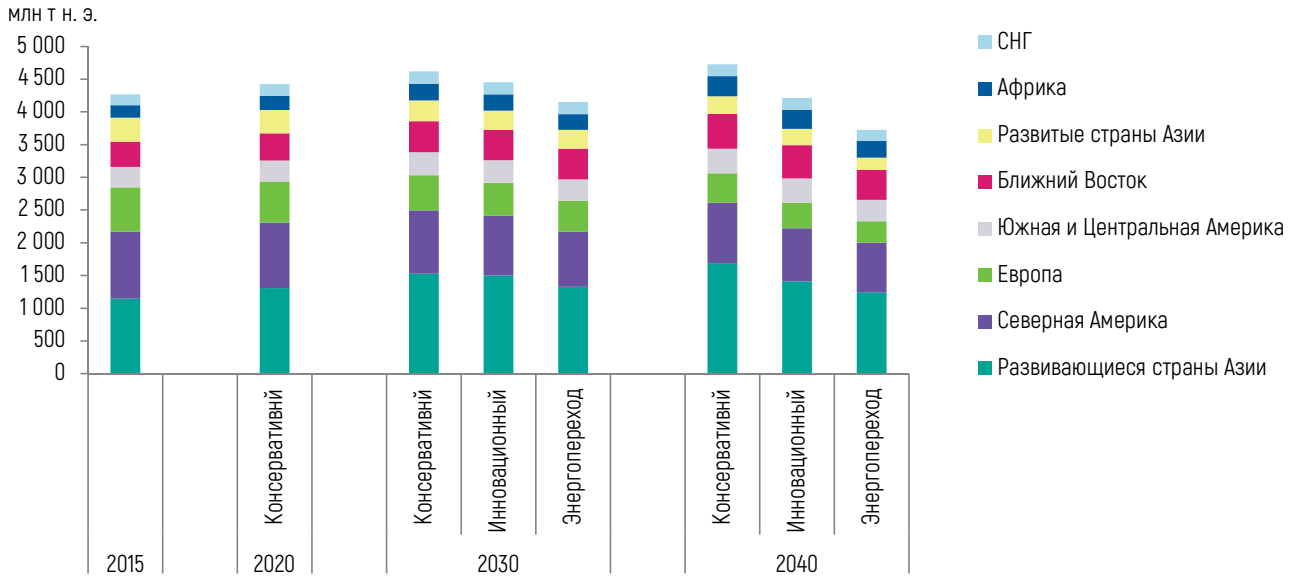
РЫНОК ЖИДКИХ ТОПЛИВ

Спрос на жидкие топлива

Перспективы спроса на жидкие топлива (к которым кроме нефтепродуктов относятся биотоплива, топлива, произведённые из угля (CTL) и природного газа (GTL)) - один из наиболее дискуссионных аспектов будущего развития мировой энергетики. Этот показатель чрезвычайно чувствителен к сценарным условиям.

В Консервативном сценарии к 2040 г. спрос на жидкие топлива вырастет на 11 % по сравнению с 2018 г. Напротив, в сценариях Инновационном и Энергопереход «пик спроса» на жидкие топлива наступит уже к 2026 г. и 2021 г. соответственно, а к 2040 г. спрос сократится на 2 % и 13 % от текущих значений (рис. 2.26).

Рисунок 2.26 - Сценарный прогноз спроса на жидкие топлива по регионам мира, млн т н. э.



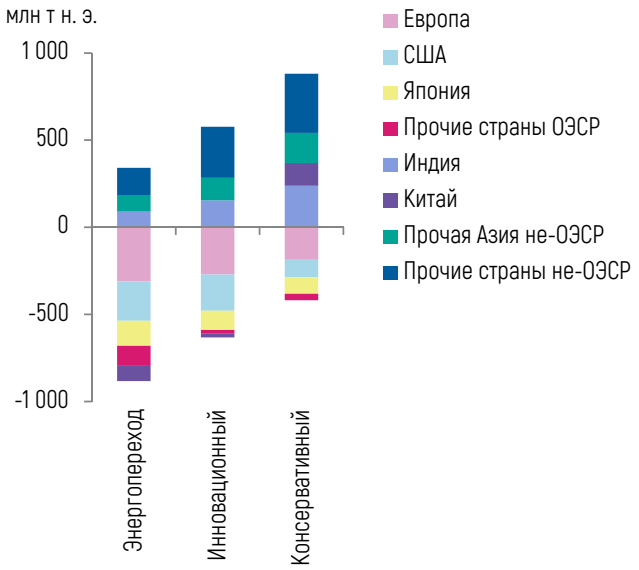
Источник: ИНЭИ РАН

В перспективе до 2040 г. прирост мирового спроса на жидкие топлива во всех сценариях ожидается на рынках стран не-ОЭСР, в первую очередь – в странах Африки, Ближнего Востока, Южной Америки, Азии. При этом важно отметить, что из трех сценариев только в Консервативном прирост спроса в странах не-ОЭСР превысит снижение этого показателя в странах ОЭСР, что приведет к общему росту мирового потребления, а в сценарии Энергоперехода падение совокупной мировой потребности в жидких топливах становится неизбежным (рис. 2.27).

Страны развивающейся Азии во всех сценариях обеспечивают основной прирост спроса на жидкие топлива, но уже в Инновационном сценарии некоторые из них, включая Китай, проходят «пик спроса» и снижают к 2040 г. уровень потребления от значений 2018 г. В результате в Консервативном сценарии рост спроса в регионе составит 47 %, а в сценарии Энергопереход всего 8 %. Столь значительная разница между сценариями обусловлена, в первую очередь, разными предпосылками о скорости трансфера технологий, направленных на повышение энергоэффективности транспортного сектора, и предположениями о локализации производства электромобилей непосредственно на территории этих стран, дополнительно стимулируемой направленной на декарбонизацию энергополитикой (табл. 2.3).

В Консервативном сценарии прирост мирового спроса обеспечивают развивающиеся экономики, однако уже в Инновационном сценарии этого недостаточно для компенсации падения потребления в развитых странах, а параметры Энергоперехода и вовсе приводят к снижению мирового спроса на жидкие топлива.

Рисунок 2.27 - Изменение спроса на жидкие топлива по крупнейшим странам и регионам мира в 2015-2040 гг. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Сроки прохождения миром «пика спроса» на жидкие углеводороды определяются тремя факторами:

- скоростью НТП, которая выражается как в повышении эффективности потребления нефтепродуктов (в первую очередь, в части снижения средних удельных расходов топлива на транспорте), так и в расширении использования альтернатив не только на транспорте, но и в других секторах потребления – в химической промышленности, генерации, коммунально-бытовом секторе;
- скоростью трансфера по странам наиболее эффективных инновационных решений;
- приоритетами национальных энергополитик, включая стратегический выбор отдельных стран между нефтяными или альтернативными топливами.

Таблица 2.3 - Спрос на жидкие топлива по странам и регионам мира, млн т н. э.

	2015	2020	2030			2040		
		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	**1021**	**1009**	**964**	**915**	**840**	**923**	**813**	**761**
Канада	95	95	89	88	85	89	86	71
Мексика	95	97	100	105	90	103	105	86
США	830	818	775	722	665	731	622	603
Южная и Центральная Америка	**310**	**323**	**350**	**346**	**331**	**376**	**370**	**329**
Бразилия	125	129	136	134	125	140	137	119
Венесуэла	34	36	40	39	39	50	48	43
Европа	**678**	**631**	**539**	**504**	**470**	**448**	**391**	**325**
ЕС-28	604	557	469	440	411	384	336	274
Страны СНГ	**168**	**184**	**187**	**185**	**184**	**184**	**181**	**169**
Казахстан	16	15	15	14	13	14	13	10
Россия	115	131	134	134	132	140	138	128
Развитые страны Азии	**367**	**360**	**316**	**292**	**290**	**272**	**248**	**181**
Япония	195	179	136	117	126	100	85	52
Развивающиеся страны Азии	1149	1290	1530	1499	1330	1691	1409	1242
Китай	569	644	714	712	609	700	545	477
Индия	212	244	341	317	275	450	367	302
Ближний Восток	**385**	**422**	**477**	**470**	**464**	**530**	**508**	**461**
Африка	**190**	**212**	**254**	**251**	**241**	**305**	**292**	**257**
Мир	**4268**	**4331**	**4617**	**4462**	**4150**	**4729**	**4212**	**3725**

Источник: ИНЭИ РАН

Потребление в транспортном секторе

Транспортный сектор, на который в 2016 г. приходилось 60 % от мирового спроса на жидкие топлива, к 2040 г. будет по-прежнему доминировать в секторальном разрезе спроса на жидкие топлива (69-73 % от общего объема в зависимости от сценария). Вырастет в общем объеме спроса на нефть и доля нефтехимического сектора, с 12 % в 2016 г. до 16-19 % к 2040 г. (в зависимости от сценария), но здесь понижающее давление на спрос будет оказываться как политическими ограничениями на использование пластиков, так и межтопливной конкуренцией, в первую очередь со стороны газохимических производств. В прочих секторах нефть проигрывает межтопливную конкуренцию: к 2040 г. снижается как доля этих секторов в общем объеме спроса на нефть и нефтепродукты, так и объемы потребления жидких топлив в них.

Расширение потребности в использовании транспорта, предъявляемое в первую очередь развивающимися странами мира, обеспечит рост спроса на энергию для транспортного сектора (в текущих технологических параметрах) на 1,5 млрд т н. э. При этом рост энергетической эффективности транспортных средств, стимулируемый вводом новых топливных стандартов по всему миру и достигаемый за счет масштабного внедрения современных ДВС, композитных материалов, цифровых систем, приведет к сокращению потенциального спроса в Консервативном сценарии на 600 млн т н. э., а межтопливная конкуренция, в первую очередь с набирающими популярность электромобилями[30], обеспечит дополнительное вытеснение 270 млн т жидких топлив.

В Инновационном сценарии, который подразумевает ускоренный трансфер технологий производства электрического и гибридного транспорта и ускорение прогресса в сфере удешевления батарей, рост топливной эффективности по сравнению с Консервативным сценарием обеспечивает вытеснение еще 300 млн т н. э. энергии транспортного сектора, а межтопливное переключение снижает потенциальные объемы спроса на жидкие топлива еще на 360 млн т н. э., что выводит совокупное потребление нефтепродуктов в транспортном секторе на отметку ниже уровня 2015 г.

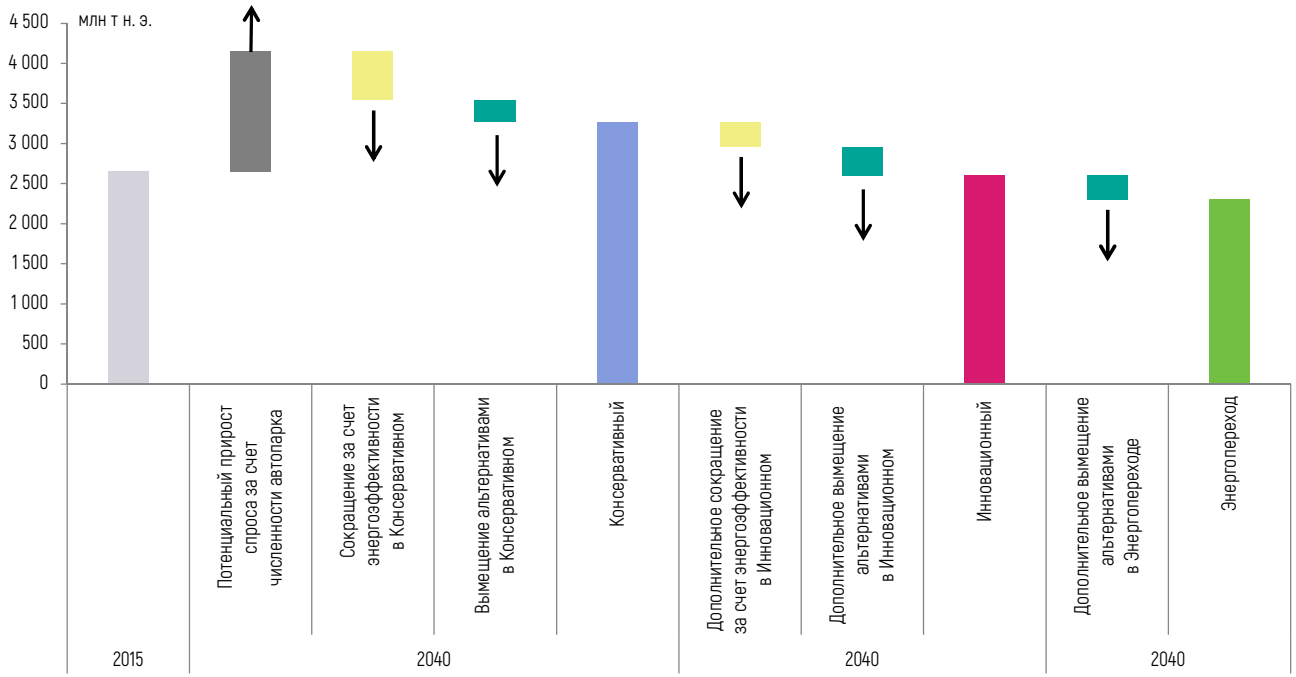
В сценарии Энергопереход, который подразумевает в дополнение к технологическому прогрессу Инновационного сценария более жесткие требования госэнергополитики в сфере декарбонизации, в том числе в развивающихся странах, спрос на жидкие топлива в транспортном секторе за счет замещения экологичными альтернативами снижается еще на 295 млн т н. э. Суммарный спрос на нефтепродукты при этом сокращается почти на 350 млн т н. э. от уровней 2015 г. (рис. 2.28)

> Рост энергетической эффективности транспортных средств к 2040 г. уже в Консервативном сценарии обеспечивает сокращение спроса на жидкие виды топлива в транспортном секторе на 600 млн т н. э. по сравнению с текущими трендами, что соразмерно современной добыче нефти в Саудовской Аравии. В Инновационном сценарии это влияние энергоэффективности увеличивается в полтора раза – до 900 млн т н. э. А сверх этого переключение на альтернативные топлива обеспечивает к 2040 г. вытеснение еще от 300 до 925 млн т н. э. нефти в зависимости от сценария.

Конкуренция электромобилей с традиционным транспортом, использующим ДВС, становится одним из ключевых факторов формирования топливной корзины сектора дорожной транспортировки, во многом определяя все дальнейшее развитие мирового рынка нефти и нефтепродуктов. В использовании электромобили экологичнее ДВС, имеют лучшую динамику разгона и плавность хода, что привлекает широкого потребителя к при-

[30] Под электротранспортом в настоящей работе понимаются полностью заряжаемые автомобили или заряжаемые гибриды, а также транспорт, использующий для приведения в движение электромоторов энергию водородных топливных ячеек. При этом гибридизация автопарка, не подразумевающая зарядку батареи от внешней сети (в силу того, что она не отменяет, а лишь снижает расход нефтепродуктов или других жидких топлив), рассматривается как один из инструментов повышения топливной эффективности ДВС.

Рисунок 2.28 - Процесс формирования спроса на жидкие топлива в транспортном секторе



Источник: ИНЭИ РАН

обретению подобного вида транспорта. Как правило, и стоимость заряда электроэнергией оказывается заметно ниже цен нефтепродуктов. При этом активно развивается сервисная и зарядная инфраструктура, электромобиль становится дешевым и доступным в обслуживании. Однако, безусловно, всего этого было бы недостаточно, если бы электрические транспортные средства стоили кратно дороже своих бензиновых собратьев. К 2019 г. за счет накопленного прогресса в сфере удешевления батарей и масштабного субсидирования приобретения электротранспорта, приведенные среднегодовые стоимости владения электромобилем в США и Европе уже оказываются чуть меньше аналогичного показателя для автомобиля с ДВС, стимулируя переключение потребителей на этот вид транспорта. Но настоящая революция произошла в Китае. Полная локализация производства электромобилей внутри страны в сочетании с отменой для электротранспорта платы за регистрацию, которая зачастую удваивает для китайского резидента стоимость приобретения традиционного авто, привели к тому, что стоимость владения электрическим транспортом оказалась почти вдвое меньшей, чем для машин на ДВС.

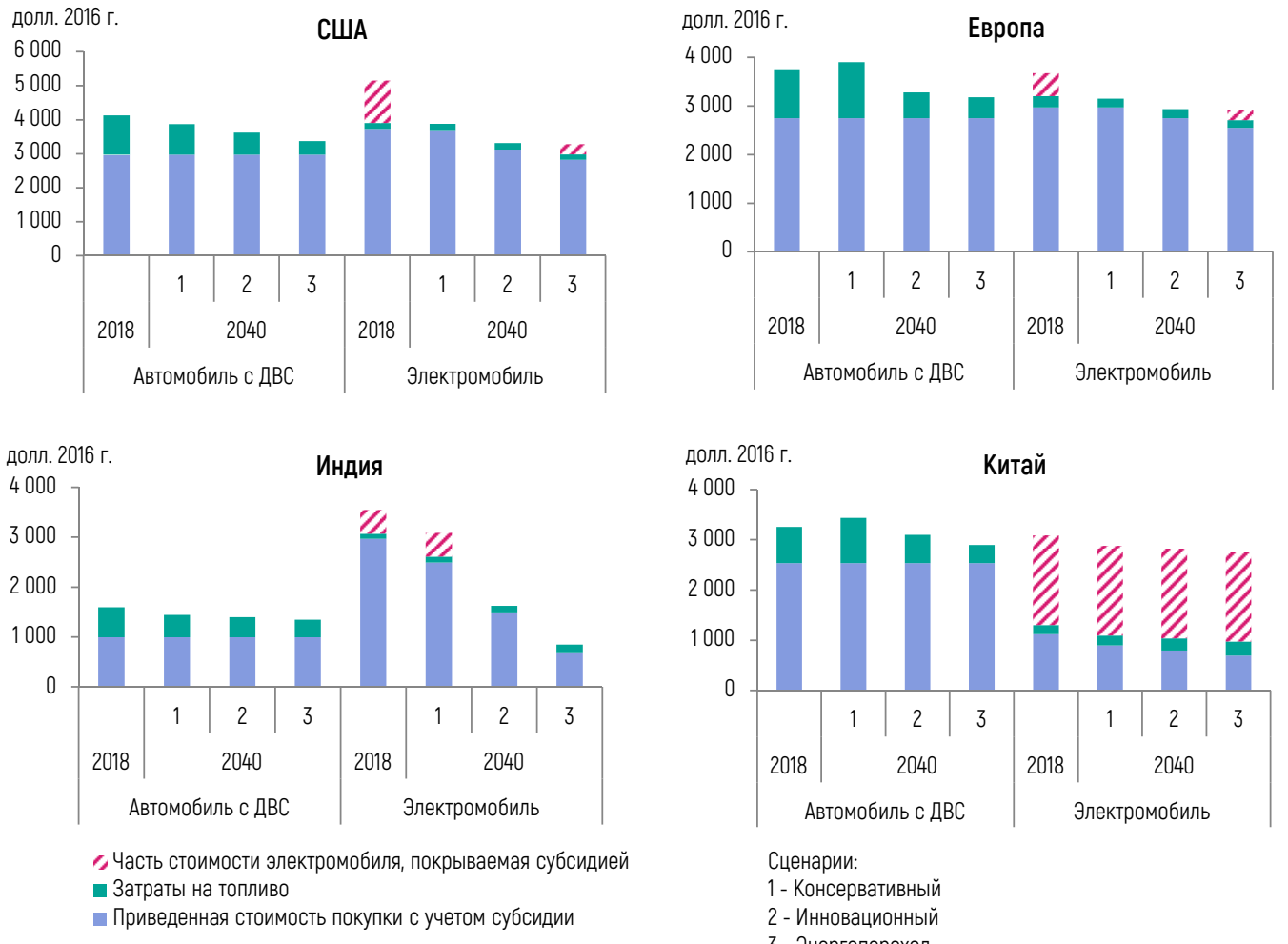
Ключевой вопрос к дальнейшей динамике роста численности электротранспорта – насколько быстро будет достигнут паритет в стоимостях владения в развивающихся странах Азии? Индикативной здесь является Индия, где по состоянию на 2018 г. отсутствует масштабное локализованное производство электромашин, но производятся очень дешевые собственные автомобили с ДВС. На уровне сценарной предпосылки в Консервативном сценарии трансфера технологий производства электротранспорта в подобные страны не происходит, а импортные машины не способны конкурировать с дешевыми локальными аналогами на бензине и дизеле в массовом сегменте. В Инновационном сценарии трансфер ограничен, и к 2040 г. производство в этих странах не успевает масштабироваться в достаточной степени для осуществления полноценной конкуренции с традиционными машинами. Только в сценарии Энергопереход происходит полноценная быстрая локализация производства электромобилей в Индии и прочих развивающихся странах Азии (рис. 2.29).

Заложенные в Прогнозе удешевление и локализация технологий производства электромобилей приводят к тому, что в Консервативном сценарии численность их мирового парка (включая электробусы) достигает 250 млн шт. к 2040 г. (12 % от мирового авторынка). В Инновационном сценарии и в Энергопереходе численность электромобилей в зависимости от сценария достигает к 2040 г. 410-600 млн шт., или 21-32 % от мирового автопарка (Раздел 1, рис. 1.2).

Важно понимать, что электротранспорт не ограничивается только четырехколесными легковыми автомобиля-

К настоящему времени приведенная среднегодовая стоимость владения электромобилем в США, Европе и Китае уже ниже аналогичного показателя для автомобиля с ДВС, что стимулирует переключение потребителей на этот вид транспорта. В перспективе скорость распространения электромобилей будет в первую очередь зависеть от скорости трансфера технологий производства электротранспорта и достижения паритета в стоимости владения в развивающихся странах Азии.

Рисунок 2.29 - Средние приведённые стоимости владения автомобилями на различных видах топлива



Источник: ИНЭИ РАН

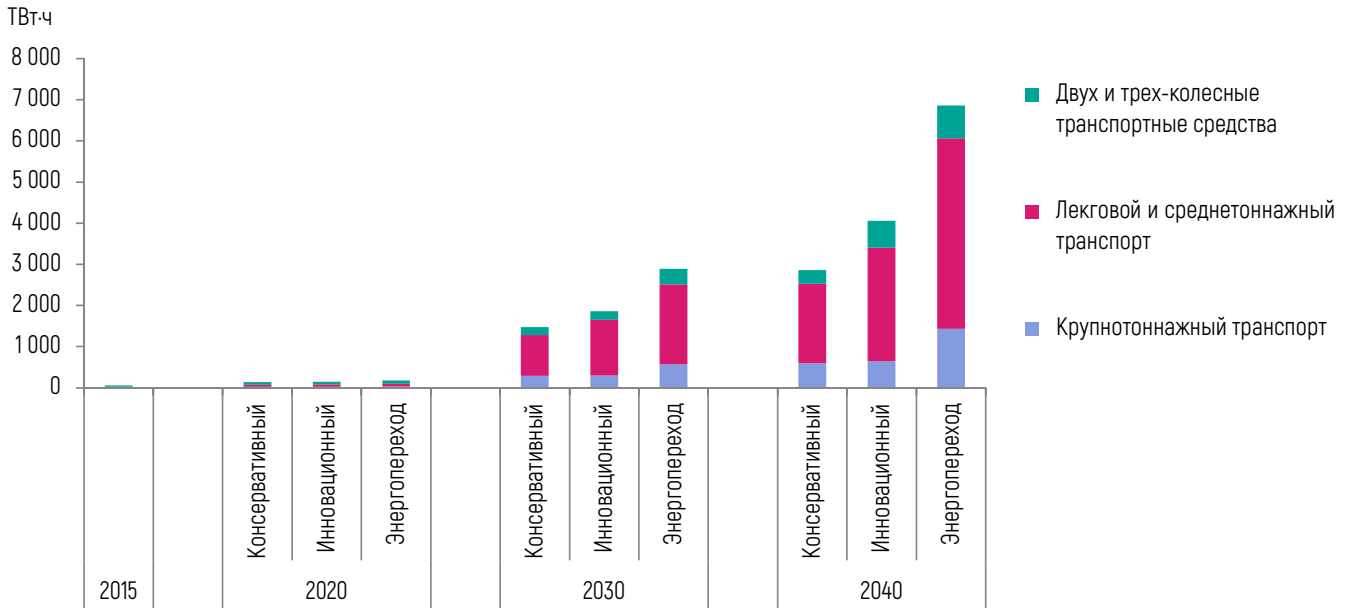
ми. Так, тихая электрическая революция уже произошла в сегменте двух и трехколесного легкомоторного автотранспорта, который в отдельных азиатских странах, например, в Китае и Индии, занимает существенную (23 % и 11 % соответственно) долю от потребления энергии в транспортном секторе. Здесь транспортные средства на электротяге уже без всяких субсидий стали полностью конкурентоспособны с традиционными мопедами и мотоциклами по стоимости приобретения.

Если число новых продаваемых электромобилей в 2018 г. едва достигло отметки в 2 млн шт. по миру, что составляет примерно 2,5 % от общего объема продаж автомобилей, то число продаваемых электромопедов еще в 2017 г. превысило отметку в 30 млн шт. и составило 30 % от числа новых продаваемых в мире двух и трехколесных транспортных средств. Конечно, удельное энергопотребление каждого отдельного мотоцикла до 10 раз меньше среднего электрокара, однако, учитывая их огромную численность, особенно в странах развивающейся Азии, они обеспечивают весьма весомую долю в общем объеме потребления электроэнергии транспортом (рис. 2.30).

Рост конкурентоспособности электротранспорта, и, как следствие, его доли в общем парке транспортных средств, влияет не только на потребление нефтепродуктов, но и на перспективы потребления других альтернативных видов топлива. Так, к примеру, в перспективе до 2040 г. сдержанными темпами увеличиваются по миру объемы потребления газомоторного топлива - ГМТ (в виде компримированного и сжиженного газа), несмотря на то, что уже на данном этапе технологического развития оно полностью конкурентоспособно в большинстве регионов мира по стоимости владения автомобилем с традиционными нефтяными топливами. Одна из

Двух и трехколесные средства на электротяге к 2019 г. уже полностью конкурентоспособны с традиционными мопедами и мотоциклами по стоимости приобретения и дешевле по стоимости владения, при этом более 30 % новых мировых продаж двух- и трехколесного транспорта приходится именно на электрический сегмент.

Рисунок 2.30 - Структура потребления электроэнергии по видам транспорта по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

основных причин - ограниченность инфрструктуры, особенно АГНКС (автогазонаполнительных станций), которые часто оказываются существенно дороже обычных АЗС, или зарядок для электромобилей, особенно в тех странах, где сеть магистральных газопроводов развита сравнительно слабо и строительство газонаполнительной станции требует прокладки отвода от газопровода. Фактически, будущий объем рынка для таких топлив определяется преимущественно уровнем госполитики и наличием инструментов поддержки. Те страны, которые готовы софинансировать создание инфраструктуры для газомоторного транспорта и обеспечивать инструменты поддержки производства, смогут обеспечить развитие данного сектора. Но там, где основным приоритетом энергополитики стало развитие электротранспорта и ГМТ не обеспечивается поддержка, перспективы для расширения использования газа ограничены и концентрируются в основном в крупнотоннажном сегменте.

Значительную роль газооснованные топлива могут сыграть в сегменте международной морской транспортировки и каботажа. Ключевым драйвером здесь станет распространение экологической инициативы Международной морской организации за пределы акваторий европейских морей и Западного побережья США, что существенно повышает привлекательность СПГ в качестве топлива для морских перевозок и обеспечивает вытеснение дополнительных объемов нефтеоснованных топлив (порядка 164 млн т н. э. от показателей Консервативного сценария к сценарию Энергопереход на 2040 г.). При этом в сценарии Энергопереход предполагается, что в требования инициативы МАРПОЛ включаются ограничения по выбросам CO_2. Без этого СПГ в качестве топлива для морской бункеровки с учетом дороговизны переоборудования силовых установок и портовой инфраструктуры не получит принципиального преимущества перед низкосернистым дизельным топливом.

Рост конкурентоспособности электромобилей, а, как следствие, – их доли в общем автопарке, влияет не только на потребление нефтепродуктов, но и на перспективы потребления других топливных альтернатив транспортного сектора.

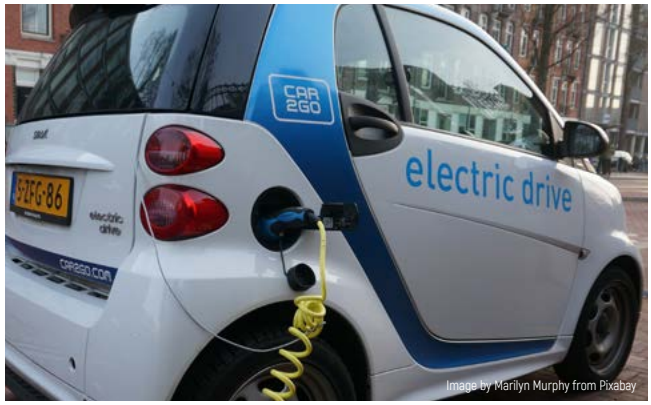
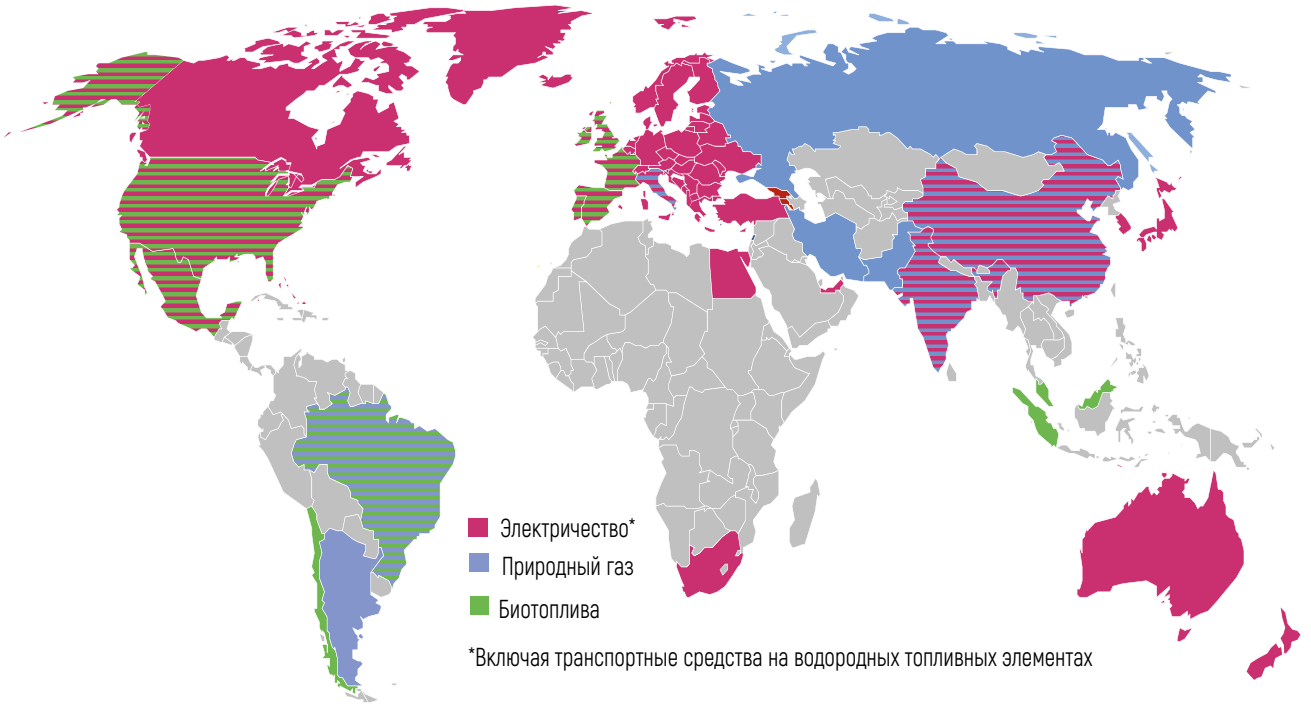


Image by Marilyn Murphy from Pixabay

Существенное влияние развитие электротранспорта оказывает и на прямые субституты нефтепродуктов – синтетические топлива, производимые из газа, угля и биомассы, конкурентоспособность которых на фоне низких мировых цен снижается. Фактически, растущий электропарк частично замещает потенциальные объемы использования синтетических топлив. Даже биотоплива - наиболее дешевый прямой субститут нефтепродуктов - становятся конкурентоспособными лишь при цене нефти порядка 70-95 долл./барр. В условиях низких цен (из-за низкого спроса на нефть при замещении нефтяных моторных топлив электричеством) снижаются и возможности развития производства синтетических топлив. К 2040 г. в Консервативном сценарии синтетические виды топлива обеспечат всего 130 млн т н. э. спроса на жидкие топлива (по сравнению с 70 млн т н. э. в 2016 г.), причем практически весь этот объем придется на наиболее дешевые из них – биотоплива. В сценарии Энергопереход, в условиях более масштабного распространения электромобилей, спрос на жидкие синтетические топлива и вовсе составит к 2040 г. 105 млн т н. э. (рис. 2.31).

В целом к 2040 г. произойдут существенные изменения в топливной корзине транспортного сектора: нефтепродукты снизят свою долю с 93 % в настоящее время до 85-73 % в зависимости от сценария. Доля электроэнергии (в том числе, вырабатываемой топливными элементами) достигнет 11 % в Консервативном сценарии, 21 % в Инновационном и 32 % в сценарии Энергопереход, а синтетические жидкие топлива (в основном биотоплива) так и будут занимать долю порядка 2-3 % в общем объеме потребления топлив в транспортном секторе (рис. 2.32).

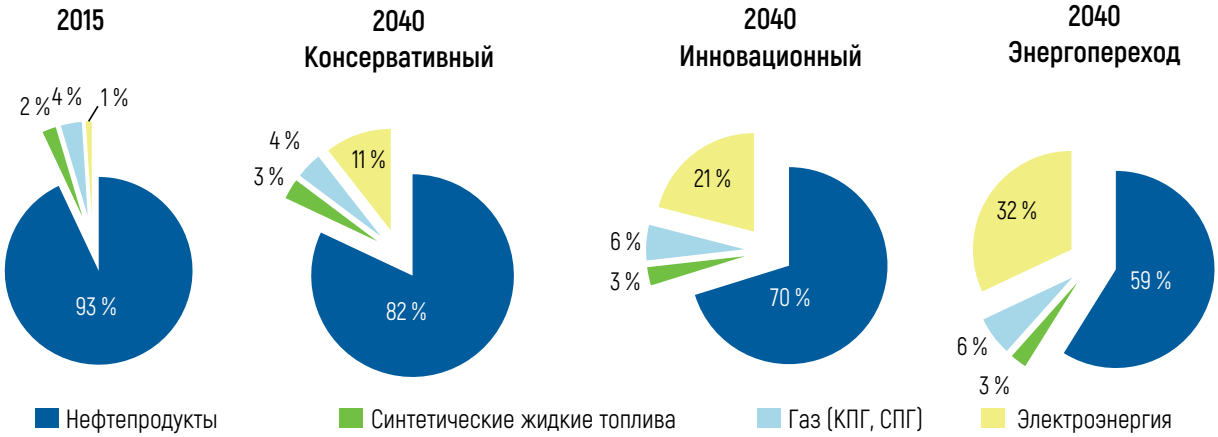
Рисунок 2.31 - Карта ключевых субститутов нефтепродуктов в различных регионах мира



Источник: ИНЭИ РАН

Даже параметры сценария Энергопереход не приводят к полному вытеснению нефтепродуктов из транспортного сектора в перспективе до 2040 г., более того, нефтяные топлива продолжают сохранять в сегменте доминирующее положение, однако абсолютные объемы потребления жидких видов топлива в транспортном секторе сокращаются к 2040 г. во всех сценариях, кроме Консервативного.

Рисунок 2.32 - Структура спроса на энергию в транспортном секторе по видам топлива



Источник: ИНЭИ РАН

Потребление нефтепродуктов

В перспективе до 2040 г. заметно меняется структура спроса на нефтепродукты - на это влияет рост потребления в транспортном секторе при одновременном снижении спроса на них в бытовом, коммерческом секторах и электроэнергетике, а также изменения в химической промышленности. В прогнозном периоде ожидается рост спроса на моторные топлива (автобензины, дизельное и реактивное топливо), при этом их доля в общем объеме спроса на нефтепродукты увеличится с 63 % в настоящее время до 70-75 % к 2040 г. в зависимости от сценария. Одновременно из-за снижения потребления мазута в качестве флотского топлива, а также вывода генерирующих мазутных мощностей, доля прочих и темных нефтепродуктов снизится в объемах потребления с 24 % в настоящее время до 8-12 % к 2040 г.

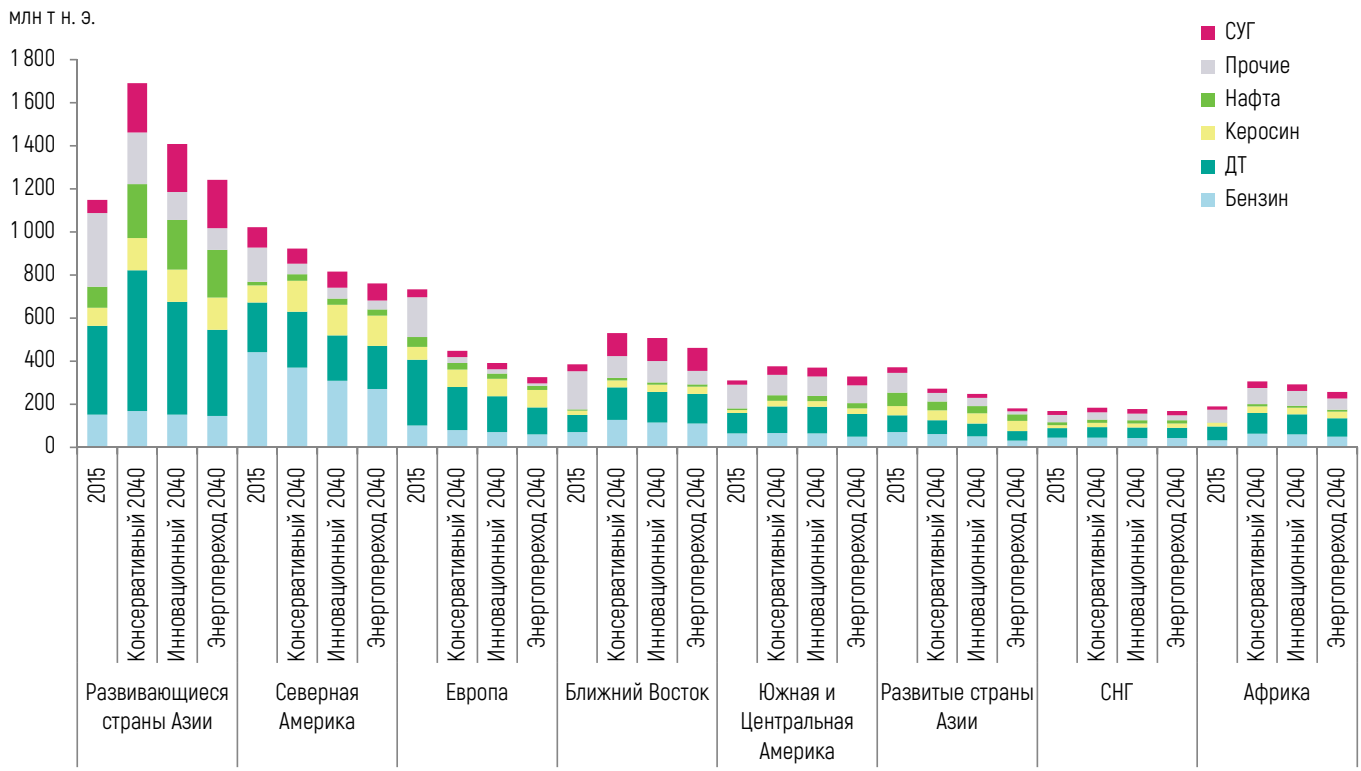
Во всех сценариях ожидается снижение мирового спроса на темные нефтепродукты, что потребует соответствующей адаптации нефтепереработки.

Региональная картина в целом сильно не изменится. На рынке Северной Америки, при общем снижении объемов спроса на нефтепродукты, доминирующим топливом среди нефтеоснованных останется бензин, чему способствует как историческая приверженность американцев именно к этому виду моторного топлива, так и ожидаемое увеличение ценового спреда между бензином и дизельным топливом из-за «вымывания» средних дистиллятов из пула перерабатываемого сырья.

В Европе основным моторным топливом останется дизельное, при этом ожидается существенное снижение спроса на прочие и темные нефтепродукты из-за почти полного вывода мазутной генерации и ограничений на использование тяжелых топлив для флота. Кроме того, снизится спрос и, соответственно, доля нефтехимического сырья в общем объеме потребления нефтепродуктов.

Значительные изменения в части структуры потребления нефтяных моторных топлив ожидаются в развивающихся странах Азии за счет стимулируемой дизелизации легкового и грузового автопарка. При условии быстрого перехода двух и трехколесных транспортных средств с бензина на электротягу существенно изменится соотношение долей бензина и дизельного топлива в корзине потребляемых нефтяных топлив (рис. 2.33).

Рисунок 2.33 - Сценарный прогноз структуры спроса на нефтепродукты по регионам мира, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

Производство нефти

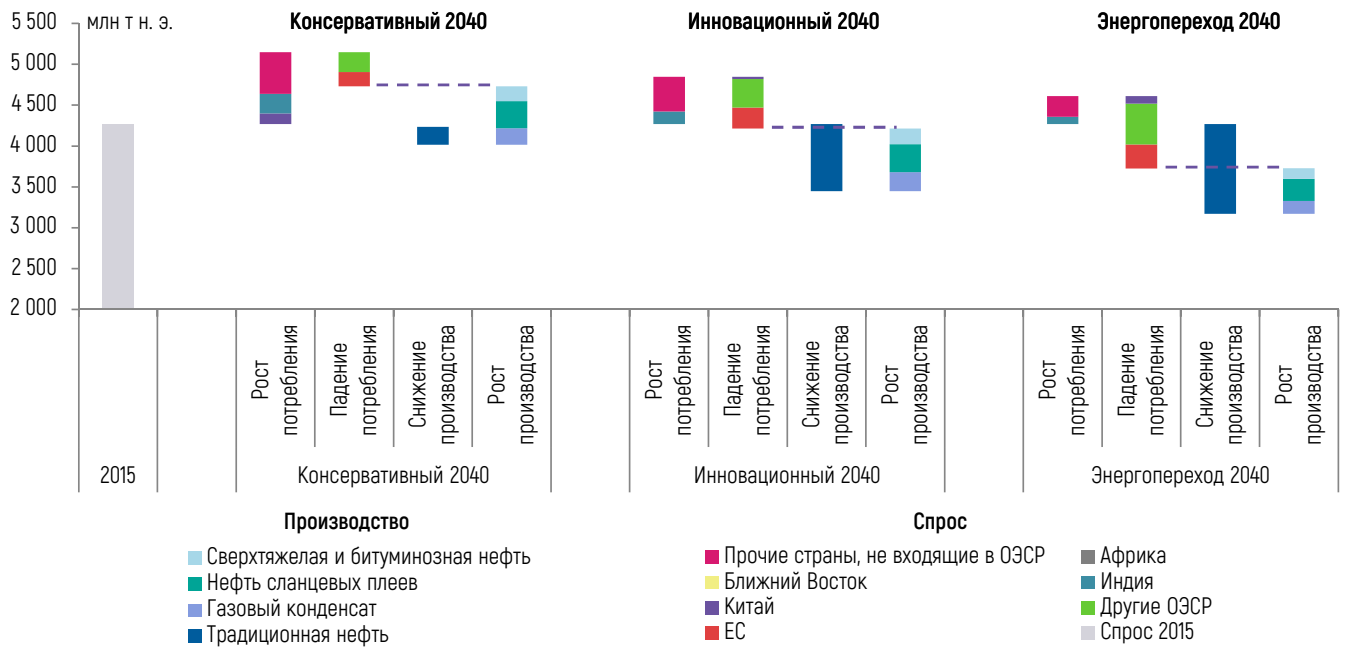
Несмотря на то, что во всех сценариях в основе обеспечения рынка останется традиционная нефть, доля нетрадиционной добычи удвоится и достигнет 20-22% (рис. 2.34).

Особенно большое воздействие на рынок продолжит оказывать нефть низкопроницаемых коллекторов, уже обеспечившая бурный рост добычи в США. Это обуславливается не только снизившимся в последние годы диапазоном «цен безубыточности» добычи по подобным проектам до 35-70 долл. 2017 г./барр., но и уникальностью проектов по разработке нефтей низкопроницаемых коллекторов как бизнес-модели. Значительно более короткие (1-2 года), чем у традиционных проектов, сроки окупаемости, привлекают институциональных инвесторов, поскольку позволяют захеджировать проекты от ценовых рисков на весь период разработки. Банки демонстрируют высокую готовность финансировать такие проекты с низкими рисками. На этом фоне в условиях сохранения негативных ожиданий в части будущих перспектив спроса и цен на нефтяных рынках, как инвестиционный актив разработка традиционного месторождения со сроком окупаемости в 10-15 лет выглядит менее привлекательной.

> Проекты по разработке нефтей низкопроницаемых коллекторов в перспективе до 2040 г. выигрывают у традиционных проектов не только за счет своей конкурентоспособности по затратам, но и за счет быстрых сроков окупаемости, что привлекает инвесторов в условиях наличия в отрасли серьезных долгосрочных рисков, связанных с перспективами развития спроса.

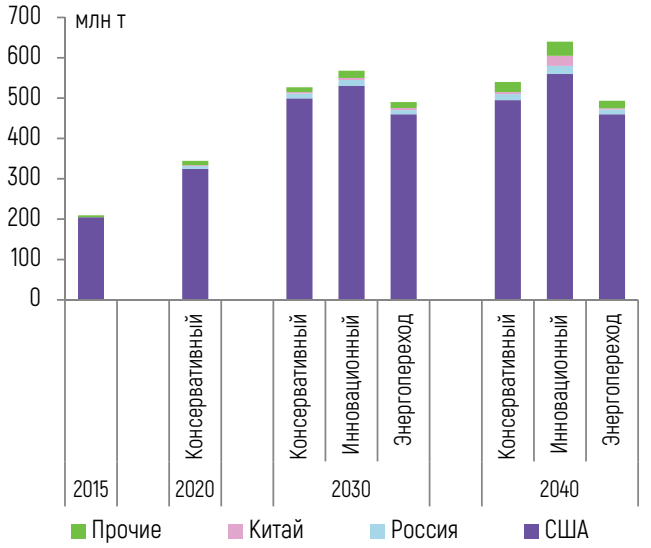
В прогнозном периоде сохранение подобной ситуации даже без существенных технологических улучшений позволит США демонстрировать в Консервативном сценарии высокие уровни добычи нефти низкопроницаемых

Рисунок 2.34 - Балансирование спроса и предложения на рынке нефти по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.35 - Динамика добычи нефти низкопроницаемых коллекторов в мире по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

коллекторов, при этом некоторый запас для дальнейшей оптимизации процессов добычи и снижения затрат у американских компаний сохраняется (рис. 2.35).

Потенциал по снижению затрат при добыче нефти низкопроницаемых коллекторов реализуется в Инновационном сценарии, увеличивая добычу этого вида нефти в США. При этом в сценарии ожидается разработка собственных коммерчески эффективных технологий добычи нефти плотных коллекторов в Китае и России. В сценарии Энергоперехода добыча нефти низкопроницаемых коллекторов снижается под воздействием существенного сокращения мирового спроса на нефть, однако не так быстро, как, например, добыча традиционной нефти.

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются достаточно высокой стоимостью разработки и останутся в замыкающей части кривой предложения. Согласно сценарным расчетам в прогнозном периоде мировым центром добычи этого вида сырья останется Канада, где его производство будет увеличиваться во всех сценариях, несмотря на дороговизну. Причина тому, как это ни парадоксально, – рост добычи нефтей плотных коллекторов в соседних США. Несмотря на то, что современный мировой уровень развития технологий позволяет вовлекать в переработку сырье любого качества, рост добычи нетрадиционных нефтей ведет к «вымыванию» средних дистиллятов из фракционного состава нефтей из пула перерабатываемого сырья. Это приводит к тому, что тяжелые нефти не конкурируют с легкими нефтями низкопроницаемых коллекторов, а оказываются друг для друга на стадии переработки товарами-компонентами. Их смешение перед поступлением на первичную перегонку позволяет восстановить средние показатели плотности и вязкости до традиционных нефтей.

> Тяжелые нефти и сверхлегкие нефти низкопроницаемых коллекторов взаимно дополняют друг друга на стадии переработки, их совместное использование позволяет восстановить сырьевой баланс по объему средних дистиллятов, что приводит к парадоксальной ситуации: тяжелые нефти не конкурируют с нефтями низкопроницаемых коллекторов, а оказываются друг для друга товарами - комплиментами, в совокупности конкурируя с традиционными производителями.

В Консервативном сценарии мировая добыча тяжёлых нефтей и битумов к 2040 г. оценивается в 335 млн т н. э. В Инновационном – 355 млн т н. э., из-за больших объемов добычи нефтей плотных коллекторов, которые стимулируют спрос на вязкие нефти для смешения со сверхлегкими, в Энергопереходе - в 290 млн т н. э. (рис. 2.36).

Технологические и экономические изменения, определяющие структуру производства нефтяного сырья по видам, во многом формируют и географическую структуру нефтедобычи (рис. 2.37).

Динамика добычи нефти в Северной Америке во многом определяется инновациями в технологиях разработки нетрадиционных нефтей. Добыча в США увеличивается с 565 млн т в 2017 г. до 620-640 млн т (в зависимости от сценария) к 2020-м гг., а затем снижается к 2040 г. до текущих отметок в сценарии Энергопереход и до уровня в 600-620 млн т в Инновационном и Консервативном сце-

нарии, что определяется опережающим снижением традиционной добычи на фоне роста производства нефти низкопроницаемых коллекторов. Во втором ключевом производителе региона - Канаде добыча в сценарии Энергопереход к 2040 г. оказывается значительно ниже, нежели в Консервативном сценарии (190 млн т против 270 млн т и 150 млн т в 2017 г.), что связанно со снижением в этом сценарии спроса на средние дистилляты в регионе, а как следствие – снижением спроса на тяжелое сырье для смешения с легкой нефтью США.

Добыча в Южной Америке в Консервативном сценарии возрастет до 450 млн т к 2025 г. исключительно за счет активной разработки глубоководных месторождений Бразилии, а далее высокий мировой спрос на нефтяное сырье потребует ввести в эксплуатацию и дорогие проекты по разработке тяжелых нефтей в Венесуэле, что доведет уровни добычи в регионе до 550 млн т. В сценарии Энергопереход венесуэльские проекты так и останутся маловостребованными в перспективе до 2040 г., из-за чего добыча в регионе к 2040 г. составит всего 450 млн т против 390 млн т в 2017 г.

Темпы спада добычи в Европе в начале прогнозного периода будут несколько сдерживаться за счет начавшейся активности в нефтеносных зонах Северного моря, однако вводимых в эксплуатацию запасов не хватит для обеспечения устойчивых уровней производства до 2040 г.

В Азиатском регионе также ожидается спад добычи по мере истощения месторождений ключевых производителей: Малайзии, Индонезии, Китая и Индии. Объемы добычи Консервативного сценария составляют 307 млн т, а сценария Энергопереход - 280 млн т в сравнении с почти 400 млн т в настоящее время. Разница между крайними сценариями определяется в первую очередь добычей в Китае, где низкие цены сценария Энергопереход не позволяют вводить в эксплуатацию собственные дорогие проекты на территории страны, и китайские компании предпочитают поставлять на внутренний рынок нефть, добытую в других регионах. Также в этом сценарии не вводятся дорогостоящие проекты по увеличению нефтеотдачи на глубоководных проектах в Малайзии и Индонезии.

Рисунок 2.36 - Добыча нефти по видам, по сценариям

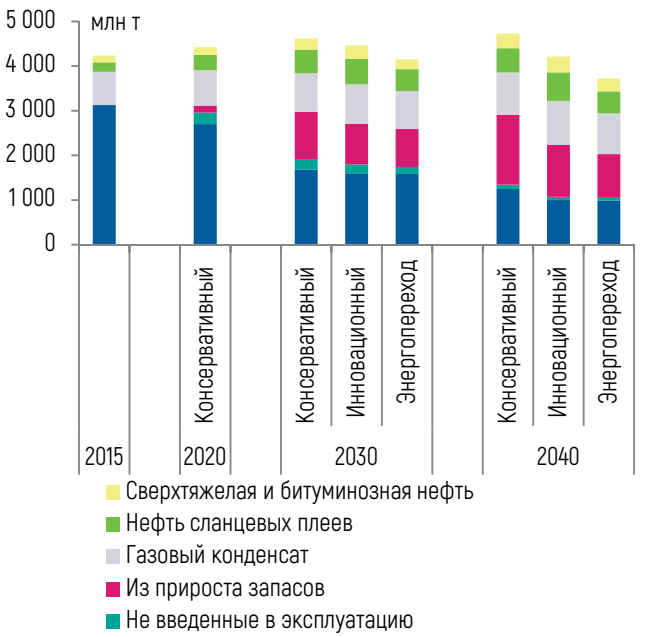
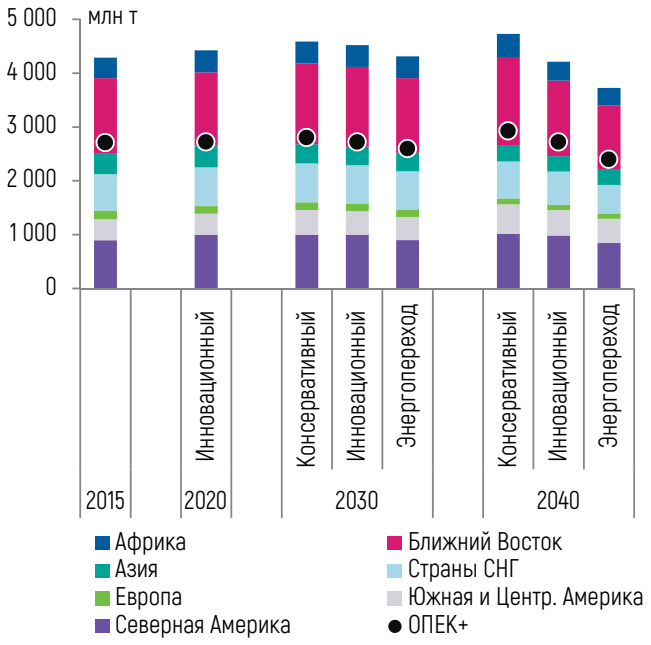


Рисунок 2.37 - Добыча нефти по регионам мира, по сценариям



Источники рис.2.36 и рис 2.37: ИНЭИ РАН

Ближневосточный регион продолжит оставаться крупнейшим в мире по объему производимой нефти, его доля в общем объеме мировой добычи вплоть до 2040 г. останется свыше 30 % (табл. 2.4)

Таблица 2.4 - Добыча нефти по ключевым странам и регионам, млн т

	2015	2020	2030			2040		
		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	**895**	**999**	**998**	**998**	**898**	**1013**	**982**	**843**
Канада	213	249	260	250	236	303	272	192
Мексика	152	130	118	108	92	110	90	89
США	557	620	620	640	570	600	620	562
Южная и Центральная Америка	**392**	**391**	**459**	**440**	**430**	**552**	**472**	**452**
Бразилия	120	153	233	227	200	263	257	215
Венесуэла	133	91	109	95	69	115	100	96
Европа	**162**	**141**	**143**	**131**	**131**	**108**	**105**	**99**
Страны СНГ	**673**	**723**	**741**	**710**	**630**	**686**	**613**	**530**
Казахстан	79	78	120	110	92	133	95	87
Россия	534	562	543	524	498	485	457	412
АТР	**395**	**415**	**358**	**345**	**345**	**307**	**288**	**280**
Китай	211	221	166	165	150	126	123	121
Индия	40	46	45	44	40	41	38	35
Малайзия	32	31	26	25	25	24	20	20
Индонезия	39	35	30	29	28	24	20	19
Ближний Восток	**1391**	**1354**	**1498**	**1480**	**1385**	**1634**	**1403**	**1191**
Иран	177	175	196	179	149	210	196	173
Ирак	192	215	321	247	242	310	261	250
Саудовская Аравия	560	571	581	568	530	643	580	555
Африка	**381**	**409**	**421**	**358**	**331**	**430**	**349**	**330**
Ливия	20	41	52	44	35	66	50	25
Ангола	86	83	73	70	65	60	55	48
Нигерия	103	114	121	124	110	139	140	90
Мир	**4289**	**4432**	**4618**	**4468**	**4149**	**4730**	**4212**	**3725**

Источник: ИНЭИ РАН

Переработка нефти

Ключевые тенденции в развитии мирового нефтеперерабатывающего комплекса в значительной мере зависят от сценарных параметров. В Консервативном и Инновационном сценариях мировая перерабатывающая промышленность в прогнозном периоде до 2040 г. в целом будет функционировать с сохранением трендов предыдущих лет. Прирост мощностей первичной переработки ожидается в Азиатском регионе, в первую очередь за счет вводов новых НПЗ на территории Китая и Индии для удовлетворения растущего внутреннего спроса на собственных высокомаржинальных (за счет сравнительно низкой стоимости труда и операционных затрат) мощностях. Некоторый рост первичной переработки ожидается в странах Африки, здесь ключевым драйвером также окажется рост внутреннего спроса на нефтепродукты. При этом строить на своей территории низкокомплексные заводы для африканских стран окажется более дешевой и обоснованной альтернативой, чем организация импорта высококачественных нефтепродуктов из других регионов мира. Ближе к концу прогнозного периода дополнительные мощности по переработке потребуются в Южной Америке и на Ближнем Востоке. В Европе и Северной Америке из-за низкой маржи объемы первичной переработки будут снижаться. Также тенденция на снижение первичной переработки будет прослеживаться и в странах СНГ.

Значительно более напряженной будет ситуация для нефтепереработчиков в случае реализации параметров спроса сценария Энергоперехода, когда регионам-производителям нефти придется столкнуться с жесточайшей конкуренцией. Из-за значительной удаленности от внешних рынков сбыта ключевых перерабатывающих предприятий стран СНГ здесь объемы первичной переработки снизятся до 300 млн т к 2040 г. Значительно меньшие объемы новых вводов, нежели в Консервативном сценарии, ожидаются на Ближнем Востоке, в Азии и в Африке. В Европе и Северной Америке также ожидается ускорение темпов снижения объемов первичной переработки.

Мировой нефтепереработке в прогнозном периоде предстоит решить непростую задачу: существенно нарастить производство светлых нефтепродуктов при снижении общих объемов первичной переработки. Перерабатывающим заводам Америки и Европы при этом придется сосредоточиться на вводе в эксплуатацию гидродеструктуривных процессов, а вот Африканским и Азиатским производителям уделить внимание конверсионным установкам.

При этом масштабные изменения коснутся вторичных процессов переработки. Развитие ключевых технологических направлений будет определяться структурными изменениями в спросе на нефтепродуктовые группы по регионам мира (рис. 2.33).

Для Северной Америки ключевым драйвером развития переработки станет расширение доли сверхлегких и сверхтяжелых нефтей в сырьевом пуле перерабатывающей промышленности. Это приводит к «вымыванию» средних фракций, получаемых на установках первичной перегонки нефтей. Несмотря на то, что смешением разносоставных углеводородных смесей возможно добиться физических параметров, сопоставимых с традиционными нефтями, под которые адаптирована американская переработка, их фракционный состав возможно изменить только в ходе деструктивной переработки. Учитывая рост спроса на средние дистилляты (керосин и дизельное топливо), как в самой Северной Америке, так и на основных для производителей региона рынках сбыта (Европа и Южная Америка), при традиционном фокусе нефтепереработки в регионе на максимизацию производства автомобильного бензина, отрасли предстоит крупномасштабная адаптация к меняющимся условиям. В первую очередь это будет происходить за счет активного расширения мощностей гидродеструктивных процессов (гидрокрекинг, гидроконверсии тяжелых остатков).

В странах Южной и Центральной Америки основной задачей для переработки с точки зрения организации вторичных процессов при растущих объемах первичной переработки станет строительство мощностей гидроблагораживающих и деструктивных процессов для переработки собственных ресурсов средних высокосернистых нефтей (рис. 2.38).

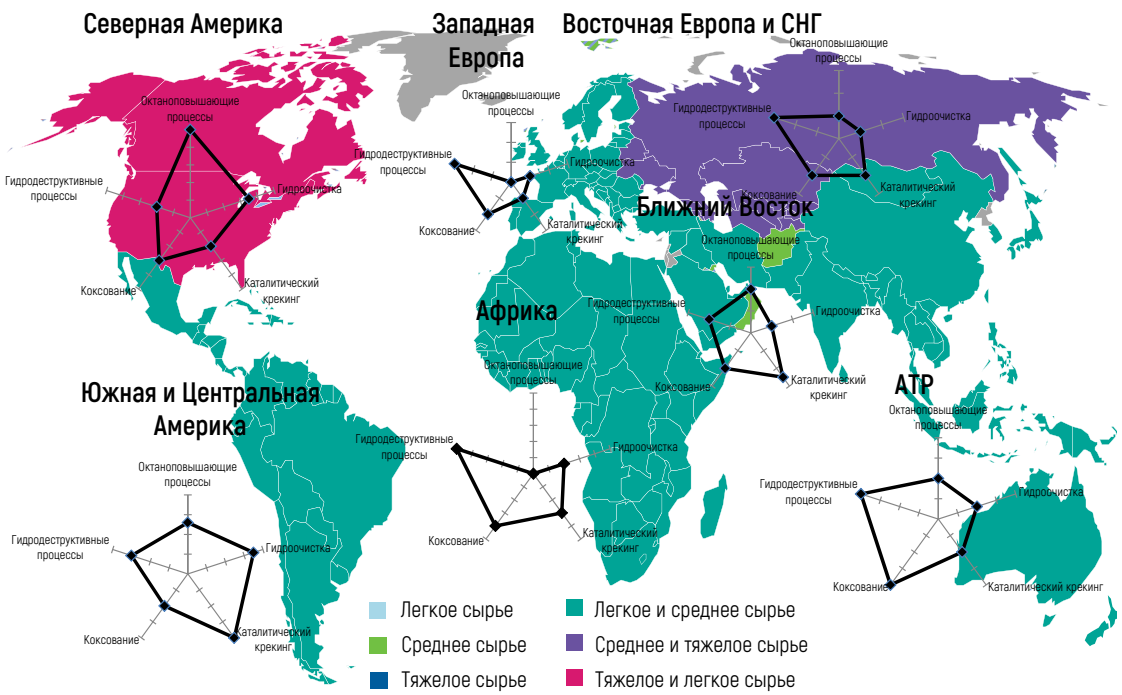
В Европейском регионе структура вторичных мощностей перерабатывающей промышленности не должна подвергнуться значительным изменениям. Высокую долю в структуре вторичных мощностей продолжат занимать гидропроцессы для максимизации выпуска дизельного топлива и повышения экологичности нефтепродуктов при общем снижении абсолютных объемов как первичных, так и вторичных мощностей, в первую очередь предназначенных для производства высокооктановых компонент бензинов.

Ближний Восток в прогнозном периоде во всех сценариях ожидает расширение спроса на нефтепродукты при параллельном ужесточении требований к их качеству. В связи с этим в первую очередь ожидается развитие конверсионных процессов: гидроочистки и синтеза высокооктановых компонентов топлив. Актуальным будет и расширение мощностей каталитического крекинга и процессов коксования, особенно ввиду растущего спроса на сырье для нефтегазохимии в регионе.

Аналогична ситуация и в Африканских странах. Однако, более легкое, чем на Ближнем Востоке, сырье позволит сфокусироваться на гидроочистке и октаноповышающих установках, в то время как более дорогие деструктивные процессы будут развиваться сравнительно невысокими темпами.

Вслед за расширением спроса регионального рынка стран АТР активно будет развиваться и нефтеперерабатывающий сегмент. Стоит ожидать развития по всем технологическим направлениям вторичных процессов, однако фокусом станут деструктивные процессы. При этом растущие потребности в основном нефтехимическом сырье региона - нафте - будут приводить к тому, что выпуск прямогонного продукта станет привлекательнее высокотехнологичного бензина.

Рисунок 2.38 - Приоритеты развития технологий переработки и доминирующее сырье



Источник: ИНЭИ РАН

Химия углеводородов

Химический сектор в последние годы стал одним из самых быстрорастущих секторов спроса на жидкие топлива, к 2017 г. он потреблял порядка 535 млн т жидких углеводородов, а к 2040 г. составит 835-875 млн т н. э. Тем не менее, ошибочно предполагать, что весь этот прирост спроса будет покрываться исключительно топливами, производимыми из нефти. Этан и нафта, которые в настоящее время доминируют в сырьевой корзине с совокупной долей в 80 % (рис. 2.39), а также пропан, бутан и даже газойль, которые могут быть как продукцией нефтепереработки, так и производиться на ГПЗ при очистке жирного газа, или даже на промысле при его подготовке к транспортировке. При этом важно, что конечный продукт - этилен, не различается по своим товарным характеристикам вне зависимости от того, получено ли сырье для его производства из нефти или из газа, что делает весьма условным традиционно принятое разделение отрасли химии углеводородов на нефте- и газохимию.

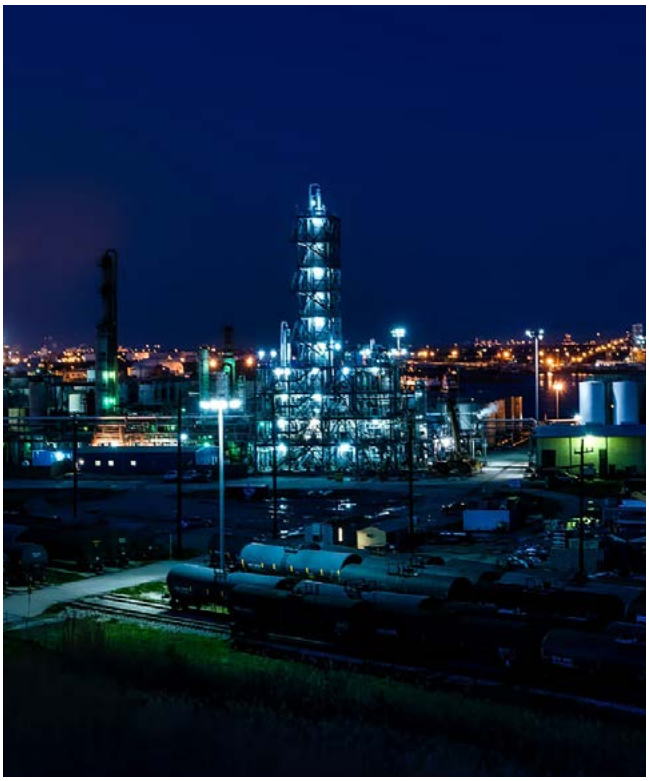
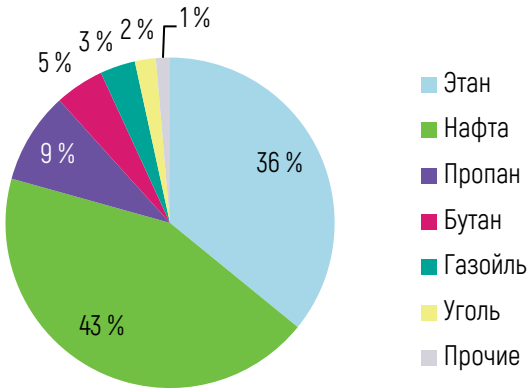


Рисунок 2.39 - Структура сырьевой корзины мирового производства этилена в 2017 г.



Источник: The Kaiteki Company Sustainability Report 7th March 2017

Для перспектив развития мировых рынков жидкого и газообразного топлива оказывается важным именно решение вопроса: что же будет выступать исходным сырьем для производства СУГ, этана и нафты - нефть или природный газ? С технико-экономической точки зрения этан является предпочтительным сырьем производства этилена, что обусловлено высоким выходом целевого продукта и более низкими ценами на сырье. Этан выступает в качестве побочного продукта газовой промышленности и, в теории, может считаться сырьем с отрицательной себестоимостью, поскольку его содержание в товарном газе строго регламентируется и деэтанизация является обязательным процессом. При этом стоит отметить, что транспорт этана на значительные расстояния не представляется экономически целесообразным из-за технологических ограничений и относительно малых объемов его производства. Таким образом, этан оказывается «заперт» на региональных рынках производителей газа, что и является основным барьером для его применения за пределами этих рынков, ограничивает объемы мировой торговли им и, как следствие, широко распространённую этановую химию. Аналогична логика и для стран, использующих в качестве ключевого сырья для нефтехимии СУГ.

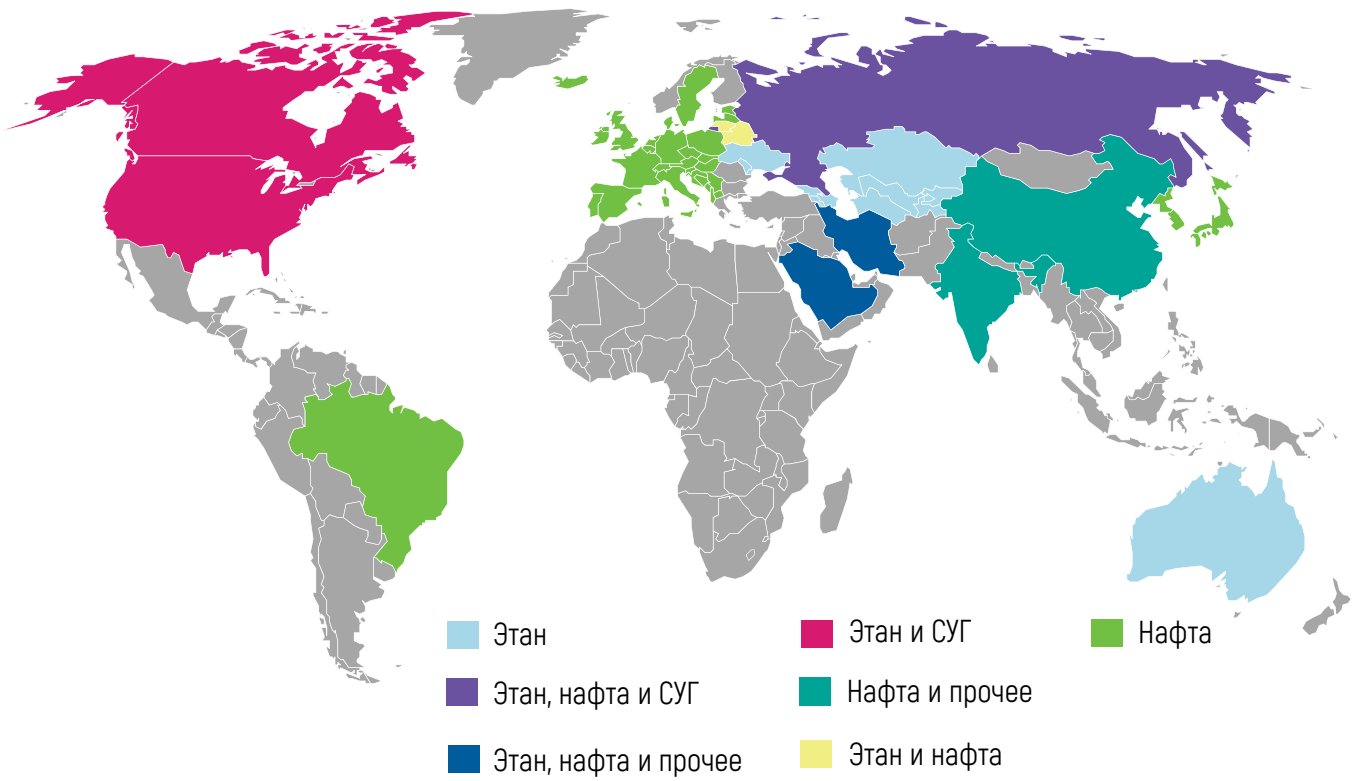
Нафта при этом имеет значительные преимущества перед этаном и СУГ именно в качестве товара для межстрановой торговли, что обуславливает легкость условий ее транспортировки (или возможность производства на месте из сырой нефти), а также широкий спектр получаемых ценных побочных продуктов, в том числе пропилен и бутилен. Так, например, Китай, за счет крупномасштабного использования жидкого сырья смог выйти в мировые лидеры по производству пропилена.

Учитывая эти особенности этана и нафты в качестве сырья для химии, в прогнозном периоде состав сырьевой корзины по отдельным регионам мира будет по-прежнему определяться в первую очередь доступностью свободных объемов природного газа, которые могут быть пущены на производство этана. (рис. 2.40).

До недавнего времени ситуация в США была во многом уникальна. Крупнейший в мире производитель нефтехимической продукции базировал свое производство на этане, при этом имея дефицит собственного природного газа. Огромный спрос на автомобильный бензин на внутреннем рынке до сих пор ограничивает выпуск нафты нефтеперерабатывающими предприятиями, при этом импорт газа из соседней Канады и крупные мощности деструктивных процессов на местных НПЗ позволяют покрывать этот дефицит. Начало «сланцевой революции» в США и быстрый рост добычи жирного сланцевого

В прогнозном периоде состав сырьевой корзины для нефтегазохимии будет по-прежнему определяться доступностью свободных объемов добываемого непосредственно внутри страны жирного природного газа, которые могут быть пущены на производство этана.

Рисунок 2.40 - Сырьевые корзины основных производителей этилена в 2040 г.



Источник: ИНЭИ РАН

газа привели к снижению цен этана и ШФЛУ, стимулируя американских инвесторов к развитию газохимического сектора на собственной территории вблизи газовых промыслов. Сохранение этой тенденции ожидается и на перспективу, учитывая значительные прогнозные объемы добычи жирных газов.

Европа продолжит базировать свое нефтехимическое производство на привозной (в первую очередь - с Ближнего Востока и из стран СНГ) нафте. Сами объемы химических мощностей в регионе в прогнозном периоде будут снижаться - скажется конкурентное давление производителей базовых мономеров из США и Ближнего Востока. Собственное европейское производство на импортном сырье в условиях целого ряда экологических ограничений на химические комбинаты оказывается менее экономически эффективным.

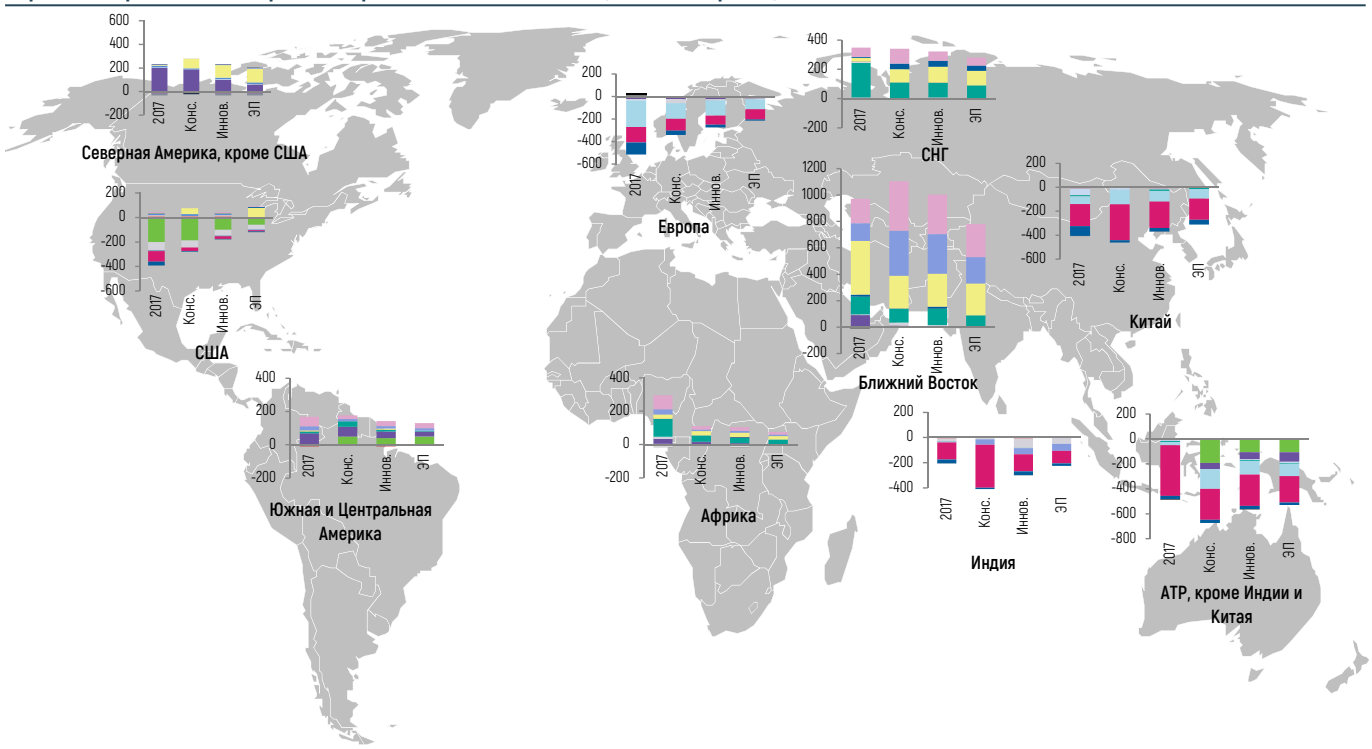
На Ближнем Востоке с 1990-х гг. газохимия переживала период бурного роста, стимулируемого избытком местного сырья. Программы газификации коммунально-бытового сектора и промышленности региона, начавшиеся в 2000-е гг., оттянули существенные объемы газа собственного производства из химического комплекса, в связи с чем, амбициозные планы стран региона по развитию химической отрасли с природным газом в качестве ключевого сырья оказались под вопросом. В перспективе до 2040 г., учитывая значительные планы по строительству мощностей первичной переработки нефти, которые смогут производить в достаточных объемах нафту, для большинства стран региона будет характерна постепенная переориентация химического комплекса с газового на нефтяное сырье.

Китай уже сейчас является одним из мировых лидеров химической промышленности, а к 2040 г., как ожидается, во всех сценариях, займет лидирующие позиции по объему мощностей, обогнав США. Ограниченные ресурсы собственного газа предопределили сырьевую структуру нефтехимии в стране с преобладанием импортной нафты и продуктов газификации угля. В прогнозном периоде ожидается, что Китай продолжит диверсифицировать сырьевую корзину химического комплекса, оставаясь мировым лидером по общему объему химических производств.

Международная торговля

Перспективы международной торговли на нефтяном рынке очень сильно зависят от сценария. В Консервативном сценарии в ней не ожидается революционных изменений, вплоть до 2040 г. США останутся нетто-импортером нефти, несмотря на рост сланцевой добычи и сокращение абсолютных объемов спроса на нефтепродукты. При этом значительное снижение импорта в страну - с 395 до 280 млн т - будет обеспечено по большей части за счет вымещения из пула поставщиков стран Африки и Ближнего Востока. Импорт в страну будет представлен в основном тяжелыми нефтями Канады (сейчас на их долю приходится 43 % от импорта в США, а к 2040 г. этот показатель вырастет до 62 %) при практически неизменных абсолютных объемах поставок из Канады в США. В целом Северная Америка уже в первой половине 2020-х гг. превратится в нетто-экспортера нефти за счет роста канадского экспорта в страны АТР и экспорта из США легкой нефти в европейские страны. Из-за сокращения спроса на нефтепродукты и роста собственной добычи, в Инновационном сценарии США еще сильнее снижают импорт, доводя его до отметки в 100 млн т, а параметры сценария Энергопереход и вовсе приводят к сокращению нетто-импорта в США почти до нуля к 2040 г., а неиспользованные избыточные объемы нефтей Мексики и Канады направляются преимущественно в Азию (рис. 2.41).

Рисунок 2.41 - Экспорт (положительные значения) и импорт (отрицательные значения) нефтяного сырья по ключевым странам и регионам мира с направлениями поставок, по сценариям, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

Перспективы международной торговли на нефтяном рынке очень чувствительны к сценарным предпосылкам. Нарастить экспорт сырой нефти в Консервативном и Инновационном сценариях к 2040 г. удастся только странам Ближнего Востока, в основном за счет поставок на рынки развивающихся стран Азии, однако, в сценарии Энергопереход и они будут вынуждены существенно сократить объемы экспортируемого сырья по сравнению с текущими объемами.

Нарастить экспорт сырой нефти в Консервативном и Инновационном сценариях к 2040 г. удастся только странам Ближнего Востока, преимущественно за счет поставок на рынки развивающихся стран Азии, однако, в сценарии Энергопереход и они будут вынуждены существенно сократить объемы экспортируемого сырья по сравнению с текущими объемами.

Страны СНГ, по мере исчерпания текущей ресурсной базы, столкнутся с неизбежностью перехода на трудноизвлекаемые, дорогостоящие запасы и, как следствие, со снижением конкурентоспособности по затратам на мировом рынке, что в совокупности со снижением потребности в импорте в обеих Америках и Европе приведет к жесткой борьбе за азиатского потребителя уже в Консервативном сценарии.

Еще одно немаловажное изменение – снижение абсолютно во всех сценариях объемов вывоза нефтяного сырья с африканского континента из-за существенного роста собственной потребности стран региона в продуктах переработки и активного строительства низкокомплексных НПЗ, способных производить низкокачественное топливо, невостребованное больше нигде в мире. При этом вполне возможно становление африканского континента как нового экспортера нефтепродуктов - европейские и американские компании в случае стабилизации политической и военной обстановки в ряде стран региона вполне могут перенести туда свои заводы, становящиеся сейчас убыточными из-за высоких экологических требований.

Европа во всех сценариях будет снижать объемы импорта с 500 млн т в 2017 г. до 220-340 млн т к 2040 г., в зависимости от сценария, при этом структура поставок останется диверсифицированной по регионам происхождения. На рынке региона будут представлены поставщики из Северной Америки, стран СНГ, Ближнего Востока, Африки и Южной Америки.

Рост потребности в импорте нефти, по сравнению с текущими отметками, следует ожидать только в азиатском регионе, причем в странах развивающейся Азии (кроме Китая). Именно за эти рынки развернется острая конкурентная борьба, в которой наиболее сильные позиции будут иметь те поставщики, которые уже сейчас обеспечили себя поставочной инфраструктурой и построили долгосрочные экономические взаимоотношения с азиатскими партнерами - главным образом это страны СНГ и Ближнего Востока.

В прогнозном периоде во всех сценариях АТР станет самым импортозависимым регионом, доля нетто-импорта нефтяного сырья в совокупном объеме потребления достигнет 80-85 % в зависимости от сценария. Для большинства стран региона даже снижение спроса в сценарии Энергопереход не сможет компенсировать более быстрые темпы падения добычи из-за неконкурентоспособности собственных производителей региона с ближневосточными поставщиками и нефтеэкспортерами стран СНГ при низких ценах на нефть. Две ключевые экономики региона при этом практически полностью будут зависеть от импортных поставок - Китай на 75-82 %, Индия на 88-91 % (табл. 2.5).

Таблица 2.5 - Доля нетто-импорта в общем объеме потребления по сценариям для ключевых стран и регионов - импортеров

	2015	2030			2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	12 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
США	33 %	20 %	11 %	14 %	15 %	5 %	2 %
Европа	76 %	73 %	74 %	70 %	76 %	73 %	70 %
Страны АТР	73 %	81 %	81 %	79 %	84 %	83 %	80 %
Китай	61 %	77 %	77 %	75 %	82 %	77 %	75 %
Индия	90 %	87 %	86 %	86 %	91 %	90 %	88 %

Источник: ИНЭИ РАН

Цены нефти

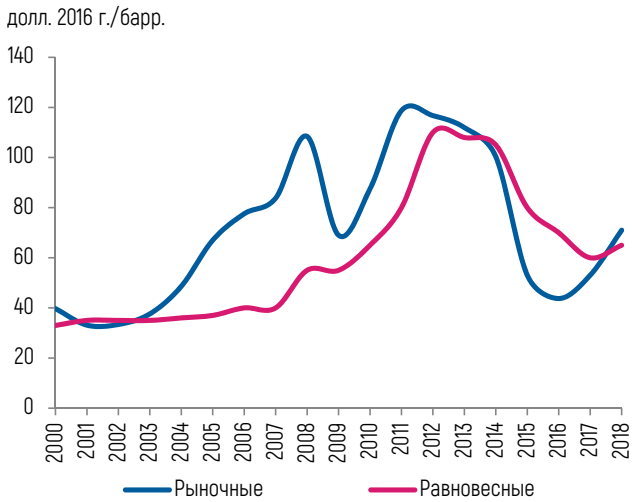
В 2013-2017 гг. цены нефти демонстрировали высокую волатильность, причем величина этих перепадов достигала 50 % от уровня цены. Во многом предпосылки для этой ситуации были заложены еще раньше, когда была создана основа для перепроизводства благодаря высоким ценам и надеждам на большой спрос, а механизм регулирования рынка в лице ОПЕК фактически перестал работать.

Достаточно хорошо отражает ситуацию анализ динамики рыночных и равновесных цен (цен, определяемых на базе фундаментальных факторов – соотношения спроса и предложения) (рис. 2.42). До 2011 г. быстрый рост спроса стимулировал формирование цен выше равновесных и появление дополнительного предложения на рынке. И даже кризис 2009 г. привел только к сближению рыночных и равновесных цен, но не к пересечению кривых. В дальнейшем замедление экономического роста и ввод множества новых проектов, особенно нетрадиционных, сформировали избыток предложения, и рыночные цены оказались ниже равновесных. Только к середине 2018 г. можно говорить о некотором восстановлении баланса, но и это восстановление отчасти искусственно за счет договоренностей в рамках ОПЕК+.

В ближайшие годы геополитические факторы и судьба соглашения ОПЕК+ будут оказывать решающее воздействие на ценовую ситуацию нефтяного рынка. Вполне вероятны следующие варианты развития событий:

- ОПЕК+ сохраняется и действует как рабочий механизм по управлению рынком в течение нескольких последующих лет. Ключевые производители, посредством применения механизмов квотирования и ограничений держат цены в комфортном для себя коридоре в 60-80 долл./барр. В этом случае возможны моментные скачки цен до 90 долл./барр., как реакция на проявления геополитической напряженности;
- Фактический распад ОПЕК+, несоблюдение соглашения любой крупной страной-участницей (Саудовской Аравией, Россией, Ираном, Ираком), или целой группой стран. При этом на бумаге соглашение может сохраняться. Разрыв соглашения в любой момент может вынудить участников вместо консолидированной политики по повышающему давлению на цены нефти перейти на систему демпинга, заливая максимально дешевой нефтью импортные рынки в целях удержания своих рыночных ниш и захвата новых, что приведет к ценовому провалу до 40-50 долл. 2016 г./барр. с возможными краткосрочными падениями до 30 долл. 2016 г./барр.

Рисунок 2.42 - Соотношение рыночных и теоретических равновесных[31] цен на нефть в период с 2000 по 2017 гг.



Источник: ИНЭИ РАН

[31] Теоретические «равновесные цены» - расчетные цены добычи на «замыкающих» по затратам месторождениях в отрасли необходимых к вводу в эксплуатацию для полного удовлетворения мирового спроса.

Что происходит с ценами на нефть?

Ситуация 2014 г. стала во многом показательна для рынка. Существенно снизившиеся затраты на разработку сланцевой нефти в США позволили выплеснуть на рынок значительные объемы новой сравнительно дешевой нефти, что обострило конкурентную борьбу за потребителя. Одновременно заметно нарастили производство Канада и восстанавливающийся после военных действий Ирак. Если ранее в случае переизбытка эта ситуация являлась предметом рассмотрения в ОПЕК и принятия решения о целесообразности снижения квот на добычу, то в 2014 г. участники картеля действовали в рамках самостоятельной политики. В частности, Саудовская Аравия начала демпинговать на рынках в целях удержания собственной рыночной ниши. Темпы физического прироста спроса в мире оказались недостаточными для поглощения избыточного объема предложения, при этом падающие цены были хорошим стимулом для наполнения запасов. Таким образом, скупка нефти и нефтепродуктов, не востребованных реальным сектором экономики, привела к перенасыщению стратегических хранилищ стран ОЭСР и стремительному росту запасов нефти и нефтепродуктов, которые исторически являлись рыночным индикатором для биржевых игроков при принятии решений в части соотношения рыночного спроса и предложения, в результате понижательное давление на цены усилилось.

Снизившиеся цены, вопреки многим ожиданиям, ни в 2014, ни в 2015 гг. не привели к уменьшению добычи нефти у ключевых традиционных производителей (России, Канады, Бразилии, стран Ближнего Востока и др.). Всем им - кому-то за счет девальвации национальных валют (как в случае с Россией), кому-то за счет ввода налоговых послаблений (Канада, Казахстан, Колумбия, Ирак), кому-то за счет технологических инноваций (Норвегия, Бразилия, Ангола), удалось адаптироваться к новым рыночным условиям, снизив свои полные удельные затраты на добычу на 30-50 %.

Адаптироваться к низким ценам на нефть удалось не только непосредственно добычным компаниям, но и бюджетам многих стран-экспортеров. Так, всего за четыре года (2014 - 2017) все крупные производители нефти - Кувейт, Россия, Катар, ОАЭ, Саудовская Аравия, Ирак, Иран и Нигерия - объявили о снижении своих бюджетных цен безубыточности нефти (то есть цен нефти, при которых у страны оказывается бездефицитный бюджет) (рис. 2.43). Лишь две страны - крупных производителя нефти – Венесуэла и Иран - не показывают снижения, что во многом связано с общей ситуацией в экономиках этих стран и объемными ограничениями на экспорт нефти.

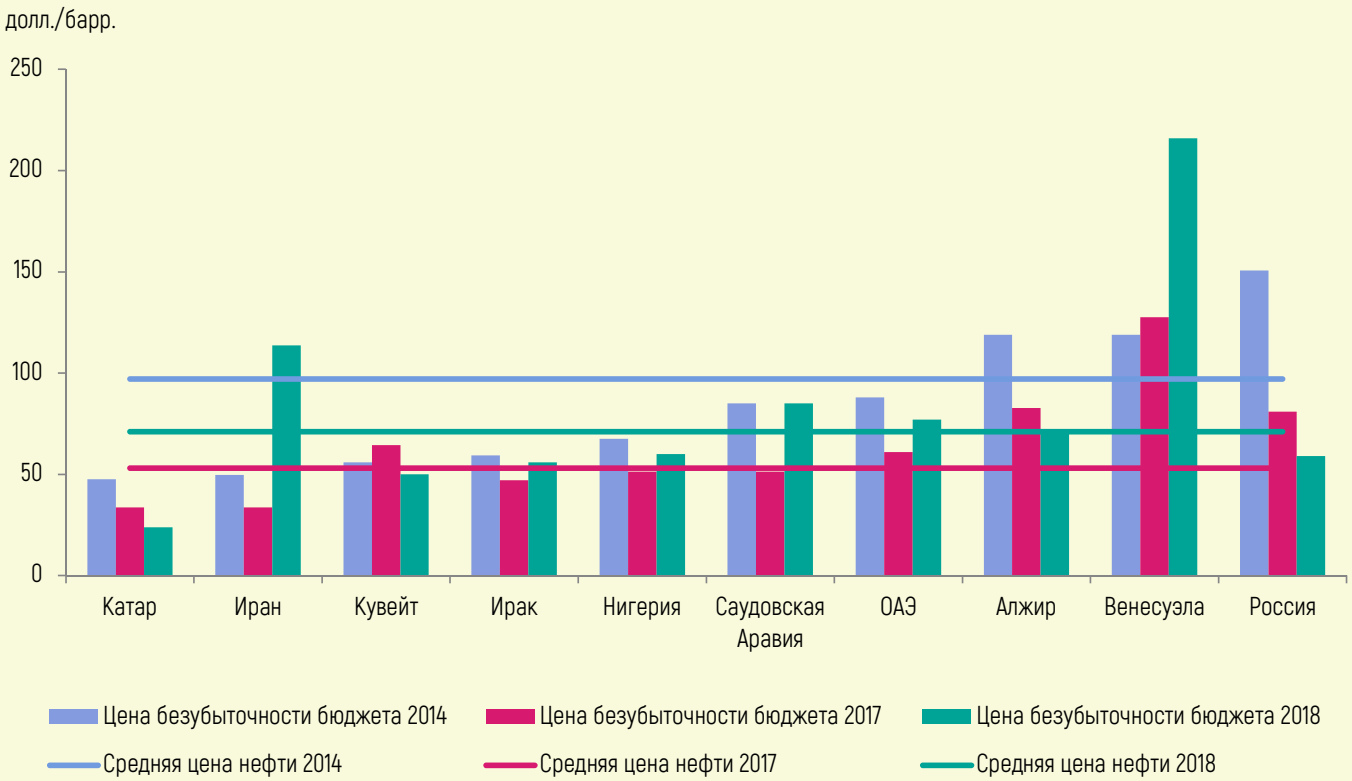
Подобная адаптация рынка (снижение затрат на добычу, следующее за снижением нефтяных цен через инфляционную спираль) при естественном ходе вещей могла бы длиться по меньшей мере до начала 2020-х гг., если не вовсе до момента исчерпания сравнительно дешевых технически извлекаемых запасов традиционной и нетрадиционной нефти. Тем не менее, с 2017 г. цены нефти показывают движение вверх и причиной тому – принципиальное изменение институциональных условий функционирования рынка.

Присоединение к нефтяному картелю ОПЕК 11 стран-производителей во главе с Россией принципиально изменило правила игры на нефтяном рынке. Если в период 2000-х гг. ОПЕК контролировал порядка 40 % мировой добычи, то присоединение к соглашению о квотировании добычи новых игроков позволило повысить совокупную долю игроков, участвующих в соглашении, до 60 % и существенно увеличить совокупную рыночную власть нефтяных держав. Нельзя не отметить и тот факт, что за всю историю существования ОПЕК и механизма квотирования добычи, Соглашение по сокращению добычи 2016 г. – одно из немногих, которое выполнялось на 100 %, и уже оказалось беспрецедентным, как по точности, так и по срокам исполнения обязательств.

Расширение картеля в сочетании с дисциплиной по выполнению обязательств странами-участниками сделки привело к тому, что рыночные цены удалось восстановить.

Таким образом, образование нового нефтяного картеля привело к росту «рыночной власти» стран ОПЕК+. Если в 2013 г. «рыночная власть» ОПЕК, по расчетам ИНЭИ РАН, находилась в диапазоне от 2 до 6 долл. 2013 г./барр., то к 2018 г. аналогичные оценки, произведённые Oxford Energy Insight[32] для нового Соглашения (с участием России и других стран) составляли уже 10-15 долл. 2016 г./барр. (около 10 долл. 2016 г./барр. по новым оценкам ИНЭИ РАН). При этом важно понимать, что, несмотря на обретение возможности влиять на мировые цены, новому картелю ОПЕК+ приходится жертвовать контролируемыми объемами рынка, которые только за период 2018-середина 2019 гг. упали с 60 % до 43 %, а значит, дальнейший контроль над рыночной ситуацией будет требовать все больших сокращений добычи, которые будут замещаться в первую очередь американским сланцевым производством.

Рисунок 2.43 - Цены безубыточности бюджетов ряда производителей нефти в 2014, 2017 и 2018 гг.



Источники: ИНЭИ РАН по данным IMF External Breakeven 2019, S&P Global Platts 2019, FRED Evonomic data "Breakeven Fiscal oil Price".

[32] (B. Fattouh, A. Economu, "OPEC at the Crossroads", Oxford Energy Insight: 37 June 2018, The Oxford Institute for energy studies, https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/06/OPEC-at-the-Crossroads-Insight-37.pdf (датаобр 15.02.2018))

Несмотря на очевидные среднесрочные финансовые потери для экспортеров в случае прекращения действия соглашения ОПЕК+, необходимо понимать и негативные долгосрочные последствия удержания цен выше равновесных:

- Увеличение затрат на добычу в странах, имеющих сильную зависимость от нефтяных доходов в бюджете и ВВП, за счет инфляционной спирали и укрепления курса валют. Описанная выше инфляционная спираль - удорожание энергоносителей, в том числе нефти, приводящее к росту затрат и цен на продукцию энергоемких отраслей - ведет к повышению затрат у нефтяников – потребителей продукции энергоемких отраслей, и при повышательной динамике нефтяных цен приводит к росту затрат на добычу и переработку. В частности, для России инфляционная спираль с одновременным укреплением национальной валюты приводит к ухудшению конкурентоспособности отечественной нефти на мировом рынке по затратам. При этом, к примеру, на сланцевых производителей США подобный эффект, связанный с курсовыми разницами, не распространяется;

- Рост стимулов к повышению стандартов энергоэффективности и энергосбережения в странах-импортерах и активизация действий по поиску альтернативных нефти топлив, в свою очередь, приведут к сокращению прироста спроса на нефть и нефтепродукты в долгосрочном периоде и, как следствие, к обострению конкурентной борьбы за потребителя на нефтяном рынке и к снижению нефтяных цен.

Соглашение ОПЕК+ хороший инструмент поддержания благоприятного уровня цен нефти на рынке в среднесрочной перспективе, но в долгосрочной перспективе он может привести к ухудшению условий работы нефтеэкспортеров.

В Прогнозе-2019, учитывая текущую рыночную ситуацию с зависимостью цен на нефть в первую очередь от политических решений, до 2025 г. цены установлены как сценарная предпосылка, а после этого периода определяются исходя из расчетов равновесной цены нефти. К 2040 г. цены в Консервативном сценарии достигают 110 долл. 2017 г./барр., и это, согласно расчетам, целесообразно воспринимать как верхний оптимистичный для стран-экспортеров предел возможных перспективных рыночных цен на нефть. Параметры Инновационного сценария приводят равновесные цены на отметку в 76 долл. 2017 г./барр., а в сценарии Энергопереход точка балансирования мирового рынка нефти опускается до 60 долл. 2017 г./барр. Причем рыночные цены в этом сценарии могут оказываться заметно ниже равновесных, поскольку мировой рынок практически постоянно будет находиться в условиях профицита предложения над спросом вплоть до 2040 г. (рис. 2.44).

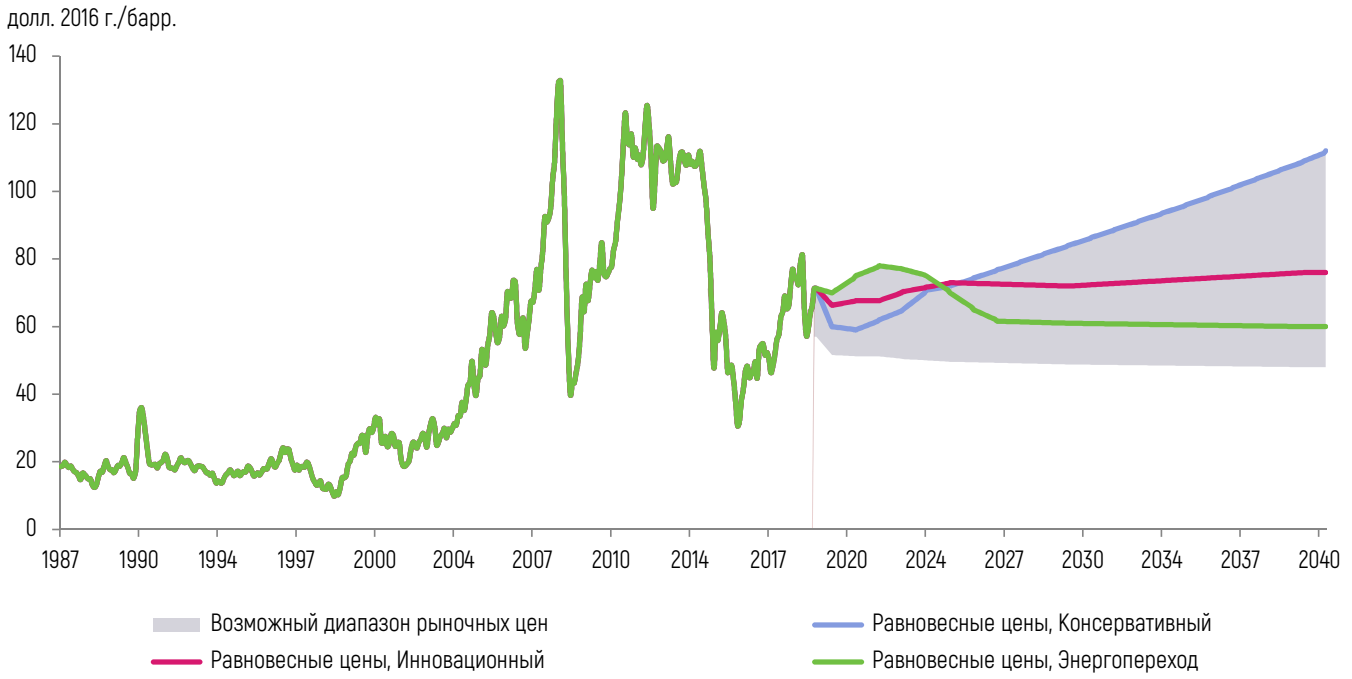
Цены нефти Прогноза-2019 довольно низкие на фоне сценариев международных организаций (табл. 2.6). Но параметры трансформации рынков показывают, что потенциал для долгосрочного роста цен выше 100 долл. 2017 г. практически отсутствует.

Таблица 2.6 - Равновесные цены нефти Прогноза-2019, в сравнении с другими Прогнозами

	2018	2025	2030	2040
ИНЭИ РАН-СКОЛКОВО Консервативный		72	84	109
ИНЭИ РАН-СКОЛКОВО Инновационный		73	72	76
ИНЭИ РАН-СКОЛКОВО Энергопереход		62	61	60
IEA WEO 2018 New Policies		88		112
IEA WEO 2018 Current Policies		101		137
IEA WEO 2018 Sustainable Development		74		64
EIA AEO 2019 Reference case		82	93	105
EIA AEO 2019 Low macroeconomic growth		82	92	103
EIA AEO 2019 High oil price		156	176	197
EIA AEO 2019 Low oil price		44	45	47
EIA AEO 2019 High macroeconomic growth	70	83	94	107

Источники: ИНЭИ РАН, IEA WEO 2018, EIA AEO 2019

Рисунок 2.44 - Равновесные цены нефти по сценариям, вероятный диапазон рыночных цен по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

РЫНОК ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

Спрос на газ

На протяжении нескольких десятилетий природный газ непрерывно увеличивает свою долю в структуре мирового энергопотребления. В 2018 г. она составляла около 22 %, и, по нашим расчетам, уже в 2040 г. этот показатель достигнет 25-27 % в зависимости от сценария. В сравнении с другими ископаемыми топливами, природный газ станет безусловным лидером по ежегодным темпам роста – с 2015 г. по 2040 г. они составят 1,3-1,6 %, что значительно выше среднегодовых темпов роста потребления нефти и угля (в сценариях Инновационный и Энергопереход – вообще сокращения), но, тем не менее, заметно ниже в сравнении с темпами роста потребления газа в предыдущие годы (2,3 % в среднем за 1990–2015 гг.). Спрос на газ будет расти во всех регионах мира, но часть стран ОЭСР пройдет пик его потребления.

> Газ единственный из ископаемых топлив увеличит долю в мировом энергопотреблении с текущих 22 % до 25-27 % к 2040 г. Но темпы прироста его потребления существенно замедлятся в сравнении с предыдущими десятилетиями.

Наиболее высоко востребован газ будет в электроэнергетике. В Инновационном сценарии и, особенно, в сценарии Энергопереход рост спроса на электроэнергию приведет к появлению дополнительных ниш в области её производства, но конкурентная борьба как за эти ниши, так и за весь объем спроса существенно усилится. Причем конкурировать уже придется с целым набором технологий и решений, прежде всего в области возобновляемой энергетики.

На фоне расширения использования ВИЭ изменятся и условия работы электроэнергетических систем. В дополнение к традиционной неравномерности нагрузки в системе, со стороны спроса добавляется неравномерность производства в рамках мощностей ВИЭ. При этом данная неравномерность приобретает явную сезонную и климатическую окраску. В результате возрастает роль балансирующих топлив, главным из которых на фоне сокращения использования угля становится газ. Но существенно ухудшить конкурентные позиции газа как одного из ключевых балансирующих топлив может развитие накопителей энергии – как промышленных, так и на стороне потребления – с параллельным развитием умных сетей, допускающих децентрализованную подачу электроэнергии в сеть.

В промышленности и домохозяйствах есть потенциал увеличения роли газа по мере сокращения использования угля, но после этого будет снижаться и доля газа, уступая место более универсальной электроэнергии.

В транспортном секторе развитие технологий электротранспорта снизит потенциал рынка газомоторного топлива. С одной стороны, у газа появляются дополнительные возможности по конкуренции с нефтепродуктами, но с другой стороны электроэнергия займет частично нишу, которая могла бы быть у газа на рынке автодорожного транспорта. При этом газ получает новые возможности по использованию на морском транспорте. Но реализация этих возможностей будет сильно зависеть от скорости географического распространения требований к судовым топливам в рамках МАРПОЛ и состава этих требований, в частности включения в них ограничений на выброс CO_2.

Газ – один из наиболее противоречивых компонентов происходящих трансформаций энергосистемы. Это ископаемое топливо, но с самыми низкими выбросами CO_2. Прирост потребления электроэнергии, в том числе в рамках завоевания электроэнергией транспортного рынка, создает хорошие условия для роста спроса на газ. Параллельно инициативы по сокращению выбросов способствуют замещению угля на газ. Следствием этого является рост использования газа, как это видно на примере Инновационного сценария. Но активное развитие ВИЭ при соответствующей государственной поддержке и новых решениях в области балансирования нагрузки значительно усилит борьбу на рынке электроэнергии и способно оказать сдерживающее влияние на потребление газа. В результате в Консервативном сценарии мировой спрос на газ в 2040 г. достигнет 5,15 трлн куб. м (абсолютный прирост более чем на 1,5 трлн куб. м), в Инновационном сценарии объемы потребления газа к 2040 г. превысят 5,34 трлн куб. м, а в сценарии Энергопереход составят лишь 4,99 трлн куб. м.

Рост спроса на газ в прогнозном периоде ожидается во всех сценариях во всех регионах мира за исключением стран Европейского союза. В последние несколько лет газопотребление в Европе выросло во многом благодаря сильному снижению цен, что позволило газу отчасти восстановить свою долю в топливной корзине, однако дальнейшие возможности для расширения ограничены из-за стабилизации общего энергопотребления и расширения использования ВИЭ. При этом потенциал по замещению угля постепенно исчерпывается. В результате потребление газа в Европе после незначительного роста начнет сокращаться и к 2040 г. выйдет на уровень 2016 г.

Основной рост спроса на природный газ обеспечат страны, не входящие в ОЭСР, где абсолютные объемы потребления вырастут более чем вдвое - на 64-77 % в период с 2016 по 2040 гг. в зависимости от сценария. Основными драйверами роста спроса в этих странах станет экономический рост и экологичность газа, хотя последний фактор не будет определяющим в связи с масштабными планами по расширению использования ВИЭ (и при этом значительно более высокой ценой по сравнению с местным дешевым углем).

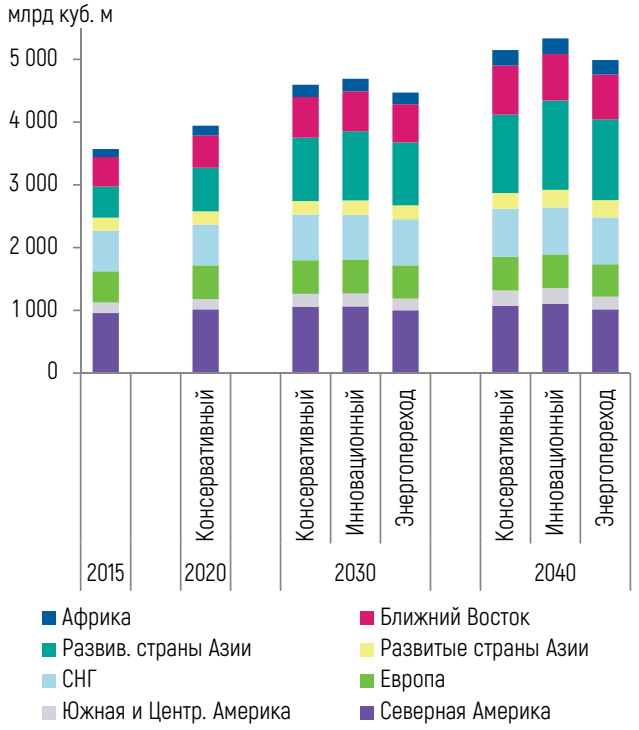
На Ближнем Востоке объемы потребления газа вырастут почти на 300 млрд куб. м в Консервативном сценарии, причем половина этого прироста придется на Иран. В сценарии Энергопереход абсолютный прирост в регионе составит менее 230 млрд куб. м в связи с применением более энергоэффективных технологий и расширением использования ВИЭ, прежде всего солнечной энергии, которая именно в этом регионе имеет хороший потенциал для развития благодаря высокой солнечной

Сценарии наглядно демонстрируют рост неопределенности для газового рынка. С одной стороны, рост спроса на электроэнергию, стимулируемый, в том числе, развитием электротранспорта, создает условия для увеличения потребления газа. Газ, во многом благодаря своим экологическим характеристикам, прямо или косвенно вытесняет нефть и уголь, что видно на примере Инновационного сценария, где спрос на газ вырос в сравнении с Консервативным. Но, с другой стороны, целый набор перспективных технологий и решений, прежде всего в области ВИЭ и накопления электроэнергии, ужесточают конкурентную борьбу в электроэнергетике, что в сценарии Энергопереход ведет к снижению потребления газа на 2040 г. относительно двух других сценариев.

инсоляции, практически отсутствию облачности и тому, что пики спроса на кондиционирование совпадают с максимальными возможностями производства электроэнергии на основе солнечной энергии. При этом более дешевые внутри региона ископаемые топлива (для стран производителей) можно экспортировать на премиальные внешние рынки. Рост потребления газа в регионе будет обусловлен потребностями развивающихся экономик и ростом численности населения, при этом газ продолжит активно замещать нефтепродукты во всех отраслях, в первую очередь, в электроэнергетике, и будет широко использоваться в газохимии, для кондиционирования и опреснения воды.

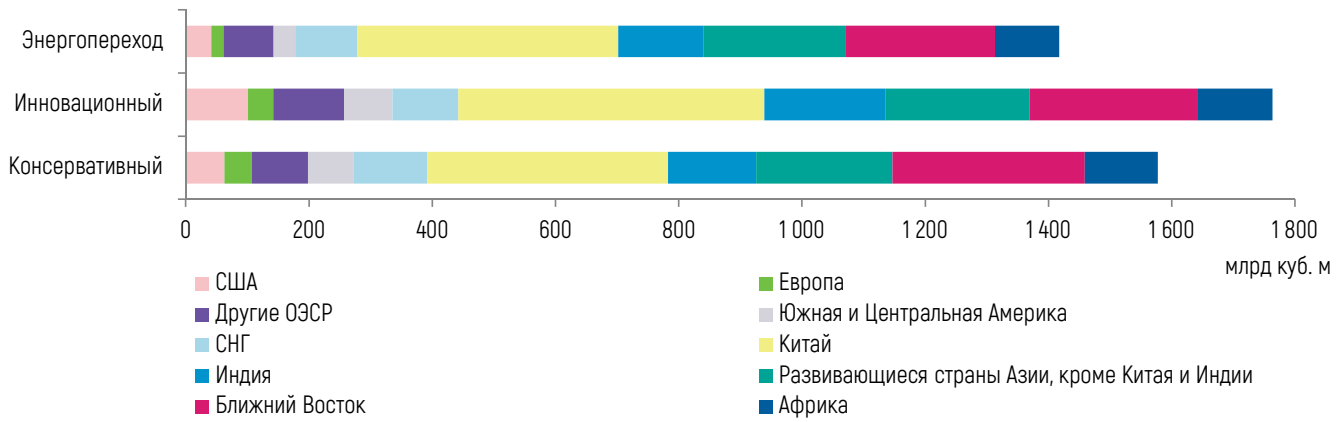
Почти вдвое, до 250 млрд куб. м, увеличится газопотребление стран Африки в связи с экономическими потребностями и инициативами по развитию внутреннего рынка газа, в частности в Танзании, Мозамбике, Нигерии, Алжире и Египте. В странах Южной и Центральной Америки газопотребление увеличится в 1,5 раза, приближаясь к 250 млрд куб. м в Консервативном и Инновационном сценариях, а в Энергопереходе рост ограничится 32 %. При этом газ будет сдерживать рост использования биоэнергии и начнет постепенно замещать ее. Напротив, в странах СНГ, которые отличаются высокой газоемкостью, рост потребления газа с 2030-х гг. начнет замедляться, увеличение в период 2016–2040 гг. ограничится 10-16 % (рис. 2.45, рис. 2.46, табл. 2.7).

Рисунок 2.45 - Сценарный прогноз спроса на природный газ по регионам мира, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.46 - Сценарный прогноз прироста спроса на газ в период с 2015 по 2040 гг. по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 2.7 - Потребление газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

	2015	2020	2030			2040			Темпы роста в 2015-2040 гг		
		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	**958**	**1018**	**1057**	**1064**	**1003**	**1074**	**1107**	**1016**	**0,5 %**	**0,6 %**	**0,2 %**
Канада	102	121	147	146	137	145	147	127	1,4 %	1,4 %	0,9 %
Мексика	78	79	82	78	72	87	81	69	0,5 %	0,2 %	-0,4 %
США	778	818	828	840	793	841	879	819	0,3 %	0,5 %	0,2 %
Южная и Центральная Америка	**170**	**164**	**205**	**207**	**184**	**244**	**248**	**205**	**1,5 %**	**1,5 %**	**0,8 %**
Бразилия	40	38	61	59	47	83	82	59	3,0 %	2,9 %	1,6 %
Европа	**495**	**536**	**536**	**540**	**532**	**539**	**536**	**515**	**0,3 %**	**0,3 %**	**0,2 %**
ЕС-28	435	466	450	457	447	435	440	420	0,0 %	0,0 %	-0,1 %
Великобритания	72	79	72	70	72	65	62	61	-0,4 %	-0,6 %	-0,6 %
Германия	81	101	107	112	104	101	108	89	0,9 %	1,1 %	0,4 %
Италия	68	63	55	57	58	45	48	51	-1,6 %	-1,3 %	-1,1 %
Франция	39	41	34	34	33	53	51	52	1,2 %	1,0 %	1,2 %
Турция	48	57	70	66	65	85	78	75	2,3 %	2,0 %	1,8 %
СНГ	**645**	**652**	**729**	**713**	**732**	**764**	**752**	**746**	**0,7 %**	**0,6 %**	**0,6 %**
Россия	444	475	533	516	543	559	545	549	1,0 %	0,9 %	0,9 %
Развитые страны Азии	**211**	**209**	**216**	**230**	**223**	**250**	**278**	**276**	**0,7 %**	**1,1 %**	**1,1 %**
Япония	124	105	93	104	110	105	131	149	-0,7 %	0,2 %	0,7 %
Южная Корея	44	52	68	70	68	90	90	89	2,9 %	3,0 %	2,9 %
Развивающиеся страны Азии	**494**	**694**	**1009**	**1101**	**1002**	**1249**	**1422**	**1287**	**3,8 %**	**4,3 %**	**3,9 %**
Китай	193	324	502	560	485	585	690	617	4,5 %	5,2 %	4,7 %
Индия	50	74	120	143	120	192	246	188	5,6 %	6,6 %	5,5 %
Индонезия	45	57	78	77	75	92	88	84	2,9 %	2,7 %	2,6 %
Малайзия	42	51	62	61	61	64	62	62	1,7 %	1,6 %	1,6 %
Ближний Восток	**470**	**518**	**647**	**636**	**609**	**782**	**741**	**712**	**2,1 %**	**1,8 %**	**1,7 %**
Иран	183	199	264	259	251	337	328	310	2,5 %	2,4 %	2,1 %
Саудовская Аравия	90	105	123	115	100	147	113	105	2,0 %	0,9 %	0,6 %
Африка	**128**	**153**	**197**	**199**	**186**	**246**	**250**	**232**	**2,7 %**	**2,7 %**	**2,4 %**
Мир	**3571**	**3943**	**4597**	**4690**	**4472**	**5149**	**5335**	**4989**	**1,5 %**	**1,6 %**	**1,3 %**
ОЭСР	1654	1754	1806	1827	1749	1863	1916	1798	0,5 %	0,6 %	0,3 %
не-ОЭСР	1917	2189	2791	2863	2723	3286	3418	3190	2,2 %	2,3 %	2,1 %

Источник: ИНЭИ РАН

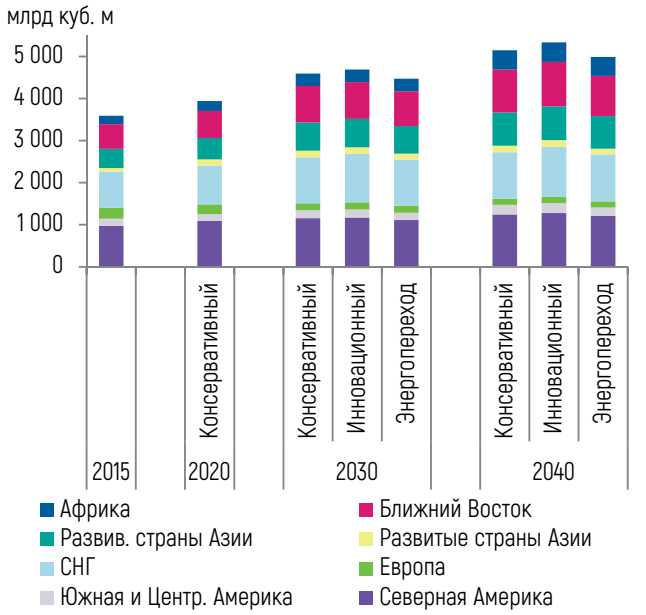
В страновом разрезе в прогнозный период наиболее значительный прирост газопотребления будет идти за счет Китая и Индии. На Китай – мирового лидера по росту спроса на газ – придется 25-30 % всего дополнительного мирового спроса. Достигнув к 2040 г. значений в 585-690 млрд куб. м, Китай по уровню спроса на газ превзойдет европейский регион с его объемом потребления менее 540 млрд куб. м. С учетом роста спроса на газ в Индии (более чем в три раза по сравнению с уровнем 2016 г.), прирост потребления в этих двух азиатских странах превысит суммарный рост спроса в крупных регионах-производителях природного газа – в Северной Америке и на Ближнем Востоке. В странах ОЭСР в период 2015-2040 гг. спрос увеличится лишь на 9-16 % в сравнении с 60 % за предыдущие 25 лет, в не-ОЭСР замедление будет более сдержанным – спрос увеличится на 66-78 % в сравнении с 88 % за предыдущий период.

Предложение газа

Доказанные мировые запасы природного газа на конец 2018 г. составили более 200 трлн куб. м, то есть обеспеченность газом при текущих уровнях добычи составляет более 50 лет. При этом ежегодный прирост запасов, как правило, превышает объемы добычи. В ответ на динамичный рост спроса продолжится наращивание объемов производства газа – по результатам расчетов мировая добыча газа увеличится на 39-48 % до 4,9-5,3 трлн куб. м в период 2016 - 2040 гг. Наиболее активный рост добычи природного газа ожидается на Ближнем Востоке, в Северной Америке, СНГ (России) и в развивающихся странах Азии, а крупнейшими производителями на протяжении всего прогнозного периода останутся США, Россия и Иран (рис. 2.47, рис. 2.48, табл. 2.8).

К 2040 г. уровень в 1 трлн куб. м добычи преодолеют во всех сценариях Северная Америка и СНГ, а Ближний Восток достигнет этой отметки в Инновационном и Консервативном сценариях.

Рисунок 2.47 - Сценарный прогноз добычи природного газа по регионам мира, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

В ответ на рост спроса мировая добыча газа к 2040 г. увеличится на 39-48 % до 4,9-5,3 трлн куб. м.

В Европе продолжится падение собственной добычи природного газа. Одной из причин является принудительное сокращение, а затем и полное прекращение добычи на когда-то крупнейшем европейском месторождении Гронинген в Нидерландах. Такое решение голландского правительства обусловлено соображениями безопасности в связи с участившимися случаями землетрясений в регионе. Прогнозируется также снижение газодобычи в Норвегии в связи с истощением разведанных запасов при существенной недоразведанности новых источников добычи сырья. В итоге, к 2040 г. добыча газа в Европе снизится более чем на 40 % по сравнению с уровнем 2017 г.

Рост до 2030 г., а потом незначительное снижение добычи будут наблюдаться и в странах Азии-ОЭСР. При этом, Австралия – единственный экспортер газа в регионе и один из крупнейших экспортеров СПГ в мире - нарастит производство на 15-35 % к 2040 г.

На Ближнем Востоке производство будет расти среднегодовыми темпами 2,1-2,4 %. Этот прирост преимущественно будет направляться на удовлетворение потребностей внутренних рынков. По-прежнему высокие неопределенности остаются относительно перспектив страны с крупнейшими запасами газа в регионе – Ирана. Геополитические условия ограничивают ее доступ к технологиям и инвестициям, что препятствует реализации проектов по экспорту газа и концентрирует в основном на удовлетворении растущего внутреннего спроса. Крупнейший экспортер региона Катар после паузы, взятой в последние годы, продолжит наращивать экспорт газа, увеличив добычу к 2040 г. в сравнении с 2017 г. на 41-50 %.

В странах развивающейся Азии самые высокие приросты добычи продемонстрирует Китай, где производство

вырастет более чем в полтора газа, в том числе за счет сланцевой добычи, метана угольных пластов и биогаза.

В СНГ основные возможности по приросту добычи связаны с Россией, и объемы производства будут определяться, главным образом, спросом на внутреннем и внешних рынках. Страны Центральной Азии и Каспийского бассейна (Туркменистан, Азербайджан, Казахстан, Узбекистан) имеют потенциал для прироста добычи до 2029 г. в пределах 25-35 %, но после этого ожидается снижение и добычи, и экспорта. Имеющиеся ресурсы могли бы позволить прирастить производство этих четырех стран ещё примерно на 120 млрд куб. м к 2040 г., но для конкурентоспособности таких проектов нужны значительно более высокие цены реализации, чем в рассматриваемых сценариях.

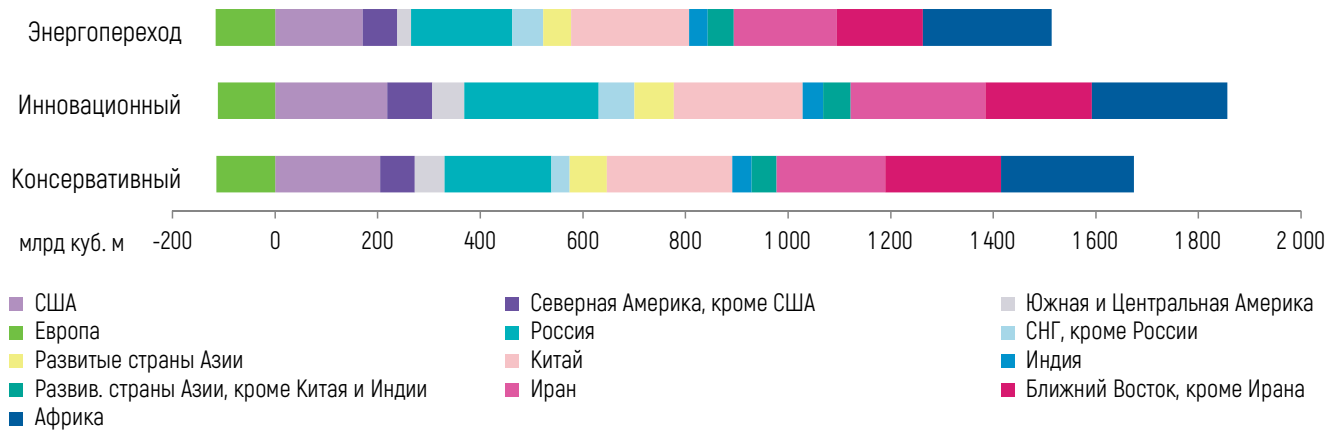
Рост производства газа в Южной и Центральной Америке на 10-35 % в зависимости от сценария к 2040 г. преимущественно обеспечат Бразилия и Аргентина. В сценарии Энергопереход, несмотря на развитие технологий и доступ к технологиям, добыча сланцевого газа в Аргентине ниже, чем в других сценариях из-за высоких производственных затрат и худшей его конкурентоспособности на газовом рынке и в сегментах потребления в условиях ускоренного распространения ВИЭ.

Примерно в два раза от текущих показателей увеличится производство газа в Африке. В отличие от предыдущих десятилетий, основной вклад в прирост производства внесут страны не Северной, а Центральной и Восточной Африки, включая Мозамбик. При этом прирост внутреннего спроса в странах Северной Африки существенно ограничит их экспортные возможности.

Перспективы многих газовых добычных проектов в мире зависят от ситуации с производством нефти из-за использования газа для поддержания давления в нефтяных пластах и зачастую связанной проектной экономики в процессе одновременного производства этих двух углеводородов, в том числе попутного нефтяного газа. Именно такая ситуация характерна для производства газа в Северной Америке. При этом во всех сценариях к 2040 г. региону удается достичь рекордного уровня добычи 1,2 трлн куб. м, в основном за счет продолжения роста газодобычи в США. В Канаде ожидается снижение производства газа к 2030 г. с последующим восстановлением к 2040 г. (рис. 2.48).

Сильнее всего разница спроса по сценариям отражается на объемах производства у стран - крупнейших экспортеров газа. Как правило, локальные возможности добычи в центрах мирового потребления оказываются востребованы в любых условиях и не сильно меняются по сценариям. Изменения в приросте спроса влияют в первую очередь на объемы межстрановой торговли и на тех игроков, которые в ней участвуют.

Рисунок 2.48 - Прирост добычи газа по регионам за 2015-2040 гг., млрд куб. м



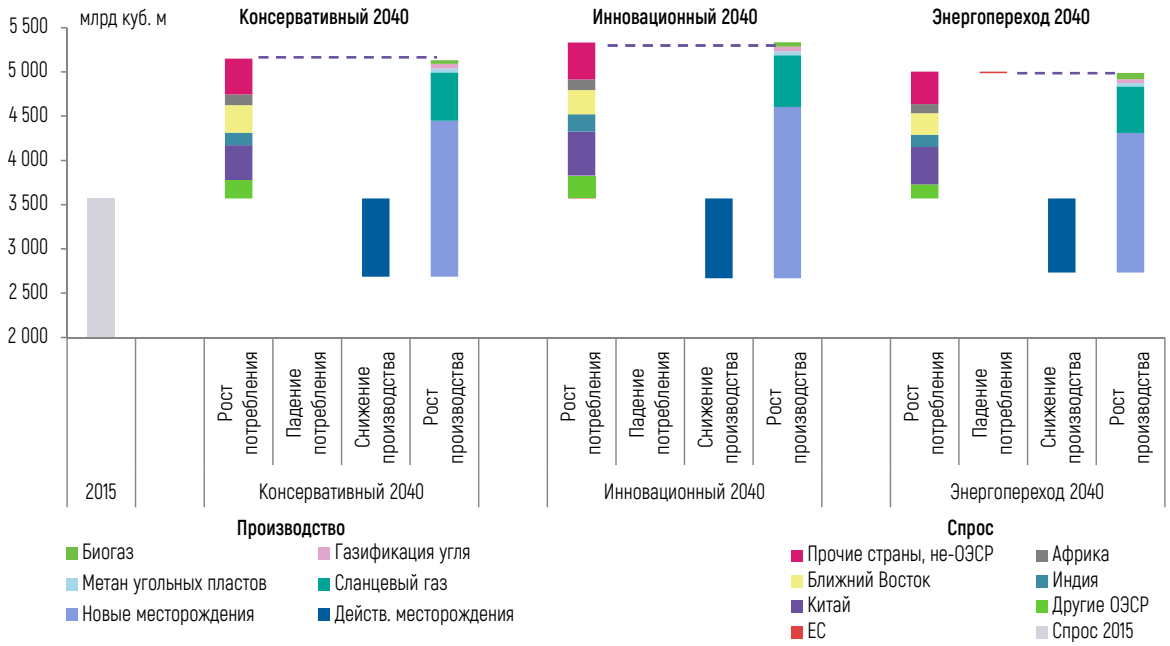
Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 2.8 - Добыча газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

	2015	2020	2030			2040			Темпы роста в 2015-2040 гг		
		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	**973**	**1091**	**1177**	**1191**	**1152**	**1245**	**1294**	**1229**	**1,0 %**	**1,1 %**	**0,9 %**
Канада	164	179	157	162	151	174	184	168	0,2 %	0,5 %	0,1 %
Мексика	42	37	34	34	33	55	62	55	1,1 %	1,6 %	1,1 %
США	767	875	986	995	968	1016	1048	1006	1,1 %	1,3 %	1,1 %
Южная и Центральная Америка	**172**	**169**	**188**	**192**	**175**	**231**	**237**	**199**	**1,2 %**	**1,3 %**	**0,6 %**
Аргентина	40	44	47	48	43	53	59	46	1,1 %	1,6 %	0,6 %
Бразилия	24	21	46	52	38	69	68	45	4,3 %	4,3 %	2,5 %
Европа	**261**	**230**	**169**	**169**	**168**	**146**	**149**	**145**	**-2,3 %**	**-2,2 %**	**-2,3 %**
Норвегия	121	120	99	99	98	88	90	88	-1,3 %	-1,2 %	-1,3 %
СНГ	**861**	**923**	**1072**	**1119**	**1052**	**1104**	**1176**	**1091**	**1,0 %**	**1,3 %**	**1,0 %**
Россия	636	699	805	838	813	854	900	833	1,2 %	1,4 %	1,1 %
Развитые страны Азии	**82**	**150**	**156**	**159**	**144**	**155**	**158**	**137**	**2,6 %**	**2,7 %**	**2,1 %**
Австралия	74	144	150	152	138	149	152	131	2,8 %	2,9 %	2,3 %
Развивающиеся страны Азии	**459**	**508**	**671**	**675**	**658**	**790**	**804**	**776**	**2,2 %**	**2,3 %**	**2,1 %**
Индия	31	31	51	50	50	69	71	68	3,3 %	3,4 %	3,2 %
Индонезия	75	74	105	105	104	114	120	113	1,7 %	1,9 %	1,7 %
Китай	135	180	267	273	259	379	386	364	4,2 %	4,3 %	4,0 %
Малайзия	69	75	73	72	69	69	70	67	0,0 %	0,1 %	-0,1 %
Ближний Восток	**585**	**642**	**868**	**874**	**826**	**1022**	**1055**	**963**	**2,3 %**	**2,4 %**	**2,0 %**
Ирак	7	14	34	36	33	63	68	61	9,2 %	9,5 %	9,0 %
Иран	184	204	297	301	283	396	447	395	3,1 %	3,6 %	3,1 %
Катар	164	182	247	252	243	250	255	240	1,7 %	1,8 %	1,5 %
Саудовская Аравия	87	105	124	115	100	147	113	105	2,1 %	1,1 %	0,8 %
Африка	**198**	**231**	**296**	**311**	**297**	**457**	**462**	**449**	**3,4 %**	**3,4 %**	**3,3 %**
Алжир	84	87	89	92	88	109	108	107	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Египет	38	57	66	65	66	57	58	56	1,6 %	1,7 %	1,6 %
Мир	**3590**	**3943**	**4597**	**4690**	**4472**	**5149**	**5335**	**4989**	**1,5 %**	**1,6 %**	**1,3 %**

Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.49 - Баланс спроса и предложения на газ в 2040 г.

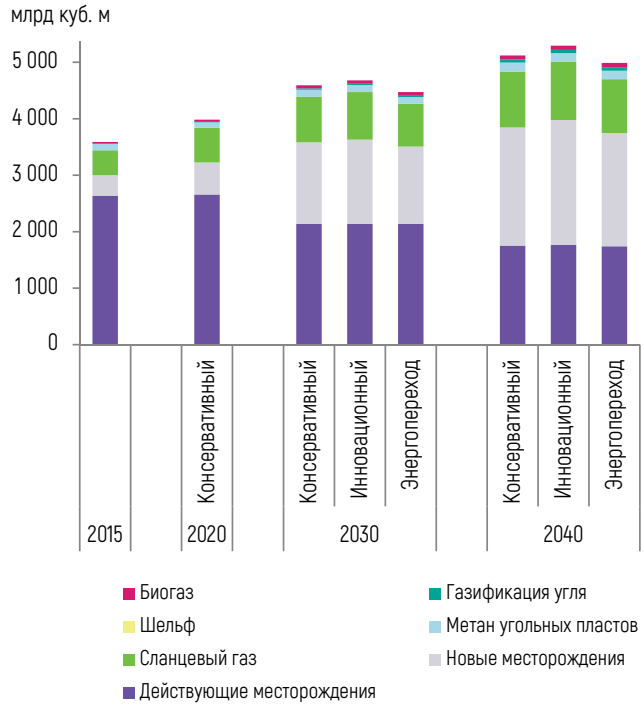


Действующие месторождения постепенно истощаются и к 2040 г. смогут обеспечить только около 50 % спроса на газ. Очевидно, что оставшийся спрос необходимо будет покрывать за счет расширения ресурсной базы и реализации новых проектов. Основным источником удовлетворения растущего спроса по-прежнему будет традиционный газ, однако развитие и постепенное удешевление технологий добычи будут способствовать росту доли нетрадиционного газа с 16 % в 2015 г. до 25 % в конце прогнозного периода, в том числе 19 % придется на сланцевый газ, 3 % – на метан угольных пластов и по 1 % – на газификацию угля и биогаз (рис. 2.49).

Несмотря на то, что «сланцевая революция» перешагнула уже более чем десятилетний рубеж, развитие добычи нетрадиционного газа продолжает в значительной мере определять состояние газового рынка и мировой торговли газом (рис. 2.50). Безусловным лидером в этой области продолжат оставаться США – к 2040 г. они смогут добывать около 700 млрд куб. м сланцевого газа.

Доля нетрадиционного газа, в том числе сланцевого и биогаза, в общей структуре производства будет неуклонно увеличиваться.

Рисунок 2.50 - Сценарный прогноз производства газа в мире по видам, млрд куб. м

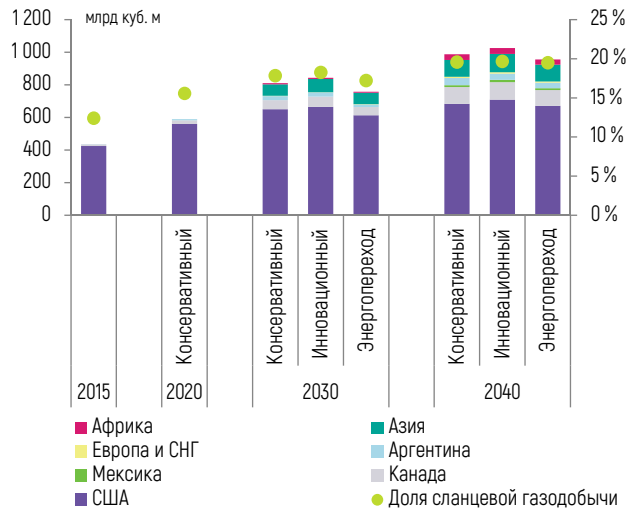


Источник рисунков 2.49 и 2.50: ИНЭИ РАН

Помимо США, добычу сланцевого газа осуществляют Канада, Аргентина и Китай, но ни одной из этих стран не удалось повторить успех США в разработке сланцевых запасов. По прогнозам Министерства природных ресурсов КНР, страна планирует увеличить добычу сланцевого газа с 8 млрд куб. м в 2016 г. до почти 30 млрд куб. м в 2020 г., и до 80 - 100 млрд куб. м в 2030 г., однако ключевая неопределенность для китайского сланцевого газа, как и для всех таких ресурсов за пределами Северной Америки, заключается в качестве ресурсной базы и стоимости его производства (рис. 2.51).

Наиболее быстрыми темпами добыча сланцевого газа будет увеличиваться в период до 2025 г. К этому времени объемы его мировой добычи превысят 700 млрд куб. м, подавляющая часть которых придется на США. Затем темпы роста добычи в США заметно снизятся, а мировая добыча сланцевого газа будет расширяться за счет других стран: до 100 млрд куб. м прогнозируется увеличение добычи в Канаде. Мексика и Аргентина добавят более 50 млрд куб. м к общим объемам добычи, чуть более 100 млрд куб. м – страны Азии во главе с Китаем, и около 40 млрд куб. м – страны Африки. В Европе и СНГ прорывов в добыче нетрадиционного газа не предвидится ввиду геологических и экономико-политических ограничений.

Рисунок 2.51 - Сценарный прогноз добычи сланцевого газа по регионам и отдельным странам мира, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

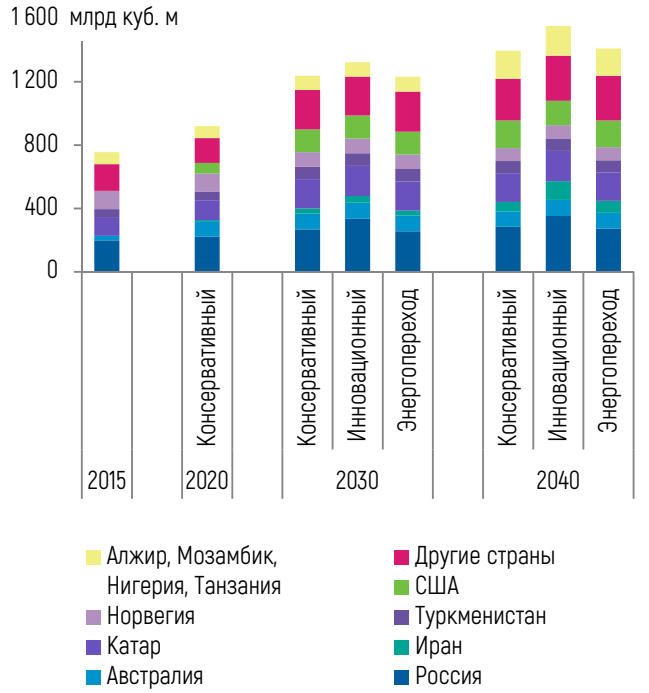
Международная торговля газом

В отличие от рынка нефти, для рынка газа ускоренное развитие энергетических технологий в совокупности с социально-экономическими тенденциями не ведет к прохождению пика потребления и сокращению спроса, но условия функционирования для газового рынка будут меняться. Конкуренция на ключевых газовых рынках усиливается, мировая торговля продолжит набирать обороты – к 2040 г. ее объемы увеличатся в 1,7-2 раза, достигнув 1,4-1,5 трлн куб. м. При этом в течение прогнозного периода почти 85 % мирового чистого экспорта газа будет приходиться всего на десятку стран, в которую помимо России будут входить Катар, Австралия и США. Ускоренными темпами будут наращивать экспорт газа и африканские страны, преимущественно Нигерия, Мозамбик и Танзания. Наиболее высокие неопределенности связаны с Ираном, перспективы которого сильно будут зависеть от доступа к инвестициям, технологиям и от наличия ограничений во внешней торговле (рис. 2.52). В сценариях Инновационный и Энергопереход предполагается постепенное снятие международных ограничений в отношении Ирана. Это позволяет к 2040 г. нарастить экспорт газа из Ирана до 118 млрд куб. м в Инновационном сценарии, но в сценарии Энергопереход потребности в дополнительных объемах будут меньше и экспорт не превысит 76 млрд куб. м.

Десять игроков будут контролировать 85 % мирового экспорта газа.

На стороне импорта наблюдается постепенное смещение торговых потоков из стран Атлантического бассейна в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, преимущественно Южной и Юго-Восточной Азии. Несмотря на постоянно растущее число импортеров природного газа, около 70 % торгуемых объемов в 2040 г. будут приходиться всего на 10 стран. Среди них пятерка крупнейших импортеров газа – Китай, Индия, Япония, Германия и Южная Корея, на которых приходится половина мирового чистого импорта газа. Япония уступит первое место среди импортеров природного газа Китаю и Индии, замыкая

Рисунок 2.52 - Сценарный прогноз мирового чистого экспорта газа по странам, млрд куб. м



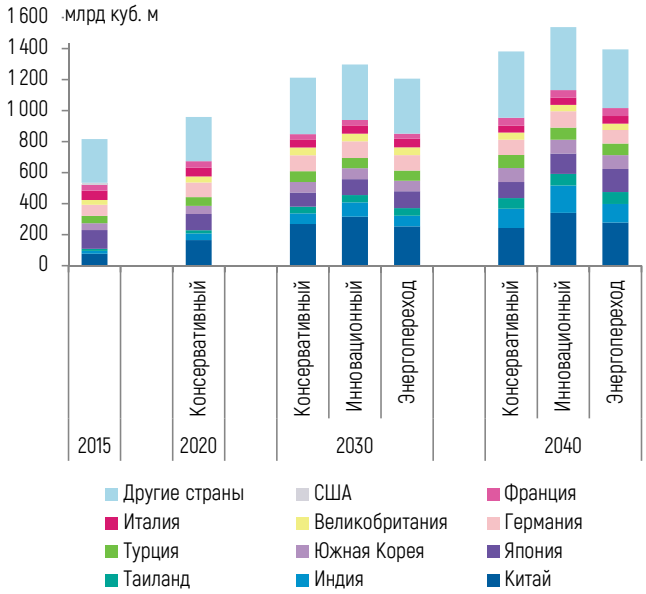
Источник: ИНЭИ РАН

тройку лидеров, в то время как Китай увеличит импорт в 3-5 раза, а Индия - в 7-9 раз в зависимости от сценария (рис. 2.53). Европейские страны продолжат наращивать импорт газа из-за снижения собственной добычи. Однако темпы прироста импорта будут снижаться из-за прохождения пика спроса на газ и замедления сокращения собственной добычи в абсолютных объемах.

Китай увеличит импорт газа в 3-5 раз, Индия в 7-9 раз, что позволит им стать крупнейшими мировыми импортерами. Но после 2035 г. Китай приблизится к прохождению пика импорта.

Импортная зависимость Китая будет во многом определять ситуацию на газовом рынке Азии в целом. Расширение собственной добычи природного газа при одновременном замедлении его потребления приведет к прохождению Китаем пика импорта газа после 2035 г. в сценариях Консервативный и Энергопереход, а в Инновационном сценарии – после 2040 г. В связи с этим появляется высокая неопределенность для крупных газовых проектов с поставками в Китай, реализация которых планируется после 2035 г.

Рисунок 2.53 - Сценарный прогноз мирового чистого импорта газа по странам, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

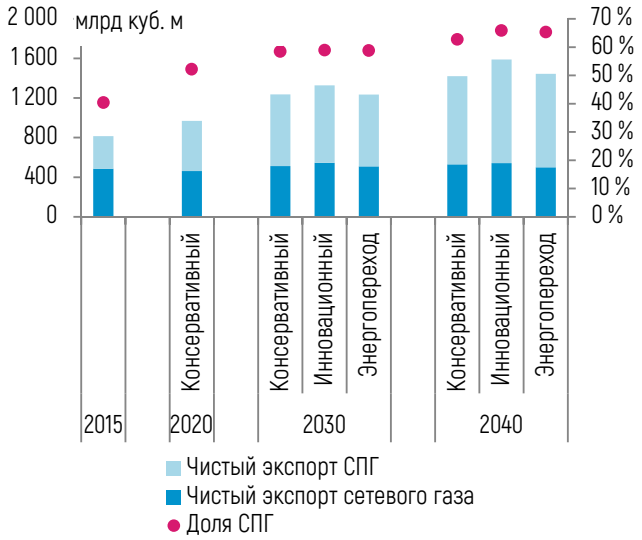
Экспорт СПГ будет расти опережающими темпами, и его доля в международной торговле газом достигнет к 2040 г. 60-65 %.

Международные поставки трубопроводного газа к 2040 г. увеличатся на 10 %, причем основной рост будет обусловлен увеличением импорта в Китай. В то же время глобальные поставки СПГ увеличатся почти на 70 %, а их доля в общих объемах мировой торговли вырастет до 65 % (рис. 2.54).

Рост числа потребителей СПГ и расширение географии поставок, особенно на рынки, значительно удаленные от центров производства газа, будут способствовать росту значимости СПГ в мировой торговле газом. В ответ на рост спроса, быстрыми темпами расширяется предложение СПГ, главным образом - в США, Австралии, России и Катаре. Потенциально еще одним крупным поставщиком СПГ мог бы стать Иран, однако в силу геополитических факторов неопределенность относительно прироста мощностей в стране все еще сохраняется (рис. 2.55).

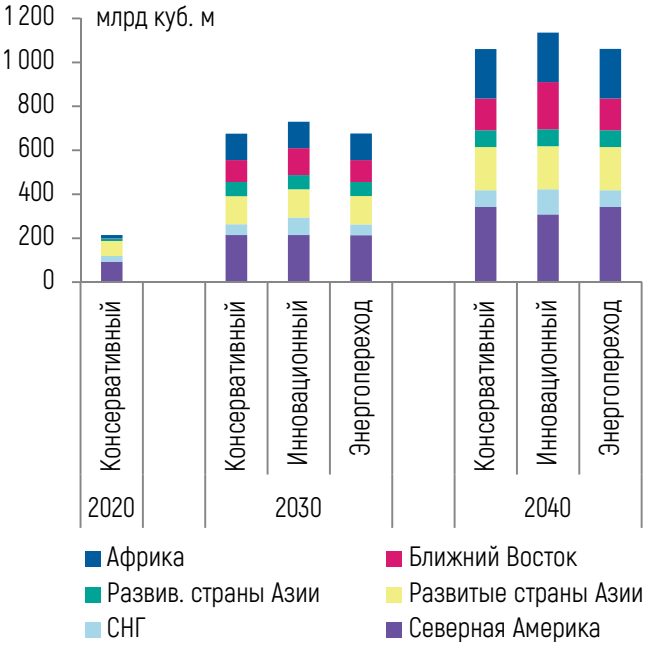
В 2016 г. торговля СПГ достигла 260 млн т, и уже в 2017 г. продемонстрировала второй за всю историю СПГ-индустрии скачок на 14 % до более чем 290 млн т. Поддерживаемая быстрым приростом мировых мощностей по сжижению, торговля СПГ продолжит расти – по данным на 1 июня 2019 г. приняты инвестиционные решения по новым проектам более чем на 88 млн т производственных мощностей, при успешном вводе которых мировые объемы производства увеличатся еще на 21 % уже к 2024 г. В течение ближайшего времени ожидается рассмотрение новых проектов ещё примерно на 102 млн т. Быстрыми темпами растут и регазификационные мощности – к 2019 г. они достигли 868 млн т, в стадии сооружения находится еще 95 млн т (8 плавучих и 14 на суше).

Рисунок 2.54 - Сценарный прогноз мирового чистого экспорта сетевого газа и СПГ, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.55 - Сценарный прогноз накопленного прироста мощностей по сжижению газа по регионам мира



Источник: ИНЭИ РАН

Цены на газ

После существенного падения газовых цен на рынках Европы и Азии в 2014 - 2016 гг., во многом повторившего динамику нефтяных котировок, начался их рост, связанный с увеличением спроса на газ, а также восстановлением нефтяных цен, к которым по-прежнему привязана значительная часть газовых контрактов. Однако к лету 2019 г. цены газа в Европе и Азии вновь устремились вниз от высоких уровней осени 2018 г., потеряв около 50 % и существенно обогнав динамику нефтяных цен. Это стало ещё одним сигналом того, что газовый рынок пошел своим путем, постепенно теряя взаимосвязи с нефтяным.

Ценовая ситуация на газовом рынке заметно меняется. С одной стороны продолжается отвязка от нефтяной индексации. С другой стороны, сказывается расширение использования ВИЭ, которые в некоторых странах уже сейчас летом в отдельные дни позволяют почти полностью закрывать потребность в электроэнергии, а зимой могут временами демонстрировать почти нулевую выработку. В результате традиционные сезонные дисбалансы спроса на газ усиливаются. Причем дисбалансы, формируемые спросом на электроэнергию и тепло, и неравномерностью производства ВИЭ, заметно отличаются от дисбалансов более стабильного нефтяного спроса. Таким образом, создаются условия для формирования ярко выраженных сезонных уровней цен. При этом, по мере расширения мощностей ВИЭ, изменения дневного спроса на газ, например в Европе, могут быть кратными, что неизбежно будет отражаться и на ценах.

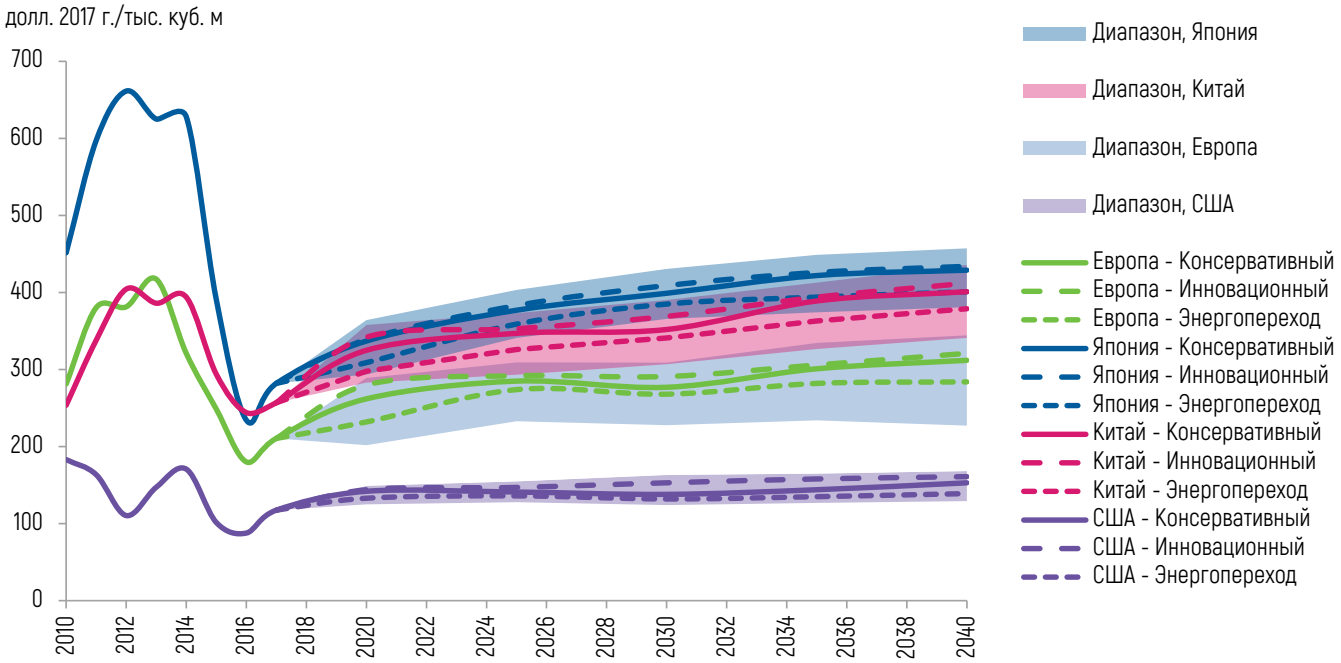
Ценовая зависимость газового рынка от нефтяного постепенно исчезает. Потребление газа характеризуется всё большей неравномерностью из-за сочетания сезонного спроса на электроэнергию и тепло, а также сезонного и дневного дисбаланса, формируемого использованием ВИЭ. В результате цены газа обретают явную сезонную окраску и становятся все более волатильными.

В перспективе до 2040 г. ожидается сохранение ценовой регионализации рынков газа при постепенном формировании глобального торгового пространства. Развитие сегмента СПГ и ввод новых трубопроводных мощностей обеспечат достаточно гибкие перетоки между регионами, но высокая доля затрат на транспортировку при поставках на большие расстояния приведет к наличию ценовых дифференциалов между рынками, в частности североамериканским, европейским и азиатским. При этом расчеты показывают сдержанный рост равновесных цен на газ во всех регионах мира, обусловленный увеличением мирового спроса на него, в особенности в развивающихся странах, и ростом издержек на его добычу (рис. 2.56).

Учитывая наличие достаточно больших объемов действующих и потенциально доступных проектов добычи и транспортировки, ни в Европе, ни в Азии не ожидается возвращения на длительную перспективу уровня цен 2012-2013 гг. На фоне роста спроса основные объемы торговли будут смещаться на рынок стран Азии. Формируемые в регионе ценовые индексы будут постепенно становиться определяющими для всей мировой торговли.

Учитывая наличие больших объемов действующих и потенциально доступных проектов по добыче и транспортировке газа, ни в Европе, ни в Азии не ожидается возвращения на длительную перспективу уровня цен 2012-2013 гг.

Рисунок 2.56 - Прогнозные средневзвешенные цены на газ на региональных рынках по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

The world puts i

РЫНОК ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

Спрос на твердое топливо

Твердые виды топлива[33] в 2015 г. обеспечивали 38 % мирового энергопотребления, при этом на уголь приходилось 28,3 % от мирового энергопотребления. В настоящее время около 38 % всей производимой электроэнергии в мире вырабатывается из угля. В процессе глобальной трансформации мировой энергосистемы, рынок угля, пожалуй, демонстрирует наиболее сложную и противоречивую динамику. Уголь на протяжении многих десятилетий был и в период до 2040 г. останется одним из самых дешевых и доступных источников энергии. Именно он был и остается основой экономического роста для стран, которые пока не готовы платить больше за другие ресурсы, и для которых экологические проблемы имеют меньший приоритет, чем экономическое развитие. Однако под влиянием политики декарбонизации и бурного развития новых технологий (прежде всего, возобновляемых источников энергии, накопителей электроэнергии, распределенных энергоресурсов, нетрадиционных методов добычи газа и др.) практически все страны с развитой экономикой и технологиями ставят задачу постепенного снижения доли угля в энергобалансе, главным образом, для уменьшения вредных выбросов в атмосферу.

Экологические ограничения становятся все более важным фактором, влияющим на развитие угольной отрасли. Их ужесточение 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. Удешевление альтернативных источников и введение «углеродных» платежей может начинать вытеснять угольную генерацию экономически, а увеличение доли ВИЭ еще и создает технические вызовы – ведь угольная генерация в результате должна становиться более гибкой и маневренной. В этой ситуации компромиссный путь могли бы обеспечить технологии «чистого угля»: современные угольные станции имеют очень низкие показатели выбросов – на уровне газовых, очень эффективны и в разы маневреннее. Но стоимость этих систем (мембраны и пр.) нивелирует всю дешевизну угля в сравнении с другими источниками энергии. А технологии улавливания и захоронения CO_2 (CCS - Carbon Capture and Storage) пока не получили широкого распространения из-за высоких затрат на транспортировку и закачку, ограниченных возможностей применения и возможных последующих негативных влияний – опасности выбросов газа в атмосферу, стимулирования сейсмической

> Для большинства стран мира уголь - вынужденный выбор, когда отсутствуют другие более экономически и экологически приемлемые альтернативы.

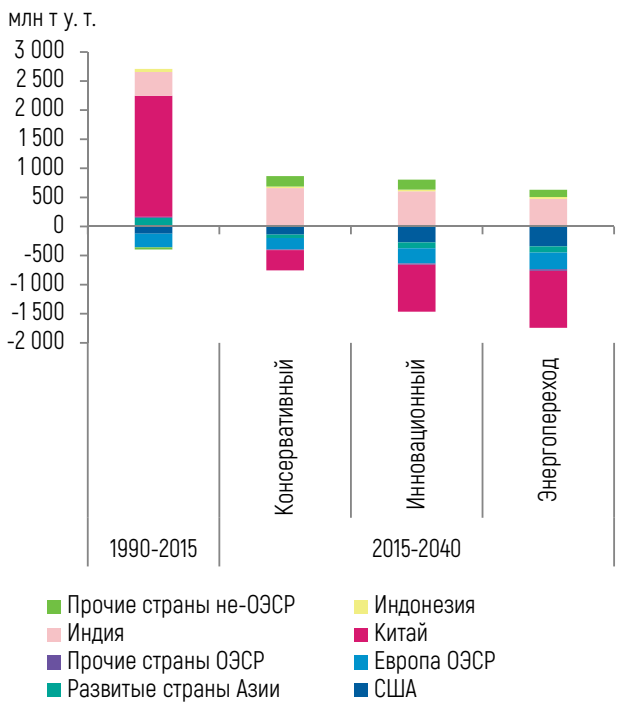
[33] Уголь, твёрдая биомасса и др.

активности и т.д.

Во многом выбор развилки между всеми сценариями будет предопределяться позицией крупнейших участников угольного рынка – Китая и Индии – в отношении угольной генерации и собственного производства угля. Индия пока дает весьма противоречивые сигналы о своих планах в отношении угля, а Китай активно обновляет свой парк угольных станций и заявляет о намерении бороться с экологическими проблемами путем дальнейшего развития технологий, а не отказа от угольной генерации.

В прогнозном периоде во всех сценариях к 2040 г. ожидается снижение спроса на уголь в абсолютном выражении на 6-9 % от современного уровня, и, как следствие, – дальнейшее сокращение его доли в мировом энергобалансе с 28 % до 19-23 % к 2040 г. в зависимости от сценария (рис. 2.57).

Рисунок 2.57 - Прирост потребления угля по странам и регинам мира в 1990-2015 гг. и 2015-2040 гг. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

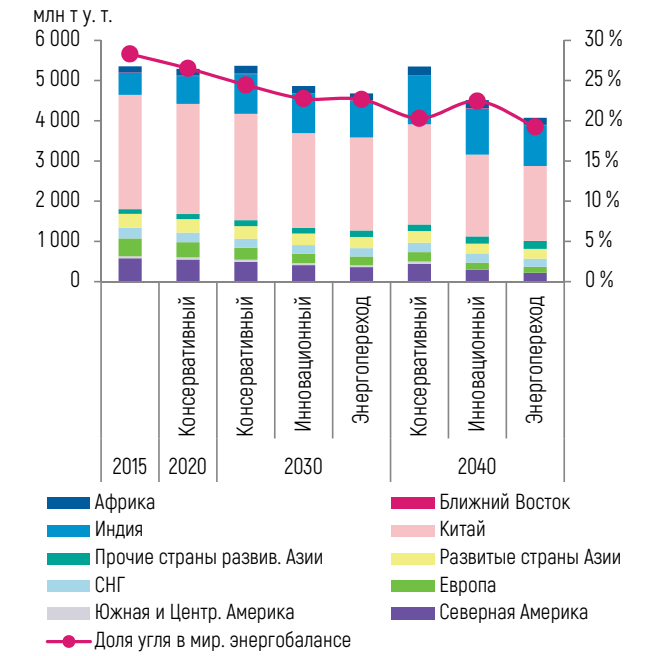
В период до 2030 г. во всех сценариях мир пройдет пик потребления угля. При этом, если в Консервативном сценарии мир проходит пик потребления угля только к окончанию рассматриваемого периода, то в сценарии Энергопереход это произойдет уже в ближайшие несколько лет.

Важным драйвером сокращения мирового спроса на уголь станет резкое сокращения потребления этого вида ископаемого топлива в странах ОЭСР, стимулируемое общим снижением энергопотребления, экологической политикой и постепенным совершенствованием технологий генерации на ВИЭ. Кроме того, существенно (в сценарии Энергопереход практически до нулевых отметок) замедлится прирост спроса на твердые топлива в развивающихся странах, за счет резкого сокращения потребления угля в Китае, который хоть и прошел «пик спроса» на этот вид топлива уже в 2013 г., но в 2018 г. все еще занимал 51 % в мировом потреблении угля.

В Китае доля угля в общем энергобалансе страны неуклонно росла с 51,6 % в 1980 г. до 65,9 % в 2015 г., однако в связи с пересмотром приоритетов национальной энергополитики и "Blue Sky Energy Plan" в перспективе до 2040 г. она сократится до уровня 41-45 %. Индия, увеличившая долю угля за 35 лет с 22 % в 1980 г. до 44,2 % в 2015 г., в перспективе на 2040 г. в Консервативном сценарии незначительно нарастит эту долю до 44,5 %, а в сценариях Инновационный и Энергопереход, наоборот, сократит ее до 42-43 %, несмотря на рост абсолютных объемов потребления угля. Прочие развивающиеся страны Азии – Вьетнам, Индонезия, Малайзия, Пакистан, Бангладеш и др. – будут увеличивать потребление угля, сохраняя его долю в энергобалансе примерно на текущем уровне, в среднем по группе стран 17-20 % (рис. 2.58, табл. 2.9).

Китай будет сокращать использование угля, но другие развивающиеся страны Азии будут наращивать его потребление на всем горизонте до 2040 г. Азиатский рынок укрепляет свой статус главного мирового центра потребления угля.

Рисунок 2.58 - Прогноз потребления угля по регионам мира для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 2.9 - Прогноз потребления угля по регионам и крупнейшим странам по сценариям, млн т у. т.

	2015	2020	2030			2040			Темпы роста в 2015-2040 гг		
		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	580	551	492	409	363	440	297	221	-1,1 %	-2,6 %	-3,8 %
Южная и Центральная Америка	48	51	55	48	43	58	49	39	0,8 %	0,0 %	-0,8 %
Европа	446	379	297	234	221	236	177	150	-2,5 %	-3,6 %	-4,3 %
СНГ	266	238	222	216	207	234	227	199	-0,5 %	-0,6 %	-1,2 %
Развитые страны Азии	347	335	317	287	279	289	245	242	-0,7 %	-1,4 %	-1,4 %
Развивающиеся страны Азии	3630	3706	3974	3677	3592	4104	3622	3341	0,5 %	0,0 %	-0,3 %
Индия	541	695	987	977	917	1200	1145	1016	3,2 %	3,0 %	2,6 %
Китай	2841	2738	2647	2349	2313	2493	2035	1862	-0,5 %	-1,3 %	-1,7 %
Ближний Восток	14	12	12	12	12	11	10	10	-1,1 %	-1,3 %	-1,3 %
Африка	153	166	192	183	165	224	200	171	1,5 %	1,1 %	0,5 %
Мир	5484	5439	5561	5066	4881	5595	4826	4374	0,1 %	-0,5 %	-0,9 %

Источник: ИНЭИ РАН

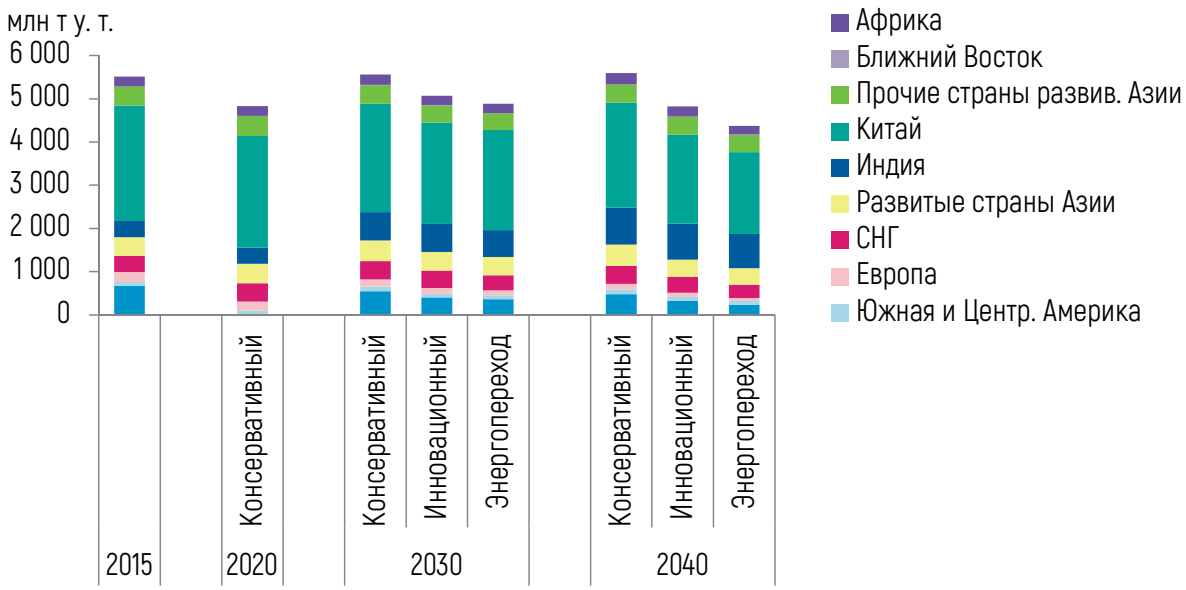
Предложение твердого топлива

Доказанные запасы угля в мире, по оценкам на 2017 г., составляют более 1 трлн т, которых при текущем уровне добычи хватит более чем на 130 лет. Три четверти этих запасов сосредоточено всего в пяти странах мира - США (24 %), России (16 %), Австралии (14 %), Китае (13 %) и Индии (9 %). В настоящее время основными лидерами по мировой добыче торгуемого угля являются Китай (46,4 %), США (9,8 %), Индия (7,8 %), Индонезия (7,2 %), Австралия (7,9 %), ЮАР, Колумбия и Россия (5,5 %) – на горизонте 2040 г. состав этих стран не изменится, но распределение долей между ними может существенно поменяться в зависимости от сценария.

Только в Консервативном сценарии мировому производству угля к 2040 г. удастся остаться почти на текущем уровне, в сценариях Инновационный и Энергопереход добыча сократится на 13 % и 21 % (рис. 2.59). В результате объем добычи по сценариям отличается боле чем на 1200 млн т у. т. (5595 млн т у. т. в Консервативном сценарии и 4374 млн т у. т. в сценарии Энергопереход), что примерно соответствует текущему потреблению пяти регионов – Северной Америки, Южной и Центральной Америки, Европы, Ближнего Востока и Африки.

На протяжении прогнозного периода на стороне предложения угля будет сохраняться высокая неопределенность, что связано с зависимостью всего рынка от двух ключевых крупнейших игроков – Китая и Индии, обеспечивающих основной спрос и определяющих цены на рынке. Политические установки Китая, указанные в 13-м Пятилетнем плане развития, будут стимулировать снижение спроса и вместе с тем добычи, что будет способствовать закрытию мелких угольных шахт и модернизации крупных. Так, в соответствии с 13-м Пятилетним планом Китай уже начал вывод 800 млн т добычных угольных мощностей, которые не отвечают экологическим и техническим требованиям, эту работу планируется продолжить. При этом вводятся 500 млн т новых модернизированных мощностей по добыче. Пик добычи угля в Китае, который ранее ожидался в период до 2025 г., наступил уже в 2013-2014 гг. К 2040 г. производство угля в Китае снизится на 9-29 % по сравнению

Рисунок 2.59 - Прогноз добычи угля по регионам мира для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

с уровнем 2018 г. При этом возможности добычи вполне позволяют Китаю в сценариях Инновационный и Энергопереход стать экспортером угля.

К 2040 г. страны развитой и развивающейся Азии будут обеспечивать до 75 % добычи в Консервативном сценарии и 79 % в сценарии Энергопереход (табл. 2.10)

Страны Азии обеспечат более 70 % мирового производства угля во всех сценариях.

На фоне роста спроса в Индии важным вопросом для всей мировой торговли являются её возможности обеспечивать прирост за счет собственного производства. В условиях отсутствия ограничений по добыче и стремления обеспечить энергобезопасность у Индии есть возможность нарастить объемы. Однако встает вопрос о способности ввести необходимые добычные мощности и скорости развития необходимой инфраструктуры, в частности железнодорожной сети.

США будут сокращать добычу во всех сценариях, оставаясь при этом нетто-экспортером. Австралия в Консервативном сценарии вплоть до 2040 г. будет наращивать объемы добычи (на 19 % за период 2016-2040 гг.), направляя экспортные потоки в сторону Индии и частично в Китай, а в Энергопереходе – напротив, сокращать.

Таблица 2.10 - Прогноз добычи угля по регионам и крупнейшим странам по сценариям, млн т у. т.

	2015	2020	2030			2040			Темпы роста в 2015-2040 гг.		
млн т у.т		Консервативный	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Северная Америка	**671**	**608**	**551**	**403**	**364**	**481**	**322**	**238**	**-1,3 %**	**-2,9 %**	**-4,1 %**
Южная и Центральная Америка	**88**	**99**	**105**	**95**	**87**	**107**	**95**	**83**	**0,8 %**	**0,3 %**	**-0,2 %**
Европа	**236**	**211**	**166**	**125**	**114**	**132**	**96**	**70**	**-2,3 %**	**-3,6 %**	**-4,7 %**
СНГ	**374**	**423**	**421**	**402**	**354**	**415**	**369**	**306**	**0,4 %**	**-0,1 %**	**-0,8 %**
Развитые страны Азии	**430**	**453**	**483**	**433**	**422**	**490**	**395**	**386**	**0,5 %**	**-0,3 %**	**-0,4 %**
Развивающиеся страны Азии	**3489**	**3416**	**3591**	**3389**	**3326**	**3711**	**3314**	**3086**	**0,2 %**	**-0,2 %**	**-0,5 %**
Индия	376	375	653	646	623	856	832	787	3,3 %	3,2 %	3,0 %
Китай	2669	2579	2503	2345	2313	2428	2058	1897	-0,4 %	-1,0 %	-1,4 %
Ближний Восток	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**0,2 %**	**0,2 %**	**0,2 %**
Африка	**221**	**227**	**243**	**218**	**212**	**259**	**233**	**203**	**0,6 %**	**0,2 %**	**-0,3 %**
Мир	**5512**	**5439**	**5561**	**5066**	**4881**	**5595**	**4826**	**4374**	**0,1 %**	**-0,5 %**	**-0,9 %**

Источник: ИНЭИ РАН

Межрегиональная торговля углем и цены

Неизбежное снижение потребления в странах ОЭСР и прохождение пика или стабилизация спроса в развивающихся странах при непредсказуемости скорости этих изменений создают крайне высокую неопределенность относительно перспектив международного угольного рынка. В период 2014-2017 гг. торговля быстро росла – снижение цен на уголь, низкие цены на выбросы CO_2, решения Китая по закрытию угольных шахт – все это способствовало расширению объемов мировой торговли и появлению дополнительных ниш. Однако в перспективе ситуация может сильно измениться: вывод малых угольных шахт в Китае в рамках программы уже выполнен, вводятся более эффективные мощности, а сама страна проходит пик потребления, соответственно потребностей в приросте импорта нет, но есть основания для его сокращения. Европа больше не рассчитывает на чистые угольные технологии как один из приоритетов развития и планомерно сокращает использование угля. В Индии сохраняется высокая неопределенность относительно возможностей обеспечения растущего спроса собственной добычей. В США Администрация Д. Трампа заявила о пересмотре политики об отказе от угля, в том числе для обеспечения экспорта. При этом с большой вероятностью это не приведет к угольному ренессансу в США, а только замедлит процесс сокращения его производства и потребления.

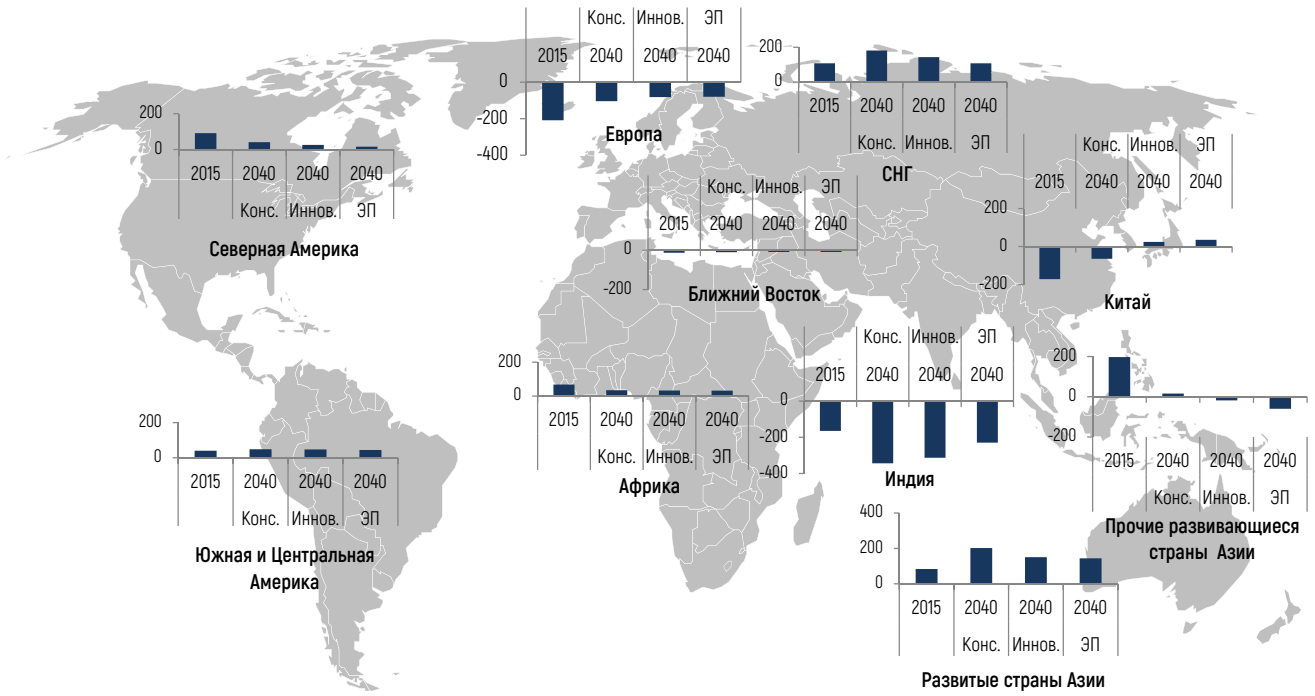
> Объемы торговли и цены на рынке будут зависеть, прежде всего, от действий двух игроков – Индии и Китая, что делает весь рынок очень неустойчивым и зависимым от точечных политических решений.

Объемы торговли и цены на рынке будут зависеть, прежде всего, от действий двух игроков – Индии и Китая, что делает весь рынок очень неустойчивым и зависимым от точечных политических решений. Рост объема импорта угля в будущем ожидается именно за счет стран Азиатско-Тихоокеанского региона (в первую очередь –Индии и стран Юго-Восточной Азии, где будет увеличиваться потребность в высококачественных углях), а также стран Ближнего Востока и Африки, в то время как в Китае и развитых странах Азии (Япония, Южная Корея) спрос, скорее, будет стагнировать или сокращаться, а на Европейском направлении будет неизбежное снижение спроса потребности в импорте. Ожидается, что к 2040 г. импорт угля в Европу сократится на 50-62 % в зависимости от сценария при одновременном падении собственного производства на 45-70 %.

При этом ряд производителей по разным причинам в дальнейшем будут сокращать свои объемы экспорта: Колумбия на горизонте 2030 г. исчерпает основные месторождения, а Индонезия будет вынуждена перенаправить часть экспортного угля на удовлетворение внутреннего спроса. Таким образом, на ключевых растущих рынках – ЮВА, Индия, Ближний Восток, Африка - реальная конкуренция развернется в первую очередь между Австралией и Россией.

Объемы межрегиональной торговли вырастут в Консервативном сценарии по сравнению с текущими в пределах 10 % из-за роста потребления в странах, не обеспеченных собственными запасами. Но в сценарии Энергопереход идет сокращение торговли примерно на 25 % в сравнении с 2018 г., что неизбежно приведет к росту концентрации рынка и усилению конкурентной борьбы между поставщиками за сужающуюся экспортную нишу (рис. 2.60).

Рисунок 2.60 - Сценарный прогноз международной торговли углем в 2040 г., млн т у. т. (положительные значения – экспорт, отрицательные – импорт)



Источник: ИНЭИ РАН

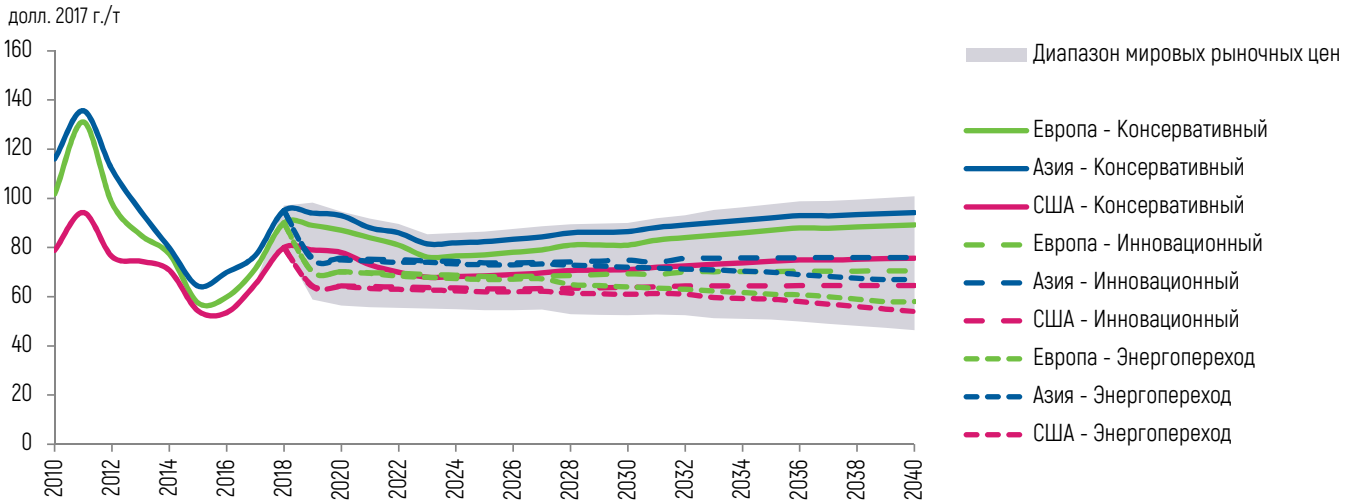
Изменения в характере международной торговли и особенности балансирования спроса и предложения на рынке угля во многом предопределят как общую динамику мировых цен на уголь в перспективе до 2040 г., так и их межрегиональную дифференциацию.

Инновационный сценарий и Энергопереход предполагают снижение цен уже в самом начале прогнозного периода на фоне усиления межтопливной конкуренции в генерации и восстановления производства угля в Китае. В Консервативном сценарии эти факторы более растянуты по времени. В период 2025-2030 гг. в Консервативном сценарии сдержанному росту цен способствует расширение импорта Индией и другими развивающимися странами Азии (кроме Китая) и естественная эскалация производственных затрат, связанная с необходимостью перехода на более сложные месторождения для удовлетворения медленно растущего мирового спроса.

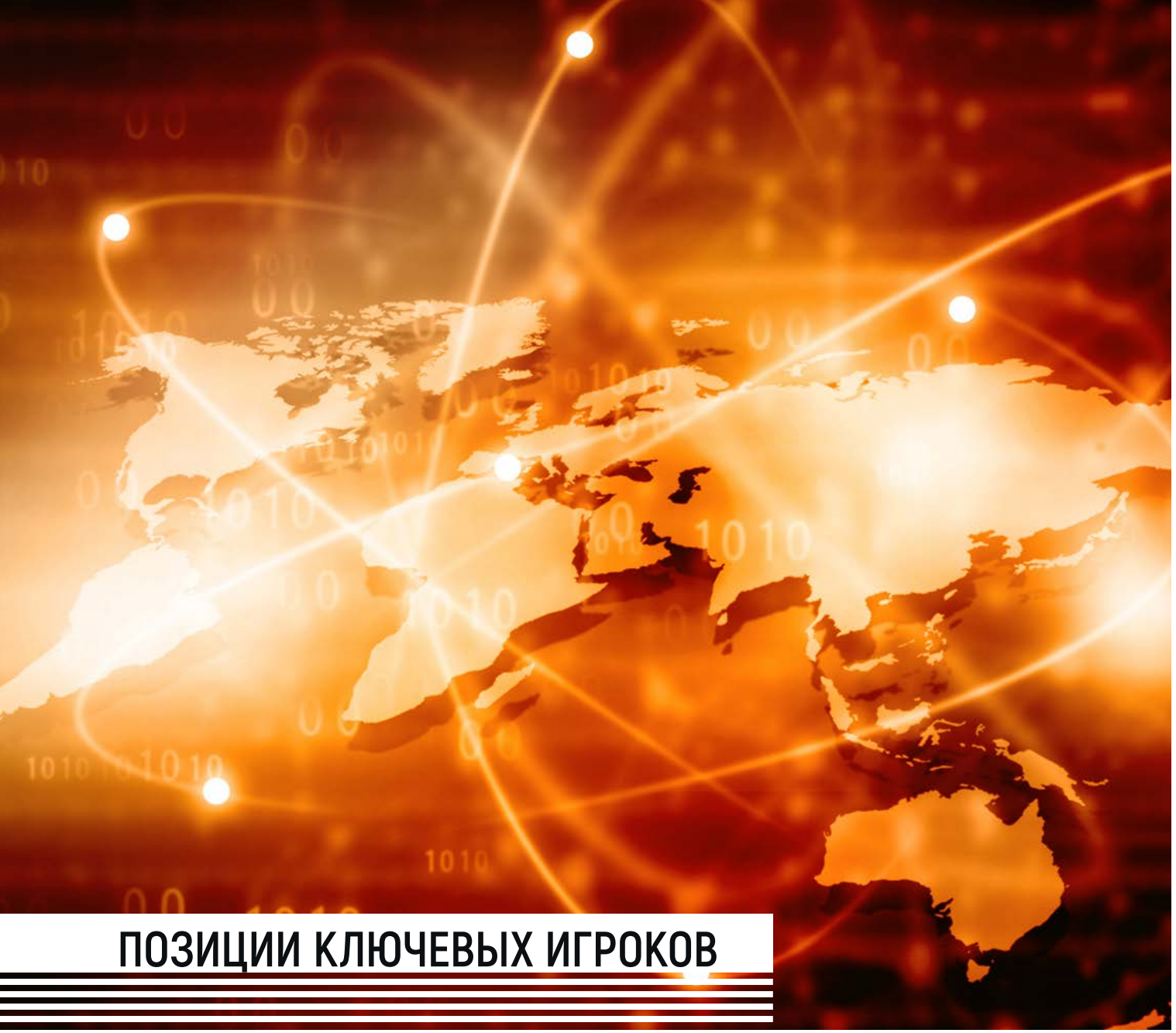
В сценарии Энергопереход развитие ВИЭ, накопителей и ускоренный прирост газовой генерации приводят к снижению мировой потребности в твердом топливе, а, значит, не требует вовлечения в эксплуатацию дорогостоящих новых запасов, которые вводились в Консервативном сценарии. Сочетание этих факторов приводит к тому, что цены в Энергопереходе оказываются ниже значений Консервативного сценария, как для азиатского, так и для европейского рынков (рис. 2.61).

Если в Консервативном сценарии цены на уголь относительно устойчивы, поскольку объем мировой торговли поддерживается новыми импортерами, то в сценарии Энергоперехода снижение цен угля становится неизбежным.

Рисунок 2.61 - Ретроспектива и прогноз цен на уголь в период с 2010 по 2040 гг. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

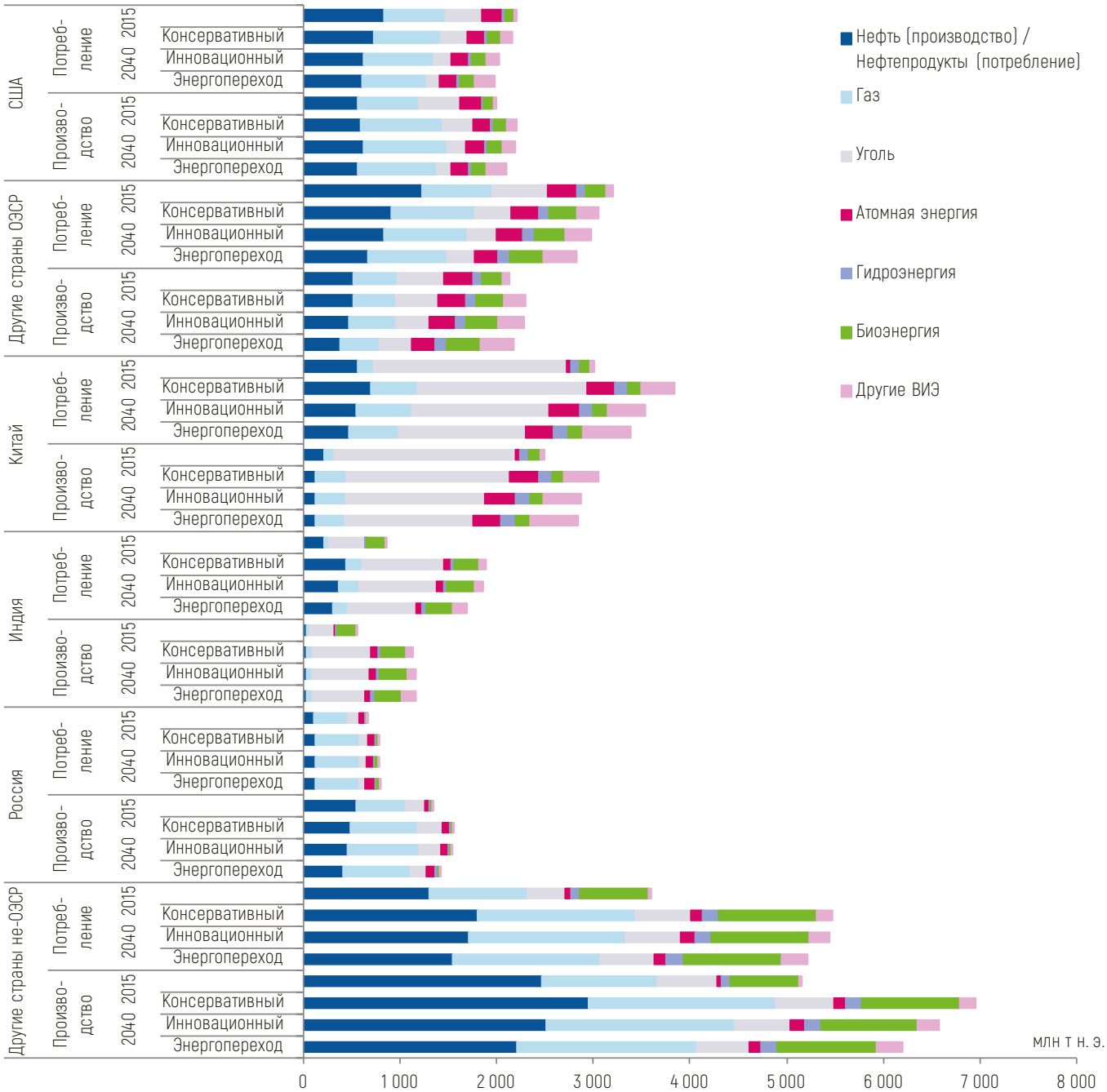


ПОЗИЦИИ КЛЮЧЕВЫХ ИГРОКОВ

Основной рост суммарного производства энергоресурсов в мире будет обеспечен странами, не входящими в ОЭСР, их доля во всех сценариях превысит 70 %. Среди ископаемых энергоресурсов наиболее высокими темпами будут расти объемы производства природного газа, значительно превышая темпы роста объемов добычи нефти и угля. Но в целом углеводородное топливо будет постепенно уступать свое доминирующее положение в пользу быстрорастущих неуглеродных источников.

Китай на протяжении всего прогнозного периода останется как крупнейшим производителем, так и крупнейшим потребителем энергоресурсов в мире. За ним следуют США, сохраняя второе место по объемам производства и потребления энергии. Третье место в производстве во всех сценариях сохранится за Россией, а в потреблении - за Индией. Именно Индия станет лидером по объемам прироста потребления первичной энергии (рис. 2.62).

Рисунок 2.62 - Производство и потребление энергоресурсов по регионам мира по видам топлив в 2015 г. и 2040 г. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

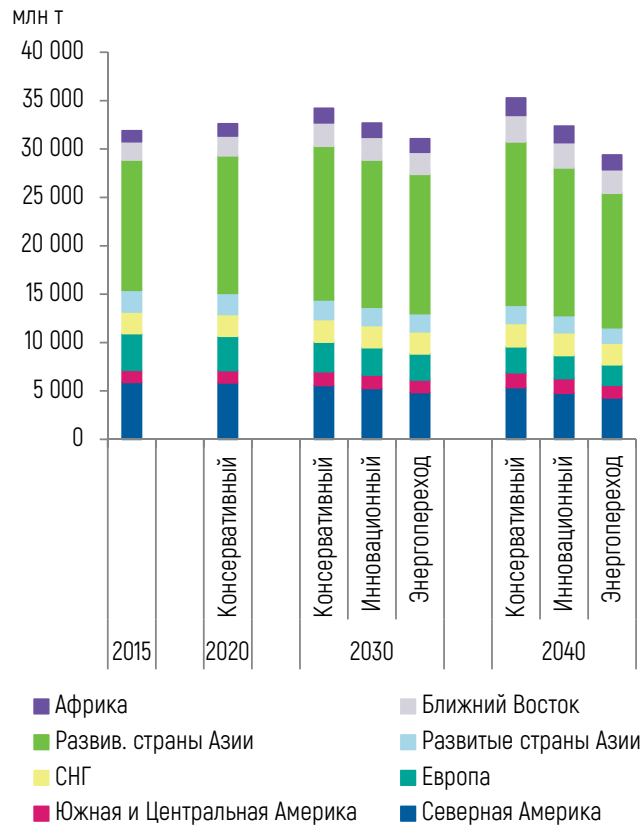
ВЫБРОСЫ CO_2

В данном прогнозе рассматриваются выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива[34]. Они составляют наибольшую часть мировых выбросов CO_2 (приблизительно 70 %, по оценкам Программы ООН по окружающей среде[35]).

В сценариях Инновационный и Энергопереход до 2040 г. мир проходит пик выбросов CO_2, связанных с антропогенной энергетикой. В Консервативном сценарии выбросы увеличиваются на всем протяжении рассматриваемого периода - к 2040 г. они увеличатся на 10 % по сравнению с текущими значениями. В Инновационном сценарии после прохождения пика выбросы к 2040 г. возвращаются практически на текущий уровень, а в сценарии Энергопереход к 2040 г. сокращаются на 9 % (рис. 2.63).

В сценариях Инновационный и Энергопереход до 2040 г. мир проходит пик выбросов CO_2, связанных с антропогенной энергетикой.

Рисунок 2.63 - Динамика выбросов CO_2 по региону мира[36]



Источник: ИНЭИ РАН

[34] Рассчитаны на основе данных CO_2 Emissions from Fuel Combustion, IEA, 2016.

[35] The Emissions Gap Report, UNEP, 2015.

[36] Здесь и далее оцениваются только выбросы CO_2 от сжигания ископаемых топлив.

РАЗДЕЛ 3

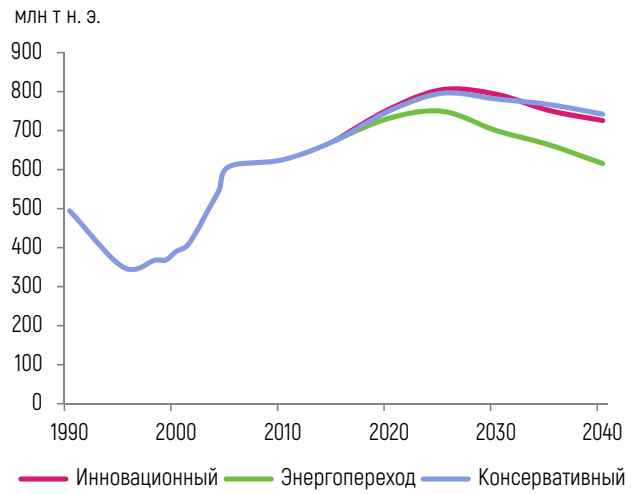
СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РОССИИ

Задача «Прогноза-2019» – не только смоделировать динамику мировых энергетических рынков, но и оценить ее последствия для России. Представленный сценарный прогноз развития мировых энергетических рынков показывает большую вероятность негативных для России изменений их конъюнктуры. Хотя она во всех сценариях остается одним из ключевых игроков международной энергетической торговли, однако экспортные доходы будут стагнировать или сокращаться, что создает угрозу для поддержания устойчивости экономического развития страны.

В период 2000–2007 гг. Россия радикально нарастила экспорт энергоресурсов – он вырос на беспрецедентные 62 % (рис. 3.1), превысив суммарный энергетический экспорт СССР. Однако следующее десятилетие – 2008–2018 гг., несмотря на рост объемных показателей экспорта, по суммарной выручке оказалось периодом стагнации, а в перспективе до 2040 г., как показывают расчеты, во всех сценариях объем экспорта не будет значительно расти. Даже в наиболее благоприятном с точки

Рисунок 3.1 - Суммарный энергетический экспорт Российской Федерации: ретроспектива с 1991 г. и сценарный прогноз до 2040 г.



Источник: ИНЭИ РАН

Россия, невзирая на то, что производит всего лишь 3 % от мирового ВВП и имеет численность население 2 % от мирового, является третьим по объему производителем и потребителем энергоресурсов в мире после Китая и США, обеспечивая 10 % мирового производства и 5 % мирового потребления энергоресурсов. Россия стабильно занимает 1-е место в мире по экспорту газа, 2-е место по экспорту нефти и 3-е место по экспорту угля. При объеме производства энергии порядка 1470 млн т н. э. Россия экспортирует более половины произведенной первичной энергии, обеспечивая 16 % мировой межрегиональной торговли энергией, что делает ее абсолютным мировым лидером по экспорту энергоресурсов.

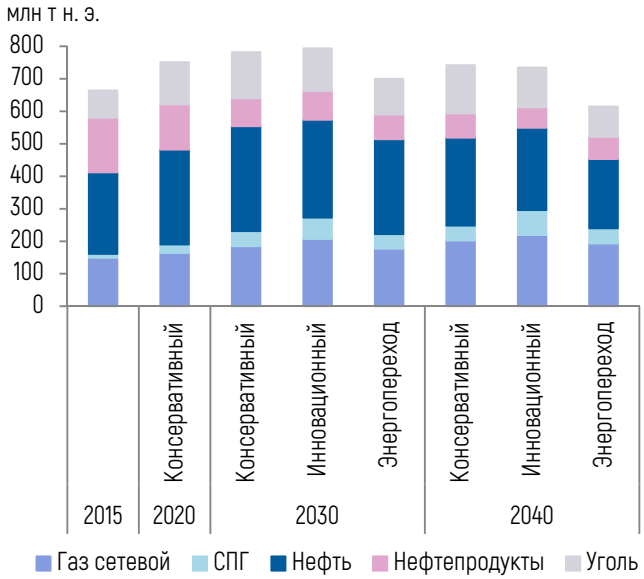
зрения экспортной конъюнктуры в Консервативном сценарии российский энергетический экспорт к 2040 г. будет лишь на 1 % выше текущего уровня в объемных показателях и на 45 % – в денежном выражении, а в сценарии Энергоперехода к 2040 г. не только экспорт в объемных показателях сократится на 15 %, но и выручка – на 17 %. Все это будет происходить в условиях увеличения производственных затрат по мере перехода на более сложные запасы.

Стабилизация и снижение российского энергетического экспорта в первую очередь обусловлено сокращением объемов экспорта нефти и – даже в большей мере – экспорта нефтепродуктов (рис. 3.2). Это объясняется одновременным влиянием как внутренних факторов (стабилизация и последующее падение добычи нефти), так и внешних (снижение спроса на жидкие углеводороды со стороны европейского рынка и ужесточение конкуренции на азиатском рынке).

Падение доли нефтяного экспорта в суммарных поставках в объемном выражении будет компенсироваться увеличением доли газового экспорта: с 27 % в 2015 г. до 33–39 % к 2040 г. – в зависимости от сценария. Объемы экспорта газа к 2040 г. вырастут по сравнению с текущими на 20–43 %. Ключевым рынком сбыта для российского газа, как и для всех энергоресурсов, останется европейский.

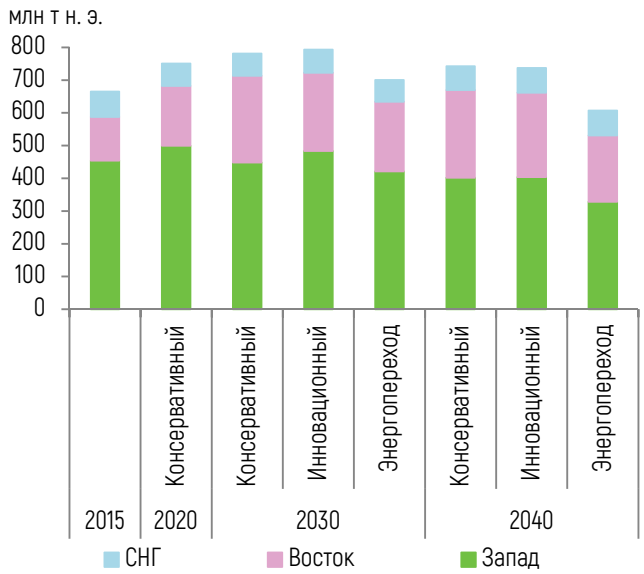
Во всех сценариях к 2040 г. изменение конъюнктуры основных для России экспортных рынков ведет к стабилизации или к снижению абсолютных объемов суммарного энергетического экспорта по сравнению с текущими показателями. Консервативный и Инновационный сценарии развития мировой энергетики более оптимистичны для России, чем сценарий Энергоперехода, – увеличение спроса на природный газ и более высокие цены позволяют отчасти смягчить потери от сокращения экспорта нефти. Тем не менее этот небольшой дополнительный потенциал несравним с «экспортным бумом» начала XXI века.

Рисунок 3.2 - Экспорт энергоресурсов из Российской Федерации по видам, сценарный прогноз до 2040 г.



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 3.3 - Экспорт энергоресурсов из Российской Федерации по направлениям, сценарный прогноз до 2040 г.



Источник: ИНЭИ РАН

В Инновационном сценарии и особенно при Энергопереходе спрос в Европе на газ оказывается ниже, чем в Консервативном сценарии, но за счет роста спроса в Азии часть поставщиков переориентируется на этот рынок, что открывает для России небольшую дополнительную нишу в Европе. Вполне закономерно, учитывая изменения мировых центров роста энергопотребления, что доля АТР в российском энергетическом экспорте вырастет с 20 % в настоящее время до 32–36 % к 2040 г. Как показано в предыдущем разделе, первичное энергопотребление в Европе будет неуклонно снижаться. Переориентация поставок на азиатские рынки будет происходить для всех энергоресурсов: нефти, природного газа и угля. В результате в абсолютном выражении доля экспорта в Европу в суммарном российском энергетическом экспорте снизится с 73 % в 2018 г. до 54–56 % в 2040 г. Тем не менее, в предстоящий период рынки Европы останутся основными для России.

Помимо объемов энергетического экспорта, важнейшим внешним фактором для России являются экспортные цены и, соответственно, динамика экспортной выручки.

развивается среднегодовыми темпами роста ВВП около 1,6 %. Норма накопления составит около 20 % ВВП, а вклад ТЭК в ВВП уменьшится с текущих 23 до 17 % в 2040 г.

Инновационный сценарий развития энергетики России, как и в мировой энергетике, предусматривает ускорение НТП на всех стадиях: от производства до потребления энергоресурсов – при оптимистичных ожиданиях роста эффективности расширенного спектра технологий. Но, в отличие от большинства развитых стран, его реализация в России тормозится отсутствием благоприятного бизнес-климата в стране, способного обеспечить экономическую эффективность использования новых технологий. Вместе с тем в Инновационном сценарии развития мировой энергетики уменьшаются объемы международной торговли и цены всех видов топлива по сравнению с Консервативным сценарием. Следствием этого будет снижение размеров российского энергетического экспорта и особенно выручки от него. НТП в энергетике России по данному сценарию может скомпенсировать эти потери и обеспечить такие же темпы роста экономики, как в Консервативном сценарии, но не более того.

Хотя к 2040 г. ни в одном сценарии выручка не опускается ниже уровня 2017 г., бюджетные поступления ждут существенные сокращения. Это связано с потребностью в значительном увеличении финансовой (включая налоговую) поддержки для новых сложных добычных и транспортных проектов, а также с расширением экспорта топлива без взимания экспортных пошлин.

Как показано в разделе 2, даже в Консервативном сценарии экспортные цены не выходят на уровни 2007–2012 гг., а в Инновационном сценарии и при Энергопереходе цены существенно снижаются, так что ни в одном из сценариев на заметный рост экспортных поступлений рассчитывать не приходится.

Консервативный сценарий предполагает, что сохранятся прежние и появятся новые санкции, включая ограничение доступа российских энергетических компаний к заемному капиталу, новейшим технологиям и рынкам сбыта. В этом сценарии сохранение существующей финансовой, ценовой и налоговой политики в энергетике будет продлевать стагнацию энергетической эффективности экономики и поддерживать медленный технологический прогресс в энергетике России. Экономика страны в этом сценарии

Консервативный и Инновационный сценарии для России построены полностью в логике глобальных сценариев, а вот сценарий Энергоперехода требует дополнительных разъяснений. Фактически он имеет две версии: первая – при условии сохранения текущего регулирования и вторая – с адаптацией. Первый вариант создает для России очень значительные угрозы с падением темпов роста экономики вдвое от Консервативного сценария. Однако помимо этой «катастрофической» версии мы видим, что глобальный энергетический переход создает для России и потенциальные возможности использования мирового технологического прогресса для компенсации рисков и ускорения развития экономики страны – это вариант Энергоперехода с адаптацией. В нем учтены все ущербы, связанные с уменьшением возможностей экспорта, и задействованы в рамках разумных гипотез потенциальные

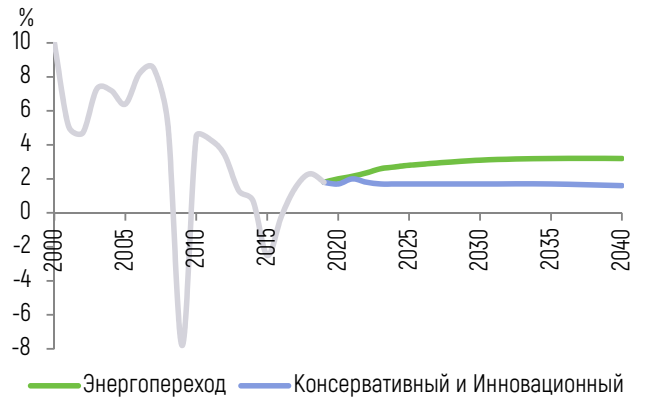
возможности, в значительной степени находящиеся за пределами энергетического сектора.

В рамках второго варианта Энергоперехода с адаптацией существуют два условия, при которых хотя бы частично могут быть сформированы благоприятные условия для НТП в России: это снижение цены капитала и повышение цен на газ. Мы понимаем труднореализуемость данной версии и неготовность государства и основных стейкхолдеров к такому изменению ценовой и финансовой политики, но только при этих условиях видим возможность обеспечить эффективность применения в стране рассматриваемых в мире передовых мер НТП (хотя бы вполовину от мировых, поскольку цена газа даже при достижении ею равной доходности на внутреннем и внешних рынках все равно будет ниже цен Европы и АТР, а капитал все равно почти вдвое дороже). Вариант Энергоперехода с адаптацией, предполагающий реализацию экономически оправданных в условиях России мер интенсификации энергосбережения, обеспечивает близкую к Консервативному сценарию динамику внутреннего спроса на первичную энергию при заметно более высоких темпах роста ВВП: как показывают наши расчеты, за счет развития внутреннего производства и мультипликативных эффектов через смежные отрасли можно обеспечить ускорение средних за период темпов роста ВВП с 1,7 до 2,7 % в год (рис. 3.4).

В противном случае весь мировой прогресс при сложившейся политике страны ведет к замедлению темпов роста ее экономики до 0,8–0,9 % в год в сценарии Энергоперехода без адаптации и необходимости принятия специальных мер.

В результате переноса логики и последствий глобальных сценариев на Россию формируются следующие национальные сценарии (табл. 3.1).

Рисунок 3.4 - Сценарный прогноз среднегодовых темпов роста российского ВВП в 2000–2040 гг. для трех сценариев, %



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 3.1 - Национальные сценарии

<table>
<tr><th>Сценарий</th><th colspan="2">Предпосылки и формируемые мировыми рынками условия для России</th></tr>
<tr><td>Консервативный</td><td colspan="2">◆ Консервативный сценарий мировой энергетики.
◆ Российский энергетический экспорт в натуральном выражении растет с 2016 г. до 2030 г. на 5 % и затем к 2040 г. снижается почти до текущего уровня. В денежном выражении к 2040 г. экспорт вырастет на 15 %.
◆ Сохранение существующей финансовой политики с высокой ценой капитала.
◆ Сохранение существующей ценовой политики с заморозкой внутренних цен на газ с их индексацией по инфляции.
◆ Сохранение существующей энергетической политики с фокусом на традиционную энергетику и максимальное продление ресурса существующих энергоактивов.
◆ Показатели экономической политики и темпов роста ВВП взяты близко к Базовому сценарию социально-экономического развития Министерства экономического развития РФ.
Среднегодовой темп роста ВВП – 1,7 %</td></tr>
<tr><td>Инновационный</td><td colspan="2">◆ Инновационный сценарий мировой энергетики.
◆ Российский энергетический экспорт в натуральном выражении растет с 2016 г. на 15 % до 2025 г. и затем снижается к 2040 г. на 10 %, при этом основное падение приходится на экспорт нефти и нефтепродуктов, а экспорт газа при этом растет. Однако в денежном выражении к 2040 г. выручка от энергетического экспорта снижается на 6 %.
◆ Сохранение существующей финансовой политики с высокой ценой капитала.
◆ Ценовая политика предполагает постепенное повышение цен на газ, но темпами, не превышающими темп инфляции +2 %.
◆ Госполитика, направленная на поддержку НТП.
◆ Немного более быстрый НТП в потреблении помогает стране компенсировать падение доходов от экспорта по сравнению с Консервативным сценарием и в итоге дает примерно такую же динамику ВВП.
Среднегодовой темп роста ВВП 1,7%</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Энергопереход</td><td colspan="2">◆ Мировой сценарий Энергопереход.
◆ Сокращение объемов энергетического экспорта (на 7 % с 2018 по 2040 г.) и доходов от него (на 15 % за период с 2016 по 2040 гг.)</td></tr>
<tr><td>Без адаптации</td><td>С адаптацией</td></tr>
<tr><td>◆ Сохранение существующей финансовой, ценовой и технологической политики
Среднегодовой темп роста ВВП – 0,6 %</td><td>◆ Постепенное повышение к 2030 г. внутренних цен на газ до уровня равнодоходности (более низкого в этом сценарии), то есть в 1,5–1,7 раза для всех потребителей, кроме населения.
◆ Комплекс мер, нацеленных на снижение цены капитала (доходность государственных облигаций): с 8–9 % в настоящее время до 6–7 %.
◆ Введение цены на CO_2 (на уровне 20 долл./тонна)
Среднегодовой темп роста ВВП – 2,7 %</td></tr>
</table>

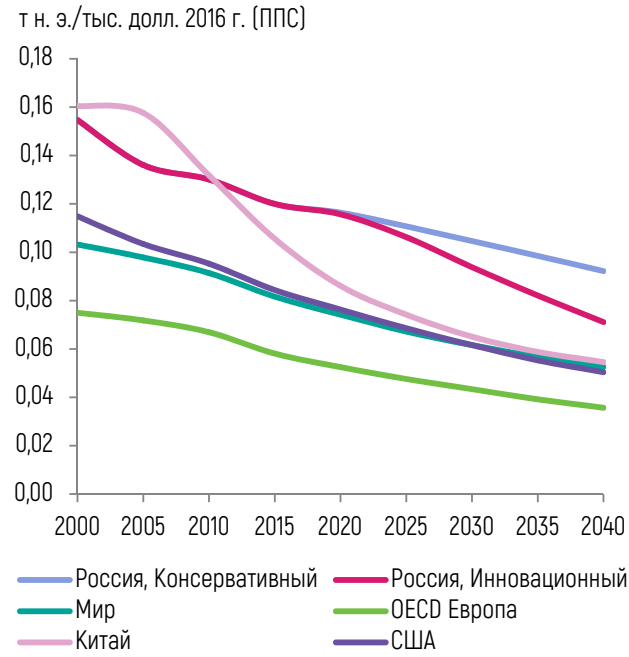
Без осуществления мер по адаптации Россия неминуемо замедлит темпы роста экономики во всех сценариях. Потенциальные возможности смягчения этих последствий мы показываем только в варианте Энергоперехода с адаптацией (и это не прогноз, а только оценка потенциала).

ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ЭКОНОМИКИ И ЦЕНЫ НА ГАЗ

Объективные условия России обрекают ее на худшие показатели энергоэффективности по сравнению с другими странами: холодный климат, большие расстояния, а также гипертрофированно сырьевая структура при заметном технологическом отставании обусловливают высокую энергоемкость российского ВВП – в 1,5 раза выше среднемировой и американской и вдвое выше, чем у ведущих стран Европы (рис. 3.4). При этом анализ международной и российской отчетности показал возможность до двух раз уменьшить с 2015 по 2040 г. величину энергоемкости ВВП при оптимистической оценке возможностей использования в России энергоэффективных технологий и интенсификации мер энергосбережения. Опыт крупных стран (США за 15 лет снизили энергоемкость ВВП в 1,4 раза, а Китай за 10 лет – в 1,5 раза) свидетельствует о реалистичности такого сценария.

Тем не менее, до сих пор добиться видимых успехов в энергоэффективности в России удалось только на кратком историческом отрезке 1999–2008 гг., в период быстрого экономического роста и повышения внутренних цен на топливо. Дело в том, что, помимо объективных

Рисунок 3.5 - Энергоемкость ВВП России в сравнении с энергоемкостью США, OECD Европы, Китая и мира в целом



Источники: МЭА, ИНЭИ РАН

Объективные условия России обрекают её на худшие показатели энергоэффективности по сравнению с другими странами. Тем не менее, наш анализ показывает возможность вдвое снизить к 2040 г. энергоемкость ВВП. Ключевые факторы для этого – удешевление кредитов и повышение цен на газ.

природных факторов и уже унаследованных неэффективных производственных активов и жилищного фонда, основными тормозами для повышения энергоэффективности в России являются:

- дефицит «длинных дешевых денег» и кредитов под энергоэффективные проекты, доступных для средних и мелких участников рынка (именно они, а не крупные госкомпании, как в производстве энергоресурсов, являются основными инвесторами в мероприятия по повышению энергоэффективности);
- административные барьеры;
- сохранение низких цен на природный газ.

Основным барьером для НТП в России служит дороговизна капитала. Крупные экспортеры продукции, в том числе и основные топливные компании, до введения в 2014 г. санкций США и Евросоюза против России решали эту проблему заимствованием капитала на внешних рынках. Это позволило им массово модернизировать производство с использованием лучших мировых технологий в добыче и переработке топлива. Остальная же экономика страны восстанавливалась при намного более дорогом заемном капитале. Однако санкции ограничили объемы и ухудшили условия привлечения капитала для экспортных компаний, а последовавшая стагнация экономики в целом повысила его цену в России. Индикатором этого служит динамика доходности облигаций федерального займа: даже с дисконтом по инфляции она почти удвоилась в 2014 г. и лишь в 2017 г. снизилась до 7–8 % за год. Но и при этой доходности ОФЗ заемный капитал не может стоить меньше 10–12 %, а в мире новые технологии производства и потребления энергии эффективны при цене капитала 3–5 %. Таким образом, суть сложившейся регуляторной политики: кратно более дорогой капитал при кратно более дешевом топливе – резко снижает для России привлекательность любых направлений НТП в энергетике в целом и любых мер, направленных на повышение энергоэффективности в частности. За счет этого страна оказывается отрезанной от основного общемирового тренда на повышение эффективности.

Проблематичность удешевления заемного капитала из-за высоких страновых рисков делает особенно актуальным ценовое стимулирование технологического прогресса в энергетике. Внутренние цены на сырую нефть, экспортируемые нефтепродукты и угли в России формируются по принципу равной доходности с ценами мировых рынков. Нерыночным остается государственное регулирование цен на природный газ, который обеспечивает более половины потребления первичной энергии и до 60 % расхода ископаемого топлива в стране. Объявленный 10 лет назад курс на формирование внутренних цен газа по принципу равной доходности с экспортом сменился их повышением с темпом инфляции, затем «инфляция минус» и наконец «замораживанием» цен после двукратной девальвации рубля с 2014 г. – в це-

Что даст повышение цен на газ:

1) интенсификацию энергосбережения во всех видах экономической деятельности, особенно в электроэнергетике, теплоснабжении и коммунальном хозяйстве;

2) ускорение развития и технологического прогресса в электроэнергетике и теплоснабжении, особенно в использовании возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии и тепла;

3) снижение потерь природного газа и его расходов на собственные нужды отрасли;

4) нормализацию рыночных условий в ТЭК России.

лях поддержки населения и энергоемких производств. В результате у потребителей газа и конкурирующих с ним энергоресурсов исчезли стимулы повышать энергетическую эффективность и использовать низкоуглеродные энергоресурсы (в том числе возобновляемую энергетику).

В Консервативном сценарии цены на газ продолжают существующую траекторию, поддерживая энергорасточительность и способствуя росту энергопотребления

Рисунок 3.6 - Сценарный прогноз цен газа в среднем по России для промышленных потребителей (левая ось) и соответствующих среднеотпускных цен электроэнергии (правая ось)

Источник: ИНЭИ РАН

даже на фоне медленно растущей экономики. А вот условием реализации сценария Энергоперехода служит повышение с 2020 г. внутренних цен на природный газ (за исключением цен для населения) до уровней равной доходности с его ценами на мировых рынках. Это означает на фоне заметно более низких мировых цен в этом сценарии рост внутренних цен газа от уровня 2016 г. (в долларах) на 50–60 % за 10 лет с последующим изменением синхронно с ценами мировых газовых рынков (рис. 3.6). Такой рост цен на газ – доминирующее топливо в России окажет большое влияние и на цены межтопливной конкуренции для угля в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Однако при этом расчеты, вопреки опасениям, показывают, что цены на электроэнергию изменяются существенно меньше за счет стимулирования замены оборудования электростанций на более эффективное и сокращения удельных расходов топлива.

Необходимо подчеркнуть, что даже при повышении внутренних цен на газ до уровня равнодоходности, они все равно будут заметно ниже, чем на рынках Европы и АТР, а цена капитала все равно временами выше отрицательных европейских ставок, создавая в России заведомо менее сильные стимулы для энергосбережения и НТП и сохраняя отставание по этим параметрам. Таким образом, более высокая энергоемкость российской экономики по сравнению с другими странами сохранится на всю рассматриваемую перспективу во всех сценариях, однако если в Консервативном сценарии это не столь критично, то в Инновационном и особенно в сценарии Энергоперехода снижение энергоемкости становится уже вопросом выживания всей национальной экономики. Эти угрозы не являются порождением Энергоперехода – в данном сценарии они просто наступают быстрее и более явным образом, что является серьезным аргументом в пользу сценария Энергоперехода с адаптацией. При этом, как будет показано далее, этот сценарий создает мультипликативные эффекты, перевешивающие негативные последствия роста цен на газ.

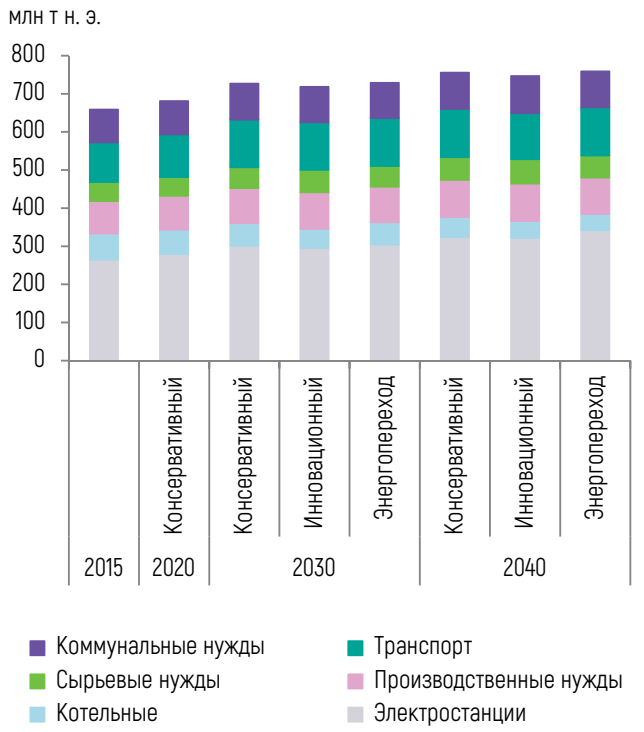
ПЕРВИЧНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И СТРУКТУРА ЭНЕРГОБАЛАНСА

В рассматриваемых сценариях суммарная потребность страны в первичных энергоресурсах увеличится с 2018 по 2040 г. на 12–13 % (рис. 3.7), однако при этом в сценарии Энергоперехода темпы роста ВВП будут почти вдвое выше, чем в двух других сценариях: тот же объем потребления энергии сможет обеспечить вдвое более быстрый рост экономики.

К 2040 г. половина первичной энергии будет идти на тепловые электростанции и котельные. Доля второго по величине потребителя топлива – транспортного сектора увеличится с 16 % в 2015 г. до 17 % к 2025 г. и далее сохранится на этом уровне благодаря электрификации железнодорожного и (с середины периода) автомобильного транспорта, а также переводу компрессоров на газопроводах и замещению моторных топлив в авто- и морском транспорте на сжатый и сжиженный газ и, возможно, в крупных городах – на произведенный на его основе водород. Углубление электрификации сохранит доли потребления топлива на производственные и бытовые нужды на уровне 13 %, а доля его расхода как сырья увеличится с 7,6 % в 2015 г. до 9 % в 2040 г.

В сценарии Энергоперехода при одинаковом с Консервативным сценарием расходе первичной энергии изменится его структура. Ускорение электрификации производственных, транспортных и коммунально-бытовых процессов даже при двойной интенсификации эконо-

Рисунок 3.7 - Сценарный прогноз первичного энергопотребления по секторам

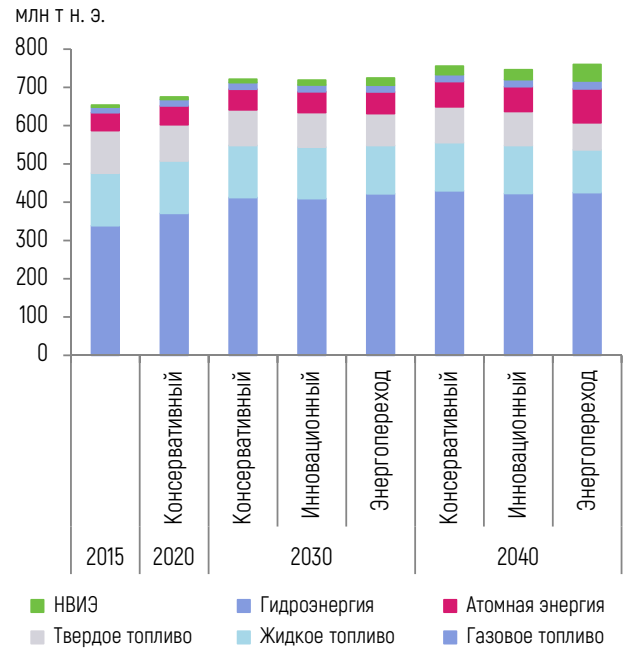


Источник: ИНЭИ РАН

мии электроэнергии увеличит ее потребление к 2040 г. на 36 % (при росте на 20 % в Консервативном сценарии).

Во всех сценариях структура энергетического баланса по видам топлива в России сильно не изменится. Природный газ останется доминирующим энергоресурсом, его доля еще вырастет с текущих 54 до 57 % от общего потребления первичной энергии (рис. 3.8). Доля жидкого топлива снизится с 21 % в 2018 г. до 17 % в 2040 г. в Консервативном сценарии и до 15 % при Энергопереходе. Твердое топливо сократит свою долю с 17 до 13 % в Консервативном сценарии и до 9 % – в сценарии Энергоперехода, в то время как низкоуглеродные источники (НВИЭ, гидроэнергетика и атом), наоборот, почти удвоят свою долю: с 10 % в настоящее время до 19 % к 2040 г. в сценарии Энергоперехода, и это будет основной трансформацией баланса. Именно низкоуглеродная генерация на 70 % обеспечит в этом сценарии дополнительную выработку электроэнергии. Выработка же тепловых электростанций вырастет лишь на 1–2 % в основном за счет опережающего развития распределенной когенерации электроэнергии и тепла. А вот в Консервативном сценарии низкоуглеродные источники в целом увеличат свою долю незначительно: с 10 до 13 %.

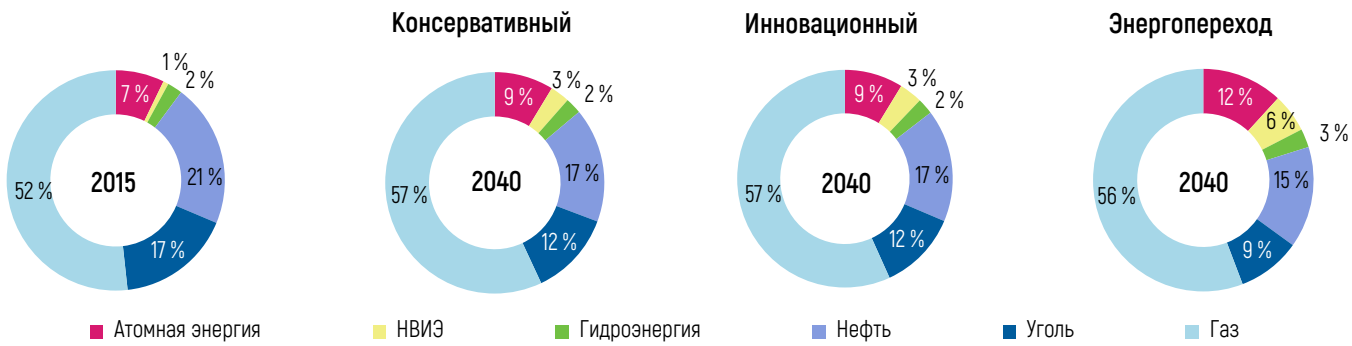
Рисунок 3.8 - Сценарный прогноз первичного энергопотребления по основным видам первичных энергоресурсов



Источник: ИНЭИ РАН

Во всех сценариях природный газ сохранит доминирующее положение в структуре российского энергобаланса. Однако в сценарии Энергопереход произойдут заметные изменения: к 2040 г. доля твердого топлива сократится вдвое и почти вдвое вырастет доля низкоуглеродных источников.

Рисунок 3.9 - Сценарный прогноз структуры первичного потребления энергии в России в 2015 г. и 2040 г., %



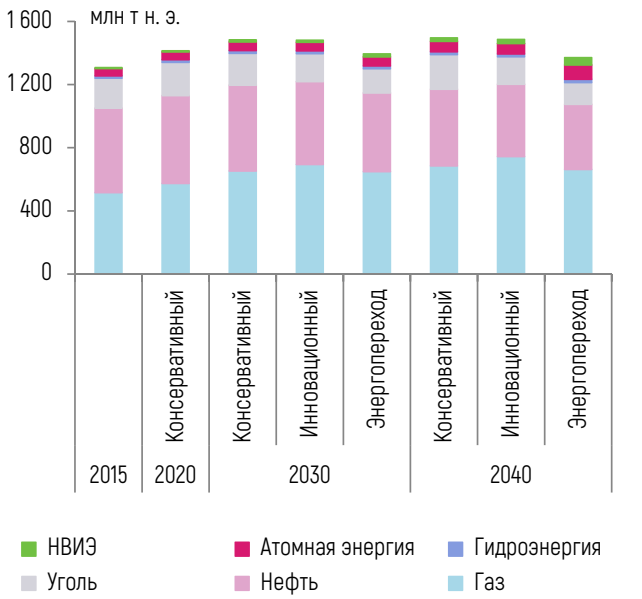
Источник: ИНЭИ РАН

ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

С учетом описанной выше динамики внутреннего спроса и экспорта, производство энергоресурсов в стране к 2040 г. в Консервативном сценарии вырастет всего на 6 %, а сценарий Энергоперехода вообще после пика в 2020-е гг. предполагает к 2040 г. сокращение производства энергоресурсов в России на 3 % (рис. 3.10). Газ и нефть сохранят доминирующее положение в производстве первичной энергии практически без изменения их общей доли (78–79 %). В сценарии Энергоперехода ожидается заметное снижение доли угля к концу периода (с 15 до 10 % от всего производства энергоресурсов), что полностью компенсируется увеличением доли неископаемых энергоресурсов – НВИЭ, гидро- и атомной энергии: с 5 % в 2018 г. до 11 % к 2040 г.

Производство энергоресурсов в стране к 2040 г. в Консервативном сценарии вырастет всего на 6 %, а сценарий Энергопереход вообще после пика в 2020-е гг. предполагает к 2040 г. сокращение производства энергоресурсов в России на 3 %. Это не только приблизит Россию к странам развитой экономики, но и обозначит переход энергетики на новый этап развития: от доминирования количественного роста к качественному.

Рисунок 3.10 - Сценарный прогноз производства первичной энергии по видам топлива, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

Это не только приблизит Россию к странам развитой экономики, но и обозначит переход энергетики на новый этап развития: от доминирования количественного роста к качественному совершенствованию. Причиной тому будет не исчерпание ресурсов топлива, а почти двукратное замедление глобального роста потребления первичной энергии в сценарии Энергоперехода.

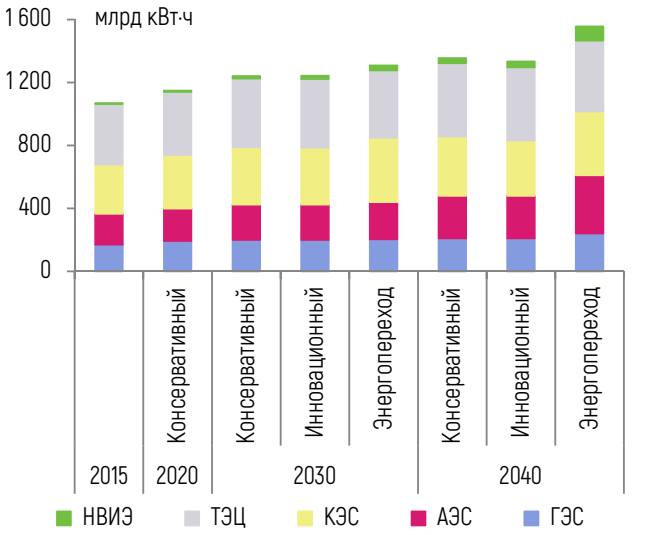
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В России, как и во всем мире, идет опережающая электрификация экономики, и потребление электроэнергии будет расти во всех сценариях. В Консервативном сценарии к 2040 г. оно вырастет на 20 % по сравнению с уровнем 2018 г., а уровень электрификации повысится с 40,6 до 44 %. А в сценарии Энергоперехода доля электроэнергии в суммарном потреблении энергии увеличится до 47 %, а сами объемы электропотребления вырастут на 36 % к 2040 г.

В России, как и во всем мире, будет идти опережающая электрификация экономики. Самые высокие темпы роста выработки покажут НВИЭ.

Основой российской электроэнергетики останутся тепловые электростанции (около 62 % от общего производства электроэнергии в 2040 г. в Консервативном сценарии и 55 % – в сценарии Энергоперехода по сравнению с 65 % в 2018 г.; (рис. 3.11.). Самые высокие темпы роста выработки электроэнергии покажут НВИЭ (15 % в год в период до 2040 г.), их доля в производстве электроэнергии увеличится к 2040 г. с менее чем 1 % до 2,5–6 % в зависимости от сценария. Государство создало на рынке электроэнергии механизмы стимулирования использования солнечной и ветровой энергии, но климатические факторы и география ресурсов НВИЭ в сочетании с относительно дешевым конкурентом (газом) откладывают до 2030–2035 г. достижение ими экономической конкурентоспособности при принятой в нашем мировом прогнозе динамике их удешевления. Атомная энергетика в России, в отличие от большинства стран мира,

Рисунок 3.11 - Сценарный прогноз производства электроэнергии основными типами электростанций



Источник: ИНЭИ РАН

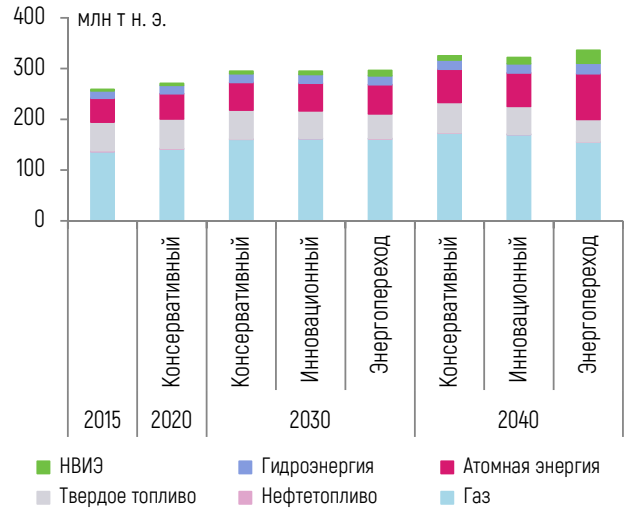
пользуется значительной поддержкой государства, а сохранившийся научный и производственный потенциал в сочетании с особыми формами финансирования ее технологического прогресса могут обеспечить прирост производства электроэнергии на базе АЭС на 34–84 % к 2040 г. (опять же, в зависимости от сценария – от цены капитала и платы за выбросы CO_2).

В России особенности географии (большие расстояния), климата (длинный отопительный сезон с резкими колебаниями температур) и ресурсной базы (близость к дешевым ресурсам углеводородов) предопределяют специфический путь развития систем электро- и теплоснабжения. С учетом огромных территорий с низкой плотностью населения при удешевлении заемного капитала в сценарных условиях Энергоперехода сможет активизироваться и развитие децентрализованной энергетики, в первую очередь распределенной когенерации. Это уменьшит требования к развитию распределительных сетей и росту централизованных генерирующих мощностей, обеспечит более полное их использование и сократит существующие диспропорции в стоимости генерации и сетей, замедляя рост стоимости электроэнергии для потребителей.

В сценарии Энергоперехода, благодаря снижению удельного расхода топлива электростанциями, они лишь на 6 % увеличат расход первичной энергии, при росте производства электроэнергии тепловыми станциями – на 18 %. Практически сохранятся полученные в Консервативном сценарии объемы потребления газа и мазута на электростанциях, а доля использования угля электростанциями уменьшится с 23 % в настоящее время до 18 % в Консервативном сценарии и 13 % в сценарии Энергоперехода к 2040 г. (рис. 3.12).

Основной прирост генерирующих мощностей приходится на неуглеродную и газовую генерацию. В Консервативном сценарии прирост мощностей к 2040 г. составляет 22 % (56 ГВт, из них четверть – НВИЭ), а в сценарии Энергоперехода с учетом ускоренной электрификации экономики и активного продвижения ВИЭ с более низкими КИУМ потребуется увеличить установленные мощности на 55 % (на 133 ГВт, из них 43 % – НВИЭ) (рис. 3.13).

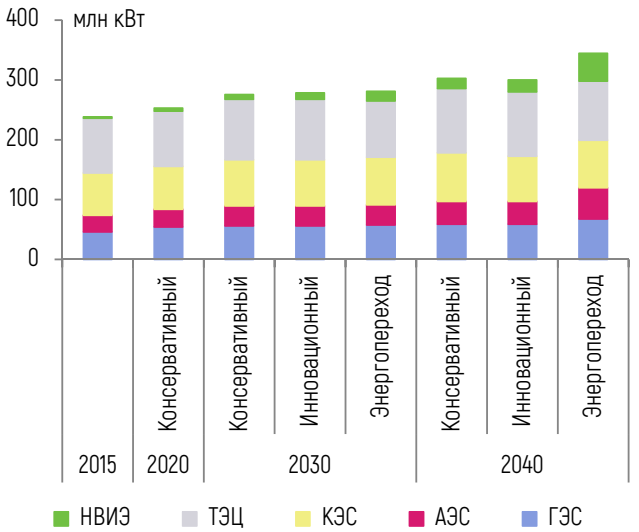
Рисунок 3.12 - Сценарный прогноз потребления первичной энергии на электростанциях, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

Основной прирост генерирующих мощностей приходится на низкоуглеродную и газовую генерацию.

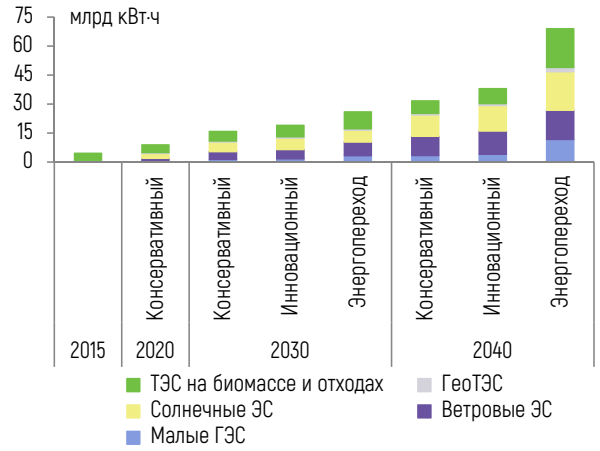
Рисунок 3.13 - Сценарный прогноз установленной мощности основных типов электростанций, млн кВт



Источник: ИНЭИ РАН

Среди НВИЭ основной потенциал в России имеют солнечные и ветряные электростанции, а также ТЭС на биомассе и отходах (рис. 3.14). Заметный вклад могут внести и незаслуженно забытые малые ГЭС.

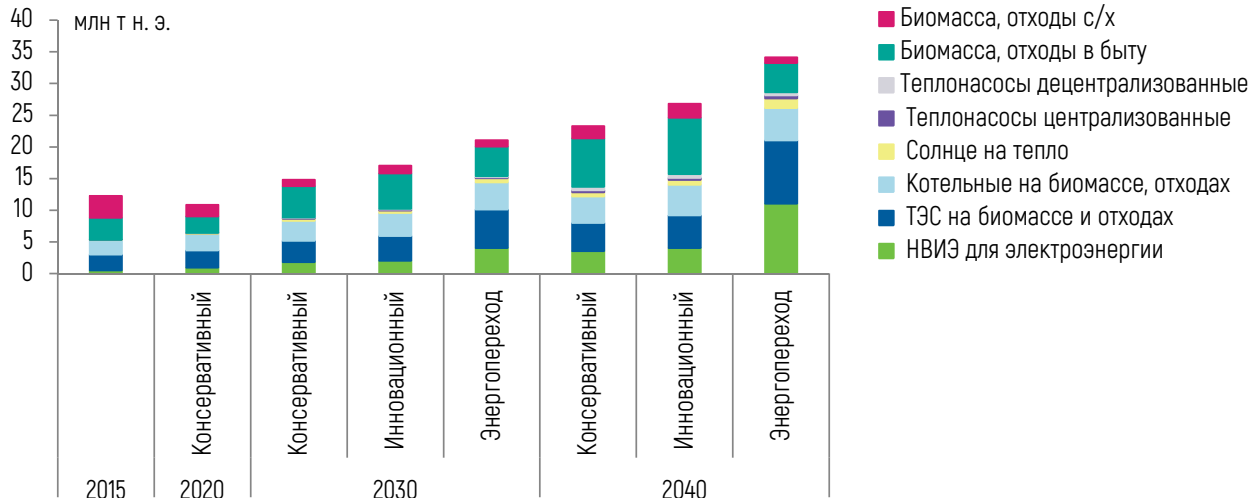
Рисунок 3.14 - Использование НВИЭ в электроэнергетике, млрд кВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН

При этом в целом по всем секторам потребления наибольший потенциал среди НВИЭ в России имеет биомасса, что естественно для страны, первой в мире по площади лесов и запасам древесины, а также с большим объемом сельскохозяйственных отходов (рис. 3.15).

Рисунок 3.15 - Динамика и структура использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ

Image by David Mark from Pixabay

Добыча

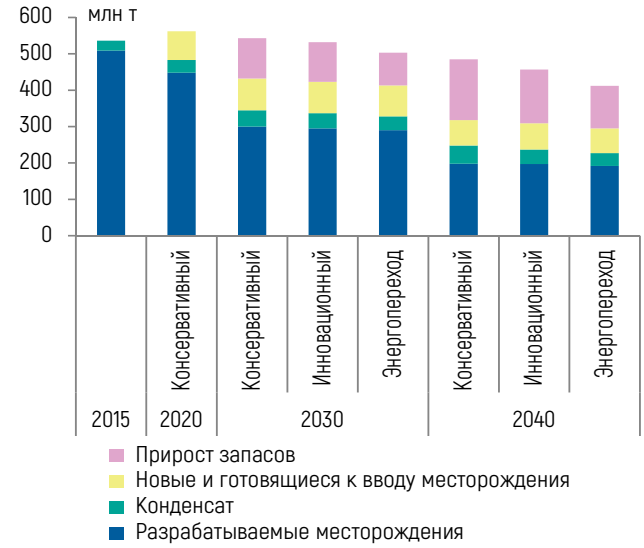
Несмотря на неблагоприятную ценовую конъюнктуру и сложности с привлечением иностранного капитала и технологий, России на протяжении всего второго десятилетия XXI века удается наращивать объемы добычи нефти. Подобная стабильность производственных показателей во многом обусловлена как наличием значительной ресурсной базы, по большей части унаследованной еще от Советского Союза, так и существенным снижением производственных затрат, вызванным девальвацией национальной валюты в 2014–2018 гг., в сочетании с импортозамещением зарубежного оборудования по ряду технологических направлений. Всё это позитивно сказалось на конкурентоспособности российской нефти на мировом рынке.

Анализ текущей ресурсной базы (уже разрабатываемые месторождения, новые месторождения и готовящиеся к вводу проекты) показывает, что она в состоянии обеспечить стабильно высокую добычу до 2022–2024 гг. даже вне зависимости от глобальной ценовой конъюнктуры: основные инвестиции уже вложены, и компании будут добывать нефть с этих месторождений. После 2024 г. для поддержания добычи, с одной стороны, понадобится активное расширение ресурсной базы и применение новых технологий с целью вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов, с другой стороны, после 2024 г. уже отчетливым становится ограничение внешнего спроса под влиянием трансформации мировых рынков, описанной в разделе 2. Добыча при этом, после пика на уровне в 565–570 млн т в год в 2020-х гг., начнет снижаться и к 2040 г. сократится до 410–485 млн т

> Добыча нефти в России после пика на уровне в 565–570 млн т в год в 2020-х гг., начнет снижаться и к 2040 г. составит до 410–485 млн т в год в зависимости от сценария.

в год в зависимости от сценария, причем до 60 % от совокупного объема производства жидких углеводородов будет обеспечиваться месторождениями требующими для ввода в эксплуатацию налоговых льгот из-за тяжелых условий добычи и высоких производственных затрат (сейчас льготируется около трети объема добычи) (рис. 3.16).

Рисунок 3.16 - Прогноз добычи жидких углеводородов в России по типам запасов для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

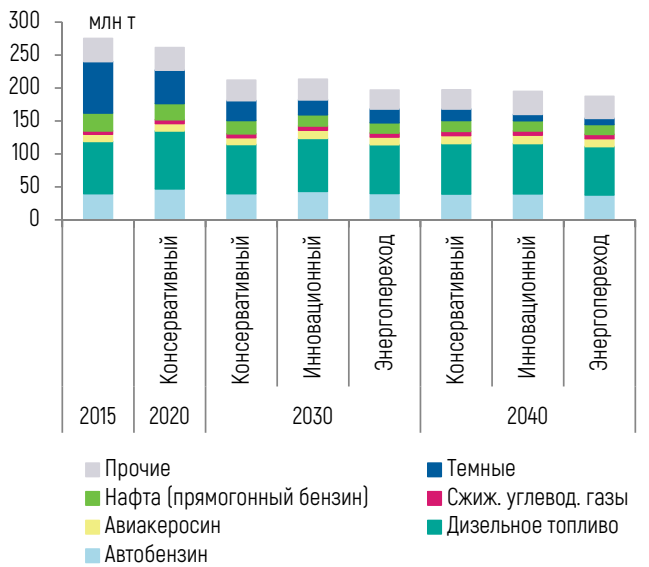
Нефтепереработка

В настоящее время в России сложились специфичные ценовые и регуляторные условия для развития отечественной переработки, которые, с одной стороны, позволили переломить многолетнюю тенденцию на формирование избыточных первичных мощностей при общей нехватке вторичных процессов для производства высококачественных нефтепродуктов, а с другой стороны, привели к резкому снижению маржинальности даже высокотехнологичных нефтеперерабатывающих заводов.

Производство энергоресурсов в стране к 2040 г. в Консервативном сценарии вырастет всего на 6 %, а сценарий Энергопереход вообще после пика в 2020-е гг. предполагает к 2040 г. сокращение производства энергоресурсов в России на 3 %. Это не только приблизит Россию к странам развитой экономики, но и обозначит переход энергетики на новый этап развития: от доминирования количественного роста к качественному.

В прогнозном периоде ожидается дальнейшее сокращение как мощностей, так и объемов первичной переработки нефти, стимулируемое внутренней налоговой политикой, направленной на поддержку исключительно высокоэффективных заводов, и ограниченным спросом на российскую продукцию нефтепереработки со стороны внешних рынков. Валовое снижение объемов первичной переработки нефти в России при этом пойдет преимущественно за счет вывода из эксплуатации независимых НПЗ, не имеющих возможности экономить на закупках нефти за счет применения давальческих схем в структурах ВИНК, а также за счет закрытия низкоэффективных мощностей, не обеспеченных в достаточной мере вторичными процессами. В прогнозном периоде закрываться будут те заводы, которые к 2018 г. не смогли обеспечить полноценную модернизацию, заложенную в четырехсторонние соглашения еще в 2011 г. и предусматриваемую другими стратегическими программными документами в ТЭК, неспособные производить достаточные объемы нефтепродуктов 5-го экологического класса. При этом выбытие подобных мощностей в сочетании с минимальными усилиями по модернизации других НПЗ, преимущественно направленными на углубление переработки с целью снижения выпуска мазута (который не найдет спроса ни в сегменте генерации, ни в качестве судового топлива), окажет существенное влияние на рост средней по стране глубины переработки нефти с 81,3 % в 2018 г. до 92–95 % к 2040 г. А при такой глубине переработки в условиях незначительного прироста внутреннего спроса (из-за медленной экономики в Консервативном и Инновационном сценариях и замещения альтернативами в сценарии «Энергопереход») даже падающих мощностей первичной переработки хватит для обеспечения внутреннего спроса на ключевые моторные топлива (рис. 3.17).

Рисунок 3.17 - Прогноз производства товарной продукции нефтеперерабатывающими предприятиями России для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

Экспорт нефти и нефтепродуктов

В прогнозном периоде в Консервативном и Инновационном сценариях до середины 2020-х гг. ожидается рост валового объема российского экспорта нефтяного сырья (сырой нефти и газового конденсата), который достигается за счет роста добычи. После 2020 г. начинается спад добычи нефти, однако экспорт сырья удастся поддерживать на сравнительно высоком уровне за счет того, что меньшие его объемы начнут поступать на внутренний рынок из-за спада в объемах переработки. В этих двух сценариях к 2040 г. российский экспорт нефти стабилизируется на отметке в 250–270 млн т. Сценарий Энергоперехода оказывается значительно более рискованным для российского нефтяного экспорта: снижение его объемов от нынешних значений отмечается уже в 2030-х гг., а к 2040 г. объем поставок нефтяного сырья на внешние рынки составит всего 215 млн т из-за сокращения мирового спроса на нефть и нефтепродукты.

После середины 2020-х гг. рост валового экспорта нефти прекратится. В Консервативном и Инновационном сценариях он стабилизируется к 2040 г. на отметке в 250–270 млн т, а в сценарии Энергопереход с 2030-х гг. начнется снижение его объемов и к 2040 г. объем экспорта нефтяного сырья на внешние рынки составит всего 215 млн т из-за сокращения мирового спроса на нефть и нефтепродукты.

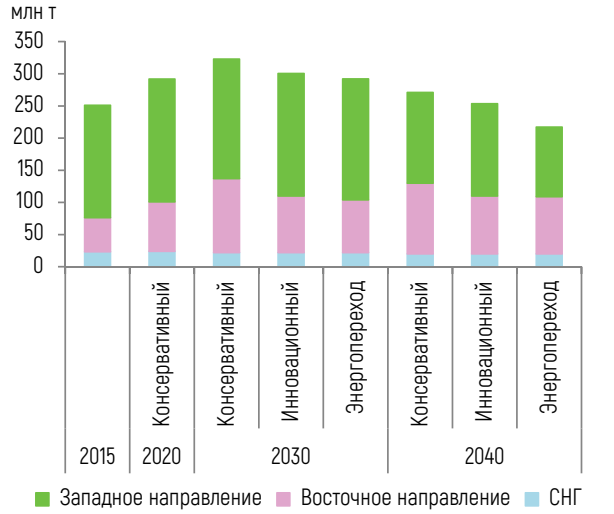
На западном направлении во всех сценариях ожидается снижение объемов поставок сырья уже после 2020 г., в первую очередь из-за снижения спроса на нефтепродукты в Европе и роста конкуренции со стороны других поставщиков нефтяного сырья. В результате российская доля на европейском рынке нефтяного сырья снизится с 33 % в 2018 г. до 28–30 % в 2040 г. Кроме снижения спроса на европейском рынке российским компаниям придется столкнуться с жестокой конкурентной борьбой за европейского потребителя с поставщиками Ближнего Востока, Африки и даже Северной и Южной Америки. Несколько снизить спрос на российское сырье может и падающее качество нефти, поставляемой по системе магистральных нефтепроводов «Дружба», на которое уже несколько лет жалуются европейские потребители, к чему в краткосрочном периоде могут присовокупляться репутационные риски, вызванные попаданием хлорорганических соединений в российскую нефть в 2019 г.

При этом перед Россией благодаря развитой экспортной инфраструктуре и проектам по добыче в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке открываются перспективы для увеличения экспорта на Тихоокеанском направлении, в первую очередь – в Китай, где ожидается значительный рост нефтеперерабатывающих мощностей. Доля России в общем объеме китайского импорта может вырасти с 14 % в 2018 г. до 20–22 % к 2040 г. Таким образом, переориентация нефтяного экспорта на восток становится основным способом сдерживания падения его объемов (рис. 3.18).

Кроме снижения объемов экспорта нефтяного сырья ожидается и сокращение объема экспорта нефтепродуктов из-за вывода из эксплуатации нерентабельной, не обеспеченной вторичными процессами, первичной переработки на фоне роста внутреннего спроса на жидкие топлива. Негативны для роста экспорта нефтепродуктов и сигналы внешнего рынка. В Европе ключевой

фактор, воздействующий на динамику российского экспорта, – ожидаемое в перспективе до 2040 г. существенное снижение спроса на жидкие топлива (в том числе и нефтепродукты). При этом снижение спроса происходит на фоне роста предложения сравнительно дешевых нефтепродуктов со стороны растущей ближневосточной и азиатской (индийской) нефтепереработки, которые вытесняют с продуктового рынка Европы не только производителей из России, но и нефтеперерабатывающие заводы США. Усиление конкуренции ожидается и на рынках нефтепродуктов стран АТР. В первую очередь российским нефтепродуктам придется конкурировать со сравнительно дешевыми (в том числе и за счет отсутствия транспортного плеча) продуктами, производимыми непосредственно в азиатских странах. Совокупный экспорт жидких углеводородов из России (ЖУВ) (с учетом сырой нефти, конденсата и нефтепродуктов) по всем сценариям будет снижаться до 280–345 млн т к 2040 г. против 420 млн т в 2015 г. При этом экспорт сырой нефти до 2040 г. остается более выгодным для компаний, чем экспорт нефтепродуктов (рис. 3.19).

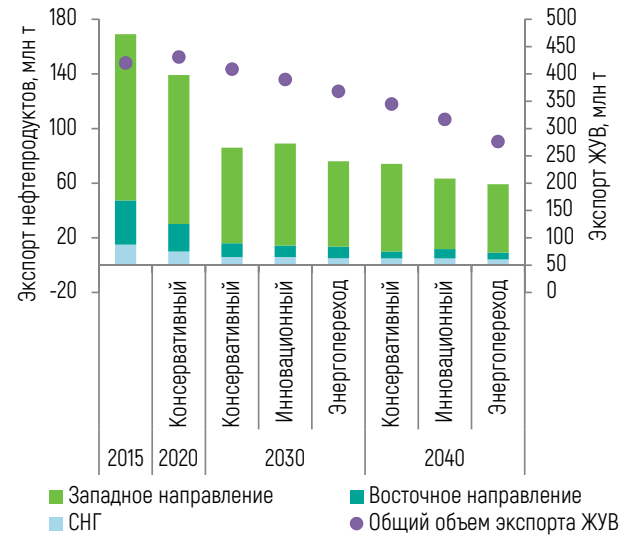
Рисунок 3.18 - Экспорт сырой нефти и газового конденсата по направлениям



Источник: ИНЭИ РАН

Экспорт нефтепродуктов ожидает резкое сокращение как из-за вывода из эксплуатации низкоэффективной, не обеспеченной вторичными процессами первичной переработки на фоне роста внутреннего спроса на жидкие топливо, так и из-за сокращения добычи на фоне негативных сигналов внешнего рынка.

Рисунок 3.19 - Экспорт нефтепродуктов по направлениям для трех сценариев, совокупный экспорт ЖУВ из России по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

В условиях наличия столь значимых рисков, формируемых ходом НТП, для мирового рынка жидких топлив, уже в Консервативном и Инновационном сценариях, а тем более в сценарии Энергоперехода, России, как одному из ключевых мировых поставщиков нефти и нефтепродуктов, необходимо тщательно прорабатывать свою долгосрочную стратегию развития нефтяной отрасли. Формально во всех сценариях страна сохраняет свое важнейшее место на нефтяном рынке и остается вторым в мире, после Саудовской Аравии, экспортером сырой нефти, третьим в мире после США и Индии экспортером нефтепродуктов и третьей по объемам добычи страной после США и Саудовской Аравии вплоть до 2040 г. Однако для сохранения конкурентоспособности и маржинальности поставок с учетом необходимости повышения качества нефтепродуктов и изменения

структуры спроса на различные нефтепродуктовые группы критически важной становится существенная адаптация российского перерабатывающего комплекса как в части повышения глубины переработки и повышения объемов выпуска моторных топлив более высоких экологических стандартов, так и в части сокращения объемов низкоэффективных производств, не обеспеченных вторичными процессами. Высокосернистое дизельное топливо, мазут и полупродукты, являющиеся продукцией подобных предприятий, попросту не найдут спроса ни на мировом, ни на внутреннем рынке и лишь оттеснят высокоценное сырье от комплексных технологичных производств.

В рамках адаптации к изменяющейся мировой торговле, которая выразится в существенном усилении конкуренции за европейских потребителей на фоне падающего в регионе спроса, в России целесообразно уже сейчас обеспечить производственный базис и начать готовить к расширению добычные мощности на востоке страны и транспортные системы от традиционных регионов добычи для обеспечения в долгосрочном периоде максимально эффективного экспорта жидких топлив по азиатскому направлению.

При этом главная задача в складывающихся условиях – поддерживать конкурентоспособность отрасли по затратам, в том числе за счет технологического развития, фискальной политики и освоения «коротких», с быстрым сроком окупаемости, проектов для привлечения частных и иностранных инвестиций.

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ

Внутренний спрос и экспорт

В 2009 г. российская газовая отрасль после устойчивого роста столкнулась с падением всех показателей производства и экспорта и только к 2017 г. смогла вернуться на прежние уровни добычи. После многих лет непрерывного роста, когда добыча сдерживалась часто производственными возможностями, впервые производители газа столкнулись со стагнирующим спросом.

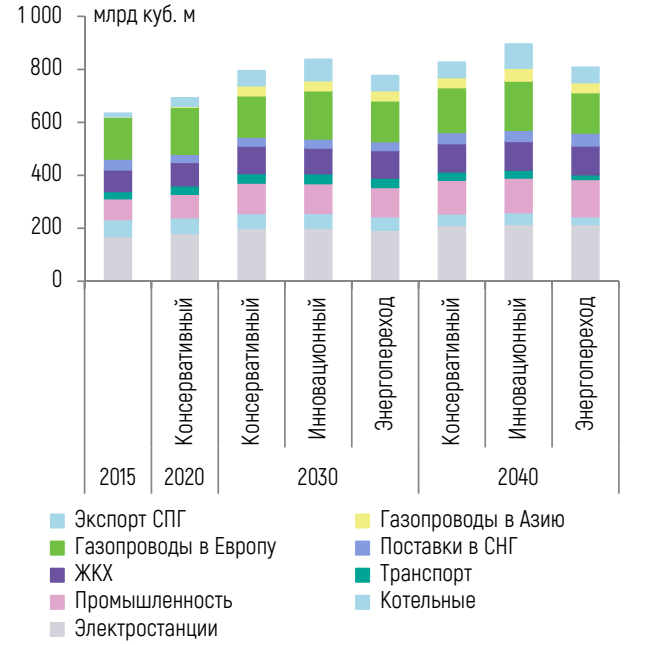
Довольно низкие прогнозные темпы роста российской экономики предопределяют и сдержанный рост внутреннего спроса на газ на весь период до 2040 г. – на 22–24 % по сравнению с показателями 2018 г.. При этом природный газ остается всегда «выбором N1» для российской экономики в условиях жестких бюджетных ограничений. Электростанции во всех сценариях останутся главным потребителем газа (40–41 %), почти вдвое сократится доля его расхода центральными котельными, увеличится (с 20 до 24–25 %) потребление в промышленности, особенно как химического сырья, и сохранится доля расхода на коммунально-бытовые нужды (рис. 3.20).

Анализ перспектив развития мирового газового рынка, выполненный в разделе 2, показывает, что в значительной мере ограничения на внешних рынках сохранятся. Экспорт газа, осуществляемый на основе имеющихся долгосрочных контрактов и в рамках спотовой торговли, может позволить сохранить объемы поставок из России на европейский рынок, однако, учитывая геополитическую ситуацию и сдержанный европейский спрос, рассчитывать на заметное повышение экспортных объемов в этом направлении в период до 2040 г. в Консервативном сценарии не приходится. В Энергопереходе неизбежно сокращение поставок и лишь в Инновационном сценарии возможен рост экспорта европейским потребителям.

Потенциал наращивания поставок российского газа в СНГ во многом будет связан с ситуацией на Украине и решениями по энергообеспечению страны после окончания срока эксплуатации действующих АЭС.

Основные возможности для увеличения поставок на внешние рынки для России зависят от роста экспорта в

Рисунок 3.20 - Направления использования природного газа на внутреннем и внешнем рынках, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

АТР (Китай, Япония, Республика Корея и др.) и развития глобальной торговли СПГ. Однако существует высокая неопределенность относительно дальнейших перспектив этих новых рынков и конкурентоспособности на них российского газа. В рассматриваемый период предполагается рост экспорта газа в этом направлении почти в 5–6 раз, но он идет с очень низкой базы, и в абсолютном выражении, даже в наиболее высоком Инновационном сценарии, поставки в Азию к 2040 г. не достигнут и половины от современных объемов экспорта в Европу.

Большие надежды связываются с развитием гибкой и адаптивной СПГ-индустрии в России, которая в зависимости от сценария может обеспечить существенное увеличение экспорта сжиженного газа. Однако, опять же в абсолютном выражении, даже при реализации наиболее благоприятного сценария роста производства СПГ, объемы его экспорта по всем направлениям к 2040 г. составят 42 % от современных объемов поставок в Европу. Таким образом, европейский рынок сетевого газа продолжит обеспечивать около 52–55 % российского экспорта в 2040 г.

Добыча

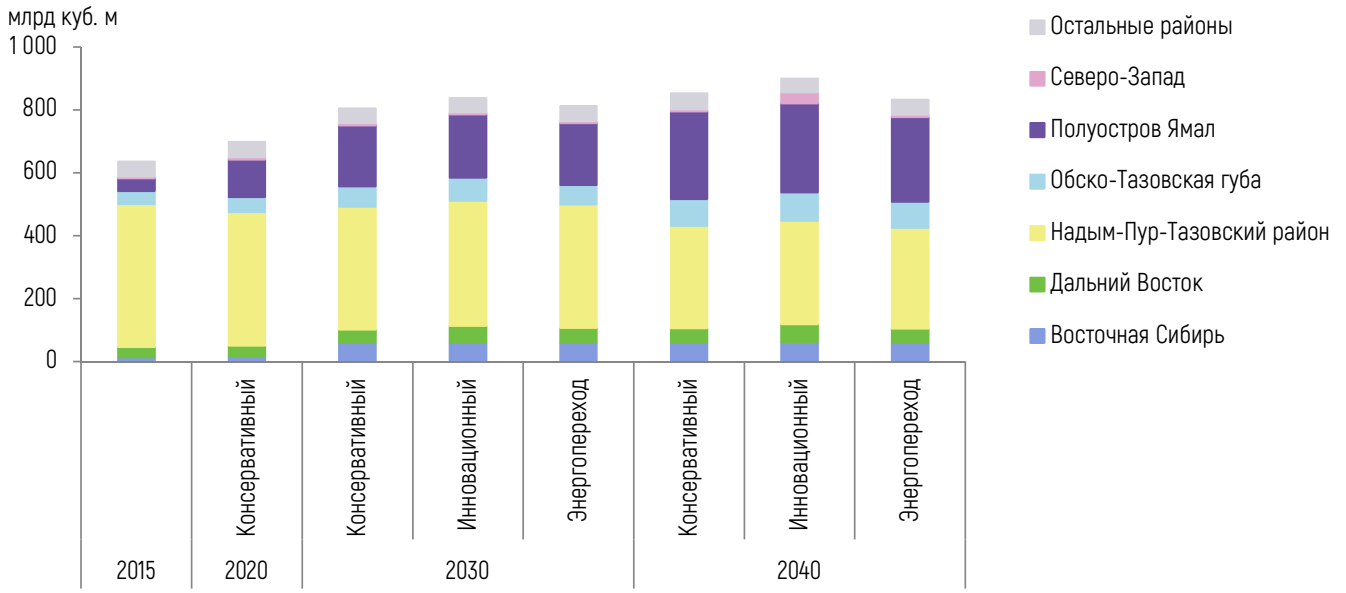
В перспективе до 2040 г. добыча природного и попутного газа в России увеличится на 18–30 % в зависимости от сценария. В принципе, состояние ресурсной базы и масштабы уже имеющихся запасов позволяют газовой отрасли (в отличие от нефтяной) нарастить добычу гораздо выше, чем в предлагаемых сценариях, которые рассчитаны исходя из спроса, а не только производственных возможностей.

На фоне снижения производства в традиционных газодобывающих районах (в первую очередь – в Надым-Пур-Тазе) основной прирост добычи будет идти за счет месторождений полуострова Ямал, Обско-Тазовской Губы, а также Восточной Сибири и Дальнего Востока (рис. 3.21).

В условиях трансформации глобальных энергетических рынков, учитывая большую роль газовой отрасли для Российской Федерации, для нее также необходимо разрабатывать стратегию адаптации к новым реалиям. Одним из ключевых факторов, сдерживающих развитие экономики, является неэффективное использование газа. Большие траты газа вынуждают идти в более сложные и дорогие проекты добычи, что ведет к необходимости роста цен реализации на внутреннем рынке и снижению конкурентоспособности на внешних рынках.

Широкие возможности добычи газа при ограниченном спросе могут стать стимулом к замещению им на внутреннем рынке нефтепродуктов, которые можно реализовывать на экспорт с большей маржинальностью.

Рисунок 3.21 - Добыча природного газа по регионам России, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

Рост конкуренции на газовом рынке и межтопливной конкуренции в совокупности с неопределенностью спроса на отдельных рынках предопределяют значительные сценарные расхождения в части прогнозируемых экспортных возможностей.

Наряду с электростанциями (замещение мазута) потенциал для этого есть в транспортном секторе. Также возможна разработка новых комплексных решений в части энергообеспечения, представляющих интерес для потребителей и конкурентоспособных на межтопливном рынке, таких как автономное энергоснабжение с использованием газа для совместной генерации электроэнергии и тепла. При этом возможны комбинированные схемы с подключением ВИЭ, что будет способствовать росту эффективности, надежности и экологичности. Такого рода технические решения могут применяться как внутри страны, так и на внешних рынках.

Рост конкуренции на газовом рынке и межтопливной конкуренции в совокупности с неопределенностью спроса на отдельных рынках предопределяют значительные сценарные расхождения в части прогнозируемых экспортных возможностей. В этих условиях необходима адаптационная стратегия развития газовой отрасли с поэтапным вводом новых мощностей добычи, транспорта, хранения с учетом заключения контрактов на поставки и т. д. Стратегия должна предусматривать постоянный мониторинг ситуации и возможности гибкой корректировки планов работы. При этом, безусловно, необходима оптимизация затрат по всем направлениям с целью повышения конкурентных возможностей, особенно в условиях неизбежного перехода на более сложную ресурсную базу.

УГОЛЬНАЯ ОТРАСЛЬ

Внутренний спрос и экспорт

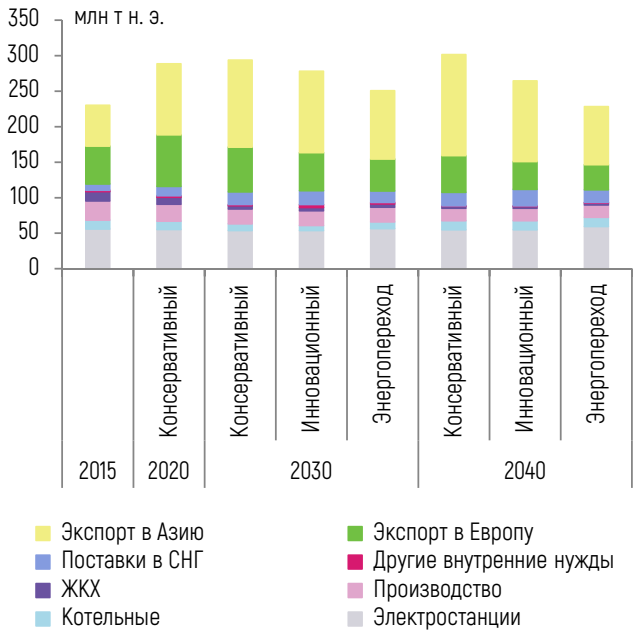
Угольная отрасль России, подобно газовой, оказывается крайне зависимой от внешней конъюнктуры, и основным ограничением дальнейшего роста является именно емкость внешнего рынка и конкурентоспособность по цене, а не ограничения по запасам угля или по добывающим мощностям. Внутренний спрос на твердое топливо сократится с 2018 г. на 17 % в Консервативном и Инновационном сценариях на фоне медленного роста экономики и сохранения относительно низких цен на газ. При Энергопереходе с повышением цен на газ и интенсификацией энергосбережения сокращение внутреннего спроса на уголь ускорится до 22 %, в основном на электростанциях. При этом абсолютный расход угля во всех сценариях радикально (в 4 раза от уровня 2018 г.) уменьшится лишь на коммунально-бытовые нужды.

Важные изменения на мировом рынке происходят и на стороне предложения. Основными лидерами по мировой добыче торгуемого угля являются США, Индонезия, Австралия, ЮАР, Колумбия и Россия. При этом ряд производителей (в первую очередь Индонезия) по разным причинам в дальнейшем будут сокращать свои объемы экспорта, что открывает для России новые возможности на 5–7 лет (Колумбия на горизонте 2030 г. исчерпает основные месторождения, а Индонезия будет вынуждена перенаправить часть экспортного угля на удовлетворение внутреннего спроса). Таким образом, на ключевых растущих рынках: ЮВА, Индия, Ближний Восток, Африка

Угольная отрасль России крайне зависима от внешней конъюнктуры, основным ограничением дальнейшего роста является емкость внешнего рынка и конкурентоспособность по цене. В зависимости от глобальных сценариев, в перспективе до 2040 г. возможен как рост экспорта в страны АТР, Ближнего Востока и Африки, так и сокращение экспорта угля не только на европейском, но и в азиатском направлении.

Вместе с девальвацией и поддержанием низкого курса рубля это делает экспорт основным драйвером развития угольной промышленности. Процессы, происходящие на мировом угольном рынке, в частности климатическая политика многих стран (особенно ЕС и Китая), создают высокую неопределенность для этой отрасли в России. В Консервативном сценарии рост спроса на уголь ожидается за счет стран АТР (в первую очередь Индии и стран Юго-Восточной Азии, где увеличится потребность в высококачественных углях), а также стран Ближнего Востока и Африки, в то время как в Китае и развитых странах Азии (Япония, Южная Корея) спрос, скорее, будет стагнировать, а европейское направление будет постепенно сокращаться в результате снижения как спроса, так и потребности в импорте. В сценариях Инновационном и особенно Энергоперехода сокращение внутреннего спроса сопровождается снижением экспорта угля не только на европейском, но и в азиатском направлении (рис. 3.22).

Рисунок 3.22 - Направления использования угля на внутреннем и внешнем рынках, млн т н. э.

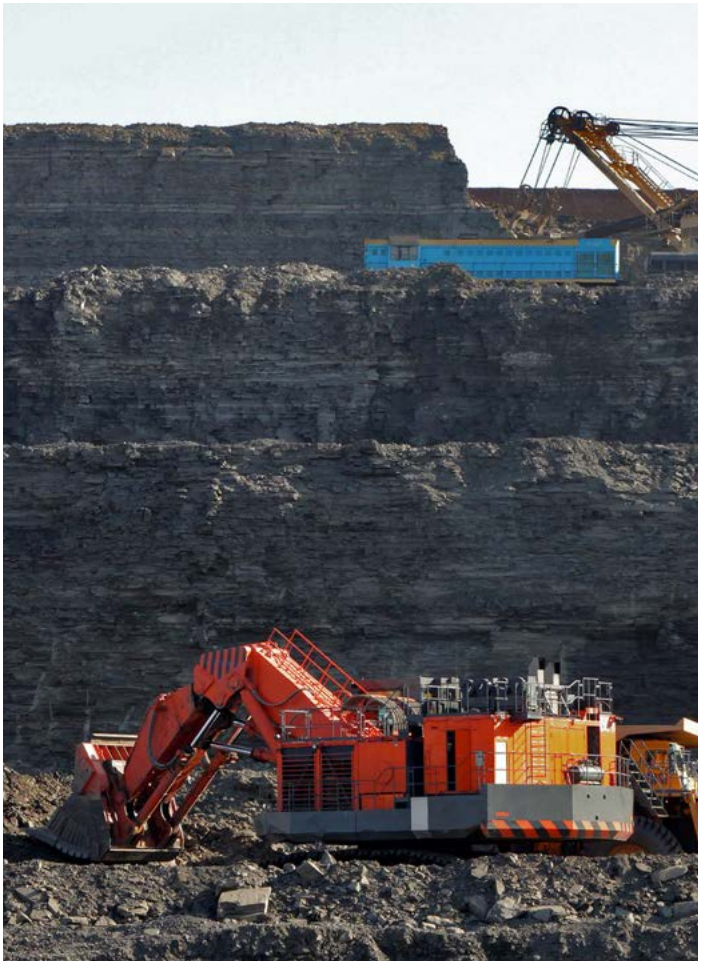


Источник: ИНЭИ РАН

– реальная конкуренция развернется между Австралией и Россией. Ключевым фактором успеха здесь становится поддержание конкурентоспособности российского угля. В сценарии Энергоперехода неизбежно сокращение объемов экспорта всеми поставщиками.

Конкурентоспособность российского угля на внешних рынках ухудшает значительная удаленность поставщиков угля от морских портов при большой дальности перевозки углей по железной дороге. В 2015–2018 гг. девальвация рубля резко повысила эффективность и привлекательность экспортных поставок, однако на долгосрочную перспективу этого эффекта недостаточно.

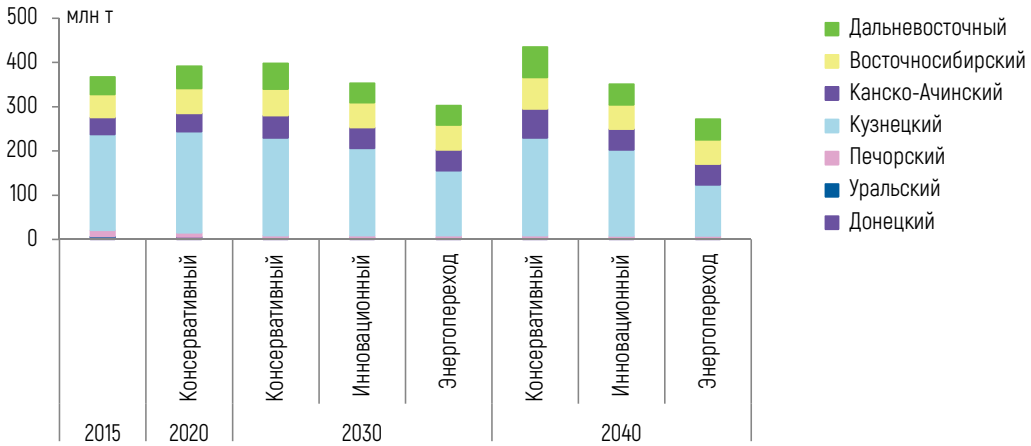
Добыча



В итоге трансформаций внутреннего и внешних рынков добыча угля в России сможет устойчиво расти (на 16 % к 2040 г.) в Консервативном сценарии, а в Инновационном сценарии сократится после 2020 г. на 10 %, а при Энергопереходе – на 30 %. В большей мере сокращение добычи придется на энергетические угли, а территориально почти всё – на бассейны Сибири и Дальнего Востока. Основным бассейном страны останется Кузнецкий при росте добычи канско-ачинских, иркутских и дальневосточных углей (рис. 3.23).

Учитывая высокие риски трансформаций внешних рынков, для российской угольной отрасли важно проводить очень взвешенную политику инвестирования в расширение мощностей по добыче и транспортировке продукции. На азиатском направлении основанием для расширения мощностей должны быть долгосрочные контракты, при этом целесообразно привлечение инвестиций в проекты со стороны стран-потребителей и создание совместных предприятий на определенных этапах цепочек поставок, что позволит обеспечить их заинтересованность в стабильности производства и поставок и снизить собственные риски. При этом необходимо повышение эффективности для снижения затрат в достаточно жестких (в том числе ценовых) рыночных условиях.

Рисунок 3.23 - Сценарный прогноз добычи угля по регионам и бассейнам, млн т

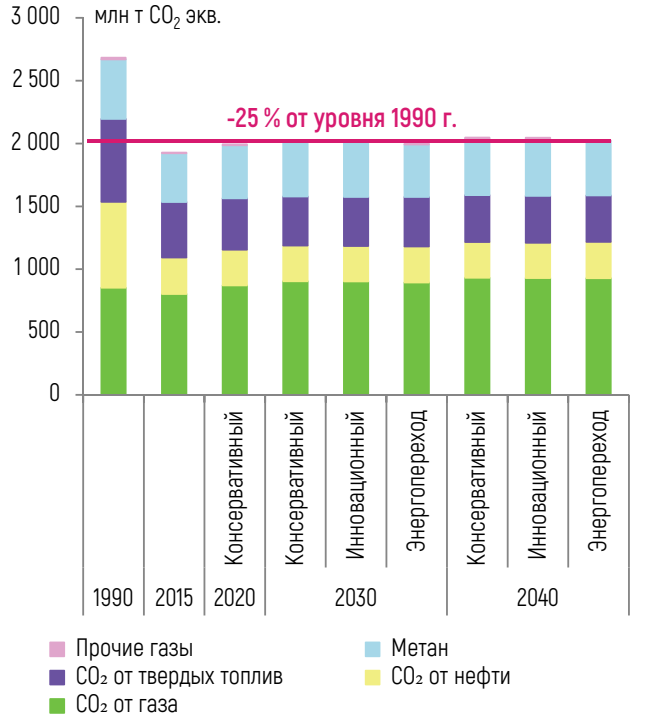


Источник: ИНЭИ РАН

ВЫБРОСЫ CO_2

В России традиционно неоднозначно воспринимается проблема изменения климата и стимулируемая ею политика декарбонизации. Однако, учитывая относительно низкие показатели экономического роста, сохранение эмиссии парниковых газов на уровне 75 % от показателей 1990 г. не требует огромных усилий (рис. 3.24): до конца 2030-х гг. в России в любом случае будет наблюдаться медленный рост выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива. К 2040 г. объем выбросов между сценариями различается уже на 10 %, и это даже с учетом более интенсивного развития экономики в сценарии Энергоперехода, где повышение энергетической эффективности экономики и увеличение в энергопотреблении доли низкоуглеродных энергоресурсов с 10 % в 2015 г. до 19 % в 2040 г. открывают России возможность выйти на среднемировые темпы роста экономики, оставляя при этом в рассматриваемый период размеры выбросов парниковых газов не более 75 % от уровня 1990 г. Но дорогой заемный капитал, дешевые собственные ресурсы топлива и гораздо более низкие (относительно развитых стран) доходы населения все равно объективно тормозят применение в стране передовых (и более дорогих) технологий производства и использование энергетических ресурсов, необходимых для более глубокого совершенствования структуры энергопотребления.

Рисунок 3.24 - Динамика и структура выбросов основных парниковых газов для трех сценариев, млн т CO_2 экв.



Источник: ИНЭИ РАН

ВЛИЯНИЕ ТЭК НА ЭКОНОМИКУ СТРАНЫ

В последние годы ТЭК обеспечивал 20–23 % ВВП, 25–26 % поступлений в консолидированный бюджет страны и 55–60 % валютной выручки от экспорта. Как мы писали во всех предыдущих выпусках «Прогноза», под влиянием изменения конъюнктуры мировых энергетических рынков роль ТЭК в экономике России продолжит снижаться с максимума 2012–2013 гг. Трансформация мировых энергетических рынков под влиянием технологического прогресса в энергетике способна существенно усилить эту тенденцию.

Размеры произведенной ТЭК добавленной стоимости увеличатся к 2040 г. на 40 % по Консервативному сценарию и вдвое меньше – в сценарии Энергоперехода, а ее доля в ВВП страны уменьшится до 17 и 14 %. Это знаменует прекращение при Энергопереходе доминирования ТЭК в экономике страны из-за почти двойного ускорения роста ВВП России при более быстром, чем в других сценариях, снижении размеров экспортной выручки российского ТЭК при интенсификации технологического прогресса в мировой энергетике.

Доля нефтяной отрасли в ВВП, произведенном ТЭК, уменьшится с 74 % в 2015 г. до 61 % к концу периода по Консервативному сценарию и до 47 % при Энергопереходе. Это падение компенсируется ростом доли газовой отрасли соответственно в 2 и 2,5 раза с повышением при Энергопереходе до 51 % в конце периода.

Наряду с прямым вкладом в развитие экономики России энергетика оказывает на нее большое опосредованное влияние, в основном через динамику цен на топливо и энергию для потребителей (а это всё национальное хозяйство) и через размеры капитальных вложений в производство и использование энергетических ресурсов.

Под влиянием изменения конъюнктуры мировых энергетических рынков роль ТЭК в экономике России продолжит снижаться с 20-23 % до 14-17 %.

Сценарные различия динамики внешних и внутренних цен на топливо непосредственно учтены в расчетах размеров вклада ТЭК в ВВП страны (рис. 3.25). Влияние же их на остальную экономику определено расчетами на межотраслевой многоагентской модели развития экономики России[37].

Рисунок 3.25 - Динамика ВВП, произведенного топливно-энергетическим комплексом России, млрд долл. 2016 г.

Источник: ИНЭИ РАН

[37] Малахов В.А. Несытых К.В. Возможные макроэкономические последствия интенсификации НТП в энергетике мира и России // Роль научно-технического прогресса в развитии энергетики России – М. : ИНЭИ РАН, 2019. ISBN 978-5-91438-030-1.

Снижение энергоемкости – ключевой фактор адаптации России к трансформации мировой энергетики. Реализация экономически оправданных в условиях России мер интенсификации энергосбережения позволит с учетом мультипликативных эффектов увеличить ВВП страны на 30 % к 2040 г.

Особый интерес представляют макроэкономические последствия сценария Энергоперехода (с адаптацией). Его реализация наряду с удешевлением капитала требует на 50–60 % повысить к 2030 г. внутренние цены на природный газ с дальнейшим их следованием за умеренным ростом цен внешних рынков. Первым следствием этого видится перекладывание потребителями энергии части (зависит от уровня конкуренции на соответствующих рынках) удорожания газа в цены своей продукции, и это замедлит рост объемов произведенного ВВП по остальным видамэкономической деятельности (по расчетам, на 24–25 % за период). Вместе с тем рост цен на газ стимулирует энергосбережение во всех сферах экономики, что потребует роста капиталовложений в энергетическое хозяйство потребителей в 2,8 раза по Консервативному сценарию и до 9 раз при Энергопереходе (рис. 3.26). Последние в 2,4 раза больше прямых капиталовложений в развитие ТЭК и, главное, будут рыночно эффективны при повышенных ценах газа и уменьшенном проценте на заемный капитал. Те же расчеты показали, что заказы по этим капиталовложениям в свою очередь в 1,4 раза увеличат произведенный ВВП во всех сферах деятельности, обеспечивающих модернизацию энергетического хозяйства потребителей: машино- и приборостроении, производстве новых конструкционных и строительных материалов, системах управления и контроля, в сельском и коммунальном хозяйстве и др. С учетом уменьшения расходов энергии этими производствами прирост ВВП в сценарии Энергоперехода почти втрое превысит потери экономики от повышения цен на топливо.

Довольно заметные различия получаются между сценариями и по размерам капвложений в развитие ТЭК. Усложнение горно-геологических и транспортных условий добычи топлива и высокая капиталоемкость растущей низкоуглеродной энергетики увеличат на 70 % объемы капитальных вложений в ТЭК по Консервативному сценарию. Сокращение же при Энергопереходе после 2020 г. размеров производства первичной энергии потребует вдвое меньшего прироста объема инвестиций в развитие отраслей ТЭК (рис. 3.26).

В Консервативном сценарии при росте доли нефтяной отрасли в общих инвестициях ТЭК (51 % в первое и 55 % в последнее пятилетие) изменится соотношение между газовой отраслью (доля уменьшится с 34 до 20 %) и электроэнергетикой – ее вес в инвестициях ТЭК возрастет с 12 до 20 %. В Энергопереходе эти процессы ускорятся: доля капиталовложений в электро- и теплоэнергетику увеличится до 29 % при уменьшении доли не только газовой (с 35 до 29 %), но и нефтяной (с 50 до 41 %) отраслей. Причиной станет как ускоренный рост мощности электрогенерации, так и изменение ее структуры – электростанции на органическом топливе замещаются более капиталоемкой низкоуглеродной энергетикой.

Рисунок 3.26 - Динамика капитальных вложений в энергетические отрасли и рост энергосбережения в России, млрд долл. 2016 г.

Источник: ИНЭИ РАН

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технологический переход мировой энергетики от доминирования органического топлива к низкоуглеродным энергоресурсам грозит России уменьшением (относительно сложившихся тенденций) к 2040 г. на 16 % размеров экспорта топлива и на 8 % – производства первичной энергии. В целом за период это способно сократить на четверть величину добавленной стоимости в самом ТЭК и еще на 2–3 % – в обеспечивающих производствах из-за уменьшения капиталовложений в его развитие. В результате средний рост ВВП в стране замедлится в 2016–2040 гг. с 1,7 % (Консервативный сценарий) до 0,6 % в год (Энергопереход).

Несовершенство в стране институциональной среды и высокая стоимость заемного капитала сдерживают инвестиции в экономику и вместе с замораживанием цен на природный газ (следовательно, и энергетический уголь) фактически блокируют технологический прогресс в работающей на внутренний рынок части энергетики России. Сценарными расчетами показано, что при стоимости заемного капитала ниже 9 % в год и почти двукратном повышении внутренних цен на газ (табл. 3.1) экономически оправдан рост к 2040 г. в 2,7 раза размеров технологического[38] и продуктового энергосбережения. А достигаемое при этом снижение промежуточного потребления с избытком компенсирует негативные последствия повышения внутренних цен на топливо и энергию.

Сверх того, капитальные вложения в энергосбережение пятикратно превысят сокращение инвестиций в ТЭК по Инновационному сценарию относительно Консервативного. Необходимость материального наполнения этих вложений ускорит с середины 2020-х гг. развитие производств, модернизирующих энергетическое хозяйство потребителей, и на 41 % увеличит за период величину их добавленной стоимости (табл. 3.2).

Совокупность рассмотренных факторов позволит ускорить рост ВВП России до 2,5–2,8 % в 20-е гг. и до 3 % после 2030 г., притом что в качестве предпосылки глобальных сценариев принято замедление темпов роста мирового ВВП с 2,9 % в 2025–30-е гг. до 2,3 % в 2035–40-е гг.

[38] Но не надо рассчитывать, что это будут лучшие мировые технологии.

Таблица 3.2 - ТЭК в макроэкономических показателях России

	2015	2020			2025			2030			2035			2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Вклад в произведенный ВВП, млрд долл**	295,5	306,8	292,1	292,1	406,6	375,4	375,4	417,8	366,7	366,7	445,1	371,6	371,6	412,9	349,3	349,3
То же, % к 2015 г.	100,0	103,8	98,8	98,8	137,6	127,0	127,0	141,4	124,1	124,1	150,6	125,7	125,7	139,7	118,2	118,2
Доля ТЭК в ВВП страны, %	22,7	22,0	21,0	20,9	21,4	19,7	18,9	20,2	17,7	15,9	19,7	16,5	13,7	16,9	14,3	11,0
То же, % к 2015 г.	100,0	97,0	92,3	91,9	94,1	86,9	83,4	88,8	78,0	69,9	87,0	72,7	60,6	74,5	63,1	48,6
Вклад в консолидированный бюджет, млрд долл**	152,2	48,6	45,4	45,4	51,1	43,4	43,4	52,2	44,8	44,8	55,6	45,4	45,4	51,9	41,7	41,7
То же, % к 2015 г.	100,0	31,9	29,8	29,8	33,6	28,6	28,6	34,3	29,5	29,5	36,5	29,8	29,8	34,1	27,4	27,4
Доля ТЭК в бюджете, %	26,4	35,0	30,1	29,9	27,4	27,4	26,3	24,7	24,7	22,2	24,0	24,1	20,0	20,0	20,0	15,4
То же, % к 2015 г.	100,0	132,5	113,9	113,4	103,7	103,8	99,6	93,6	93,7	84,0	91,1	91,2	75,9	75,6	75,7	58,3
Мультипликативные эффекты НТП в энергетике																
	2015	**2020**			**2025**			**2030**			**2035**			**2040**		
Инвестиции в основной капитал ТЭК, млрд долл**	67,5	68,4	69,4	69,4	67,1	66,7	66,7	89,0	76,7	76,7	109,7	84,8	84,8	115,2	91,8	91,8
То же %, к 2015 г.	100,0	101,2	102,7	102,7	99,4	98,7	98,7	131,8	113,5	113,5	162,4	125,6	125,6	170,6	135,9	135,9
Доля ТЭК в инвестициях страны, %	24,4	23,1	23,4	23,4	22,2	22,1	22,1	28,9	24,9	24,9	35,0	27,1	27,1	36,2	28,8	28,8
То же, % к 2015 г.	100,0	94,5	96,0	96,0	91,0	90,4	90,4	118,5	102,1	102,1	143,6	111,1	111,1	148,4	118,2	118,2
Энергоэффективность экономики, тыс. долл./т у. т.	4,1	4,2	4,2	4,2	4,4	4,4	4,6	4,7	4,7	5,2	5,0	5,0	6,0	5,3	5,4	6,9
То же, % к 2015 г.	100,0	103,6	103,8	104,1	108,7	109,1	113,3	115,0	115,6	128,0	122,0	123,1	146,3	130,3	131,9	168,9
Инвестиции в энергосбережение, млрд долл**	24,0	40,2	45,5	51,5	62,5	61,3	106,5	81,8	83,8	188,1	93,6	98,0	240,3	110,8	115,1	299,9
То же, % к 2015 г.	100,0	167,4	189,6	214,7	260,6	255,3	443,6	341,0	349,2	783,6	390,0	408,5	1001,4	461,5	479,5	1249,7

Источник: ИНЭИ РАН

Тем не менее, предстоящая четверть века будет непростой для российской экономики и энергетики. Серьезные изменения конъюнктуры внешних рынков в сочетании с накопившимися проблемами самой российской экономики в целом и ТЭК в частности ставят российский энергетический сектор в достаточно жесткие условия. Потребуется интенсивно решать задачи повышения энергетической эффективности национальной экономики, диверсификации структуры и экономической доступности энергоснабжения потребителей, уменьшения затратности топливно-энергетических отраслей и проектов, рационального природопользования и защиты окружающей среды.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ЧИСЛЕННОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ И ВВП

Таблица П1.1 - Изменение численности и структуры населения мира по регионам в 2015–2040 гг.

	Численность населения, млн чел.		Среднегодовой рост численности населения, %	Уровень урбанизации, %		Доля трудоспособного населения, %	
	2015	2040	2015–2040	2015	2040	2015	2040
Северная Америка	482	575	0,71	81	87	66	62
США	320	374	0,63	82	87	66	61
Южная и Центральная Америка	506	599	0,68	80	86	67	66
Бразилия	206	232	0,47	86	91	70	66
Европа	618	636	0,12	74	81	66	59
ЕС-28	508	510	0,02	75	82	65	58
СНГ	290	303	0,18	66	71	68	63
Россия	146	146	0,00	74	79	70	64
Развитые страны Азии	207	204	-0,06	88	90	65	56
Япония	128	115	-0,42	91	94	61	54
Развивающиеся страны Азия	3846	4460	0,59	44	59	68	66
Китай	1405	1426	0,06	56	77	73	62
Индия	1309	1605	0,82	33	46	66	68
Ближний Восток	242	342	1,41	71	79	66	68
Африка	1194	2100	2,28	41	54	55	61
Мир	7386	9221	0,89	54	64	66	64

Источник: ООН World Population Prospects, редакция 2017 г., World Urbanization Prospects: редакция 2018 г.

Таблица П1.2 - Динамика ВВП по регионам и крупнейшим странам мира по сценариям

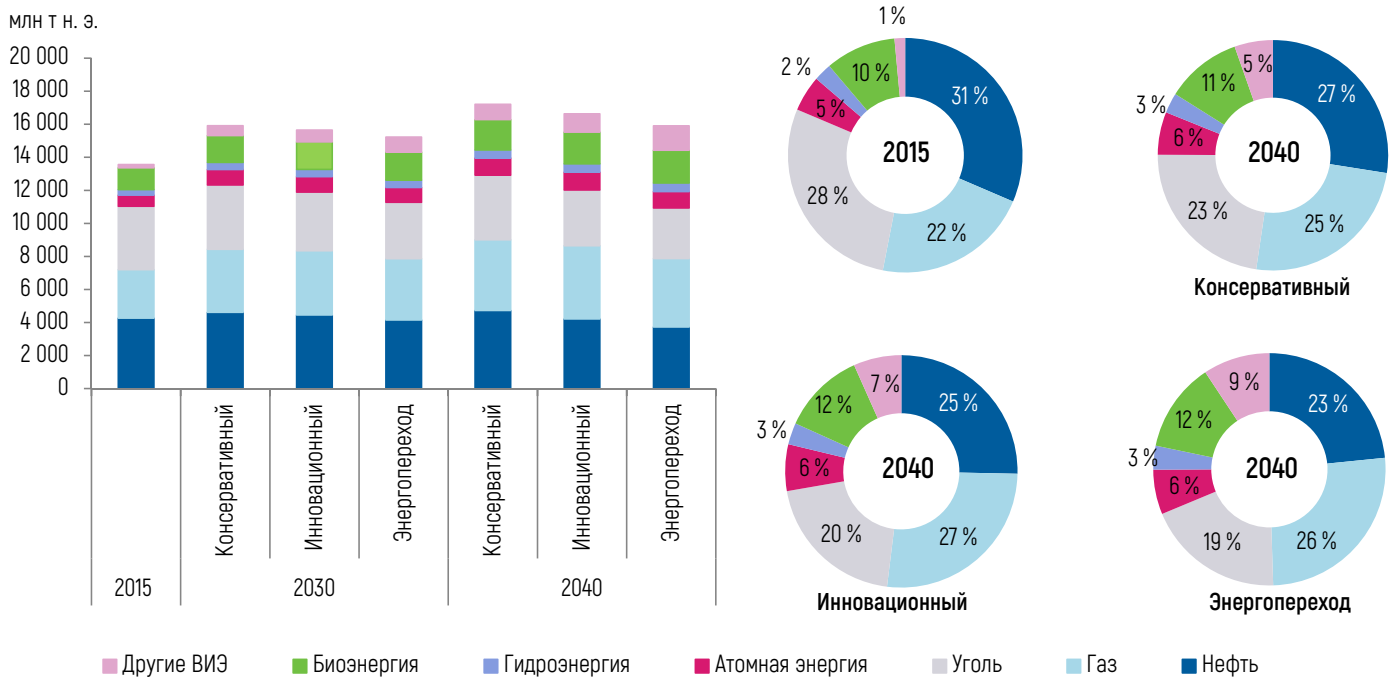
	ВВП (ППС), трлн долл. 2016 г.						Темпы роста ВВП, %	
		Консервативный					Консервативный	
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	1990–2015	2015–2040
Северная Америка	22,3	24,7	27,2	30,2	33,1	36,1	2,5	1,9
США	18,4	20,4	22,5	25,0	27,5	30,0	2,4	2
Южная и Центральная Америка	7,3	7,6	8,5	9,4	10,3	11,3	3,2	1,8
Бразилия	3,3	3,3	3,6	3,8	4,1	4,3	2,7	1,1
Европа	22,7	24,7	26,6	28,6	30,4	32,1	2,0	1,4
ЕС-28	19,6	21,3	22,8	24,2	25,6	26,9	1,8	1,3
СНГ	5,4	5,8	6,5	7,2	8,0	8,7	-	1,9
Россия	3,8	4,1	4,5	4,8	5,3	5,7	0,6	1,6
Развитые страны Азии	8,4	9,0	9,6	10,2	10,7	11,2	1,9	1,2
Япония	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	1,0	0,5
Развивающиеся страны Азии	38,8	50,3	64,0	78,4	93,4	108,6	7,3	4,2
Китай	20,0	26,2	32,7	38,9	44,6	49,5	9,9	3,7
Индия	8,1	11,1	15,3	20,1	25,7	31,8	6,6	5,6
Ближний Восток	5,7	6,5	7,3	8,3	9,4	10,5	4,2	2,4
Африка	5,9	6,8	8,0	9,5	11,3	13,4	3,8	3,3
Мир	116,4	135,4	157,8	181,8	206,7	231,7	3,8	2,8
ОЭСР	53,1	58	63	68,4	73,8	79	2,2	1,6
не-ОЭСР	63,3	77,4	94,7	113,4	132,9	152,8	6,1	3,6

Источник: ООН World Population Prospects, редакция 2017 г., World Urbanization Prospects: редакция 2018 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ

Рисунок П2.1 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в мире



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.1 - Основные показатели развития в мире

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,98	0,80	0,79	0,77	0,71	0,69	0,64	-1,3 %	-1,4 %	-1,7 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,84	1,86	1,83	1,78	1,87	1,80	1,72	0,1 %	-0,1 %	-0,3 %
Выбросы CO_2, млн т	31892	34199	32682	31056	35263	32361	29372	0,4 %	0,1 %	-0,3 %

Таблица П2.2 - Потребление первичных энергоресурсов в мире, млн т н. э.

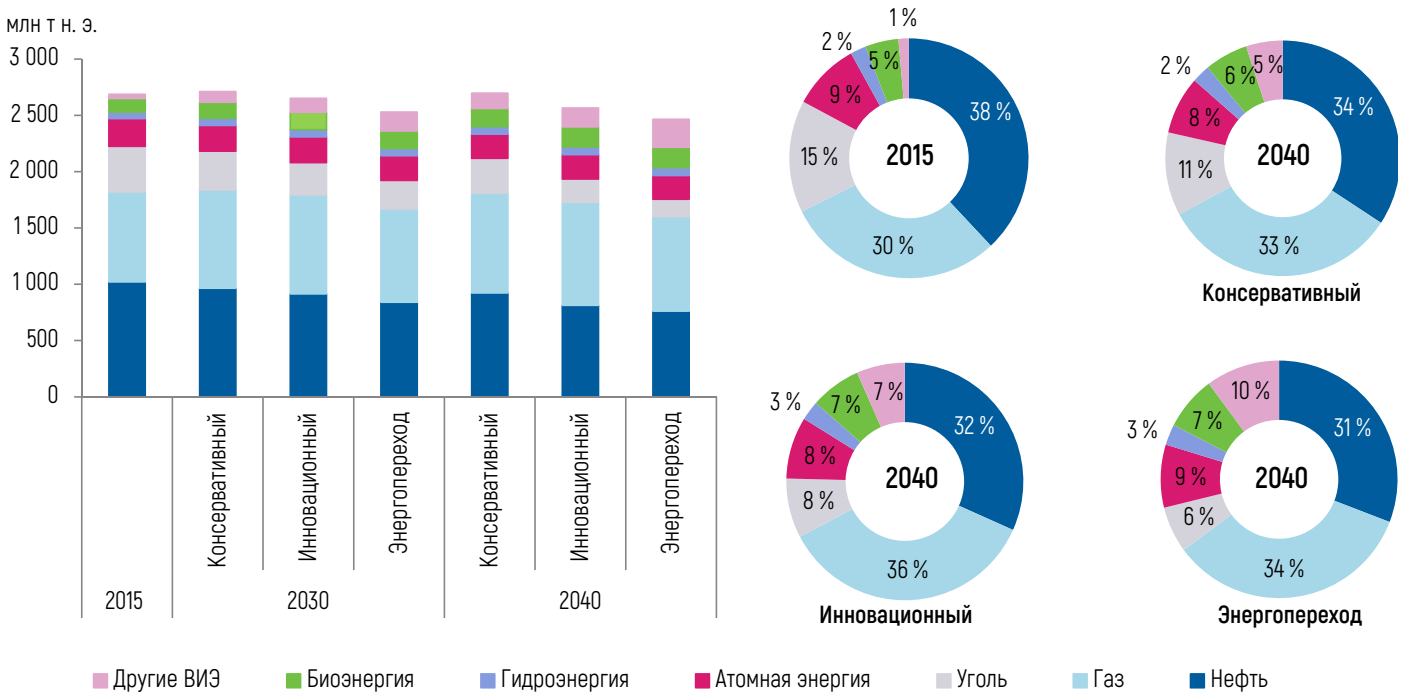
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	13566	15913	15647	15225	17214	16634	15904	1,0 %	0,8 %	0,6 %
Нефть	4267	4618	4452	4151	4729	4212	3725	0,4 %	-0,1 %	-0,5 %
Газ	2932	3814	3891	3709	4277	4432	4144	1,5 %	1,7 %	1,4 %
Уголь	3839	3892	3546	3417	3916	3378	3062	0,1 %	-0,5 %	-0,9 %
Атомная энергия	671	935	938	895	1033	1079	991	1,7 %	1,9 %	1,6 %
Гидроэнергия	334	435	440	452	487	501	527	1,5 %	1,6 %	1,8 %
Биоэнергия	1322	1623	1664	1691	1841	1924	1979	1,3 %	1,5 %	1,6 %
Другие ВИЭ	201	596	716	910	930	1109	1477	6,3 %	7,1 %	8,3 %

Таблица П2.3 - Генерация электроэнергии в мире, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	24251	32736	33197	34428	39045	39842	42117	1,9 %	2,0 %	2,2 %
Нефть	990	655	584	526	566	386	233	-2,2 %	-3,7 %	-5,6 %
Газ	5523	7764	8227	7849	9551	10291	9597	2,2 %	2,5 %	2,2 %
Уголь	9553	10275	8852	8363	11242	8951	7994	0,7 %	-0,3 %	-0,7 %
Атомная энергия	2571	3583	3591	3428	3958	4130	3795	1,7 %	1,9 %	1,6 %
Гидроэнергия	3890	5022	5114	5254	5640	5815	6128	1,5 %	1,6 %	1,8 %
Биоэнергия	528	938	1100	1172	1232	1507	1663	3,4 %	4,3 %	4,7 %
Другие ВИЭ	1195	4501	5728	7836	6856	8762	12708	7,2 %	8,3 %	9,9 %

Северная Америка

Рисунок П2.2 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в Северной Америке



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.4 - Основные показатели развития в Северной Америке

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,07	-1,9 %	-2,1 %	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	7,69	7,38	4,88	4,66	7,00	4,46	4,29	-0,4 %	-2,2 %	-2,3 %
Выбросы CO_2, млн т	5900	5587	5263	4846	5351	4772	4286	-0,4 %	-0,8 %	-1,3 %

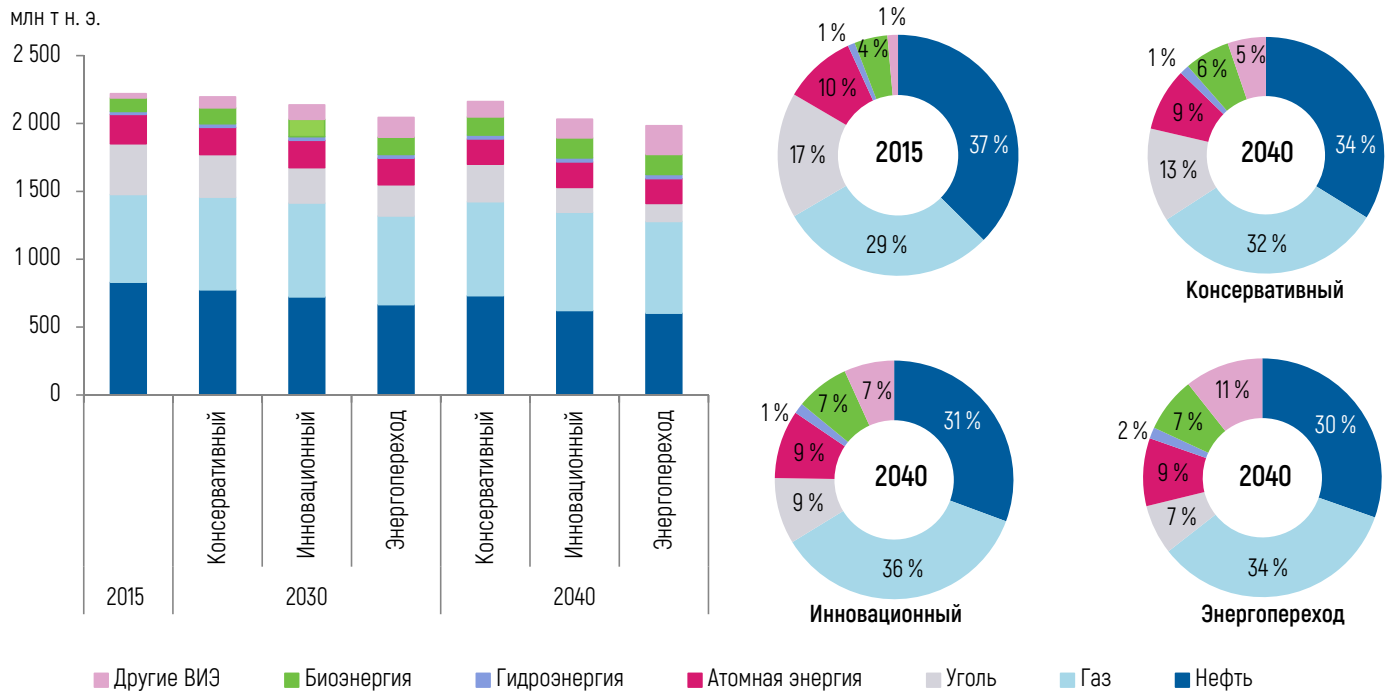
Таблица П2.5 - Потребление первичных энергоресурсов в Северной Америке, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	2687	2711	2652	2530	2697	2566	2466	0,0 %	-0,2 %	-0,3 %
Нефть	1021	964	915	840	923	813	761	-0,4 %	-0,9 %	-1,2 %
Газ	798	873	878	828	887	914	839	0,4 %	0,5 %	0,2 %
Уголь	406	344	287	254	308	208	155	-1,1 %	-2,6 %	-3,8 %
Атомная энергия	246	228	229	219	214	216	211	-0,5 %	-0,5 %	-0,6 %
Гидроэнергия	57	65	65	65	67	68	70	0,7 %	0,7 %	0,8 %
Биоэнергия	121	141	154	154	161	177	181	1,1 %	1,5 %	1,6 %
Другие ВИЭ	38	96	125	170	136	169	249	5,2 %	6,1 %	7,8 %

Таблица П2.6 - Генерация электроэнергии в Северной Америке, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	5279	5930	6105	6249	6308	6326	6715	0,7 %	0,7 %	1,0 %
Нефть	79	25	26	30	12	7	4	-7,3 %	-9,1 %	-11,3 %
Газ	1626	1934	2044	1867	2042	2141	1885	0,9 %	1,1 %	0,6 %
Уголь	1571	1341	1089	939	1236	784	554	-1,0 %	-2,7 %	-4,1 %
Атомная энергия	943	874	875	837	821	828	809	-0,6 %	-0,5 %	-0,6 %
Гидроэнергия	662	754	751	759	780	795	811	0,7 %	0,7 %	0,8 %
Биоэнергия	95	149	196	197	191	251	261	2,8 %	4,0 %	4,1 %
Другие ВИЭ	303	853	1124	1619	1227	1520	2391	5,8 %	6,7 %	8,6 %

Рисунок П2.3 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в США



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.7 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в США

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,07	-2,0 %	-2,3 %	-2,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	6,94	6,19	6,02	5,76	5,78	5,43	5,30	-0,7 %	-1,0 %	-1,1 %
Выбросы CO_2, млн т	4959	4583	4278	3939	4333	3791	3459	-0,5 %	-1,1 %	-1,4 %

Таблица П2.8 - Потребление первичных энергоресурсов в США, млн т н. э.

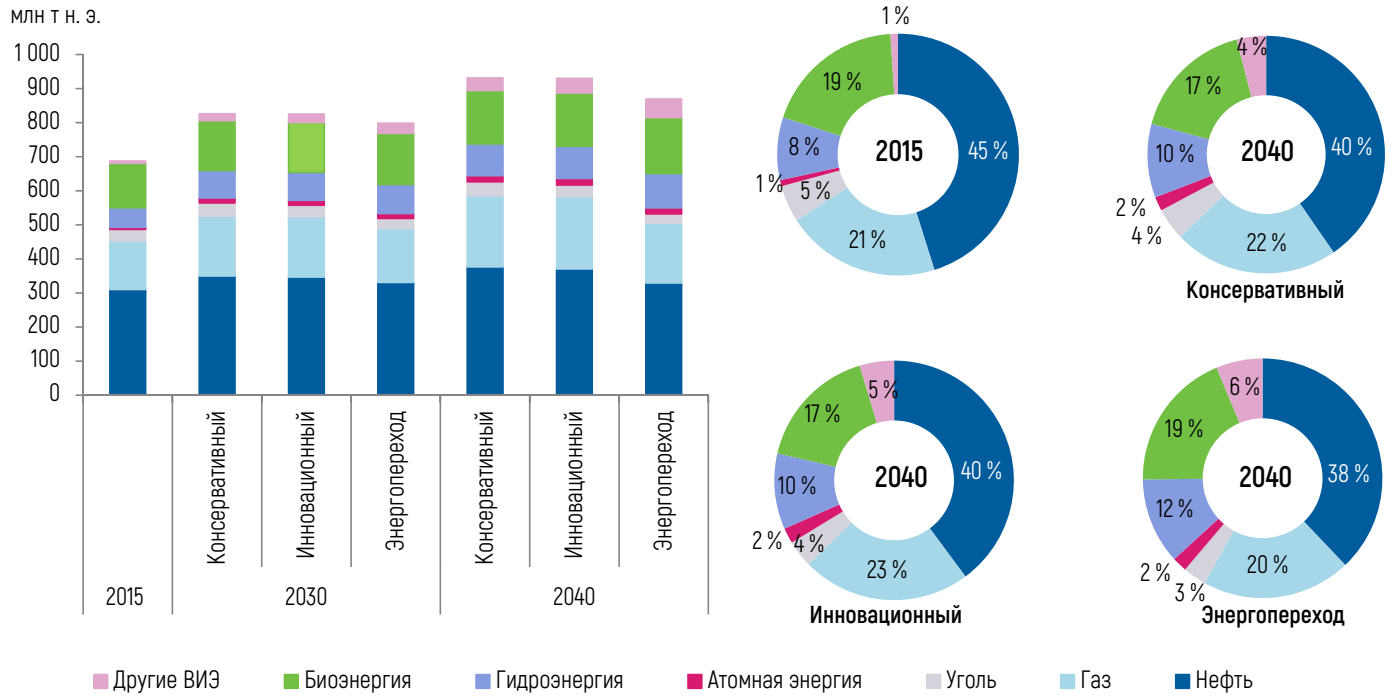
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	2219	2196	2137	2045	2162	2032	1984	-0,1 %	-0,4 %	-0,4 %
Нефть	830	775	722	665	731	622	603	-0,5 %	-1,1 %	-1,3 %
Газ	646	682	692	653	693	724	675	0,3 %	0,5 %	0,2 %
Уголь	374	314	261	230	276	183	134	-1,2 %	-2,8 %	-4,0 %
Атомная энергия	216	201	201	196	186	188	183	-0,6 %	-0,6 %	-0,7 %
Гидроэнергия	22	27	27	27	28	29	30	1,1 %	1,2 %	1,3 %
Биоэнергия	99	116	128	127	135	147	148	1,2 %	1,6 %	1,6 %
Другие ВИЭ	31	81	106	146	113	138	211	5,3 %	6,1 %	7,9 %

Таблица П2.9 - Генерация электроэнергии в США, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	4297	4783	4923	5074	5063	4965	5376	0,7 %	0,6 %	0,9 %
Нефть	39	12	10	15	5	4	2	-7,7 %	-9,0 %	-11,6 %
Газ	1373	1570	1679	1549	1663	1720	1573	0,8 %	0,9 %	0,5 %
Уголь	1471	1264	1030	886	1163	739	520	-0,9 %	-2,7 %	-4,1 %
Атомная энергия	830	769	771	751	714	721	700	-0,6 %	-0,6 %	-0,7 %
Гидроэнергия	251	314	311	314	326	341	348	1,1 %	1,2 %	1,3 %
Биоэнергия	80	126	171	163	161	214	211	2,8 %	4,0 %	3,9 %
Другие ВИЭ	253	728	951	1394	1030	1227	2023	5,8 %	6,5 %	8,7 %

Южная и Центральная Америка

Рисунок П2.4 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в Южной и Центральной Америке



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.10 - Основные показатели развития в Южной и Центральной Америке

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	-0,5 %	-0,5 %	-0,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,36	1,45	1,45	1,40	1,55	1,55	1,45	0,5 %	0,5 %	0,3 %
Выбросы CO_2, млн т	1235	1400	1378	1283	1543	1510	1304	0,9 %	0,8 %	0,2 %

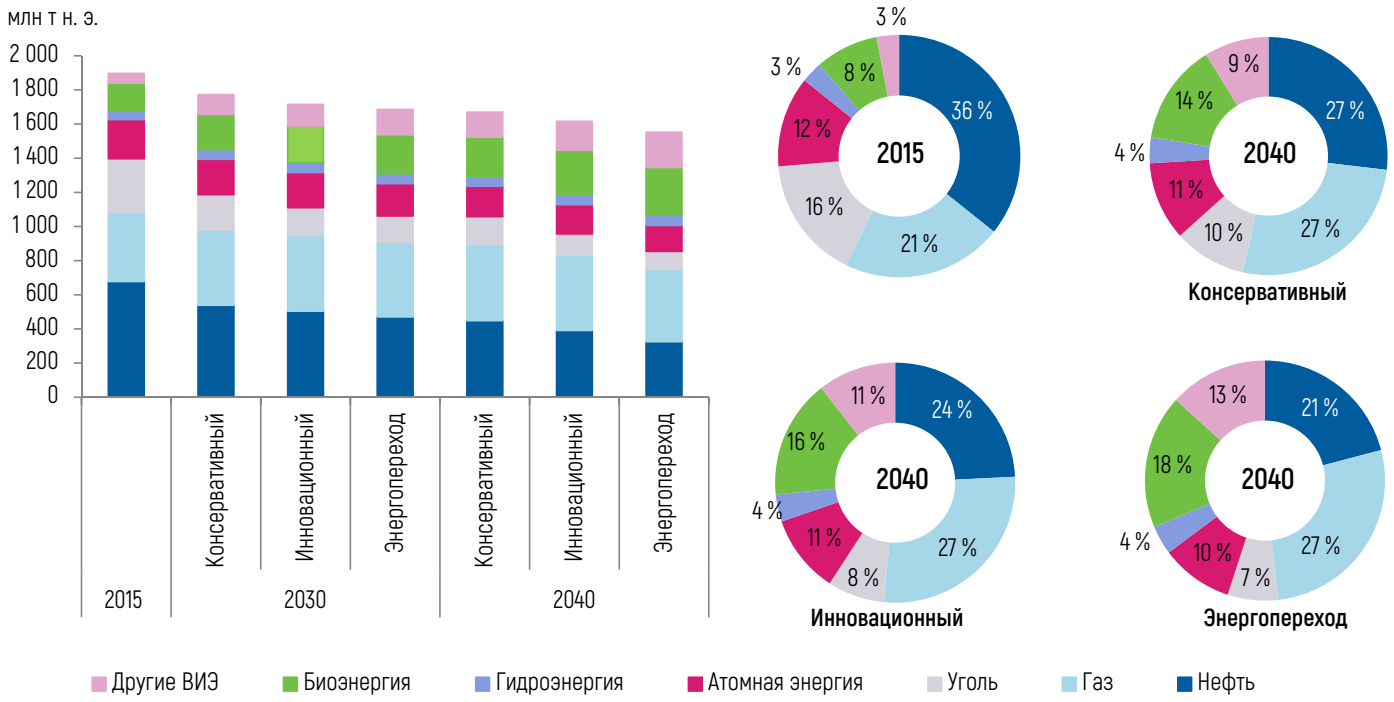
Таблица П2.11 - Потребление первичных энергоресурсов в Южной и Центральной Америке, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	688	826	825	799	931	930	870	1,2 %	1,2 %	0,9 %
Нефть	310	350	346	331	376	370	329	0,8 %	0,7 %	0,2 %
Газ	143	176	177	158	209	212	175	1,5 %	1,6 %	0,8 %
Уголь	34	38	34	30	41	34	27	0,8 %	0,0 %	-0,8 %
Атомная энергия	6	14	14	14	18	19	17	4,7 %	5,0 %	4,5 %
Гидроэнергия	58	81	82	85	93	95	101	2,0 %	2,0 %	2,3 %
Биоэнергия	131	146	147	150	157	156	164	0,7 %	0,7 %	0,9 %
Другие ВИЭ	7	20	25	30	37	43	55	7,0 %	7,6 %	8,6 %

Таблица П2.12 - Генерация электроэнергии в Южной и Центральной Америке, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1287	1725	1773	1787	2056	2135	2168	1,9 %	2,0 %	2,1 %
Нефть	167	116	107	86	91	79	34	-2,4 %	-2,9 %	-6,2 %
Газ	250	311	320	283	400	413	339	1,9 %	2,0 %	1,2 %
Уголь	73	57	43	37	47	25	19	-1,7 %	-4,2 %	-5,2 %
Атомная энергия	22	55	56	55	68	74	66	4,7 %	5,0 %	4,5 %
Гидроэнергия	671	942	954	989	1087	1107	1177	2,0 %	2,0 %	2,3 %
Биоэнергия	67	99	107	103	119	131	130	2,3 %	2,7 %	2,7 %
Другие ВИЭ	38	144	188	234	243	306	403	7,7 %	8,7 %	9,9 %

Рисунок П2.5 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в Европе



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.13 - Основные показатели развития в Европе

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	-1,9 %	-2,0 %	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,07	2,79	2,70	2,66	2,62	2,54	2,44	-0,6 %	-0,8 %	-0,9 %
Выбросы CO_2, млн т	3809	3073	2831	2700	2684	2387	2115	-1,4 %	-1,9 %	-2,3 %

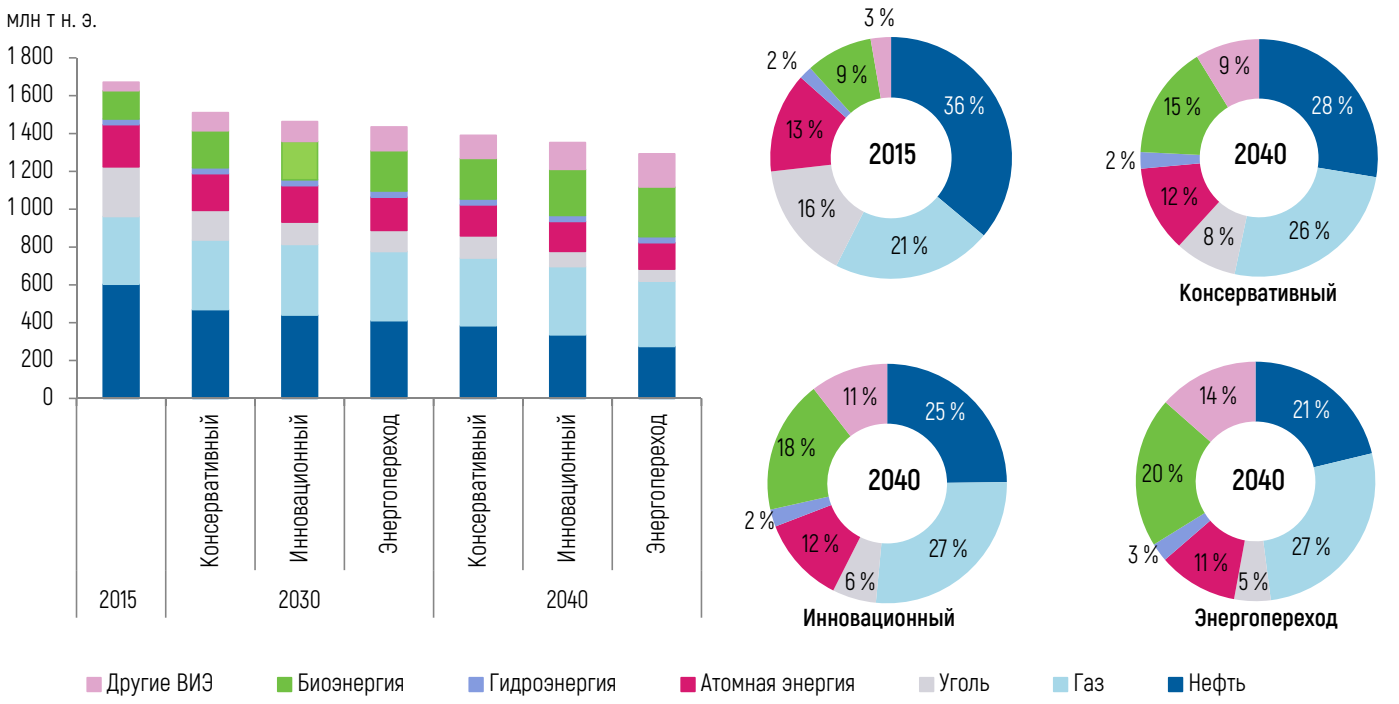
Таблица П2.14 - Потребление первичных энергоресурсов в Европе, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1897	1773	1716	1686	1670	1616	1552	-0,5 %	-0,6 %	-0,8 %
Нефть	678	539	504	470	448	391	325	-1,6 %	-2,2 %	-2,9 %
Газ	407	440	443	437	444	441	424	0,4 %	0,3 %	0,2 %
Уголь	312	208	164	154	165	124	105	-2,5 %	-3,6 %	-4,3 %
Атомная энергия	230	207	205	189	178	171	151	-1,0 %	-1,2 %	-1,6 %
Гидроэнергия	54	57	57	58	59	59	60	0,4 %	0,4 %	0,5 %
Биоэнергия	160	208	215	228	229	259	280	1,4 %	1,9 %	2,3 %
Другие ВИЭ	57	115	127	149	147	170	206	3,9 %	4,5 %	5,3 %

Таблица П2.15 - Генерация электроэнергии в Европе, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	3763	4194	4227	4450	4418	4632	4940	-2,0 %	-5,6 %	-5,9 %
Нефть	64	22	24	28	12	4	4	-6,6 %	-10,3 %	-10,6 %
Газ	600	857	854	890	1026	1053	1052	2,2 %	2,3 %	2,3 %
Уголь	944	569	441	404	414	283	211	-3,2 %	-4,7 %	-5,8 %
Атомная энергия	880	792	787	724	683	655	580	-1,0 %	-1,2 %	-1,7 %
Гидроэнергия	623	662	666	674	681	688	702	0,4 %	0,4 %	0,5 %
Биоэнергия	206	293	325	361	336	412	469	2,0 %	2,8 %	3,4 %
Другие ВИЭ	446	1000	1130	1369	1265	1537	1922	4,3 %	5,1 %	6,0 %

Рисунок П2.6 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в ЕС-28



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.16 - Основные показатели развития в ЕС-28

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	-2,0 %	-2,1 %	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,29	2,94	2,85	2,80	2,72	2,65	2,53	-0,8 %	-0,9 %	-1,0 %
Выбросы CO_2, млн т	3324	2555	2352	2237	2162	1914	1668	-1,7 %	-2,2 %	-2,7 %

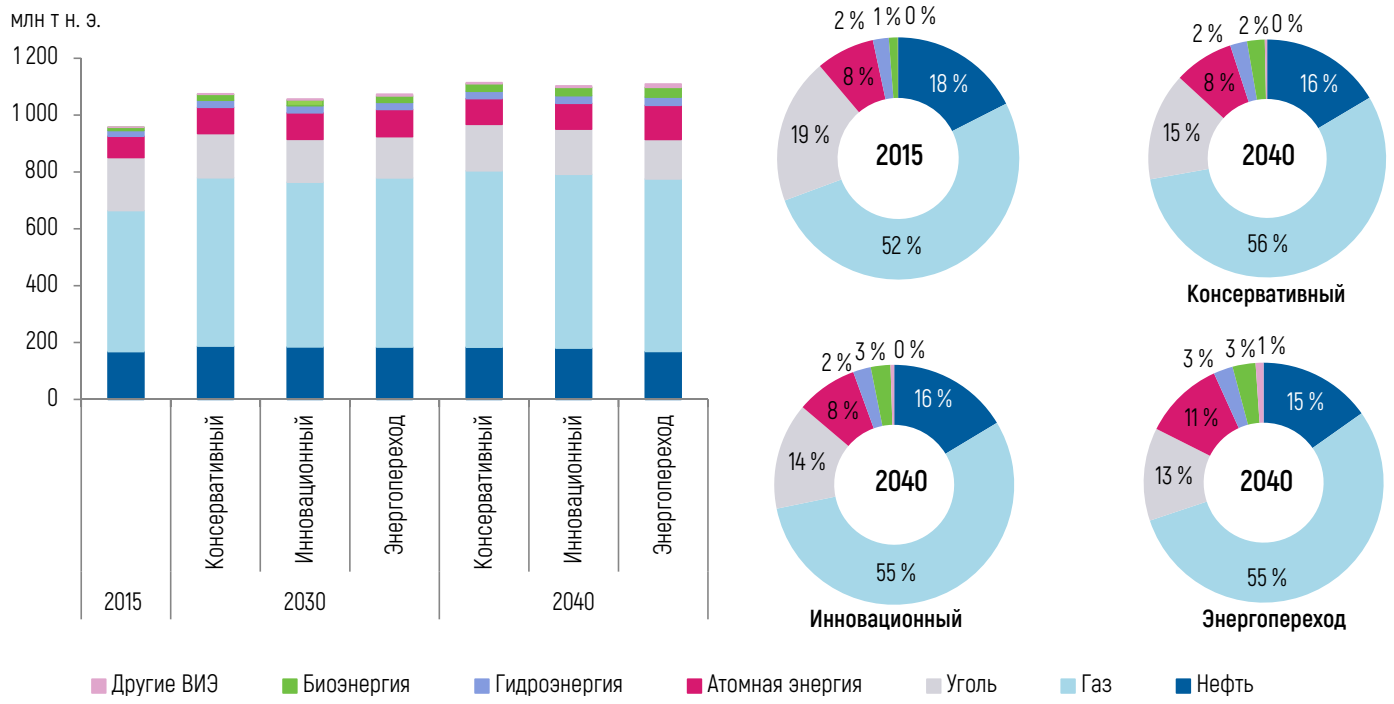
Таблица П2.17 - Потребление первичных энергоресурсов в ЕС-28, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1672	1510	1463	1435	1390	1352	1292	-0,7 %	-0,8 %	-1,0 %
Нефть	604	469	440	411	384	336	274	-1,8 %	-2,3 %	-3,1 %
Газ	358	368	373	366	358	361	345	0,0 %	0,0 %	-0,1 %
Уголь	263	157	118	112	117	80	64	-3,2 %	-4,6 %	-5,5 %
Атомная энергия	223	194	193	176	164	159	139	-1,2 %	-1,4 %	-1,9 %
Гидроэнергия	29	31	31	32	31	32	32	0,2 %	0,3 %	0,4 %
Биоэнергия	149	195	202	214	215	243	263	1,5 %	2,0 %	2,3 %
Другие ВИЭ	46	96	105	126	122	142	175	4,0 %	4,7 %	5,5 %

Таблица П2.18 - Генерация электроэнергии в ЕС-28, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	3204	3454	3495	3687	3578	3805	4071	0,4 %	0,7 %	1,0 %
Нефть	61	21	24	27	11	4	4	-6,5 %	-10,2 %	-10,5 %
Газ	497	680	697	726	799	870	867	1,9 %	2,3 %	2,3 %
Уголь	826	452	346	312	318	203	137	-3,7 %	-5,5 %	-6,9 %
Атомная энергия	857	743	738	675	627	608	533	-1,2 %	-1,4 %	-1,9 %
Гидроэнергия	341	360	365	369	362	369	376	0,2 %	0,3 %	0,4 %
Биоэнергия	201	284	313	347	324	393	446	1,9 %	2,7 %	3,2 %
Другие ВИЭ	421	913	1013	1231	1137	1358	1709	4,1 %	4,8 %	5,8 %

Рисунок П2.7 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в СНГ



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.19 - Основные показатели развития в СНГ

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13	0,11	-1,4 %	-1,4 %	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,35	3,57	3,50	3,55	3,69	6,99	3,66	0,4 %	3,0 %	0,4 %
Выбросы CO_2, млн т	2222	2337	2286	2297	2401	2356	2244	0,3 %	0,2 %	0,0 %

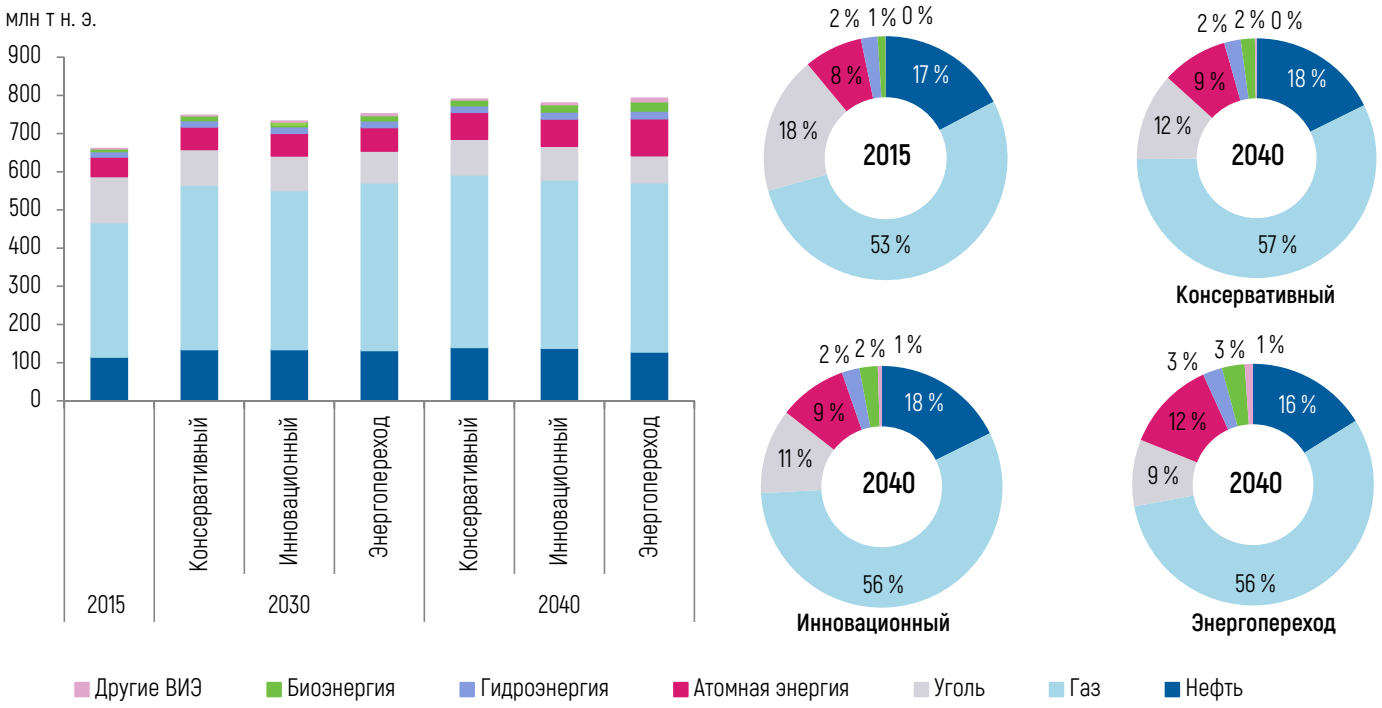
Таблица П2.20 - Потребление первичных энергоресурсов в СНГ, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	958	1075	1056	1073	1114	1103	1109	0,6 %	0,6 %	0,6 %
Нефть	168	187	185	184	184	181	169	0,4 %	0,3 %	0,0 %
Газ	496	592	579	595	621	612	607	0,9 %	0,8 %	0,8 %
Уголь	186	155	151	145	164	159	139	-0,5 %	-0,6 %	-1,2 %
Атомная энергия	75	93	93	95	90	91	120	0,8 %	0,8 %	1,9 %
Гидроэнергия	20	25	25	25	26	27	29	0,9 %	1,1 %	1,4 %
Биоэнергия	12	21	21	23	27	29	34	3,4 %	3,8 %	4,5 %
Другие ВИЭ	0	2	3	6	4	5	12	10,1 %	11,9 %	15,4 %

Таблица П2.21 - Генерация электроэнергии в СНГ, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1530	1799	1802	1879	1953	1937	2188	1,0 %	0,9 %	1,4 %
Нефть	14	4	6	6	2	1	1	-7,6 %	-11,5 %	-11,5 %
Газ	670	807	818	869	901	898	959	1,2 %	1,2 %	1,4 %
Уголь	316	319	306	293	346	333	305	0,4 %	0,2 %	-0,1 %
Атомная энергия	286	355	355	365	346	346	460	0,8 %	0,8 %	1,9 %
Гидроэнергия	237	287	287	292	303	304	336	1,0 %	1,0 %	1,4 %
Биоэнергия	3	7	7	11	9	10	28	4,4 %	4,7 %	9,4 %
Другие ВИЭ	3	21	23	43	46	46	100	11,4 %	11,5 %	15,0 %

Рисунок П2.8 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в России



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.22 - Основные показатели развития в России

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13	0,11	-1,0 %	-1,1 %	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,59	5,05	4,94	5,08	5,38	5,28	5,44	0,6 %	0,6 %	0,7 %
Выбросы CO_2, млн т	1521	1623	1581	1603	1651	1609	1546	0,3 %	0,2 %	0,1 %

Таблица П2.23 - Потребление первичных энергоресурсов в России, млн т н. э.

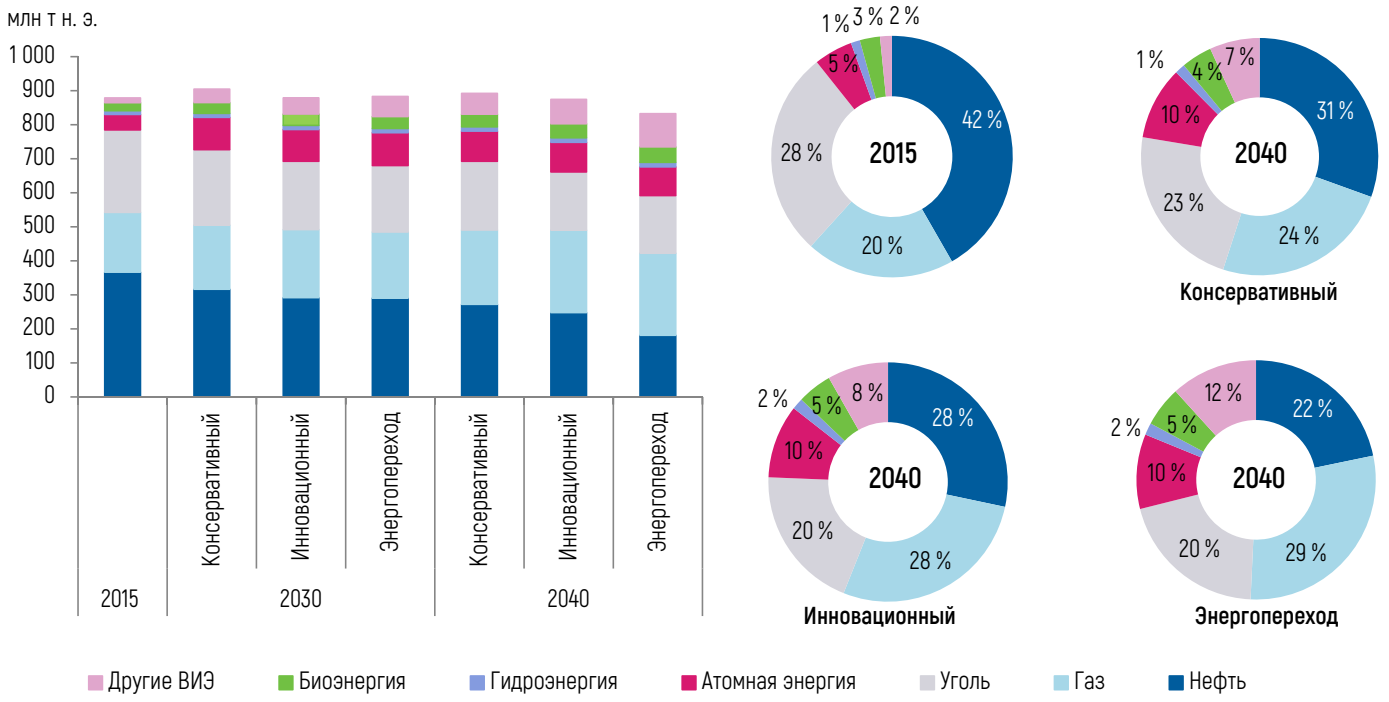
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	660	748	733	751	790	780	792	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Нефть	115	134	134	132	140	138	128	0,8 %	0,7 %	0,4 %
Газ	352	431	417	439	452	440	443	1,0 %	0,9 %	0,9 %
Уголь	121	93	91	83	93	89	71	-1,0 %	-1,2 %	-2,1 %
Атомная энергия	51	59	59	62	71	71	97	1,3 %	1,3 %	2,6 %
Гидроэнергия	14	17	17	18	18	19	21	0,8 %	1,0 %	1,4 %
Биоэнергия	7	12	13	14	15	19	24	3,2 %	4,1 %	5,1 %
Другие ВИЭ	0	1	2	4	2	4	9	10,5 %	13,8 %	17,5 %

Таблица П2.24 - Генерация электроэнергии в России, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1068	1241	1241	1307	1354	1333	1556	1,0 %	0,9 %	1,5 %
Нефть	10	3	4	4	1	0	0	-7,7 %	-11,6 %	-11,6 %
Газ	509	615	619	679	652	642	711	1,0 %	0,9 %	1,3 %
Уголь	180	182	174	153	188	173	143	0,2 %	-0,1 %	-0,9 %
Атомная энергия	195	224	224	237	270	270	371	1,3 %	1,3 %	2,6 %
Гидроэнергия	170	200	200	204	210	210	240	0,9 %	0,9 %	1,4 %
Биоэнергия	2	5	6	10	6	8	26	3,8 %	4,6 %	9,9 %
Другие ВИЭ	1	11	13	21	25	30	64	14,8 %	15,6 %	19,2 %

Развитые страны Азии

Рисунок П2.9 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в развитых странах Азии



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.25 - Основные показатели развития в развитых странах Азии

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,09	0,15	0,09	0,08	0,13	0,07	-1,1 %	1,0 %	-1,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,25	4,35	4,23	4,25	4,38	4,29	4,08	0,1 %	0,0 %	-0,2 %
Выбросы CO_2, млн т	2243	2019	1905	1870	1886	1766	1590	-0,7 %	-1,0 %	-1,4 %

Таблица П2.26 - Потребление первичных энергоресурсов в развитых странах Азии, млн т н. э.

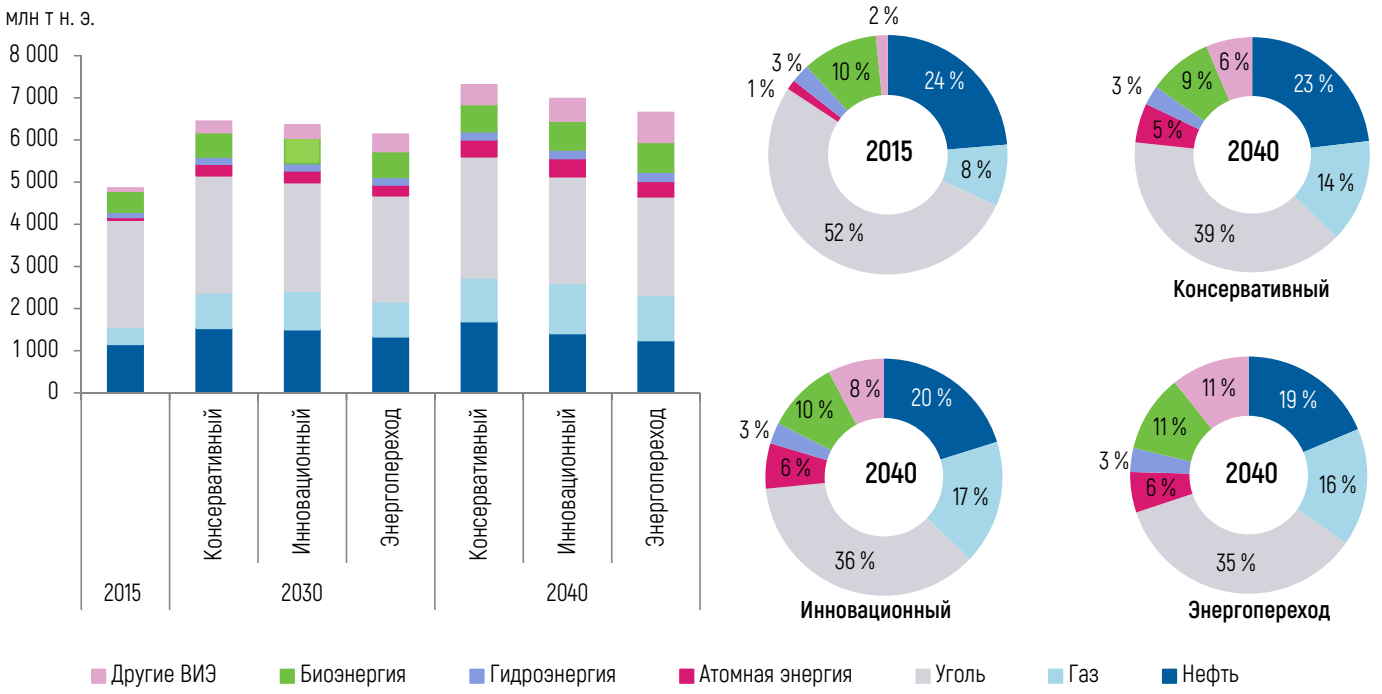
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	879	905	879	883	892	874	833	0,1 %	0,0 %	-0,2 %
Нефть	367	317	292	290	272	248	181	-1,2 %	-1,6 %	-2,8 %
Газ	176	188	200	194	218	242	241	0,9 %	1,3 %	1,3 %
Уголь	243	222	201	196	202	171	169	-0,7 %	-1,4 %	-1,4 %
Атомная энергия	45	95	93	96	89	87	84	2,7 %	2,6 %	2,5 %
Гидроэнергия	11	12	12	12	12	13	14	0,6 %	0,9 %	0,9 %
Биоэнергия	24	32	33	35	37	41	45	1,8 %	2,2 %	2,6 %
Другие ВИЭ	14	39	48	59	61	72	98	6,1 %	6,8 %	8,1 %

Таблица П2.27 - Генерация электроэнергии в развитых странах Азии, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1881	2204	2236	2353	2619	2663	2951	1,3 %	1,4 %	1,8 %
Нефть	122	40	44	44	20	7	6	-7,0 %	-11,0 %	-11,1 %
Газ	592	674	719	721	935	1001	1045	1,8 %	2,1 %	2,3 %
Уголь	740	660	570	557	693	559	568	-0,3 %	-1,1 %	-1,1 %
Атомная энергия	174	363	357	369	340	333	322	2,7 %	2,6 %	2,5 %
Гидроэнергия	125	139	143	144	145	155	159	0,6 %	0,9 %	0,9 %
Биоэнергия	49	55	62	69	65	80	98	1,2 %	2,0 %	2,8 %
Другие ВИЭ	79	272	340	449	421	529	753	6,9 %	7,9 %	9,5 %

Развивающиеся страны Азии

Рисунок П2.10 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в развивающихся странах Азии



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.28 - Основные показатели развития в развивающихся странах Азии

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,08	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	-2,5 %	-2,6 %	-2,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,26	1,50	1,48	1,43	1,64	1,57	1,49	1,0 %	0,9 %	0,7 %
Выбросы CO_2, млн т	13464	15886	15211	14388	16880	15267	13894	0,9 %	0,5 %	0,1 %

Таблица П2.29 - Потребление первичных энергоресурсов в развивающихся странах Азии, млн т н. э.

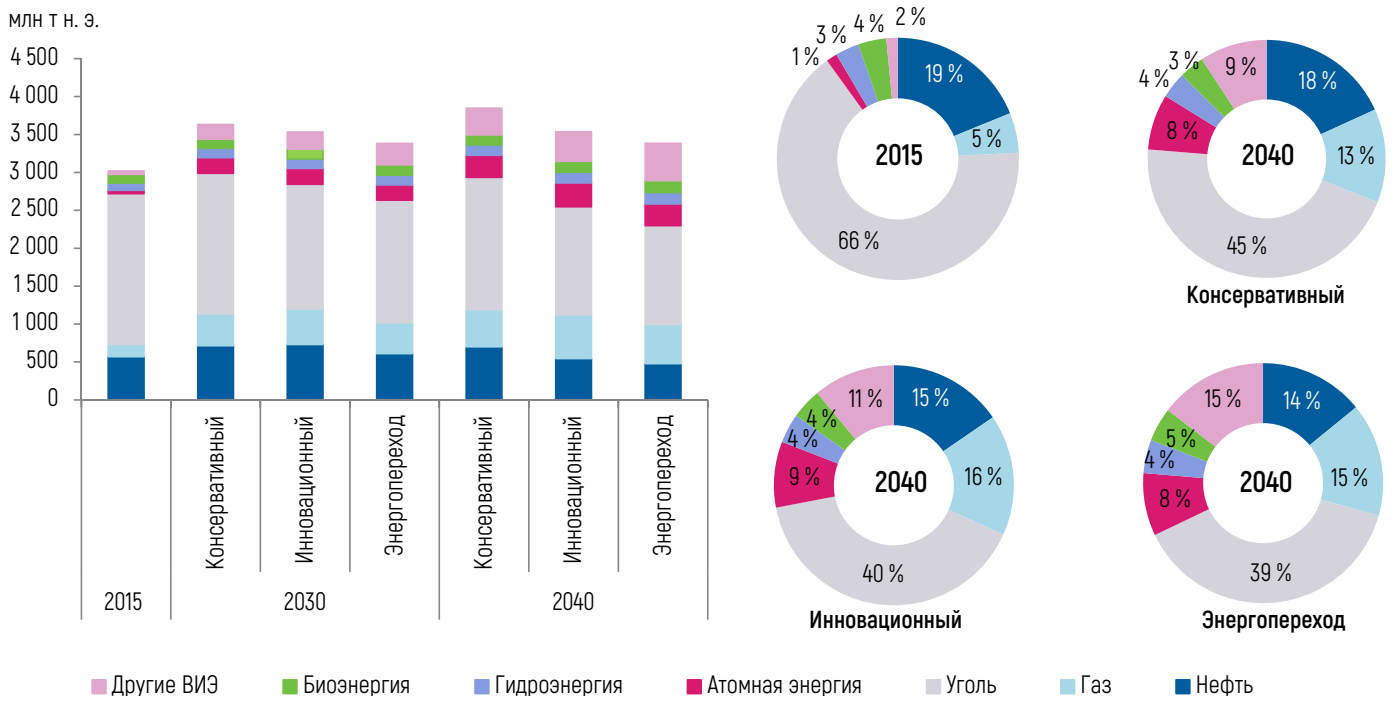
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	4862	6448	6364	6139	7309	6982	6656	1,6 %	1,5 %	1,3 %
Нефть	1149	1530	1499	1330	1691	1409	1242	1,6 %	0,8 %	0,3 %
Газ	407	840	917	834	1041	1184	1071	3,8 %	4,4 %	3,9 %
Уголь	2541	2782	2574	2514	2873	2535	2339	0,5 %	0,0 %	-0,3 %
Атомная энергия	65	271	278	255	397	431	368	7,5 %	7,8 %	7,2 %
Гидроэнергия	123	170	173	180	195	202	217	1,9 %	2,0 %	2,3 %
Биоэнергия	497	582	603	613	647	686	705	1,1 %	1,3 %	1,4 %
Другие ВИЭ	79	273	320	413	466	535	714	7,4 %	8,0 %	9,2 %

Таблица П2.30 - Генерация электроэнергии в развивающихся странах Азии, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	8620	13858	13975	14631	17768	18148	19138	2,9 %	3,0 %	3,2 %
Нефть	135	89	70	69	71	24	23	-2,5 %	-6,7 %	-6,8 %
Газ	763	1446	1816	1681	1987	2767	2419	3,9 %	5,3 %	4,7 %
Уголь	5623	7028	6128	5885	8194	6713	6114	1,5 %	0,7 %	0,3 %
Атомная энергия	251	1039	1066	977	1521	1650	1409	7,5 %	7,8 %	7,1 %
Гидроэнергия	1434	1942	2010	2090	2245	2354	2524	1,8 %	2,0 %	2,3 %
Биоэнергия	106	313	374	401	458	567	616	6,0 %	6,9 %	7,3 %
Другие ВИЭ	309	2001	2511	3529	3293	4075	6033	9,9 %	10,9 %	12,6 %

Китай

Рисунок П2.11 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в Китае



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.31 - Основные показатели развития в Китае

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,15	0,09	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	-2,6 %	-2,9 %	-3,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,15	2,50	2,44	2,33	2,70	2,48	2,37	0,9 %	0,6 %	0,4 %
Выбросы CO_2, млн т	9348	9514	8892	8362	9125	7771	7031	-0,1 %	-0,7 %	-1,1 %

Таблица П2.32 - Потребление первичных энергоресурсов в Китае, млн т н. э.

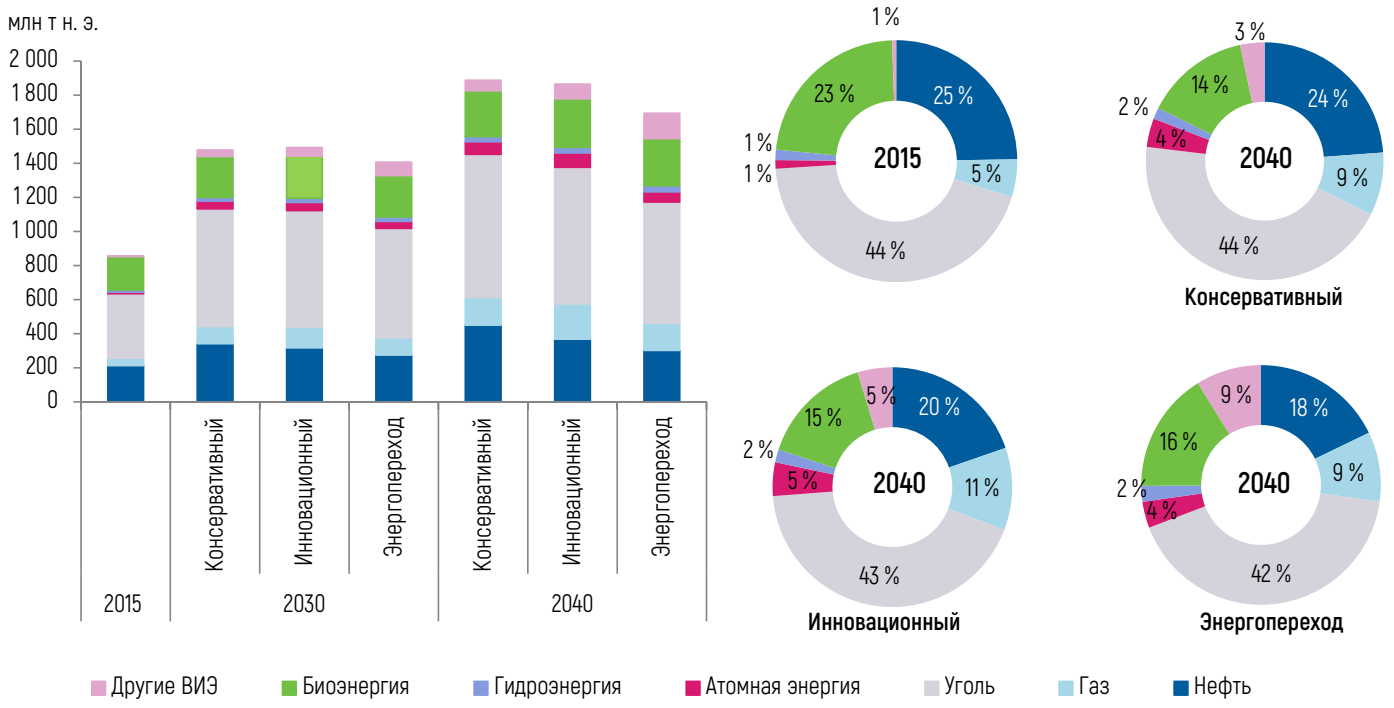
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	3019	3632	3532	3383	3847	3537	3384	1,0 %	0,6 %	0,5 %
Нефть	569	714	730	609	700	545	477	0,8 %	-0,2 %	-0,7 %
Газ	161	420	468	406	489	577	516	4,5 %	5,2 %	4,8 %
Уголь	1989	1853	1644	1619	1745	1424	1304	-0,5 %	-1,3 %	-1,7 %
Атомная энергия	45	206	210	199	291	314	286	7,8 %	8,1 %	7,7 %
Гидроэнергия	96	124	124	130	137	141	152	1,4 %	1,6 %	1,9 %
Биоэнергия	114	121	130	137	132	144	155	0,6 %	1,0 %	1,2 %
Другие ВИЭ	46	193	225	284	353	390	494	8,5 %	8,9 %	9,9 %

Таблица П2.33 - Генерация электроэнергии в Китае, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	5882	8861	8618	8986	11009	10709	11175	2,5 %	2,4 %	2,6 %
Нефть	10	1	5	4	0	0	0	-16,5 %	-17,5 %	-20,1 %
Газ	158	403	662	527	571	1088	790	5,3 %	8,0 %	6,6 %
Уголь	4134	4547	3633	3444	4947	3507	3062	0,7 %	-0,7 %	-1,2 %
Атомная энергия	171	789	803	762	1116	1201	1096	7,8 %	8,1 %	7,7 %
Гидроэнергия	1114	1408	1446	1506	1569	1644	1769	1,4 %	1,6 %	1,9 %
Биоэнергия	64	209	238	255	311	350	378	6,5 %	7,0 %	7,4 %
Другие ВИЭ	231	1505	1832	2487	2495	2919	4079	10,0 %	10,7 %	12,2 %

Индия

Рисунок П2.12 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в Индии



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.34 - Основные показатели развития в Индии

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	-2,3 %	-2,3 %	-2,7 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,65	0,98	0,99	0,93	1,18	1,16	1,06	2,4 %	2,3 %	1,9 %
Выбросы CO_2, млн т	2074	3612	3571	3267	4516	4269	3673	3,2 %	2,9 %	2,3 %

Таблица П2.35 - Потребление первичных энергоресурсов в Индии, млн т н. э.

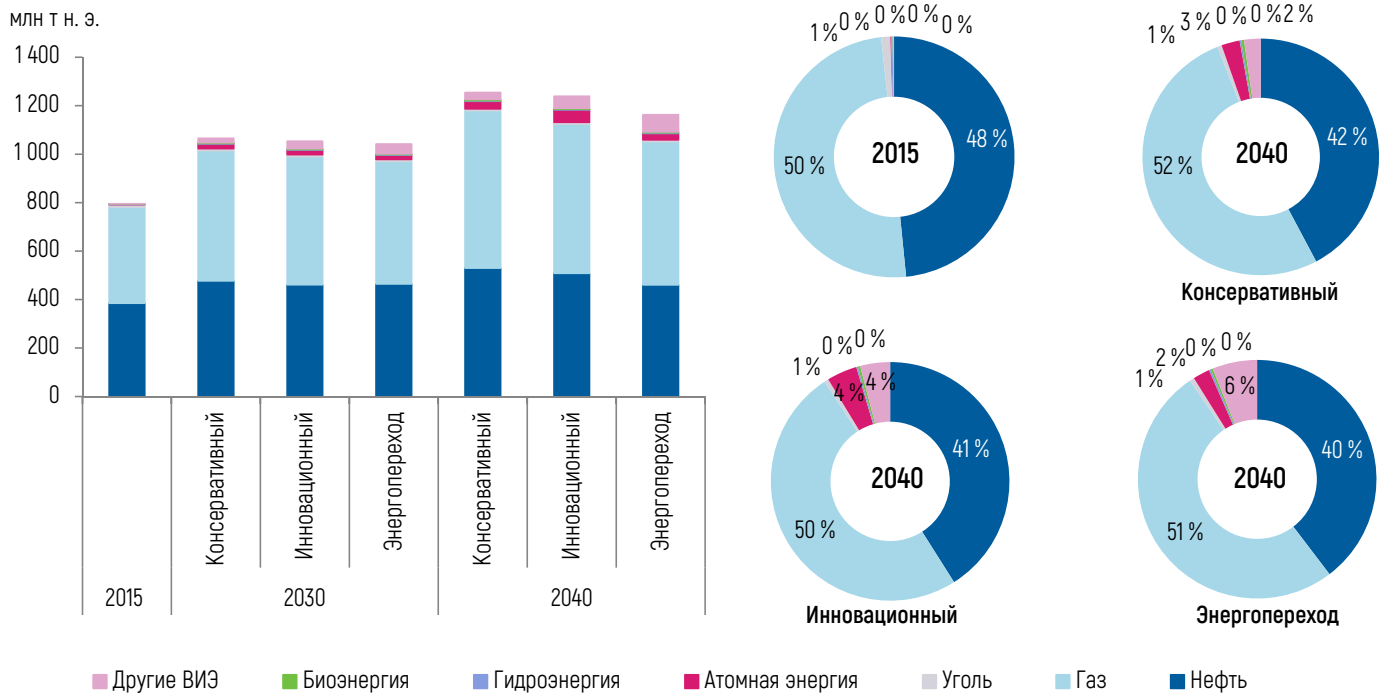
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	857	1479	1493	1407	1888	1865	1694	3,2 %	3,2 %	2,8 %
Нефть	212	341	317	275	450	367	302	3,1 %	2,2 %	1,4 %
Газ	43	101	121	101	162	207	159	5,4 %	6,5 %	5,4 %
Уголь	379	691	684	642	840	802	711	3,2 %	3,0 %	2,6 %
Атомная энергия	10	45	48	41	73	84	60	8,4 %	9,0 %	7,5 %
Гидроэнергия	12	22	24	26	30	33	36	3,8 %	4,1 %	4,5 %
Биоэнергия	196	240	247	243	270	284	276	1,3 %	1,5 %	1,4 %
Другие ВИЭ	5	39	51	80	63	87	150	10,8 %	12,3 %	14,7 %

Таблица П2.36 - Генерация электроэнергии в Индии, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1383	2856	3165	3286	4008	4543	4744	4,3 %	4,9 %	5,1 %
Нефть	23	15	11	11	10	3	3	-3,2 %	-7,4 %	-7,7 %
Газ	68	136	262	186	202	493	309	4,5 %	8,2 %	6,2 %
Уголь	1042	1777	1761	1642	2370	2229	1949	3,3 %	3,1 %	2,5 %
Атомная энергия	37	172	183	157	281	323	230	8,4 %	9,0 %	7,5 %
Гидроэнергия	138	255	285	301	347	381	419	3,8 %	4,1 %	4,5 %
Биоэнергия	27	68	85	81	97	131	123	5,3 %	6,6 %	6,3 %
Другие ВИЭ	48	432	579	908	701	983	1711	11,3 %	12,8 %	15,3 %

Ближний Восток

Рисунок П2.13 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям на Ближнем Востоке



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.37 - Основные показатели развития на Ближнем Востоке

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	-0,6 %	-0,6 %	-0,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,29	3,49	3,45	3,41	3,66	3,62	3,40	0,4 %	0,4 %	0,1 %
Выбросы CO_2, млн т	1891	2403	2343	2300	2738	2612	2437	1,5 %	1,3 %	1,0 %

Таблица П2.38 - Потребление первичных энергоресурсов на Ближнем Востоке, млн т н. э.

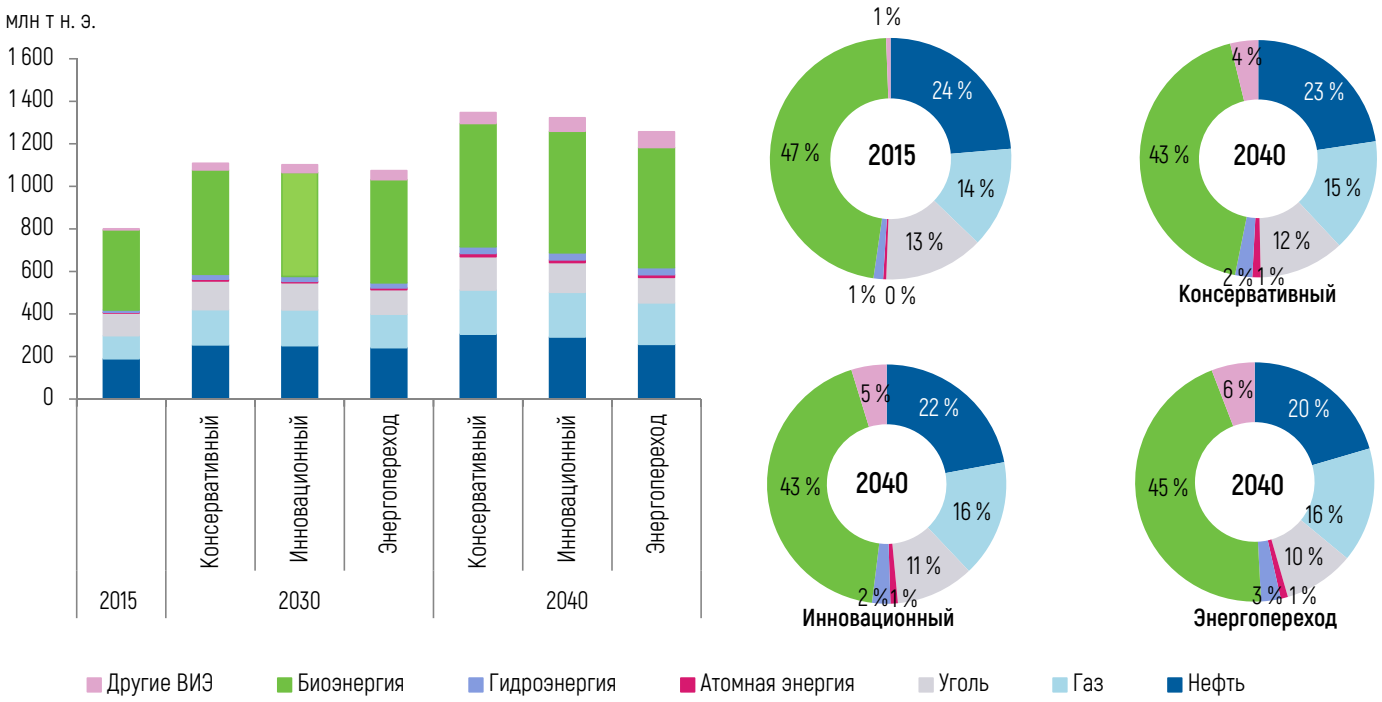
	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	795	1066	1053	1042	1254	1239	1163	1,8 %	1,8 %	1,5 %
Нефть	385	477	461	464	530	508	461	1,3 %	1,1 %	0,7 %
Газ	397	537	528	506	650	616	591	2,0 %	1,8 %	1,6 %
Уголь	10	9	8	8	7	7	7	-1,1 %	-1,3 %	-1,3 %
Атомная энергия	1	19	19	18	31	51	27	16,1 %	18,3 %	15,3 %
Гидроэнергия	2	2	2	2	3	3	3	2,4 %	2,4 %	2,5 %
Биоэнергия	1	3	3	3	5	4	3	7,1 %	6,1 %	5,5 %
Другие ВИЭ	1	18	31	41	28	50	71	15,7 %	18,4 %	20,0 %

Таблица П2.39 - Генерация электроэнергии на Ближнем Востоке, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1111	1666	1675	1671	2075	2092	2084	2,5 %	2,6 %	2,5 %
Нефть	322	267	226	183	265	188	88	-0,8 %	-2,1 %	-5,0 %
Газ	737	1185	1100	1029	1480	1246	1187	2,8 %	2,1 %	1,9 %
Уголь	30	9	6	5	1	1	0	-12,4 %	-14,7 %	-15,6 %
Атомная энергия	3	72	72	67	120	194	102	16,0 %	18,3 %	15,3 %
Гидроэнергия	18	28	28	28	32	32	32	2,4 %	2,4 %	2,5 %
Биоэнергия	0	8	8	6	13	10	9	22,3 %	21,0 %	20,3 %
Другие ВИЭ	2	96	233	352	163	421	665	19,8 %	24,5 %	26,8 %

Африка

Рисунок П2.14 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в Африке



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.40 - Основные показатели развития в Африке

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,12	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	-1,2 %	-1,3 %	-1,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,67	0,65	0,65	0,63	0,64	0,63	0,60	-0,2 %	-0,2 %	-0,5 %
Выбросы CO_2, млн т	1128	1494	1466	1373	1780	1692	1501	1,8 %	1,6 %	1,1 %

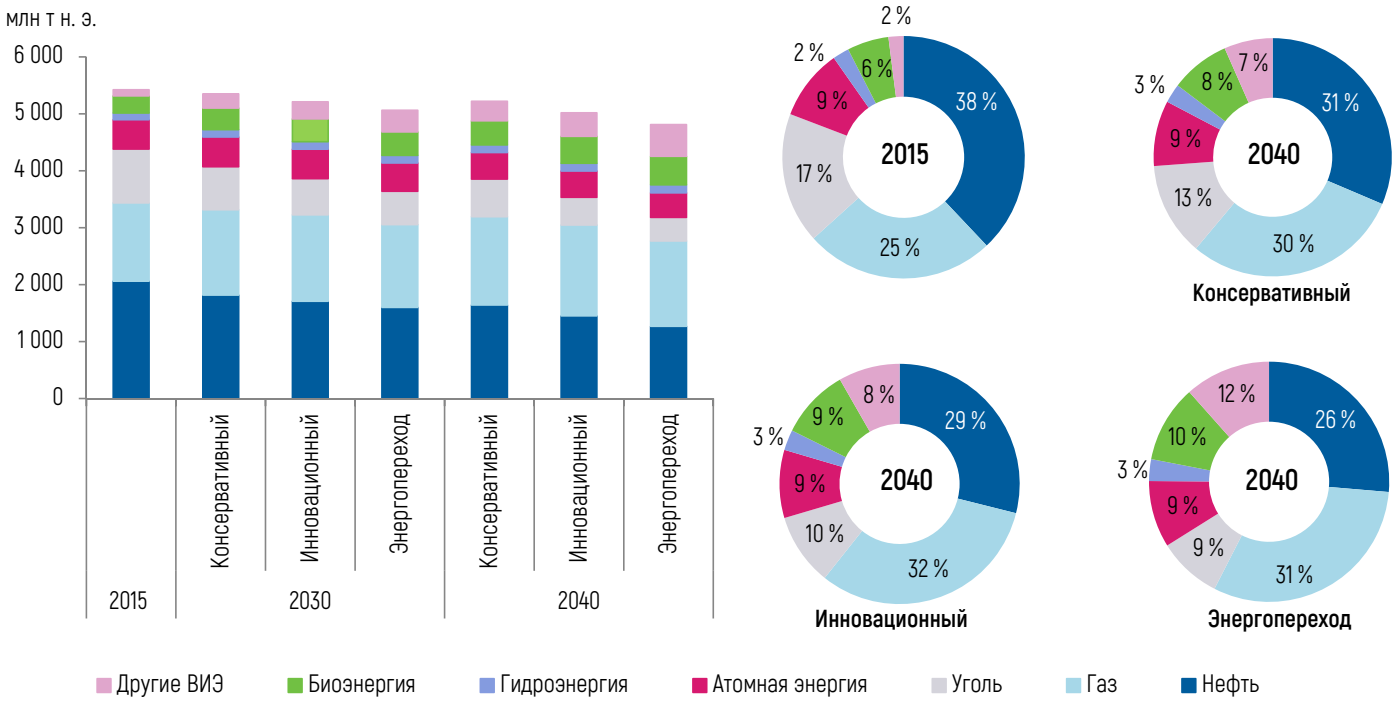
Таблица П2.41 - Потребление первичных энергоресурсов в Африке, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	800	1109	1102	1074	1347	1323	1257	2,1 %	2,0 %	1,8 %
Нефть	189	254	251	241	305	292	257	1,9 %	1,7 %	1,2 %
Газ	108	166	168	157	207	210	195	2,6 %	2,7 %	2,4 %
Уголь	107	134	128	116	157	140	120	1,5 %	1,1 %	0,5 %
Атомная энергия	3	8	6	8	15	13	12	6,5 %	5,8 %	5,5 %
Гидроэнергия	10	23	24	24	32	33	33	4,6 %	4,7 %	4,8 %
Биоэнергия	377	491	488	485	580	572	565	1,7 %	1,7 %	1,6 %
Другие ВИЭ	5	31	37	43	51	63	73	9,9 %	10,8 %	11,5 %

Таблица П2.42 - Генерация электроэнергии в Африке, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	781	1360	1405	1407	1847	1907	1933	3,5 %	3,6 %	3,7 %
Нефть	88	91	82	80	94	77	73	0,3 %	-0,6 %	-0,8 %
Газ	285	549	555	510	780	772	711	4,1 %	4,1 %	3,7 %
Уголь	257	291	270	243	311	255	222	0,8 %	0,0 %	-0,6 %
Атомная энергия	12	32	23	32	59	50	47	6,5 %	5,8 %	5,5 %
Гидроэнергия	121	267	275	278	367	380	388	4,6 %	4,7 %	4,8 %
Биоэнергия	2	15	21	23	40	46	50	12,9 %	13,6 %	14,0 %
Другие ВИЭ	16	113	178	241	197	328	442	10,5 %	12,8 %	14,1 %

Рисунок П2.15 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в странах ОЭСР



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.43 - Основные показатели развития в странах ОЭСР

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,48	0,37	0,36	0,35	0,31	0,30	0,29	-1,7 %	-1,8 %	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,23	3,90	3,80	3,69	3,71	3,57	3,42	-0,5 %	-0,7 %	-0,8 %
Выбросы CO_2, млн т	11874	10598	9923	9341	9872	8861	7926	-0,7 %	-1,2 %	-1,6 %

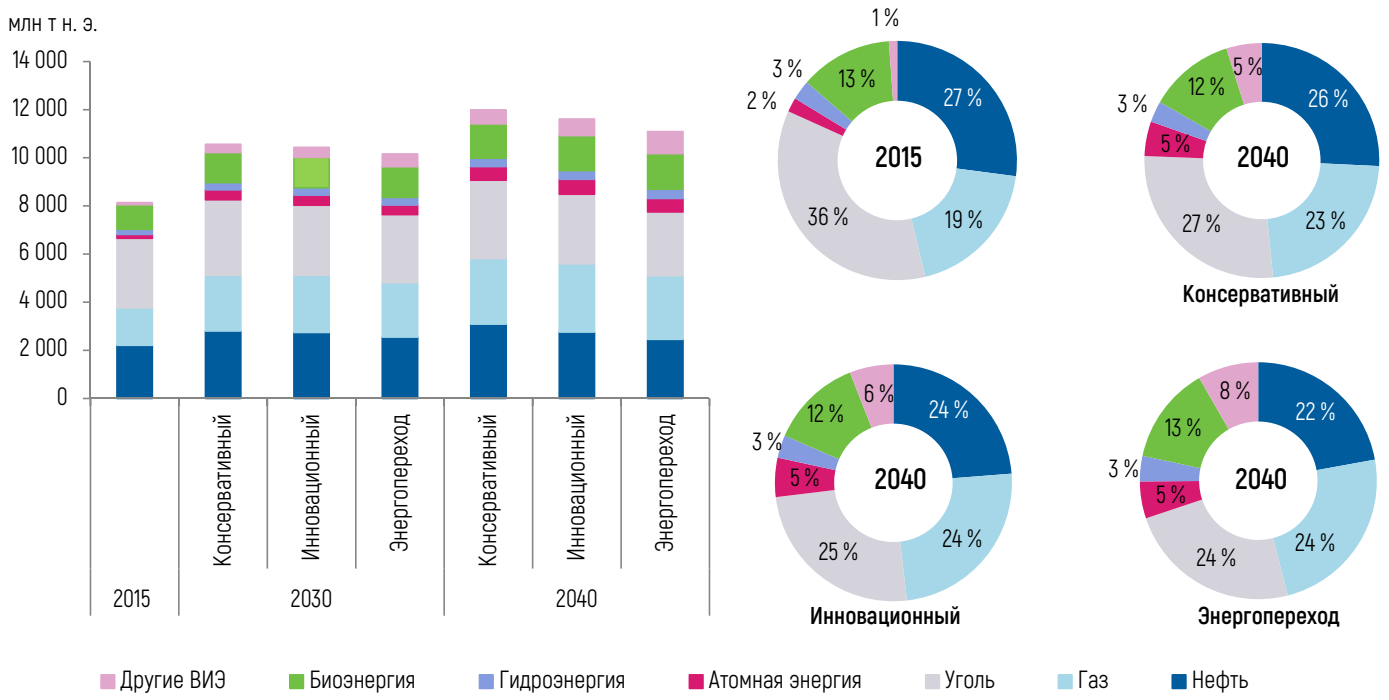
Таблица П2.44 - Потребление первичных энергоресурсов в странах ОЭСР, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	5424	5352	5211	5063	5222	5019	4811	-0,2 %	-0,3 %	-0,5 %
Нефть	2060	1815	1708	1600	1641	1452	1268	-0,9 %	-1,4 %	-1,9 %
Газ	1374	1500	1518	1453	1551	1595	1498	0,5 %	0,6 %	0,3 %
Уголь	948	755	634	587	663	487	414	-1,4 %	-2,6 %	-3,3 %
Атомная энергия	514	522	519	496	464	460	432	-0,4 %	-0,4 %	-0,7 %
Гидроэнергия	119	131	132	133	135	138	141	0,5 %	0,6 %	0,7 %
Биоэнергия	301	377	399	414	422	473	501	1,4 %	1,8 %	2,1 %
Другие ВИЭ	108	251	301	380	345	414	557	4,7 %	5,5 %	6,8 %

Таблица П2.45 - Генерация электроэнергии в странах ОЭСР, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	10858	12286	12515	12990	13322	13571	14547	0,8 %	0,9 %	1,2 %
Нефть	261	87	93	100	44	18	14	-6,9 %	-10,1 %	-11,0 %
Газ	2847	3539	3678	3524	4101	4264	4027	1,5 %	1,6 %	1,4 %
Уголь	3228	2517	2046	1846	2306	1573	1280	-1,3 %	-2,8 %	-3,6 %
Атомная энергия	1971	1997	1988	1899	1779	1761	1657	-0,4 %	-0,4 %	-0,7 %
Гидроэнергия	1381	1524	1529	1547	1575	1607	1639	0,5 %	0,6 %	0,7 %
Биоэнергия	354	499	582	625	595	743	826	2,1 %	3,0 %	3,5 %
Другие ВИЭ	818	2122	2598	3449	2922	3605	5104	5,2 %	6,1 %	7,6 %

Рисунок П2.16 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в странах не-ОЭСР



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.46 - Основные показатели развития в странах не-ОЭСР

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,51	0,43	0,43	0,42	0,39	0,39	0,38	-1,0 %	-1,0 %	-1,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,34	1,47	1,45	1,41	1,54	1,49	1,42	0,6 %	0,4 %	0,2 %
Выбросы CO_2, млн т	20018	23601	22759	21716	25391	23501	21446	1,0 %	0,6 %	0,3 %

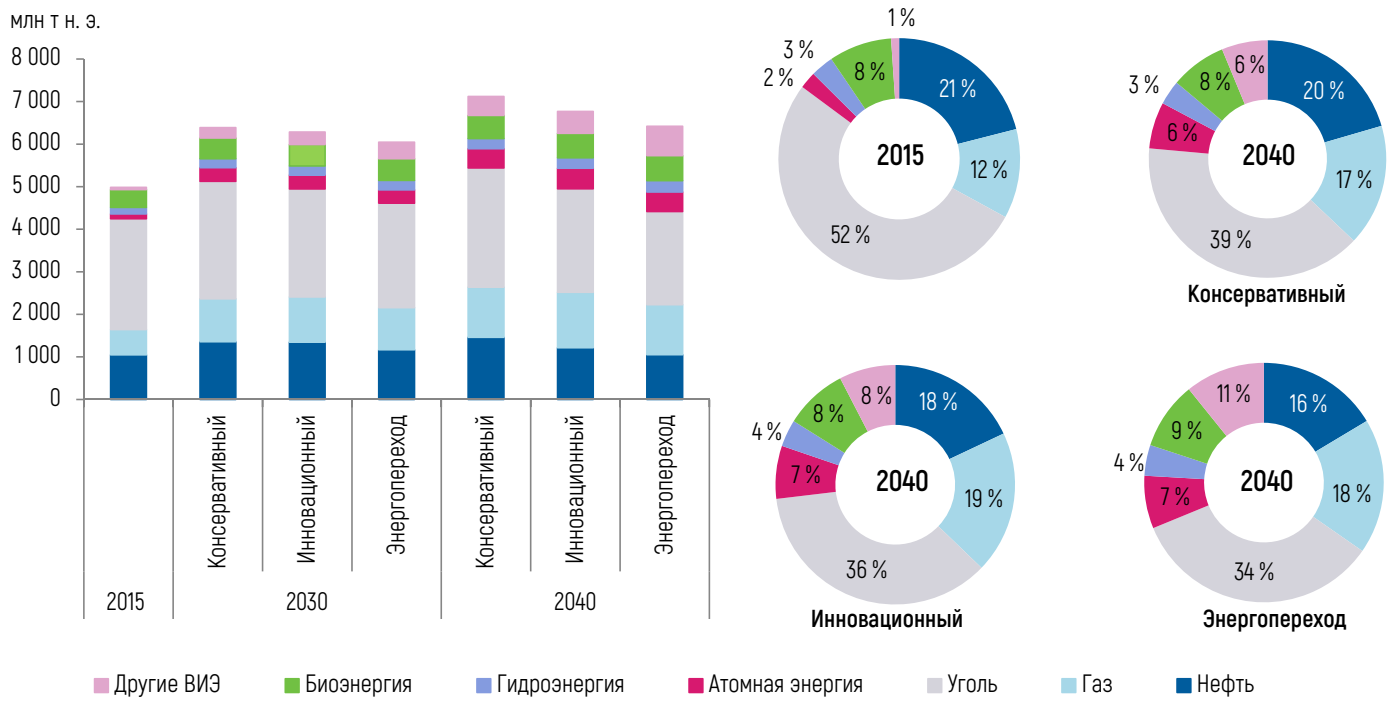
Таблица П2.47 - Потребление первичных энергоресурсов в странах не-ОЭСР, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	8142	10562	10436	10162	11992	11615	11093	1,6 %	1,4 %	1,2 %
Нефть	2207	2803	2745	2551	3088	2760	2456	1,4 %	0,9 %	0,4 %
Газ	1558	2314	2373	2256	2726	2836	2645	2,3 %	2,4 %	2,1 %
Уголь	2891	3137	2912	2830	3254	2891	2648	0,5 %	0,0 %	-0,4 %
Атомная энергия	157	414	419	399	569	619	559	5,3 %	5,6 %	5,2 %
Гидроэнергия	216	304	308	319	351	362	386	2,0 %	2,1 %	2,4 %
Биоэнергия	1021	1245	1264	1277	1419	1451	1478	1,3 %	1,4 %	1,5 %
Другие ВИЭ	92	345	415	530	585	695	921	7,7 %	8,4 %	9,6 %

Таблица П2.48 - Генерация электроэнергии в странах не-ОЭСР, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	13392	20449	20683	21438	25723	26271	27571	2,6 %	2,7 %	2,9 %
Нефть	729	568	492	426	522	368	219	-1,3 %	-2,7 %	-4,7 %
Газ	2676	4224	4549	4325	5450	6028	5571	2,9 %	3,3 %	3,0 %
Уголь	6326	7757	6806	6517	8937	7377	6714	1,4 %	0,6 %	0,2 %
Атомная энергия	601	1585	1604	1529	2179	2369	2138	5,3 %	5,6 %	5,2 %
Гидроэнергия	2509	3497	3584	3708	4065	4208	4489	1,9 %	2,1 %	2,4 %
Биоэнергия	174	439	517	546	637	764	837	5,3 %	6,1 %	6,5 %
Другие ВИЭ	378	2379	3131	4387	3934	5157	7604	9,8 %	11,0 %	12,8 %

Рисунок П2.17 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в странах БРИКС



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.49 - Основные показатели развития в странах БРИКС

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,72	0,59	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	-1,3 %	-1,4 %	-1,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,60	1,88	1,85	1,78	2,05	1,94	1,84	1,0 %	0,8 %	0,6 %
Выбросы CO_2, млн т	13850	15743	15015	14106	16346	14661	13107	0,7 %	0,2 %	-0,2 %

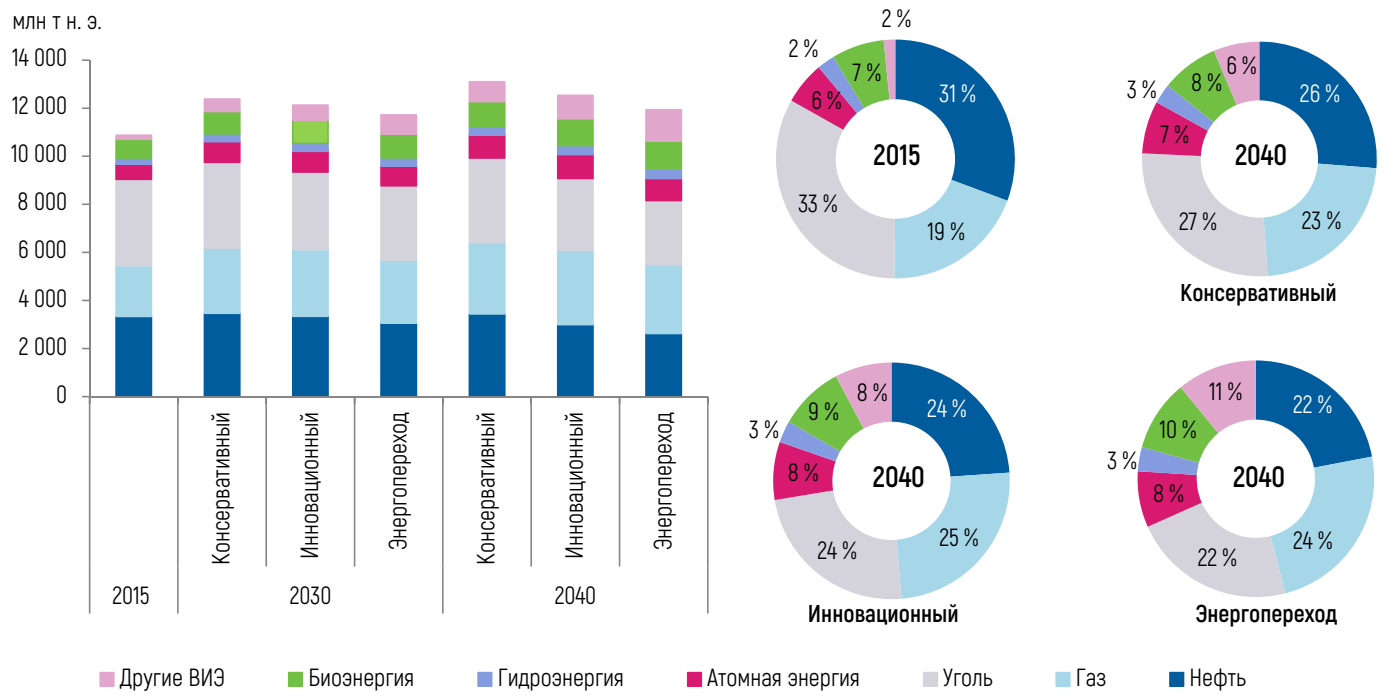
Таблица П2.50 - Потребление первичных энергоресурсов в странах БРИКС, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	4985	6387	6286	6045	7118	6768	6419	1,4 %	1,2 %	1,0 %
Нефть	1047	1356	1346	1167	1459	1217	1053	1,3 %	0,6 %	0,0 %
Газ	596	1009	1063	991	1180	1301	1173	2,8 %	3,2 %	2,7 %
Уголь	2603	2760	2537	2454	2801	2430	2191	0,3 %	-0,3 %	-0,7 %
Атомная энергия	113	320	327	312	452	484	457	5,7 %	6,0 %	5,8 %
Гидроэнергия	153	210	212	221	238	246	266	1,8 %	1,9 %	2,2 %
Биоэнергия	419	486	504	511	543	575	587	1,0 %	1,3 %	1,4 %
Другие ВИЭ	54	246	296	388	445	515	692	8,8 %	9,4 %	10,7 %

Таблица П2.51 - Генерация электроэнергии в странах БРИКС, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	9161	14054	14182	14748	17665	18097	19159	2,7 %	2,8 %	3,0 %
Нефть	72	33	35	33	19	12	6	-5,1 %	-7,1 %	-9,4 %
Газ	815	1220	1618	1441	1502	2311	1849	2,5 %	4,3 %	3,3 %
Уголь	5611	6764	5813	5462	7733	6116	5343	1,3 %	0,3 %	-0,2 %
Атомная энергия	431	1225	1250	1195	1731	1851	1750	5,7 %	6,0 %	5,8 %
Гидроэнергия	1783	2401	2468	2571	2748	2857	3095	1,7 %	1,9 %	2,2 %
Биоэнергия	142	348	406	420	500	589	624	5,2 %	5,9 %	6,1 %
Другие ВИЭ	307	2063	2592	3627	3432	4361	6492	10,1 %	11,2 %	13,0 %

Рисунок П2.18 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в странах G-20



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.52 - Основные показатели развития в странах G-20

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	1,66	1,37	1,35	1,31	1,23	1,19	1,12	-1,2 %	-1,3 %	-1,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,30	2,41	2,36	2,28	2,49	2,38	2,27	0,3 %	0,1 %	-0,1 %
Выбросы CO_2, млн т	26776	27722	26282	24746	27787	25005	22441	0,1 %	-0,3 %	-0,7 %

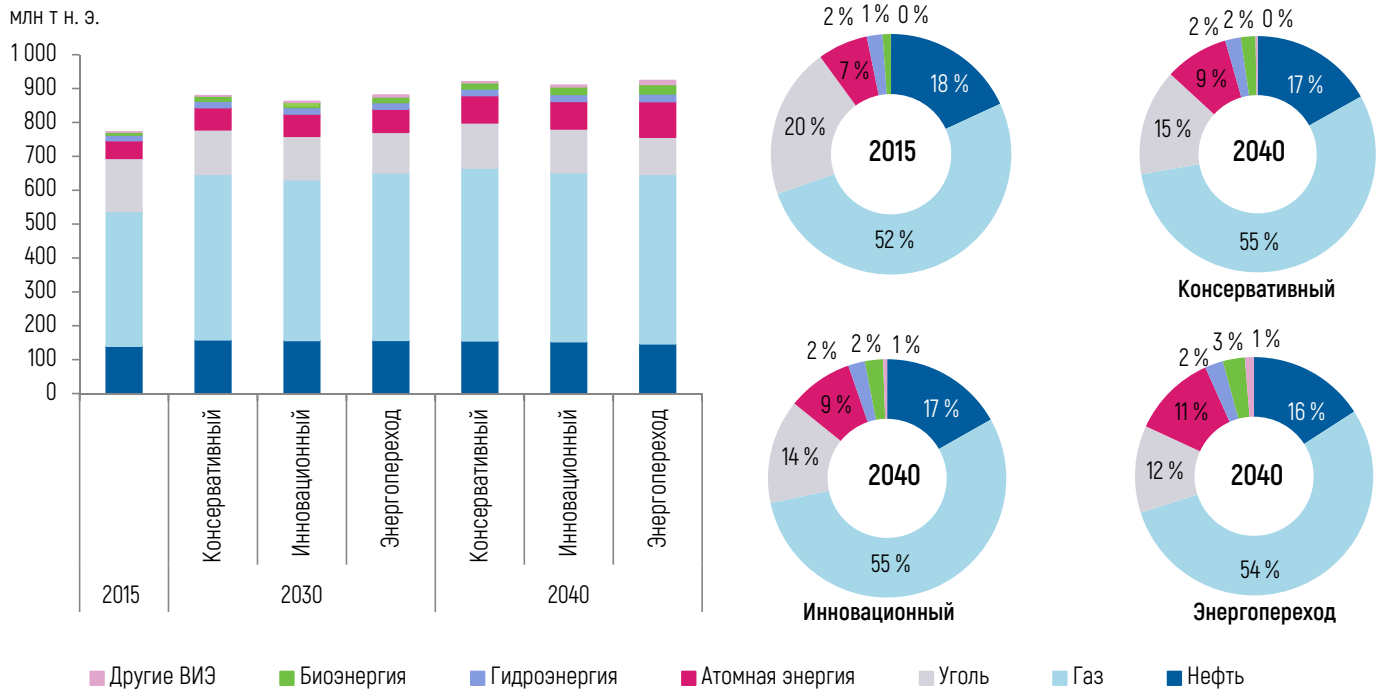
Таблица П2.53 - Потребление первичных энергоресурсов в странах G-20, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	10875	12384	12132	11725	13101	12535	11935	0,7 %	0,6 %	0,4 %
Нефть	3336	3467	3343	3054	3439	2994	2626	0,1 %	-0,4 %	-1,0 %
Газ	2115	2711	2775	2622	2964	3102	2865	1,4 %	1,5 %	1,2 %
Уголь	3590	3571	3224	3094	3524	2978	2666	-0,1 %	-0,7 %	-1,2 %
Атомная энергия	629	858	863	821	949	995	913	1,7 %	1,9 %	1,5 %
Гидроэнергия	258	328	331	342	361	373	396	1,3 %	1,5 %	1,7 %
Биоэнергия	776	926	966	988	1036	1117	1160	1,2 %	1,5 %	1,6 %
Другие ВИЭ	171	524	628	804	829	975	1308	6,5 %	7,2 %	8,5 %

Таблица П2.54 - Генерация электроэнергии в странах G-20, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	20460	27089	27465	28505	31991	32716	34769	1,8 %	1,9 %	2,1 %
Нефть	528	247	233	229	157	97	52	-4,7 %	-6,6 %	-8,9 %
Газ	3942	5240	5748	5385	6238	7080	6402	1,9 %	2,4 %	2,0 %
Уголь	8956	9454	8030	7488	10237	7901	6856	0,5 %	-0,5 %	-1,1 %
Атомная энергия	2412	3288	3303	3143	3633	3810	3497	1,7 %	1,8 %	1,5 %
Гидроэнергия	3006	3773	3854	3974	4176	4332	4605	1,3 %	1,5 %	1,7 %
Биоэнергия	491	852	997	1054	1104	1344	1465	3,3 %	4,1 %	4,5 %
Другие ВИЭ	1126	4237	5300	7231	6447	8153	11892	7,2 %	8,2 %	9,9 %

Рисунок П2.19 - Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура по сценариям в странах ЕАЭС



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица П2.55 - Основные показатели развития в странах ЕАЭС

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,81	0,71	0,71	0,70	0,64	0,63	0,62	-1,0 %	-1,0 %	-1,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,29	4,68	4,59	4,68	4,92	4,83	4,92	0,5 %	0,5 %	0,5 %
Выбросы CO_2, млн т	1822	1950	1902	1914	1981	1934	1851	0,3 %	0,2 %	0,1 %

Таблица П2.56 - Потребление первичных энергоресурсов в странах ЕАЭС, млн т н. э.

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015 - 2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	771	879	862	881	920	910	924	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Нефть	140	159	156	157	156	153	147	0,4 %	0,4 %	0,2 %
Газ	398	488	474	494	510	499	500	1,0 %	0,9 %	0,9 %
Уголь	157	132	128	120	134	129	109	-0,6 %	-0,8 %	-1,4 %
Атомная энергия	52	65	66	68	81	81	105	1,8 %	1,8 %	2,9 %
Гидроэнергия	16	19	19	20	20	21	23	0,7 %	0,9 %	1,3 %
Биоэнергия	9	15	15	17	18	22	28	3,1 %	3,9 %	4,8 %
Другие ВИЭ	0	1	2	5	3	5	11	11,5 %	14,2 %	18,2 %

Таблица П2.57 - Генерация электроэнергии в странах ЕАЭС, ТВт·ч

	2015	2030			2040			Темпы роста 2015-2040		
		Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход	Консервативный	Инновационный	Энергопереход
Всего	1229	1456	1460	1534	1606	1590	1833	1,1 %	1,0 %	1,6 %
Нефть	12	4	5	5	2	1	1	-7,7 %	-11,7 %	-11,7 %
Газ	565	674	681	741	724	716	791	1,0 %	1,0 %	1,4 %
Уголь	258	286	275	251	296	280	250	0,6 %	0,3 %	-0,1 %
Атомная энергия	198	250	250	262	309	309	403	1,8 %	1,8 %	2,9 %
Гидроэнергия	192	224	225	229	234	235	266	0,8 %	0,8 %	1,3 %
Биоэнергия	3	5	7	11	7	9	27	4,2 %	4,9 %	9,8 %
Другие ВИЭ	1	13	18	36	34	40	95	15,1 %	15,9 %	19,9 %

Авторские права и предупреждение об ограниченной ответственности
Авторские права на все материалы, опубликованные в данном прогнозе, за исключением особо оговоренных случаев, принадлежат ИНЭИ РАН и Центру энергетики Москвоской школы управления СКОЛКОВО. Незаконное копирование и распространение информации, защищенной авторским правом, преследуется по Закону. Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий. ИНЭИ РАН и Москвоская школа управления СКОЛКОВО не несут ответственности за любые потери, убытки либо другие неблагоприятные последствия, произошедшие в результате использования информации, содержащейся в настоящей публикации, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников. Любое использование материалов публикации допускается только при оформлении надлежащей ссылки на данную публикацию.

© 2019 ИНЭИ РАН, Центр энергетики Москвоской школы управления СКОЛКОВО. Все права защищены.