

# ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА



ТЕХНОЛОГИИ



ЭКОНОМИКА



РЕСУРСЫ



ТОРГОВЛЯ И ЦЕНЫ



ПЕРСПЕКТИВЫ РЫНКА

ГАЗ

ВИЭ

АТОМ

УГОЛЬ

НЕФТЬ

ВОДОРОД

ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ  
С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА

Москва 2020

УДК 620.9  
ББК 31.15  
Э11

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК (ИНЭИ РАН)

Авторский коллектив:

- Галкин Ю.В. ст. инженер ИНЭИ РАН
- Галкина А.А. научный сотрудник ИНЭИ РАН
- Грушевенко Д.А. научный сотрудник ИНЭИ РАН,  
ведущий эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
- Капустин Н.О. младший научный сотрудник ИНЭИ РАН,  
ст. преподаватель РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
- Козина Е.О. научный сотрудник ИНЭИ РАН, эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
- Кулагин В.А. заведующий Отделом исследований  
энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН,  
директор Центра ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
- Мельникова С.И. научный сотрудник ИНЭИ РАН, эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ,  
ст. преподаватель РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
- Миронова И.Ю. инженер-исследователь ИНЭИ РАН, научный сотрудник  
Исследовательского центра энергетической политики  
(ИЦ ЭНЕРПО) Европейского университета в Санкт-Петербурге
- Овчинникова И.Н. ст. инженер ИНЭИ РАН, эксперт ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ
- Трошина Н.В. инженер ИНЭИ РАН
- Яковлева Д.Д. инженер ИНЭИ РАН

Рецензенты:

- Миловидов К.Н. д.э.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
- Сафонов В.С. д.т.н., профессор, советник Генерального директора  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина // М.: ИНЭИ РАН, 2020. – 320 с.**

В монографии представлен анализ ключевых перспективных направлений технологического развития мирового энергетического комплекса, дано описание расчетного модельного инструментария и приведены результаты прогнозирования развития мировых энергетических рынков до 2040 г. с учетом технологического прогресса.

Книга адресована представителям науки, бизнеса, государственным деятелям, занимающимся проблемами развития энергетики и экономики, может использоваться в образовательных целях.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Раздел 1. Методология и системный инструментарий.....	6
Раздел 2. Ключевые направления научно-технологического развития в энергетике.....	17
2.1. Технологии в электроэнергетике.....	24
2.2. Технологии возобновляемой энергетики.....	30
2.3. Накопители энергии.....	44
2.4. Технологии производства и переработки ископаемых энергоресурсов.....	78
2.4.1. Технологии производства нефти.....	78
2.4.2. Технологии производства и поставок газа.....	81
2.4.3. Переработка нефти и газа.....	99
2.4.4. Технологии производства и переработки угля.....	103
2.5. Водород.....	104
2.6. Технологии на стороне спроса.....	113
Раздел 3. Долгосрочный прогноз развития мировой энергетики с учетом технологического фактора.....	115
3.1. Сценарные условия.....	115
3.2. Первичное потребление энергии.....	116
3.3. Электроэнергетика.....	122
3.4. Атомная энергетика.....	130
3.5. Возобновляемая энергетика.....	140
3.6. Рынок жидких топлив.....	149
3.7. Рынок газового топлива.....	193
3.8. Рынок твердых топлив.....	213
3.9. Позиции ключевых игроков.....	221
Раздел 4. Воздействие изменения мировых рынков на энергетику России.....	223
Заключение.....	230
Список использованных источников.....	235
Список сокращений и обозначений.....	244
Страны и регионы.....	249
Приложение А – Прогнозные результаты расчетов перспектив развития энергетических рынков с учетом НТП с выборкой по регионам и крупнейшим странам мира (Традиционный сценарий).....	250
Приложение Б – Прогнозные результаты расчетов перспектив развития энергетических рынков с учетом НТП с выборкой по регионам и крупнейшим странам мира (сценарий Энергопереход).....	285

## ВВЕДЕНИЕ

Технологии коренным образом меняют современный мир, открывая дополнительные возможности для потребителей, порождая новые виды бизнеса, но одновременно делая не актуальными некоторые из ранее востребованных видов деятельности. В рамках представленного в книге исследования была поставлена задача проанализировать как различные направления технологического развития могут повлиять на мировой энергетический рынок в перспективе до 2040 г.

Быстрое развитие технологий приводит к изменениям, как в сегментах потребления энергоресурсов, так и в сегментах производства и поставок. При этом постепенно трансформируются и сами схемы и механизмы работы мировой энергетической системы. Обособленные технологические инновации в отдельных элементах энергетических цепочек в совокупности могут приводить к изменению условий и архитектуры работы всего энергетического комплекса. Поэтому важное значение имеет не только анализ развития отдельных направлений технологического прогресса, но и оценка их воздействия в совокупности. Причем, как показывают результаты исследований, часто развитие одних технологий не оставляет шанса для использования других инноваций. Далеко не все из инноваций находят практическое применение, несмотря на то, что ещё недавно они были «главными надеждами» в бизнесе отдельных компаний и энергетических политиках ряда государств. Но есть и обратные примеры, когда появление новой технологии открывает возможности для целого набора других, ранее не востребованных, технологических решений. Поэтому от корректной оценки возможностей технологического развития зависит объективность анализа по учету этих изменений в долгосрочных перспективах функционирования энергетических рынков. В свою очередь трансформирующийся рынок покажет свою потребность в различных инновационных решениях.

В монографии приведен анализ перспективных технологий энергетического комплекса. Рассмотрены инновации на стороне спроса, в производстве, поставках и переработке ископаемых топлив, в электроэнергетике, различных видах возобновляемой энергии, технологиях накопления энергии. Тенденции технологического прогресса были интегрированы в актуализированный модельно-информационный комплекс, позволяющий в ходе оптимизационного моделирования получать и анализировать всесторонние картины развития энергетических рынков. Таким образом, сформированы возможности для объективного учета происходящих изменений, и на основе этого разработан долгосрочный прогноз развития энергетики в достаточно широкой детализации, включающей от 120 до 199 узлов производства и потребления (в зависимости от отраслевого модуля) и 18 видов энергоресурсов.

С целью разработки долгосрочного прогноза развития мировой энергетики были сформированы и рассчитаны два сценария. Традиционный сценарий отражает дальнейшее поступательное развитие технологий и рынка в рамках

сложившихся тенденций. Второй сценарий – Энергопереход – предполагает ускоренное развитие технологий по нескольким направлениям и активную стимулирующую энергополитику в ряде стран, одним из ключевых ориентиров которой являются экологические задачи. В книге детально описываются методологические подходы исследования и основные технологические предпосылки, которые легли в основу расчетов.

В ходе проведения всех расчетов авторы задали себе вопрос – «Что будет, если государства решат проводить значительно более амбициозную политику по ряду направлений, чем заявляется сегодня, прежде всего в части целей по сокращению выбросов?». Ответом на этот вопрос стал ещё один сценарий, который не описывается в данной книге, но лег в основу 3-го сценария «Прогноза развития энергетики мира и России 2019», подготовленного ИНЭИ РАН совместно с Центром энергетики МШУ «Сколково» в 2019 г. При этом оказалось, что по ряду направлений рассчитанные во втором сценарии показатели сложно преодолеть даже при очень амбициозной энергополитике. Поэтому сценарий Энергопереход в данной книге близок по расчетным результатам в рамках отдельных показателей как к сценарию Инновационный, так и к сценарию Энергопереход нового Прогноза 2019.

В первом разделе монографии представлено описание методологии, которая легла в основу проведенных расчетов. Второй раздел посвящен анализу ключевых направлений НТП в энергетике - рассмотрены инновации в электроэнергетике, возобновляемой энергетике, в накопителях, в производстве, переработке и транспортировке ископаемых топлив, в сегментах потребления. В третьем разделе рассматриваются разработанные долгосрочные сценарии прогнозирования мировой энергетики от сценарных условий до перспектив развития рынков и отраслей. Результаты оценки влияния рассматриваемых изменений на энергетику России приведены в четвертом разделе.

Выполненная работа позволяет повысить объективность подготавливаемых рекомендаций в области энергетической политики, дает возможность использовать полученные результаты в ходе разработки национальных прогнозов и стратегий экономического и энергетического развития, при планировании стратегических направлений развития бизнеса компаний.



## РАЗДЕЛ 1.

### МЕТОДОЛОГИЯ И СИСТЕМНЫЙ ИНСТРУМЕНТАРИЙ

Научно-технический прогресс – один из ключевых и наиболее значимых факторов, воздействующих на перспективы развития мировой энергетики. Технологические преобразования происходят по всей энергетической цепочке – от производства и транспортировки до переработки и потребления энергоносителей. Учет и оценка всех этих изменений требуют использования соответствующего комплексного расчетного инструментария.

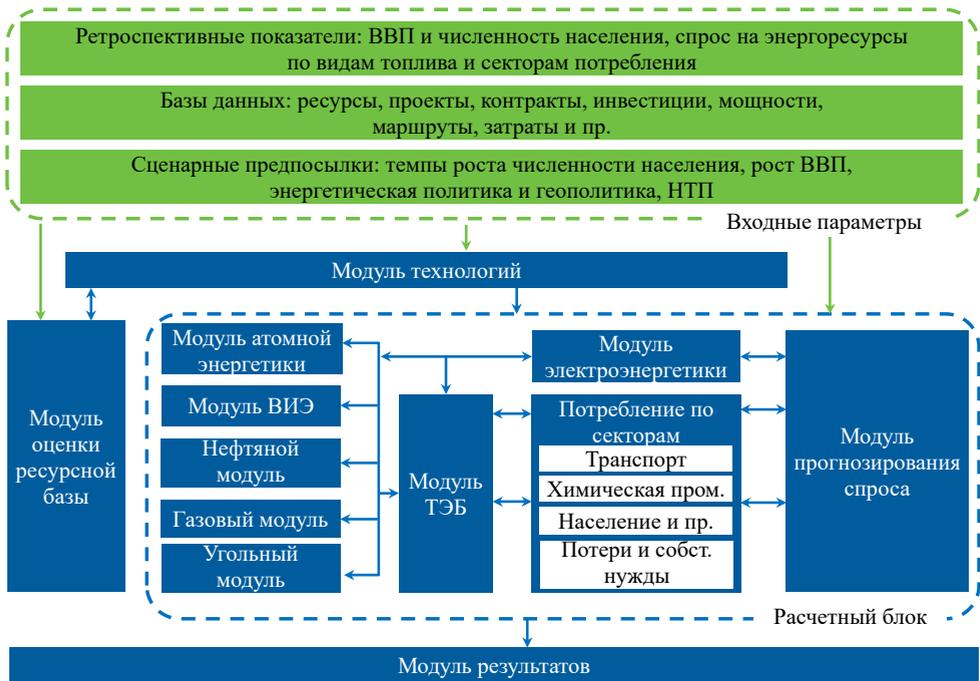
Для проведения расчетов перспектив развития мировой энергетики и оценки влияния последствий ее изменения на российский экспорт энергоносителей, описанных в настоящей монографии, использован модельно-информационный комплекс SCANNER [1], на протяжении многих лет разрабатываемый в ИНЭИ РАН.

Мировой блок комплекса SCANNER, используемый при прогнозировании мировых энергетических рынков, представляет собой уникальную систему взаимосвязанных моделей и баз данных (модулей), позволяющих осуществлять прогнозирование ключевых показателей мировой энергетики от потребления первичной энергии до предложения отдельных энергоносителей по 199 географическим узлам, 135 странам и группам стран мира (Рисунок 1).

*Прогнозирование в мировой части модельного комплекса осуществляется в детализации по 199 географическим узлам, 135 странам и группам стран. В зависимости от модуля расчеты производятся с квартальным или годовым шагом.*

Компоненты комплекса представляют собой расчетный инструментарий, совмещающий в себе в зависимости от целесообразности применения различные методики прогнозирования - эконометрический анализ, оптимизационное моделирование, приемы кластерного анализа, имитационного и многокритериального моделирования.

Модельный комплекс позволяет отображать системные эффекты развития мировой энергетики в увязке с экономико-демографическими показателями, оценивать взаимное влияние друг на друга различных отраслей энергетики.



**Рисунок 1 – Схема моделей прогнозирования мировой энергетики комплекса SCANER**

Источник: [2]

В укрупненном виде алгоритм проведения расчетов внутри модельного комплекса включает в себя следующие элементы:

1. *Формирование сценариев.* В рамках сценариев задаются внешние для расчетных блоков параметры – динамика ВВП, численность населения, параметры развития НТП, энергополитика и др. Численность населения и ВВП в зависимости от задачи могут браться из сторонних источников, или прогнозироваться в самостоятельных модулях. Численность населения, описанная в сценариях монографии, взята из прогноза ООН с уточнением по некоторым странам. Изменение ВВП спрогнозировано на основе прогноза МВФ на ближайшие 5 лет с дальнейшей экстраполяцией трендов в зависимости от сценар-

ных предпосылок экономического развития отдельных стран. Поскольку ключевой задачей прогноза является анализ влияния технологического фактора, чтобы не исказить результирующее влияние факторов, для рассматриваемых сценариев в данном случае задан единый прогноз ВВП и населения.

2. *Расчет энергопотребления.* Прогноз энергопотребления разрабатывается путем выполнения и взаимосогласования расчетов на уровне энергопотребления, электропотребления и потребления в отдельных секторах. Расчет общего энергопотребления осуществляется путем эконометрического анализа взаимозависимостей между показателями ВВП, численности населения и энергопотребления и согласования демографического и экономического прогнозов энергопотребления [3], [4], [5]. При этом учитываются особенности отдельных стран, в частности вклад нефтегазового комплекса в ВВП, параметры закачки газа в пласт и т.д. (Рисунок 2). Одновременно проводятся расчеты по прогнозированию электропотребления с использованием эконометрической модели, работающей на основании устойчивых ретроспективных трендов зависимостей демографических, экономических показателей и потребления электрической энергии. При прогнозировании электропотребления в начале производится «очистка» от потребления электроэнергии в секторе дорожного транспорта, как нового фактора, который не может корректно отражаться на ретроспективной динамике. На последующих шагах к итоговым значениям это потребление будет добавлено из модуля расчета спроса в транспортном секторе.

Эконометрическое моделирование на базе демографических и экономических показателей лежит в основе прогнозирования спроса по секторам потребления – химическая промышленность, другие виды промышленности, население и коммунально-бытовой сектор, потери и собственные нужды. Для транспортного сектора используется отдельная методология (описана ниже). При прогнозировании потерь и собственных нужд в странах экспортерах на основе итерационных расчетов учитываются изменения в объеме производства и транспорта энергоресурсов. По секторам прогнозируется изменение объемов потребления, а также изменение долей используемых энергоресурсов. Сумма секторальных прогнозов впоследствии проверяется на сходимость с общими прогнозами электро- и энергопотребления.

3. *Прогнозирование спроса на нефтепродукты и конкурирующие с ними топлива* осуществляется путем совмещения прогнозирования спроса на нефтепродукты в целом и на отдельные виды на основе экономико-демографических показателей с результатами прогнозирования спроса в сегменте дорожной транспортировки.

Для прогнозирования спроса на нефтепродукты и конкурирующие с ними топлива в секторе дорожной транспортировки применяется модель «Прогнозирование спроса на топлива с учетом научно-технического прогресса и межтопливной конкуренции в сегменте дорожной транспортировки» (ПСДТ), которая осуществляет расчет спроса на нефтепродукты и их прямые и не прямые заменители.

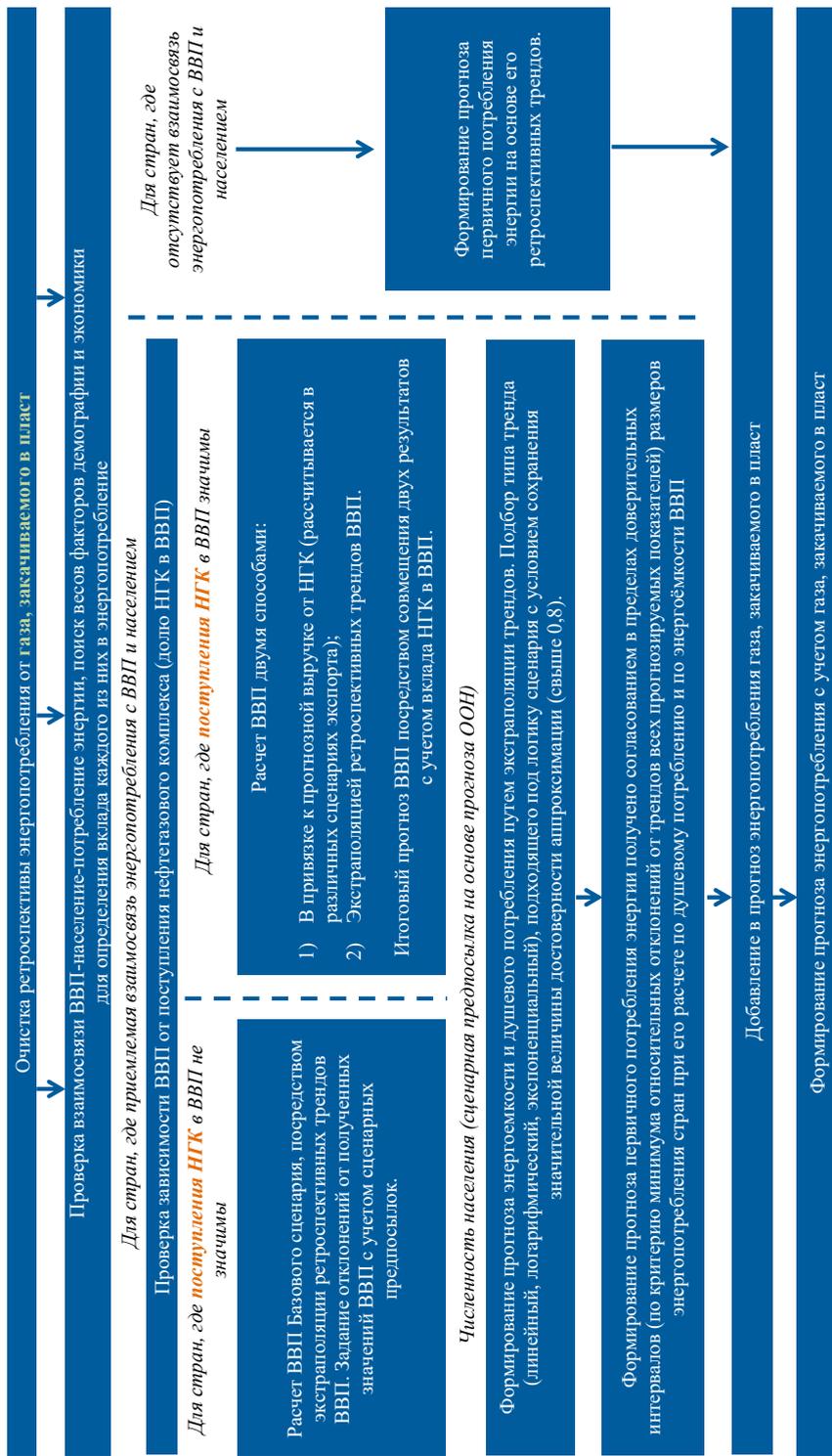


Рисунок 2 – Схема расчетов энергопотребления для стран с отдельными особенностями экономики и энергетического сектора

Источник: [2]

Модель получает из входных данных перспективные значения макропараметров: ВВП и населения и ретроспективные показатели по численности автомобилей, динамике потребления нефтепродуктов по видам и т. д. Расчет перспективного потребления нефтепродуктов и их субститутов осуществляется с учетом предпосылок по изменению влияющих на это факторов: стоимости автомобилей на различном виде топлива, обеспеченности заправочной (зарядной) инфраструктурой, стоимости топлив, потребительской привлекательности, уровне государственной поддержки и др. (подробное описание методологии и алгоритма работы модели в работах: [6], [7]). Результаты работы ПСДТ совмещаются с результатами прогнозирования от экономико-демографических показателей и позволяют формировать спрос на отдельные виды нефтепродуктов, в том числе: СУГ, автомобильный и прямогонные бензины, дизельное топливо, керосин, прочие и темные нефтепродукты (Рисунок 3).



**Рисунок 3 – Схема функционирования комплекса расчета спроса на нефтепродукты**

Источник: [2]

4. Модуль атомной энергетики включает информацию по всем действующим и строящимся энергоблокам АЭС (с характеристиками), страновые данные по планируемым проектам и целям энергополитики в области АЭС. В результате формируются мощности по действующим, строящимся и утвержденным проектам. Отдельно с учетом планов энергополитики, сценарных

предпосылок и конкурентоспособности атомной энергетики (проверяется итерационно в ходе расчетов) формируется прогнозный график ввода перспективных энергоблоков по странам, также уточняются с учетом принятых решений и энергополитики сроки вывода работающих энергоблоков из эксплуатации. С учетом страновых особенностей и статистики выработки строится тренд эффективности использования мощностей, который в совокупности с объемами самих мощностей дает динамику выработки электроэнергии на АЭС.

5. *Модуль электроэнергетики* получает спрос на электроэнергию по узлам из модуля прогнозирования спроса и моделирует варианты его удовлетворения с учетом заданных входных параметров, ограничений и обменной информации с другими блоками (цены по видам топлив). Изменение условий функционирования мировой электроэнергетики на фоне развития ВИЭ, внедрения платы за выбросы, трансформации режимных требований к электросистемам и развития систем накопления энергии требуют соответствующей адаптации модельного инструментария. В этой связи совершенствуется методология, и внедряются новые элементы расчетных блоков (Рисунок 4). В настоящее время работа по разработке усовершенствованной версии модуля продолжается.

Согласно разработанной методике прогнозирование осуществляется на основе совмещения методов имитационного и оптимизационного моделирования. В модуле рассматриваются следующие источники производства электроэнергии: газ, уголь, нефтепродукты, ветер, солнце, биотопливо, геотермальные и др. (атомная и гидроэнергия рассчитываются отдельно). Система гибко подстраивается под имеющуюся исходную статистику, имея возможность использовать различную временную глубину данных и работать как с данными по мощностям и выработке, так и только с выработкой. На первом этапе в модуле по каждому виду топлива формируется динамика перспективного выбытия мощностей с учетом сроков ввода в ретроспективе, средних сроков эксплуатации, морального устаревания оборудования (когда затраты на эксплуатацию превышают полезный эффект). Далее осуществляется расчет обобщенного показателя стоимости, доступности и поддержки каждого источника электроэнергии с учетом режимов. Параллельно спрос детализируется по режимам работы. Вся эта информация поступает в оптимизационный блок, задача которого найти оптимальное экономическое решение удовлетворения спроса при целевой функции минимизации затрат. В ходе оптимизации учитывается возможность использования накопителей для сглаживания нагрузки между временными режимами.

6. *Модуль ТЭБ* получает и агрегирует информацию других блоков, обеспечивает обмен данными. В нем формируется и потом уточняется общий топливно-энергетический баланс, на основе которого задаются входные данные для ресурсных модулей. После расчетов в ресурсных модулях показатели ТЭБ уточняются с учетом данных по переключениям на альтернативы в этих модулях.

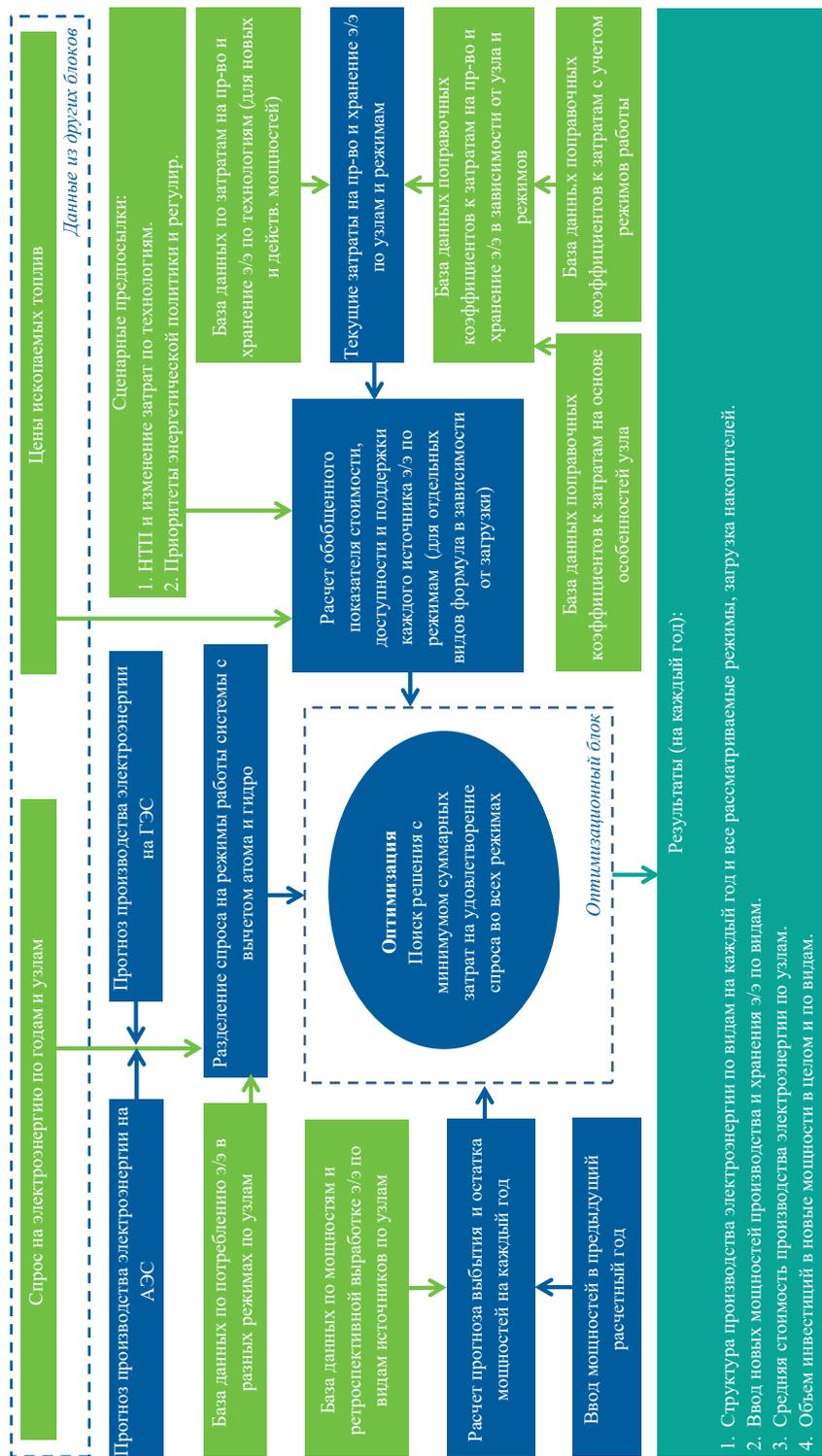


Рисунок 4 – Схема функционирования модуля «Электроэнергетика»

Источник: [2]

7. *Мировая модель рынков жидкого топлива (ММЖТ)* представляет собой статическую оптимизационную модель полного равновесия. Она получает данные по спросу на жидкие топлива (нефтепродукты и их прямые субституты) из модуля расчета спроса на нефтепродукты и осуществляет оптимизационный расчет производства, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по критерию минимизации затрат по всей производственной цепочке с условием полного удовлетворения заданного спроса и возможностей замещения нефтепродуктов прямыми субститутами (биотопливами и жидкими топливами, производимыми из газа и угля). В модели осуществляется расчет прогнозных уровней добычи, первичных объемов переработки и производства нефтепродуктов, равновесных цен на нефть [3] (Рисунок 5).

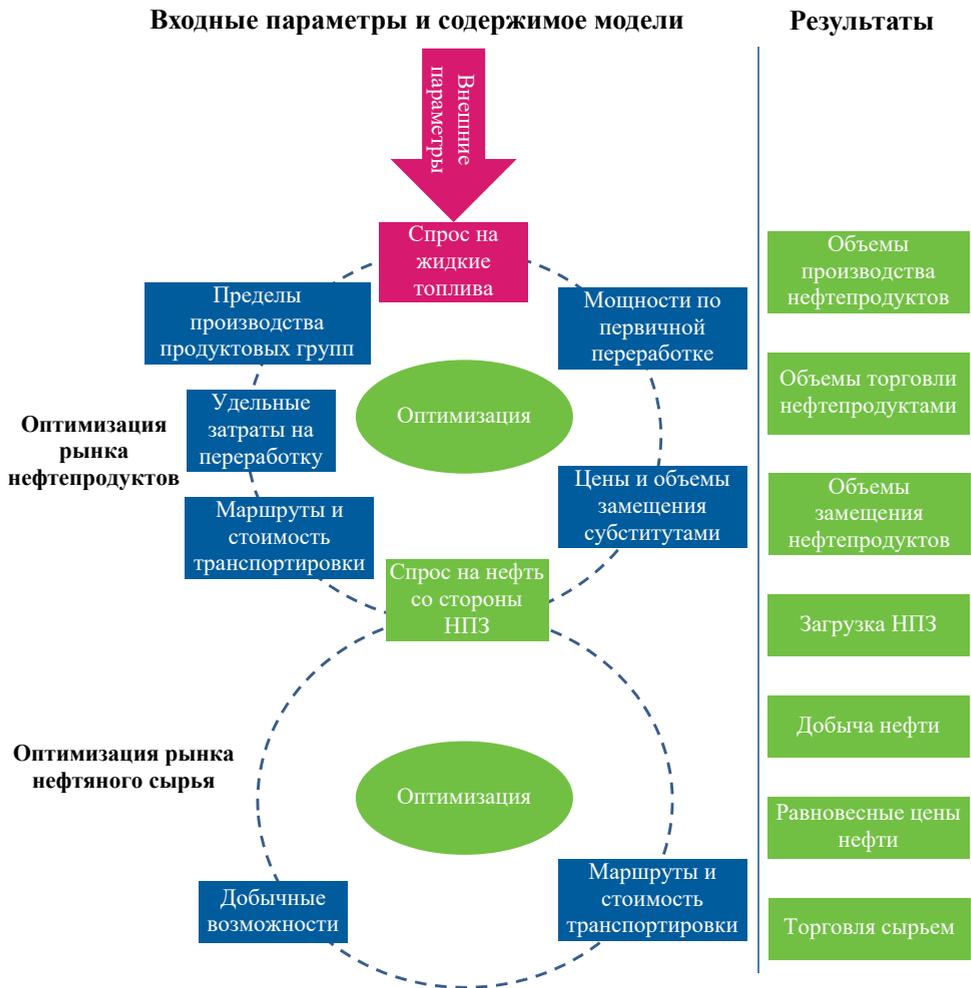


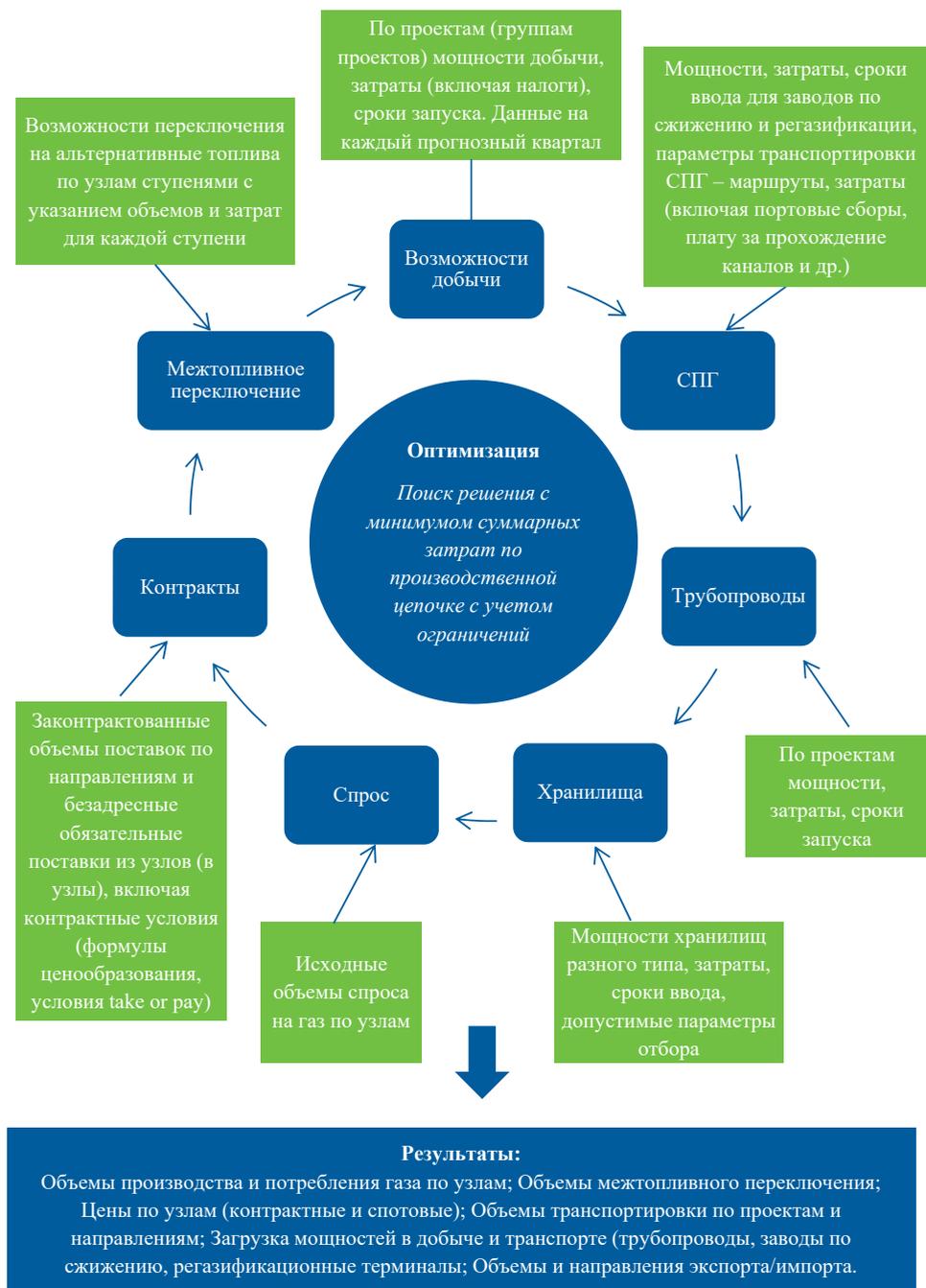
Рисунок 5 – Схема работы ММЖТ

Источник: [2]

ММЖТ также содержит в себе две уточняющие модели - «надстройки», предназначенные для более детального прогнозирования показателей нефтяной отрасли России. Это модель прогнозирования добычных возможностей, которая, исходя из имеющейся геологической информации свыше чем по 2500 нефтеносных залежей, позволяет прогнозировать с использованием собственного алгоритма добычные возможности России и модель российской нефтепереработки, которая получает из основной модели ММЖТ данные о загрузке первичных мощностей российских НПЗ в декомпозиции по ключевым заводам, после чего посредством имитационных расчетов выдает прогнозные результаты по выпуску основных категорий нефтепродуктов, операционные затраты на их производство и требуемые капиталовложения в реконструкцию модернизацию и, если требуется, строительство новых НПЗ.

8. *Мировая модель рынков газа (МРГ)* осуществляет оптимизационное моделирование газовых рынков с целью поиска оптимальных решений газоснабжения с учетом имеющегося набора ограничений (Рисунок 6). Прогнозирование осуществляется поквартально, что позволяет учесть особенности сезонной неравномерности спроса и поставок, оценить востребованность и загрузку объектов газохранилищ. Расчет ведется по 199 узлам. Учтены данные по всем существующим и планируемым заводам и регазификационным терминалам СПГ и направлениям трубопроводов, помимо этого заложены потенциальные мощности. В модели предусмотрена возможность переключения на альтернативные топлива - мазут, ВИЭ, атомную энергию - в случаях, если газ оказывается дороже, или возможности его поставки в узел ограничены. Для этого по ступеням для каждого узла заданы граничные цены и максимальные объемы переключения. Также в модель включена плата за выбросы, которая учитывается при расчете целесообразности переключения. Расчет контрактных цен определяется заложенной формулой и ценой нефти. Расчет спотовых цен производится путем анализа затрат поставки в каждый узел с учетом индекса концентрации предложения [3].

9. *Угольный модуль* включает в себя две модели – прогнозирования рынков энергетического угля (МРЭУ) и рынка коксующегося угля (МРКУ). Разделение на две модели обусловлено различием преимущественных секторов потребления (энергетический уголь в основном используется в электроэнергетике, а коксующийся - в промышленности) и характеристик угля. Обе модели осуществляют оптимизационное моделирование рынков соответствующего угля с целью поиска оптимальных решений удовлетворения спроса с учетом имеющегося набора ограничений. По результатам моделирования выходные результаты обеих моделей суммируются (Рисунок 7). Расчет ведется по 94 узлам. В модели коксующегося угля заложено 152 месторождения, в модели энергетического 270. При анализе возможностей межтопливного переключения учитывается стоимость  $CO_2$ .



**Рисунок 6 – Схема работы модели прогнозирования Мировых рынков газа**  
 Источник: [2]

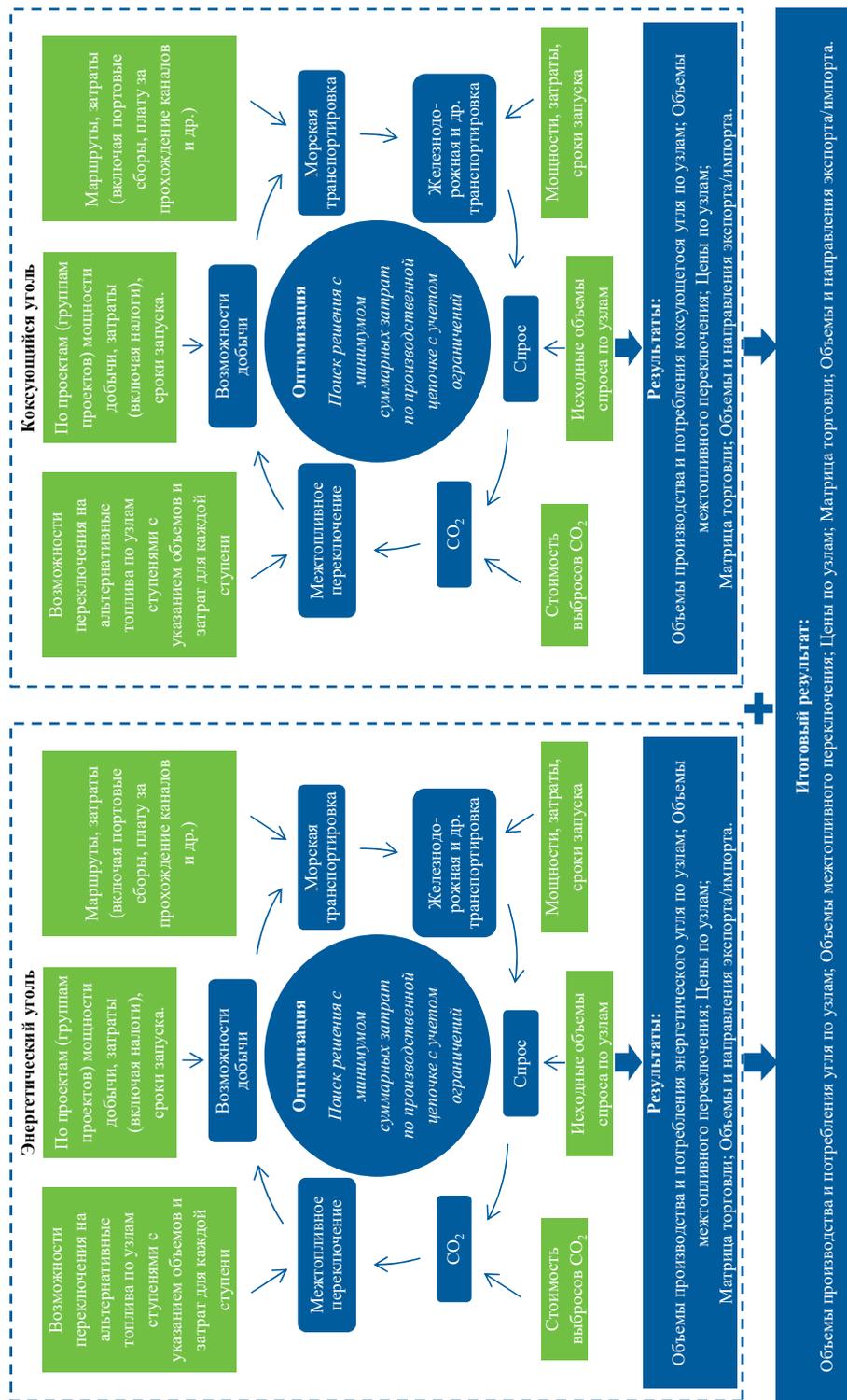


Рисунок 7 – Схема работы модели прогнозирования Мировых рынков угля

Источник: [2]



## **РАЗДЕЛ 2. КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

Технологии – один из ключевых факторов, оказывающих влияние на изменения в мировой энергетике. Научно-технологический прогресс (НТП) открывает возможности использования новых, ранее не востребованных источников энергии, меняет эффективность использования энергоресурсов, задает новые условия межтопливной конкуренции, воздействует на требования к энергосистемам и неравномерность нагрузки в них.

Доступ к новым технологиям часто открывает для стран и компаний новые возможности в энергетике, позволяет совершать экономические и эволюционные прорывы. Но далеко не всегда удастся правильно определить приоритетные направления НТП, ведь технологии не только открывают новые возможности, но и часто конкурируют между собой.

### *Энергетические технологии, не оправдавшие надежд*

В культовом фильме 1989 года «Назад в будущее 2» Док вернулся из 2015 г. на ДеЛориан, заправленном органическими отходами, которые разгоняли «Машину времени» Роберта Земекиса не хуже, чем бензин марки АИ–100. На деле, даже к 2020 г. человечество в плане применения биоматериала в качестве топлива продвинулось не так уж далеко, по сравнению с уровнем 30 летней давности. Наиболее близкий к описываемому в фантастическом фильме процессу сжигания биомассы в двигателе автомобиля существующий в реальности процесс – выработка биоэтанола и биодизеля - так и не стал «панацеей» для перехода с нефтепродуктов на топлива растительного происхождения. Не помогла этому и большая государственная поддержка во многих странах, выделивших миллиарды долларов на исследовательские гранты и субсидирование потребления жидких биотоплив. Одним из самых ярких примеров пересмотра приоритетов стал отказ ЕС от официальной цели по использованию 10 % биотоплива на транспорте к 2020 г.

Планы в энергетическом секторе не ограничиваются только земными ресурсами. На протяжении первых двух десятилетий XIX века сразу несколько представителей компаний и государственных органов в России, США, Китае, Индии заявили о планах добычи Гелия-3 на Луне. Причем начало производства планировалось уже с 2015 г. Главным обоснованием была высокая энергетическая ценность Гелия 3. Но пока эти планы так и остаются в виде идей, причем имеющих немало скептиков.

Одним из самых крупных разочарований последних десятилетий можно считать атомную энергетику. На заре появления АЭС многие полагали, что это будущий доминирующий источник энергии. И для того были основания – несравнимая с другими используемыми в то время топливами концентрация энергии на единицу массы, причем энергии, которая дает возможность в том числе автономного использования. И действительно атомная энергетика развивалась, но вместо доминирования смогла занять только ограниченную нишу.

На протяжении почти 190 лет в теории и около 70 лет в виде практических экспериментов ведутся работы над технологиями магнитогиродинамических процессов, направленных на прямое преобразование механической энергии в электрическую. Ожидалось, что магнитогиродинамические генераторы смогут преобразить энергетику уже к началу XIX века. Но пока всё ограничилось теориями и экспериментами.

За последние 70 лет было немало надежд на технологии, которые обещали совершить настоящую революцию в энергетике, однако на деле либо вовсе не оправдали ожиданий и остались на стадии научных теорий и опытных образцов, либо заняли на энергетическом рынке совсем небольшую нишу. В настоящем исследовании в качестве примера приведены только некоторые из них (Таблица 1).

Читая данный раздел, многие, наверняка, назовут в дополнение свои варианты не оправдавших надежд технологий. В частности, можно вспомнить про управляемый термоядерный синтез, газовые гидраты, целый набор решений в области использования и получения водорода. С каждым из этих решений связаны большие надежды в прошлом и много обсуждений в отдельные годы, но к 2019 г. они так и остались далеки от массового промышленного применения.

Вполне возможно, что для некоторых из рассмотренных технологий еще не пришло своё время, для них требуется научная и материально-техническая база следующих поколений, появление которой позволит им через несколько десятилетий найти свою нишу. Именно поэтому важно понимать не только приоритеты развития, но и временные диапазоны практического применения и востребованность в конкретный период времени. Технологии, не оправдавшие надежд, наглядно показывают как важно своевременно и корректно оценивать приоритеты НТП и адаптировать научные программы к реалиям и возможностям современного мира.

**Таблица 1 – Не оправдавшие надежд технологии в энергетике и причины неудач**

Технология	Ожидания от технологии	Текущее состояние	Причины неудачи
Атомная энергетика	Доминирование в энергобалансе	Около 5 % в структуре потребления первичных энергоресурсов	Опасения относительно безопасности (в особенности после нескольких аварий), высокие капитальные затраты, проблемы с распространением ядерного оружия, конкурентоспособность производимой электроэнергии для ряда стран
Жидкие биотоплива	Существенное снижение спроса на нефтепродукты, в первую очередь в США и Европе (до 10 % от спроса на моторные топлива к 2020 г.)	Около 2,5 % от спроса на жидкие топлива в транспортном секторе на целевых рынках	Ограниченность пахотных земель для производства биотоплив первого и второго поколения, высокая стоимость, низкая энергетическая эффективность, расширение конкуренции на рынке жидких топлив в 2000-х гг., продовольственные проблемы и претензии к экологичности
Гелий-3	Начало добычи Гелия-3 уже к 2015-2018 гг.	Планы перенесены на следующие десятилетия	Наличие других более дешевых и доступных энергоресурсов, отсутствие технико-экономической обоснованности добычи на Луне. Сравнительный анализ со стоимостью Гелия-3 на Земле говорит о высоких рисках не окупаемости проектов добычи на Луне
Кероген	Добыча порядка 40 млн т синтетической нефти к 2020 г., в первую очередь в странах, не имеющих запасов традиционной нефти, кратное расширение доступной ресурсной базы нефтяной промышленности	Практически все проекты по добыче нефти из сухого сланца в мире отменены, кроме нескольких небольших разработок в Эстонии, США и Бразилии	Существенное расширение предложения сравнительно дешевой нефти на фоне высоких производственных затрат у керогеновой
Жидкие топлива из синтез-газа на основе угля и природного газа (CTL, GTL)	Существенное замещение нефти за счет газа и угля	Крайне небольшое число проектов, суммарным производством менее 10 млн т	Низкая энергетическая эффективность процесса, высокие затраты, большая сравнительная эффективность газа и угля в качестве топлив для генерации, нежели для переработки в жидкие аналоги нефтепродуктов
Магнитногидродинамические насосы, магнитногидродинамические генераторы	Принципиальное повышение КПД электростанций, в т. ч. газовых, атомных уже в 1990-2000-х гг.	На уровне экспериментов	Недостижение приемлемых технико-экономических показателей, быстрый износ материалов из-за аномально высоких температур

Источник: [2]

В прогнозном 20-летнем периоде ни в одном из сценариев не ожидается «воскрешения» (достижения прежних ожиданий) рассмотренных технологий по причине или их ограниченной конкурентоспособности на рынке, или требуемых более длительных сроков для выхода на промышленную эксплуатацию. Кроме того, не исключено, что за время до 2040 г. к этому списку не оправдавших надежд технологий могут присоединиться новые, рассматриваемые сейчас в качестве перспективных. Но при анализе развития энергетики за пределами 2040 г. некоторые из рассмотренных технологий могут представлять интерес.

*Мировая история знает немало примеров технологий, которые не смогли оправдать возлагаемые ранее большие ожидания. Некоторые из них с каждым годом представляют всё меньший интерес, сталкиваясь с новыми конкурентными вызовами. Но есть и те, которые ещё имеют потенциал для развития и применения по мере перехода на научную и материально-техническую базу следующих поколений.*

### ***Сроки завоевания рынка технологиями***

Принципиальное значение для практического внедрения технологий и получения эффекта от их использования имеют сроки обновления оборудования и инфраструктуры. При этом нужно понимать, что даже после прохождения научных экспериментов и подтверждения научно-технологических теорий, до начала промышленного использования должны пройти ещё этапы научных экспериментов, промышленной апробации, сертификации, создания необходимого производственного оборудования, обоснования инвестиций и т. д. И если для одних решений (как правило, не дорогих и с небольшими изменениями в сравнении с предыдущими вариантами) на это могут потребоваться месяцы, то для других это годы и десятилетия.

Ускорить процесс могут меры в области стандартизации и другие механизмы стимулирования с учетом проводимой энергополитики.

По сегментам потребления самые длительные сроки обновления наблюдаются в жилищном секторе, что обусловливается большими сроками эксплуатации зданий, которые могут превышать 100 лет. Бытовая техника и легковые автомобили в среднем служат около 15 лет (цифра может заметно отличаться по странам). Автомобили за это время несколько раз могут сменить владельца и даже страну. Самолеты эксплуатируются около 30 лет, но цикл разработки добавляет к этому сроку в среднем около 15 лет. Срок обновления мобильных телефонов, ламп накаливания составляет 2-3 года (Рисунок 8).

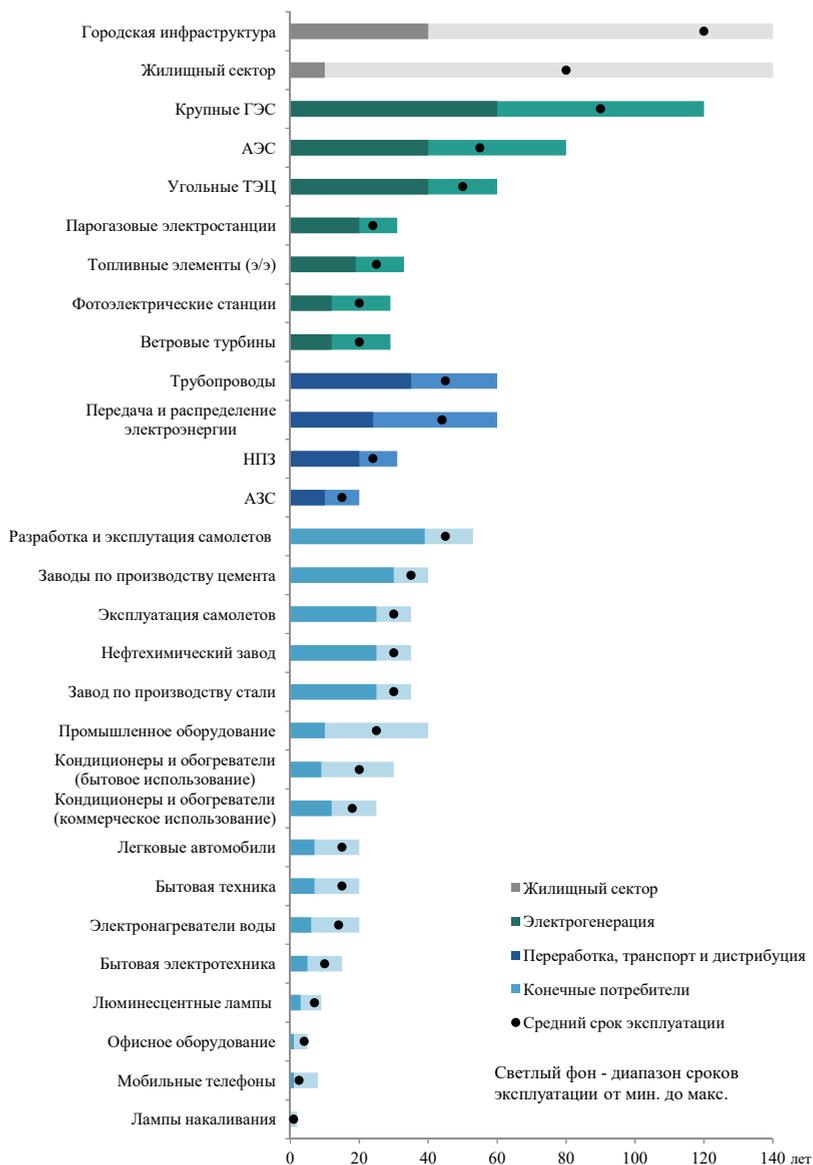


Рисунок 8 – Сроки обновления оборудования и инфраструктуры

Источник: [2]

*Скорость внедрения технологий во многом зависит от темпов обновления оборудования и сроков эксплуатации объектов. Новая технология в мобильных телефонах получит широкое применение (будет использоваться более чем в 50 % оборудования) через 2-3 года, в авиации примерно через 30-35 лет, а в жилищном секторе – более чем через 60 лет.*

## Драйверы разработки технологий

Во многом перспективы разработки и применения технологий зависят от имеющихся для этого драйверов. Представим НТП в виде лестницы, каждая ступень которой означает свой объем работ, на практике характеризующийся количеством человеко-часов и размером финансирования для этого. Предположим, что для существенного прогресса в области атомной энергетики нужно сделать 3 шага, а для прогресса в области накопителей энергии 10 шагов. Вопрос – какая технология будет разработана ранее? Ответ во многом зависит от наличия рыночных драйверов. Ежегодный объем рынка устройств, продажи которых сильно зависят от накопителя энергии (мобильные телефоны, ноутбуки, электромобили и т. д.) более чем в 20 раз выше по стоимости, чем стоимость ежегодно вводимых атомных электростанций. Над технологиями в области накопителей энергии работают сотни компаний по всему миру, в атомной энергетике это около десятка ключевых исследовательских центров. Соответственно очевидно, что накопители пройдут свои 10 шагов прогресса быстрее, чем атомная энергетика совершит даже 2 шага (Рисунок 9).

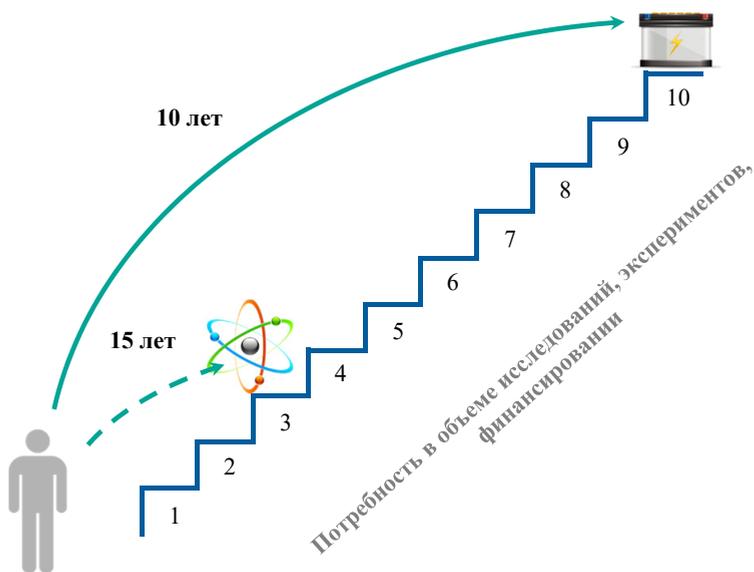


Рисунок 9 – Скорость разработки технологий под влиянием рыночных драйверов

Источник: [2]

*Темпы НТП сильно зависят от наличия рыночных драйверов и государственной политики стимулирования, которые могут ускорять скорость разработки и внедрения технологий в десятки раз.*

Помимо рыночных факторов, существенное влияние на НТП может оказывать государственная политика в виде:

- целевого финансирования программ в рамках научных приоритетов;
- предоставления грантов;
- налогового стимулирования (пониженные налоговые выплаты для отдельных видов деятельности, возможности возмещения уплаченных налогов, льготы для инновационного оборудования и т. д.);
- повышения требований к продукции, стимулирующих разработку и переход на другие технологии (стандарты, требования по доле и пр.);
- управления платами за выбросы;
- прямых ограничений на использование продукции, не соответствующей приоритетам развития (например, ограничение продажи автомобилей с ДВС).

Таким образом, ключевые направления развития НТП в энергетике задаются, прежде всего, рыночными драйверами и энергетической политикой. При этом основой для энергетической политики помимо потребительского спроса часто служат экологические цели, вопросы энергобезопасности и другие факторы.

### ***Ключевые направления НТП в энергетике***

В рамках проведения анализа сложившихся и формирующихся технологических трендов в мировой энергетике в целях определения ключевых направлений ее научно-технологического развития на долгосрочную перспективу рассмотрены следующие технологические направления, детализированные в зависимости от их направления применения и воздействия на энергосистему:

- технологии в электроэнергетике (в целом);
- технологии возобновляемой энергетики;
- технологии накопления энергии (разного типа);
- технологии производства и переработки ископаемых энергоресурсов;
- технологии в секторах потребления.

## **2.1. ТЕХНОЛОГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Электроэнергетика (включая генерацию тепла) – аккумулирует до 38 % спроса на первичную энергию.

В части производства и поставок электроэнергии следует выделить следующие важнейшие направления развития НТП с классификацией по типу источников:

1. Повышение эффективности производства тепловой и электрической энергии из ископаемых источников, достигаемое за счет:

- а) применения когенерационных установок (комбинированного производства тепла и энергии), которое позволяет существенно повысить эффективность и КПД работы тепловых станций (котельных) и электрических станций;
- б) применения в угольной генерации паротурбинных установок со сверхкритическими и суперкритическими параметрами пара, применения котлов с циркулирующим кипящим слоем; а в газовой генерации – прогрессивных парогазовых и газотурбинных установок;
- в) применения в атомной энергетике реакторов на быстрых нейтронах, АЭС нового поколения на базе водо-водяных реакторов, освоения бридерных технологий, внедрения технологий замыкания ядерного топливного цикла;

2. Расширение производства электрической энергии и тепла за счет нетопливной генерации (генерации из возобновляемых источников энергии), повышение эффективности и коммерческой привлекательности ВИЭ, в том числе:

- а) развитие малой гидроэнергетики;
- б) повышение эффективности, надежности и нормативного срока службы больших ГЭС, как следствие – повышение их экономической и энергетической эффективности;
- в) повышение эффективности и снижение стоимости солнечной генерации, достигаемое, в том числе, за счет производства некремниевых фотопреобразователей различного типа, каскадных фотопреобразователей с высоким КПД и повышенным ресурсом;
- г) повышение эффективности и снижение стоимости ветровой генерации;
- д) повышение эффективности работы геотермальных установок, в том числе установок бинарного цикла;
- е) развитие технологий получения электроэнергии и тепла на основе биотоплива и отходов.

3. Повышение эффективности и расширение возможностей использования атомной энергетики.

4. Внедрение цифровых и интеллектуальных систем в электроэнергетику: smart grids, активно-адаптивные сети и микрогриды, виртуальные электростанции, цифровизация и интернет вещей;

5. Развитие технологий накопления, хранения и передачи энергии, которое изменяет само качество энергосистемы, придает ей большую гибкость и адаптивность, реструктурирует саму систему производства, передачи и потребления энергии, сглаживает пики потребления, позволяет расширить зоны распределенной генерации, вовлечь в баланс производства электрической энергии большой объем энергии, генерируемой из ВИЭ. Отдельного внимания заслуживает возможность фрагментарного перехода на системы постоянного потока, что позволяет снизить потери и повысить экономическую эффективность при передаче электроэнергии на большие расстояния.

Рассматриваемые технологические изменения требуют соответствующей оценки воздействия на энергосистему и учета в ходе прогнозирования (Таблица 2).

**Таблица 2 – Влияние выделенных трендов технологического развития на электроэнергетику и методологические особенности учета при прогнозировании**

Тренд технологического развития	Воздействие на электросистему	Учет при прогнозировании
Повышение эффективности производства тепловой и электрической энергии из ископаемых источников энергии.	Снижение удельных расходов используемых ТЭР.	Изменение коэффициентов расхода первичных энерго-ресурсов на производство электрической и тепловой энергии.
Снижение себестоимости производства электрической энергии из ВИЭ.	Расширение производства электрической энергии и тепла за счет нетопливной генерации.	Изменение затрат на производство электроэнергии по типам - учет в показателях межтопливного переключения и структуре ввода новых мощностей в зависимости от конкуренции с другими источниками, дополнительные возможности обеспечения децентрализованного спроса.
Повышение эффективности и расширение возможностей использования атомной энергетики.	Улучшение безопасности, новые способы децентрализованного энергоснабжения.	Переход на новые типы реакторов на результаты прогнозирования существенно не влияет, поскольку их практическое появление ожидается только к концу периода и в виде изменения типа вводимых энергоблоков. Автономные средние и малые АЭС учитываются как дополнительные возможности децентрализованного энергоснабжения.

Продолжение Таблицы 2

Тренд технологического развития	Воздействие на электросистему	Учет при прогнозировании
Внедрение цифровых и интеллектуальных систем.	Повышение гибкости и адаптивности энергосистемы, сглаживание пиковой нагрузки, снижение потерь.	Корректировка режимов нагрузки, снижение ограничений по допустимой доле ВИЭ в электробалансе, расширение возможностей распределенной генерации.
Развитие технологий накопления энергии, удешевление хранения электроэнергии.	Балансировка нагрузки энергосистемы, снижение потребности в резервных мощностях на топливной генерации.	Учет в расчетных блоках в структуре затрат на накопители (в том числе в электроэнергетике, стоимости и параметрах батареи в электротранспорте).

Источник: [2]

Ниже каждое из выделенных направлений развития технологий в электроэнергетике рассмотрено подробнее.

### ***Развитие технологий генерации на ископаемых топливах***

На фоне усиления конкурентных позиций генерации на возобновляемых источниках энергии происходит и совершенствование «традиционной» топливной генерации, в первую очередь угольных и газовых станций. Здесь, агрегируя весь имеющийся набор разработок, можно выделить следующие ключевые направления технологического развития:

1. Повышение коэффициента полезного действия (КПД) электростанций (как следствие - повышение эффективности преобразования энергии топлива в электричество и тепло, поступающее конечному потребителю). К этому технологическому направлению целесообразно отнести:

1.1) внедрение теплоэнергетических установок «предельной эффективности», на газовых турбинах сверхбольшой мощности;

1.2) развитие газовых турбин со сложным циклом, включая промежуточное охлаждение воздуха и изотермический подвод тепла;

1.3) применение паровых турбин в угольной генерации, с суперсверхкритическими параметрами пара;

1.4) внедрение паровых угольных турбин с внутрицикловой газификацией угля;

2. Повышение экологических характеристик угольных и газовых ТЭС в целях снижения объема вредных выбросов, как следствие - повышение их экономической конкурентоспособности, особенно в тех странах, где существует жесткое экологическое законодательство. В частности к этому направлению относятся:

- 2.1) применение низкоэмиссионных камер сгорания на газовых станциях, применение систем фильтров и сажеуловителей;
- 2.2) применение установок очистки дымовых газов (скрубберов) на угольных станциях;
- 2.3) применение мембранных технологий разделения воздуха и выхлопных газов на угольных ТЭС;
- 2.4) применение технологий транспортировки и захоронения углекислого и дымовых газов угольных электростанций [8].

*На фоне удешевления ВИЭ улучшаются показатели и для генерации на ископаемых топливах. Повышение КПД способствует снижению операционных расходов и удельных показателей по выбросам, дополнительные технологические инновации стимулируются экологическими ограничениями.*

Методологически в рамках прогнозирования на модельно-информационном комплексе ИНЭИ РАН учет этих технологий производится при формировании электробалансов, посредством изменения параметров затрат традиционной генерации, а также изменения коэффициентов перевода затрачиваемых на генерацию энергоресурсов (угля, газа) в получаемую электрическую и тепловую энергию.

### ***Развитие атомной энергетики***

Помимо совершенствования работы существующих энергоблоков АЭС к приоритетным направлениям технологического развития атомной энергетики относятся:

- создание реакторов 4 поколения (сверхкритическое давление пара, повышение КПД);
- развитие технологий малых АЭС и вариантов децентрализованного энергоснабжения;
- переход на замкнутый топливный цикл (позволяет существенно повысить эффективность использования топлива и кардинально уменьшить объем радиоактивных отходов).

Помимо этого долгосрочным научным приоритетом (практически не имеющим шансов на переход в промышленное использование на горизонте до 2040 г.) является продолжение работы над технологиями управляемого термоядерного синтеза.

*Совершенствование работы АЭС в рамках существующих технологий, создание реакторов 4 поколения, развитие технологий малых АЭС, замкнутый топливный цикл – приоритетные направления развития атомных технологий. В долгосрочной перспективе – надежды на управляемый термоядерный синтез.*

### ***Новые решения в области спроса, производства и управления энергосистемой (интернет вещей, цифровизация и др.)***

Новые решения в области спроса, производства и управления позволяют изменить саму идеологию функционирования электросистемы, включая режимы её работы. Выделим основные направления, которые в определенных комбинациях часто относят к одному из современных перспективных трендов развития (Индустрия 4.0, Интернет вещей, Цифровизация и др.):

- *«умные устройства - потребители энергии»*. Фактически сегодняшние простые потребители могут перейти из разряда пассивных в активных участников системы. Это 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 и частично окупать затраты на эти накопители. Во многом перспективы интеграции конечного оборудования в систему и работы в ней зависят от самой сети и регулирования этой сферы;
- *«умные сети»* - ключевой элемент системы, позволяющий интегрировать и обеспечивать эффективное функционирование всех её элементов (производителей электроэнергии, потребителей, аккумулирующего оборудования, сетевой инфраструктуры) с учетом новых технологических возможностей в реальном режиме времени. Одним из главных 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 аккумуляции и гибко синхронизировать и управлять нагрузкой. Умные сети в совокупности с умными устройствами потребления создают условия для формирования *Интернета вещей* в электроэнергетике;
- 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, содер-

жащего 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;

- развитие *распределенной генерации*. 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. Это может быть как электроэнергия, произведенная на локальных источниках, так и энергия из систем аккумулирования.

Отдельно следует выделить появляющиеся возможности по децентрализованному энергоснабжению, в частности за счет оборудования, позволяющего комбинировать различные варианты производства электроэнергии на основе одного-двух видов ВИЭ (солнечная, ветровая, геотермальная, биоэнергия), накопителей и резервной генерации на ископаемых топливах (СУГ, СПГ, дизтопливо, нефтепродукты). В регионах удаленных от централизованных энергосистем такие решения высоко востребованы.

*Новые решения в области спроса, производства и управления электросистемой позволяют изменить саму идеологию её функционирования. Потребители будут переходить из разряда пассивных в активные участники системы, адаптируясь к режимам и нагрузкам, получая возможность выступать в роли поставщика электроэнергии. Это будет стимулировать, в том числе, развитие распределенной генерации. Локальные накопители возьмут часть нагрузки по балансировке неравномерности. В результате повысится гибкость и надежность больших систем. Для минимизации рисков на фоне усложнения системы необходимо развитие работы над цифровыми двойниками.*

## **2.2. ТЕХНОЛОГИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Возобновляемая энергетика находит применение в различных секторах использования энергии, одним из которых является электроэнергетика. Именно поэтому в данной работе она рассматривается как отдельное направление НТП.

Развитие технологий генерации из ВИЭ – ключевая тенденция, наметившаяся в электроэнергетике с началом XXI века. Солнечная, ветровая, гидроэнергия и энергия биомассы совокупно увеличили свою долю в электробалансе мира с 9 % в 2000 г. до 14 % в 2016 г., показав абсолютный прирост энергопроизводства с 330 млн т н. э. до 723 млн т н. э. Значительный прогресс по росту доли ВИЭ в электробалансе во многом был обусловлен успехами НТП в сфере выработки электрической и тепловой энергии из этих источников.

### ***Развитие технологий производства электроэнергии и тепла на основе ВИЭ***

По состоянию на конец 2017 г., по данным [9], на долю так называемых «новых/современных ВИЭ» (без учета традиционной большой гидроэнергетики) пришлось 10,1 % от глобальной выработки электроэнергии. Наиболее распространенными из них стали - ветровая энергетика (5,6 % от общей генерации), биоэнергетика (2,2 %) и солнечная энергетика (1,9 %). Общая установленная мощность новых ВИЭ практически утроилась к 2017 г. до 1081 ГВт по сравнению с 2010 г., когда этот показатель составлял всего 312 ГВт.

Такую уверенную поступательную динамику сектору обеспечивает существенное снижение затрат на производство, которое происходит на фоне комплексных программ его поддержки, развития технологий и накопления значительного опыта успешно реализованных проектов с постоянно растущим эффектом масштаба.

#### ***Солнечная энергетика***

В сфере солнечной генерации технологический прогресс сосредоточивается на двух ключевых направлениях:

1. Фотоэлектрические установки, осуществляющие *превращение солнечной энергии в электрическую энергию за счет фотоэлектрических преобразователей*. Они применяются как на уровне крупных электростанций, так и на уровне небольших распределенных генерирующих объектов, предназначенных для электроснабжения домохозяйств, небольших промышленных объектов и других потребителей. Рассматривается множество вариантов дальнейшего развития технологий в области фотовольтаики, направленных на снижение

производственных затрат и повышение потребительской привлекательности решений. Среди них:

- применение бескремниевых технологий;
- двусторонние модули;
- панели, совмещенные с конструктивными элементами зданий (встроенные в черепицу, окна и т.д.);
- модули, установленные на транспортных средствах и встроенные в бытовые приборы.

Считается, что потенциал к сокращению затрат есть и при использовании прочего оборудования на электростанциях.

Потенциал для дальнейшего сокращения стоимости производства электроэнергии из солнечной энергии оценивается в пределах 50 % к 2040 г.

2. Солнечные *термальные установки, конвертирующие солнечную энергию в тепловую*. Развитие технологий ожидается как в части прогресса в работе самих коллекторов (прежде всего вакуумных и плоских), так и в части расширения коммерческой привлекательности предлагаемых решений на коммерческом и бытовом уровнях.

### *Ветровая энергетика*

Существенный прогресс в последние десятилетия достигнут в области ветрогенерации. Удельная стоимость производства ветровой энергии снизилась за период с 1984 по 2014 гг. в 2,2 раза для установок наземного базирования, но здесь потенциал «кривой обучения» практически исчерпан. Связано это с выходом на близкие к рациональным параметры установок по мощности, высоте, длине лопастей, диаметру ротора и пр. Таким образом, в технологическом плане возможны только незначительные совершенствования. По различным оценкам к 2040 г. потенциал удешевления производства ветровой электроэнергии на суше ограничивается 20 %.

Хороший теоретический потенциал для наращивания производства электроэнергии имеют офшорные (морские) ветроустановки, благодаря наличию больших свободных пространств для размещения и относительно постоянному ветру на открытых пространствах. Но они оказываются существенно дороже установок на суше из-за потребности строительства специальных сложных фундаментов (или использования плавучих платформ с якорным креплением), необходимости установки в море генератора, более дорогих монтажных работ и затрат на обслуживание, ограниченного доступа в плохих погодных условиях, потребности прокладки подземных кабелей и других факторов. Также следует учитывать, что, в отличие от наземных, морские установки целесообразно устанавливать сразу в рамках ветропарка с большими мощностями (варианты точечного распределенного строительства с гибкой интеграцией в сеть экономически не эффективны), что требует привлечения сразу больших инвестиций и решения вопросов с интеграцией в энергосистему. Конструкция

самых турбин во многом уже отработана при создании установок на суше. Но для морских станций значительная часть расходов связана со строительством инфраструктуры и обслуживанием (около 60 %). Именно в этом направлении и ожидаются основные усилия НТП, которые позволят снизить затраты. Потенциал снижения затрат для морской ветроэнергетики оценивается до 35 % к 2040 г. Но необходимо понимать, что стоимость производства будет сильно зависеть от конкретных условий установки ветропарков – глубин, расстояния до суши, характеристик потоков ветра и т. д. Очевидно, что самые привлекательные районы будут востребованы в первую очередь, а дальше придется идти в более сложные места расположения. Учитывая технические условия и к 2040 г. офшорная ветроэнергетика будет оставаться не менее чем в 1,5 раза дороже, чем на суше. Но эффект масштаба и возможность задействования новых площадей смогут частично компенсировать разрыв по затратам.

*Технологии ветровых турбин уже в высокой степени освоены. Дальнейший прогресс в ветровой энергетике преимущественно связан с совершенствованиями сопутствующих конструкций и оборудования, особенно для офшорных парков. Потенциал удешевления производства электроэнергии из ветра на суше оценивается до 20 % к 2040 г, а на шельфе – до 35 %.*

### *Геотермальная энергетика*

Продолжают развиваться технологии геотермальных электростанций (ГеоЭС), применяемых для производства электрической энергии за счет тепловой энергии геотермального источника (в том числе ГеоЭС на перегретом паре, ГеоЭС с технологиями прямого цикла, ГеоЭС с технологиями бинарного цикла, ГеоЭС с технологиями прямого и бинарного цикла) и тепловых насосов – использующих геотермальную энергию, преобразуя ее в полезное тепло. Ключевое направление технологического развития - переход от ГеоЭС прямого цикла к комбинированным и бинарным системам. Экономика геотермальных станций сильно зависит от места применения и масштаба. Но уже сегодня многие решения вполне конкурентоспособны, обычно это относится к зонам сейсмической активности. Чем быстрее изменение температуры при увеличении глубины от поверхности, тем лучше технико-экономические условия для работы геотермальных установок.

### *Биогаз*

Биогаз производится посредством анаэробного брожения биомассы или в ходе термохимических процессов. Обычно классифицируют четыре вида биогаза по способам получения:

- свалочный газ;
- газ сточных вод;
- биогаз, полученный из других источников в результате брожения (в частности в ходе ферментации органических отходов и энергетических культур);
- биогаз, полученный в результате сильного нагрева (чаще в качестве сырья рассматриваются отходы биомассы, например при деревообработке или бытовые отходы).

Четвертая технология, основанная на термохимических процессах, рассматривается в качестве перспективной, но пока стадию коммерциализации не прошла. Она предполагает нагрев сырья до температур 700-1500°C с последующим отделением отходов и синтетического газа, который после процедур фильтрации и охлаждения превращается в биометан. Построено несколько пилотных заводов в разных странах ЕС, главной целью которых является апробация и отработка технологий.

Три первых технологии основаны на хорошо изученных методах анаэробного брожения, однако потенциал для технологического совершенствования применяемого оборудования и схем работы остается достаточно большой.

В состав биогаза входит 50-85 % метана, что предопределяет его ценность как энергоресурса (Таблица 3). Однако наличие других компонентов в большинстве случаев требует применения очистки перед использованием.

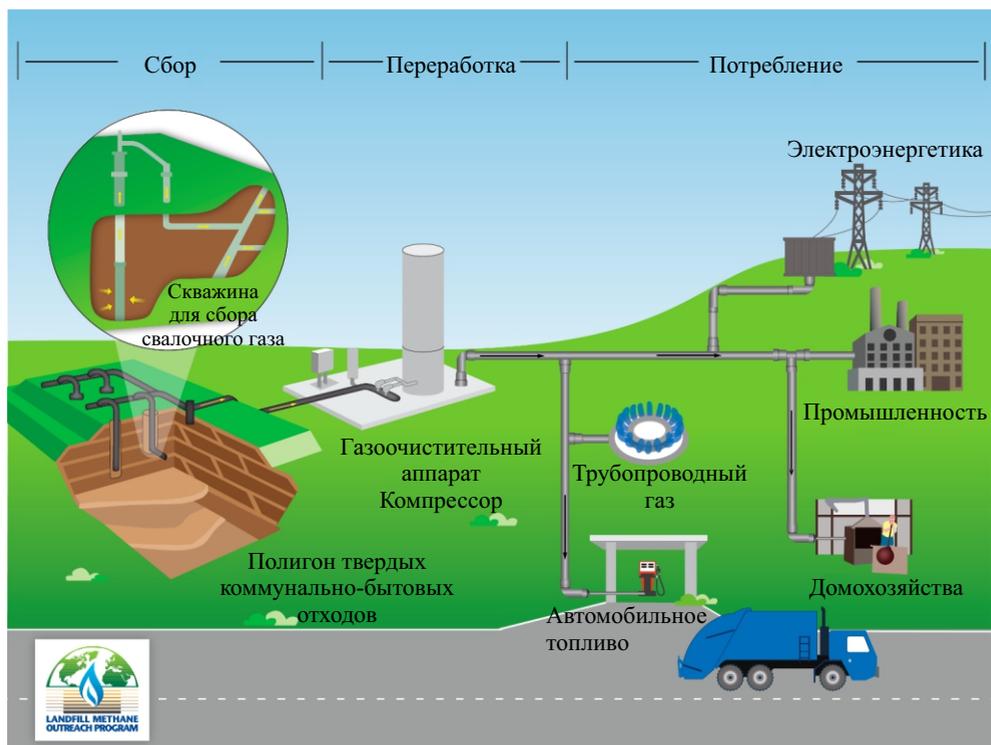
**Таблица 3 – Химический состав биогаза в сравнении с природным газом**

Компоненты	Биогаз анаэробной ферментации	Природный газ
Метан	50-85 %	83-98 %
Углекислый газ	15-50 %	0-1,4 %
Азот	0-1 %	0,6-2,7 %
Кислород	0,01-1 %	-
Водород	менее 1 %	-
Сероводород	менее 1 %	-
Аммиак	менее 1 %	-
Этан	-	до 11 %
Пропан	-	до 3 %

Источник: [10]

Технология получения биогаза методом анаэробного брожения во многих случаях предполагает наличие биогазовой установки в виде емкости, внутри которой и происходит процесс брожения. Значительно отличается от такого подхода технология производства свалочного газа, где исходной емкостью фактически служит весь полигон. Процесс подготовки полигона направлен не только на получение биогаза, но и на минимизацию ущерба окружающей среде от поступающих отходов. При этом целесообразно чтобы эти отходы предва-

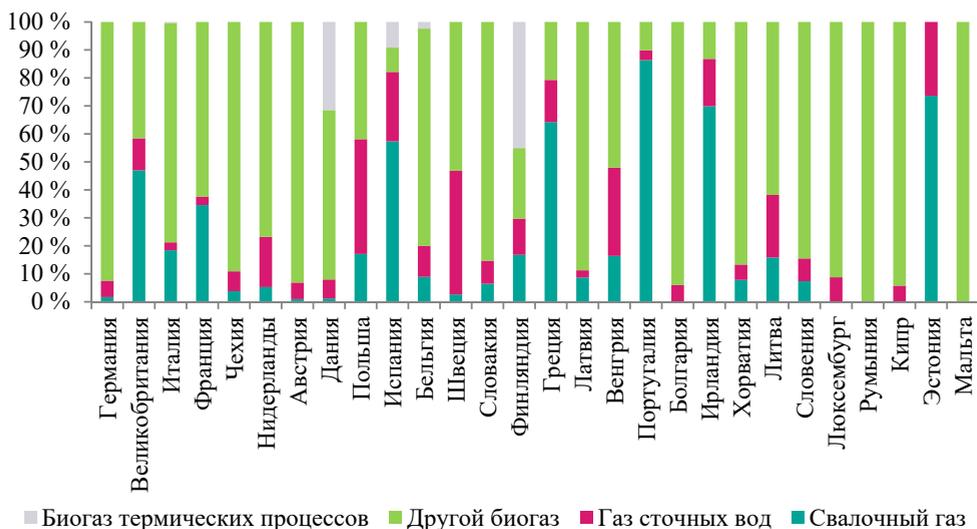
рительно прошли этап сортировки с отделением всех составляющих, пригодных для повторной переработки. Полигон оборудуют на месте естественного, или специально вырытого углубления, которое накрывают мембраной и слоем глины, не позволяющими попадать в почву и грунтовые воды вредным продуктам гниения. При загрузке отходов производят трамбовку, а сверху накрывают ещё одним изоляционным слоем (например, глины) во избежание рассеивания. Сверху идет покрытие мембраной и ещё одним защитным покрытием, например слоем почвы. Впоследствии бурятся скважины, монтируются трубы и насосное оборудование. Получаемый газ проходит процедуры очистки и может использоваться для различных целей (Рисунок 10).



**Рисунок 10 – Схема получения и использования свалочного газа**

Источник: [11]

Предпочтения в использовании разных методов получения биогаза достаточно сильно отличаются по странам. Это связано с локальными производственными возможностями, национальными приоритетами и механизмами поддержки, уровнями разработки и доступностью технологий. Для массового бизнеса это достаточно молодое направление, поэтому часто в ходе практической апробации технологий отрабатываются и сами бизнес-схемы работы. В странах ЕС наиболее распространено производство свалочного газа, газа на сельхозпредприятиях и очистных сооружениях (Рисунок 11).



**Рисунок 11 – Сырье для производства биогаза в странах ЕС в процентном отношении**

Источник: [12]

Во многих случаях стимулом для производства биогаза являются не только энергетические потребности, но и решение проблем, связанных с сырьем для его производства. В частности это касается использования свалочного газа, перепроизводства навоза, утилизации пищевых отходов и невостребованных энергетических культур.

Достаточно активно начал развиваться бизнес в сфере малых биогазовых установок, которые применяются на небольших объектах, в частности домохозяйствах. С их помощью есть возможность получать тепло и электроэнергию на основе биогаза, вырабатываемого из бытовых отходов и продуктов жизнедеятельности.

С экономической точки зрения большой интерес биогаз представляет для мест, где по разным причинам отсутствует централизованное энергоснабжение и все альтернативы достаточно дороги. Во многих странах это достаточно крупные территории. Достаточно сильно перспективы биогаза зависят от платежеспособности потребителей. В одних местах получается вполне приемлемая экономика, а в других не обойтись без поддержки и дотаций. В качестве примера целевых программ поддержки можно привести Africa Biogas Partnership Programme, которая направлена на обеспечение энергией 500 тыс. людей в африканских странах [13]. По состоянию на середину 2018 г. уже 320 тыс. из них получили доступ к энергии посредством биогаза [14].

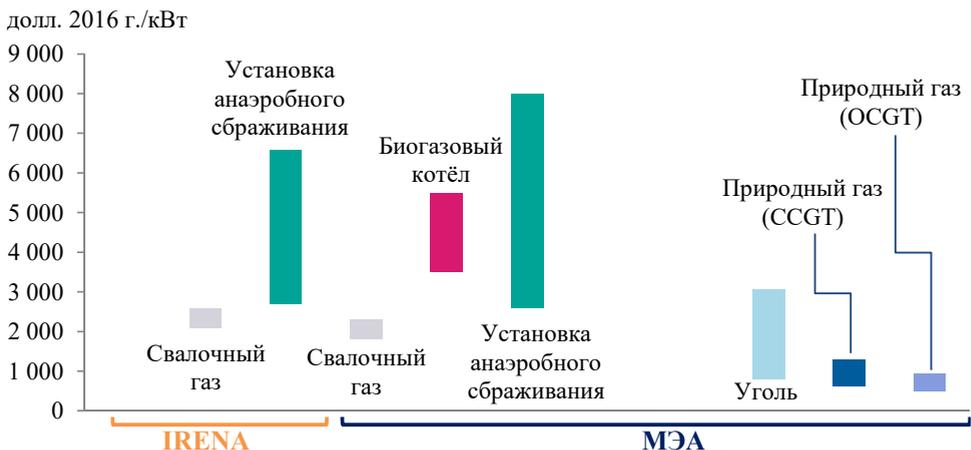
Капитальные затраты в установки анаэробного брожения во многом зависят от размера последних и находятся в диапазоне 3500-5000 долл./куб. м в час мощности [15]. Установки для переработки биогаза в биометан стоят 1950-2600 долл./куб. м в час при объемах поступаемого

газа от 800-1000 долл./куб. м в час, но при снижении мощности себестоимость производимого биометана заметно возрастает [16]. Капитальные затраты в генерацию электроэнергии на установках анаэробного сбраживания в несколько раз выше, чем в угольной и газовой генерации, но для свалочного газа они находятся в пределах затрат угольной генерации (Рисунок 12).

Средняя себестоимость биометана, включая затраты на производство, очистку и поставку в сеть, составляет [18], [16]:

- для промышленных и бытовых отходов (свалочный газ) от 1300 долл./тыс. куб м (для малых объектов) до 400 долл./тыс. куб м (для больших полигонов);
- для сельскохозяйственных отходов животного происхождения (навоз) от 1400 долл./тыс. куб. м (для малых установок) до 470 долл./тыс. куб. м (для больших установок);
- для сельскохозяйственных растительных культур от 1700 долл./тыс. куб. м. (для малых установок) до 850 долл./тыс. куб. м (для крупных установок).

Себестоимость производства свалочного газа (без учета очистки, переработки до биометана и затрат на поставку в сеть) составляет от 100 долл./тыс. куб. м. Такой стоимости можно достичь в случае отрицательных затрат на исходное сырье, выражаемых в форме платы за утилизацию отходов.

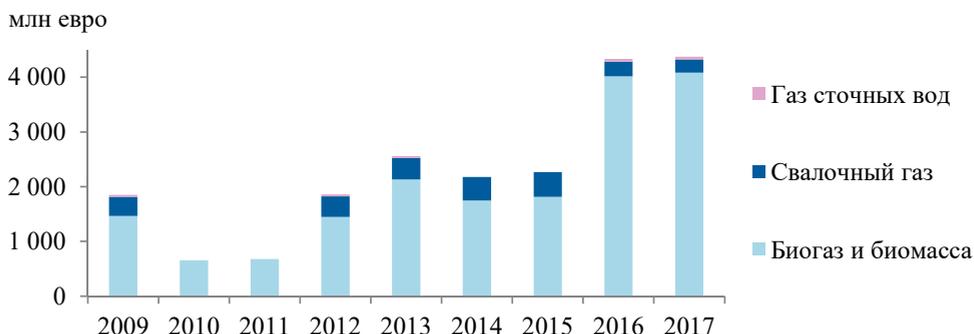


**Рисунок 12 – Диапазон средних капитальных затрат для электрогенерирующих биогазовых установок и станций на ископаемых топливах, долл. 2016 г./кВт**

Источник: [2] по данным [17], [15]

Стоимость электроэнергии (LCOE), произведенной на основе свалочного газа составляет около 10 цент/кВт·ч (6,5 руб.) при использовании установки 5 МВт, затраты на получение электроэнергии на основе анаэробного брожения варьируются в диапазоне 6-17 цент/кВт·ч (3,9-11 руб.) при мощности 1 МВт [19].

Активное развитие биоэнергетики сильно зависит от государственной поддержки, в частности в ЕС на эти цели с 2013 г. ежегодно выделяется более 2 млрд евро (Рисунок 13).



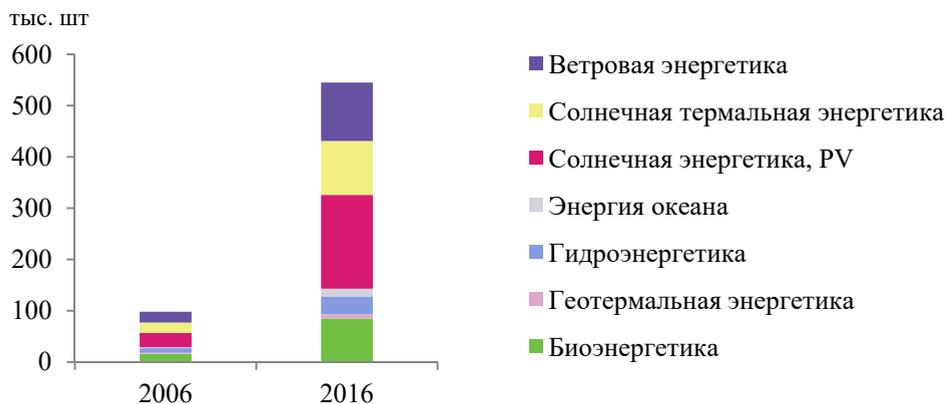
**Рисунок 13 – Объем государственной поддержки для биоэнергетики в странах ЕС в 2009-2017 гг., млн евро**

Источник: [2] по данным [20]

Наиболее востребованы технологии биогаза в местах децентрализованного энергоснабжения и где стоит параллельная задача по утилизации разного вида отходов.

### Патенты

В период с 2006 по 2016 гг. количество зарегистрированных патентов, связанных с ВИЭ, выросло более чем в пять раз, составив на 2016 г. более полу-миллиона патентов, что говорит о высокой активности научных изысканий в этой области (Рисунок 14). Более половины из них ориентированы на развитие солнечной энергетики.

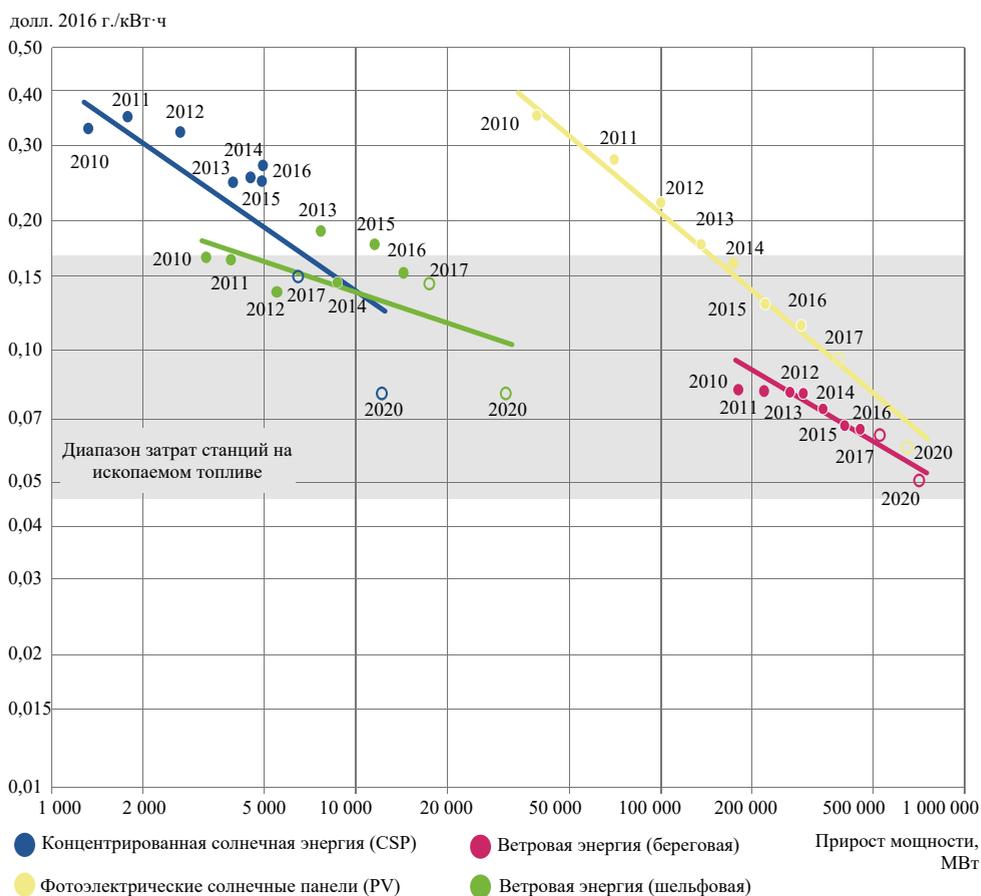


**Рисунок 14 – Количество патентов в различных сегментах альтернативной энергетики, тыс. шт.**

Источник: [21]

### Экономика и конкурентоспособность

Еще одним показателем, характеризующим как развитие технологий в секторе, так и эффект масштаба, является снижение удельных дисконтированных затрат производства электроэнергии (LCOE) для основных технологий ВИЭ за период 2010-2020 гг. (Рисунок 15). Приведенные данные демонстрируют не только значительное сокращение предельных затрат, но и постепенное начало экономической конкуренции возобновляемой энергетики с традиционной, основанной на использовании ископаемых топлив (в условиях существующих механизмов поддержки и без учета системных эффектов). Наиболее конкурентоспособными из представленных являются технологии выработки электроэнергии на базе береговых ветропарков и солнечных (PV) установок.



**Рисунок 15 – Изменение удельных дисконтированных затрат производства электроэнергии и прирост мощностей для основных технологий ВИЭ, 2010-2020 гг.**

Источник: [21]

**Справочная информация:**

Для иллюстрации экономического эффекта от развития технологий в секторе ВИЭ использован показатель LCOE (levelized cost of electricity), который позволяет сравнивать стоимость киловатт-часа, произведенного на различных типах электростанций в течение всего их жизненного цикла. Для расчета стоимости электроэнергии учитываются амортизированные капитальные затраты и текущие эксплуатационные расходы, а также кредитные ставки по привлекаемым финансовым ресурсам и норма прибыли для инвестиций.

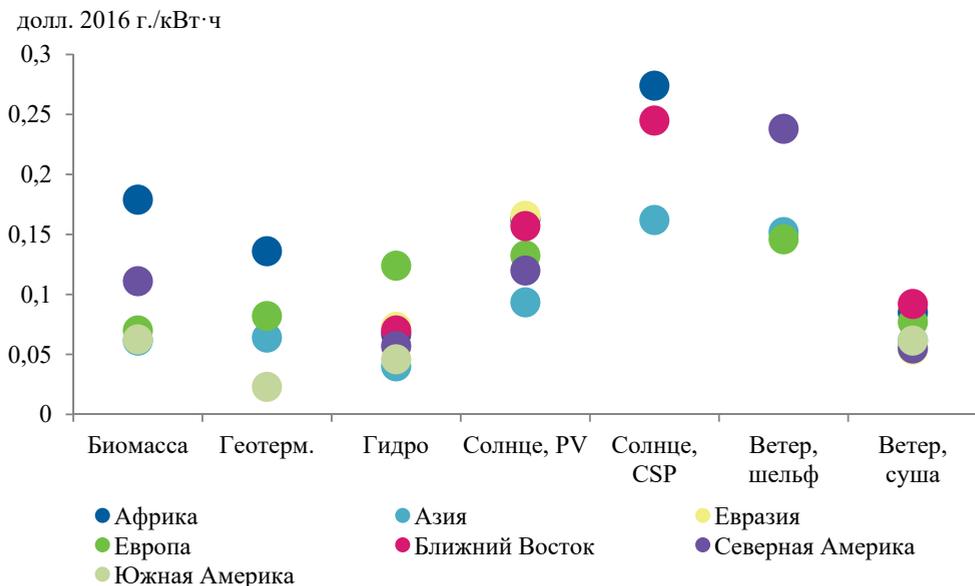
В данном разделе приведены данные по LCOE для различных станций на базе ВИЭ, которые рассчитаны Международным агентством по ВИЭ (IRENA). При расчетах стоимость заемного капитала и ставка по возврату инвестиций установлены на уровне 7,5 % для развитых стран и Китая и 10 % для всех прочих стран.

Расчеты LCOE учитывают фактические затраты без анализа влияния разных форм финансовой и регуляторной поддержки. Также не принимаются в расчет сетевые затраты по балансировке системы, необходимости поддержания резервных мощностей и прочие системные эффекты.

Расчеты LCOE на практике являются ориентиром для формирования льготных и премиальных тарифов, принятых во многих странах для стимулирования сектора ВИЭ, а также используются при проведении аукционов, которые постепенно приходят на смену практике установления льготных тарифов. Дальнейшее снижение полных приведенных затрат на производство электроэнергии на базе основных технологий будет определять не только развитие технологий, но и постепенное вовлечение этого сектора в конкурентные рыночные условия путем проведения аукционов или тендеров. Аукционы/тендеры – это конкурентная форма отбора предложений на поставку электроэнергии на базе ВИЭ согласно предварительно заявленным условиям и на определенные периоды, на условиях состязательности для выявления победителя, предложившего лучшие условия [22]. В ходе аукциона определяется компания, получающая право строить мощности и в последующем поставлять электроэнергию согласно условиям конкурса. Такие процедуры начали активно применяться с 2015 г. Предполагается, что тендеры постепенно заменят иные формы финансирования альтернативной энергетики. Результаты проведенных в 2017-2018 гг. аукционов по приобретению электроэнергии на основе ВИЭ для проектов, которые вступают в строй в течение нескольких лет, показывают дальнейшее снижение затрат на ее производство. 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) уста-

новки – предполагается на уровне 5 центов/кВт·ч, а для шельфовых ветропарков и CSP установок – на уровне 7-8 центов/кВт·ч [21]. Очевидно, что затраты на производство электроэнергии на основе ВИЭ сильно зависят от природных условий конкретной страны. Например, на Ближнем Востоке и в Австралии солнечная инсоляция значительно выше европейской, к тому же максимум инсоляции совпадает с максимумом спроса на электроэнергию из-за потребности в кондиционировании, что позволяет солнечной энергии хорошо встраиваться в баланс нагрузки энергосистем.

Важно также учитывать и серьезную региональную дифференциацию производственных затрат в альтернативной энергетике. Самые низкие значения традиционно демонстрируют проекты ВИЭ в Азии, в то время как другие регионы нередко превышают этот уровень вдвое (Рисунок 16). Низкий уровень затрат на производство возобновляемой энергии, прежде всего в Китае и Индии, определяет целый ряд специфичных региональных факторов: низкая стоимость труда, первичных материалов и производства.

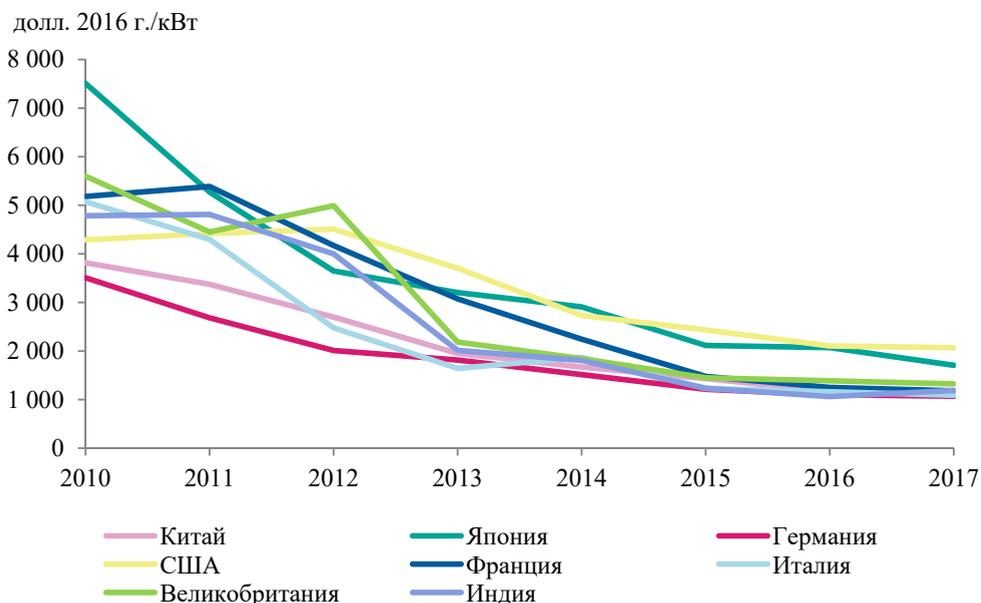


**Рисунок 16 – Дифференциация LCOE по технологиям и регионам, долл. 2016 г./кВт·ч**

Источник: [21]

Наиболее впечатляющие результаты по снижению стоимости производства энергии по мере развития технологий демонстрирует солнечная (PV) энергетика, где капитальные затраты для промышленных установок в период с 2010 по 2017 гг. сократились на 68 %, а показатель LCOE – на 73 %. Важно отметить, что наибольшее снижение капитальных затрат отмечено в период до 2013 г., после чего с 2013 по 2015 гг. ежегодные темпы заметно сокращаются, а в период с 2015 по 2017 гг. снижение затрат для большинства регио-

нов за исключением Японии и США практически прекращается (Рисунок 17). Унификация технологий и накопление значительного производственного опыта способствовали также сокращению региональной дифференциации. Для CSP-проектов (параболические и башенные установки) капитальные затраты в период с 2010 по 2017 гг. сократились на 27 %, а показатель LCOE – на 33 %.



**Рисунок 17 – Динамика удельных капитальных затрат для промышленных PV-установок, долл./кВт**

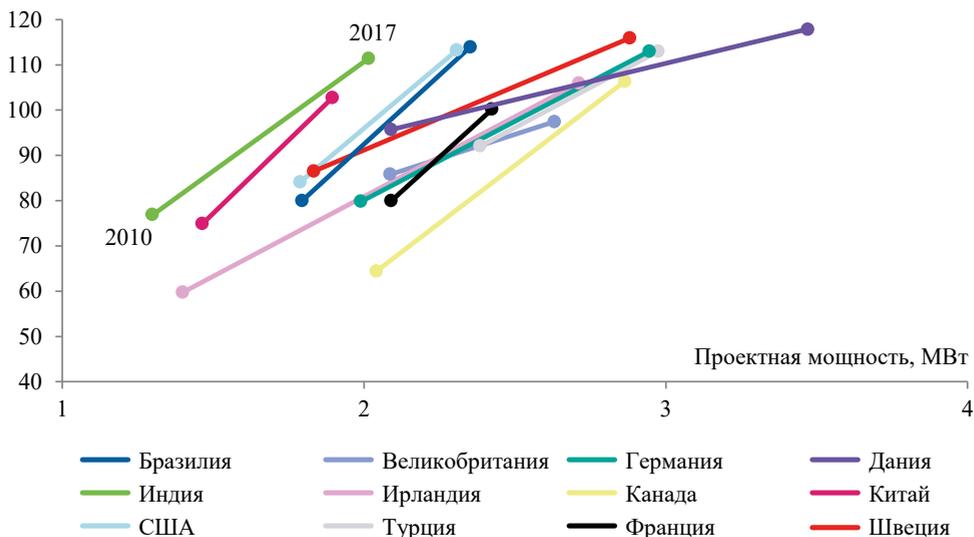
Источник: [21]

Ветровая энергетика показывает существенно более скромную динамику удешевления по сравнению с солнечной. Удельная величина капитальных затрат для береговых ветропарков, введенных в строй в 2017 г., на 20 % ниже уровня 2010 г., при этом показатель LCOE сократился на 22 %. Для шельфовых ветропарков эти показатели составили 2 и 13 % соответственно. Технологическое развитие в секторе шло в основном за счет увеличения мощности установок при увеличении диаметра роторов, для отдельных проектов 2017 г. диаметр лопастей ротора уже превысил 110 м (Рисунок 18). Однако по состоянию на 2019 г. технологии уже вышли на близкие к рациональным параметрам – больше не отмечается прежних темпов сокращения затрат при увеличении размеров ротора и лопастей.

Несмотря на технологический прогресс и масштабирование использования ВИЭ, позволившие снизить затраты на производство электроэнергии на солнечных и ветровых установках, важным фактором в развитии этого направления остается государственная поддержка. Приведем в качестве иллюстрации энергетику Германии, для которой сектор ВИЭ является очевидным приорите-

том. По данным национального регулятора BNetzA в 2010 г. общие выплаты и компенсации операторам станций ВИЭ составляли 13,2 млрд евро, а по итогам 2017 г. они выросли более чем в два раза – до 30 млрд евро. Даже к 2035 г. сектор не сможет обойтись без массивной поддержки, которая оценивается на уровне около 26 млрд евро. BNetzA также отслеживает распределение этих средств по подотраслям (ветровая, солнечная, биоэнергетика и пр.), что позволяет подсчитать удельную величину полных финансовых субсидий на единицу продукции по отдельным технологиям (Рисунок 19).

Диаметр ротора, м

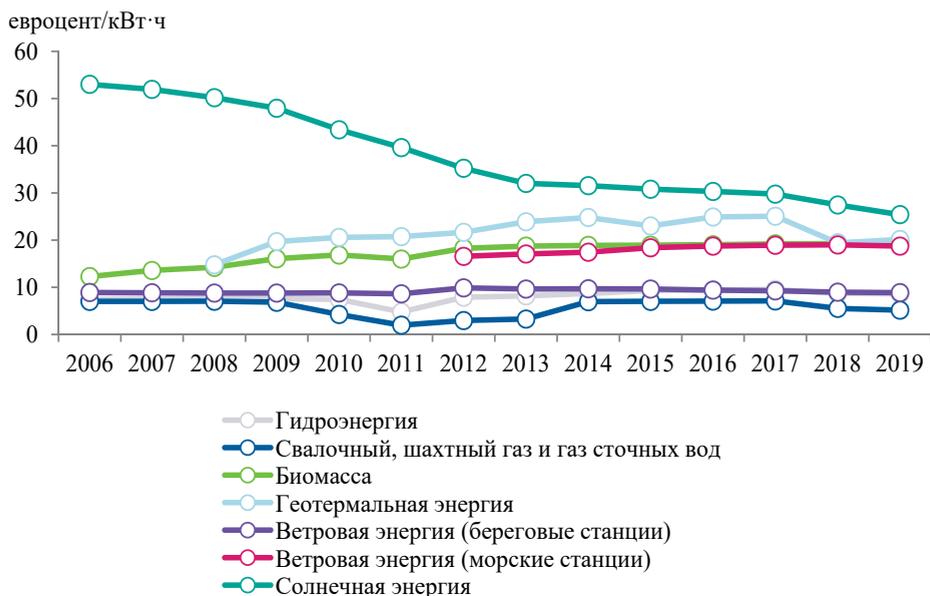


**Рисунок 18 – Проектные параметры для береговых ветропарков в различных странах, 2010-2018 гг.**

Источник: [23]

На фоне падения капитальных затрат, льготных тарифов и аукционных закупок электроэнергии на основе ВИЭ, компенсационные выплаты для всех альтернативных энергоисточников на протяжении последних десяти лет в Германии либо держатся на неизменном уровне, либо даже растут (биомасса, ветер-шельф). Единственным исключением стали солнечные (PV) установки. Компенсационные выплаты за киловатт электроэнергии на базе PV сократились почти в два раза с 2006 по 2018 гг. Наименьший уровень компенсационных доплат – в среднем 9 евроцентов в 2017 г. – получали береговые ветропарки и малая гидроэнергетика, в то время как шельфовые установки и биостанции – почти 19 евроцентов за кВт·ч.

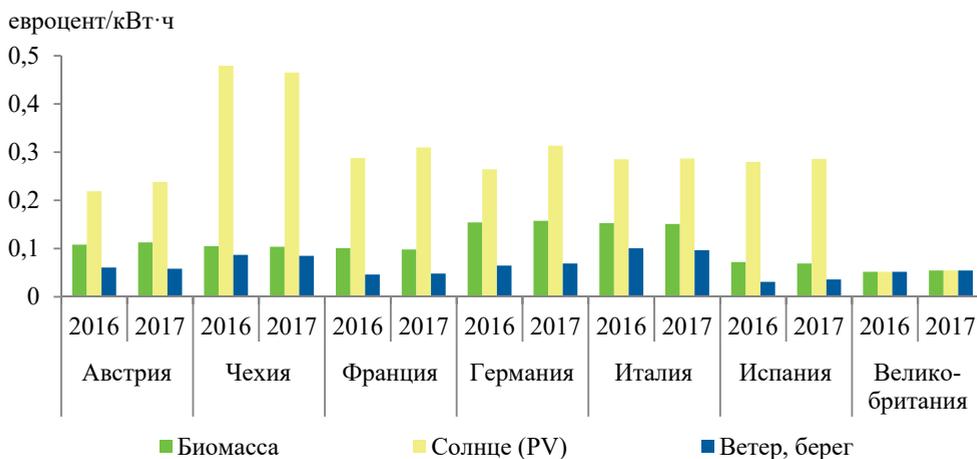
Приоритеты в поддержке различных категорий ВИЭ в целом схожи в различных странах Европы и зависят от стоимости производства электроэнергии, но уровни отличаются (Рисунок 20). Исключение составляют только несколько стран, которые не подразделяют механизмы поддержки на виды ВИЭ – Великобритания, Румыния, Польша, Эстония.



\*для 2017-2018 г. приведена оценка IRENA для удельных затрат (LCOE) в Германии.

**Рисунок 19 – Удельные компенсационные выплаты на поддержку ВИЭ-энергетики в Германии, 2006-2018 гг., евроцент/кВт·ч**

Источник: [24]



**Рисунок 20 – Общие фактические удельные затраты на поддержку ВИЭ-энергетики в некоторых странах ЕС, 2016-2017 гг., евроцент/кВт·ч**

Источник: [25]

Финансовая поддержка в совокупности с мерами нефинансовой помощи для многих стран является ключевым инструментом, позволяющим наращивать мощности ВИЭ, сглаживая дисбаланс по затратам в сравнении с ископаемыми топливами.

### 2.3. НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ

Развитие систем накопления энергии имеет принципиальное значение для перспектив энергетических рынков. Сектора спроса характеризуются высокой степенью неравномерности потребления, существенные дисбалансы есть и в возможностях производства отдельных видов энергоресурсов, в частности ВИЭ. Появление новых экономически приемлемых решений по выравниванию нагрузки способно существенно перестроить систему энергообеспечения. Параллельно накопители открывают новые потребительские возможности для автономного использования различного оборудования и транспортных средств.

Хранение энергии – это один из способов балансировки нагрузки, возникающей из-за особенностей потребления и производства энергоресурсов. Рассмотрим, к примеру, автотранспорт. Потребность в потреблении бензина, дизельного и другого топлива достаточно сильно различается по времени суток, сезонам. Но суточная неравномерность достаточно просто сглаживается емкостью бензобаков, хранилищами АЗС, а также запасами на нефтебазах и в трубопроводах. Таким образом, добычной сектор может работать относительно стабильно в течение дня. Сезонная неравномерность частично сглаживается запасами в нефтехранилищах, частично оптимизацией сроков ввода и ремонтов месторождений. Переход на использование электротранспорта или ликвидирует гибкость, которая имелаась на этапе «НПЗ-потребитель» и перекладывает нагрузку на электростанции, или вынуждает заменять её другими решениями.

*Появление новых экономически приемлемых решений по выравниванию нагрузки способно существенно перестроить систему энергообеспечения, изменить действующую систему ограничений. Параллельно накопители открывают новые потребительские возможности для автономного использования различного оборудования и транспортных средств.*

В широком смысле накопители электроэнергии конкурируют с другими технологиями, работающими на этапе производства электроэнергии и поставки топлива для электростанций. Например, газохранилища и трубопроводы позволяют хранить не произведенную электроэнергию, а источник её генерации и в нужный момент направить на электростанцию, или другие сегменты потребления. Фактически сегодняшние энергосистемы и строятся на принципе хранения ископаемых источников энергии и использования возможностей обеспечения гибкости добычи и поставок. От способности разработать эффективные и более экономически привлекательные решения в области хранения электроэнергии (с учетом всех цепочек поставок) и будет зависеть целесообразность перестройки энергосистем. Поэтому в данном разделе рассмотрены перспективы развития систем накопления в области электроэнергии.

**Накопители в электроэнергетике конкурируют с другими технологиями, работающими на этапе производства и поставок источника энергии.**

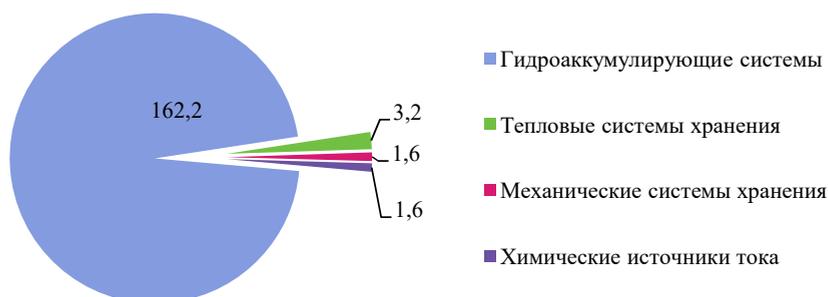
Хранение является звеном-посредником между различными источниками электроэнергии и различными способами использования этой энергии. В настоящее время используются различные способы хранения электроэнергии – можно разделить их на пять групп: механические накопители, тепловые, химические, электрохимические и электрические (Таблица 4).

Наиболее распространенным способом промышленного хранения электроэнергии являются гидроаккумулирующие системы (ГАЭС) (Рисунок 21). На втором месте по распространенности (по объему установленной мощности) находятся тепловые системы хранения, за ними следуют прочие механические и химические системы хранения.

**Таблица 4 – Классификация систем хранения электроэнергии**

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

Источник: [2] по данным [26]



**Рисунок 21 – Системы хранения электроэнергии: установленная мощность, 2019 г., ГВт**

Источник: [27]

Ниже рассмотрены накопители в зависимости от природы процесса, в результате которого энергия накапливается или высвобождается.

### ***Механические и пневматические накопители***

Механические и пневматические накопители основаны на принципе накопления энергии с помощью физико-механических процессов (перекачка воды, сжатие воздуха, охлаждение и сжижение воздуха, запуск вращающихся маховиков и т. д.) с последующим обратным процессом преобразования в электрическую энергию.

КПД современных ГАЭС достигает 75 %, у накопителей сжатого воздуха около 50 % (в рамках перспективных разработок планируется выйти на 75 %), для новых проектов систем хранения жидкого воздуха оценивается в 50-70 %, у инерционных накопителей до 95-98 %.

Технологии подземного хранения сжатого воздуха и ГАЭС сильно зависят от геологических особенностей в месте применения. Для подземного хранения это наличие соответствующего резервуара, а для ГАЭС природные, или искусственно создаваемые большие площади для закачки воды на разных уровнях. Инерционные накопители и системы хранения жидкого воздуха с одной стороны имеют больше возможностей применения, т. к. мало зависят от природных условий, но с другой стороны не могут использовать эти естественные условия (резервуары) для сокращения капитальных затрат.

Как правило, механические и пневматические накопители имеют сравнительно большие размеры (на единицу хранимой энергии) и многие из них предполагают только стационарное использование. Но, в отсутствие других вариантов с более хорошими технико-экономическими показателями, именно эта категория накопителей заняла доминирующую нишу в системах хранения электроэнергии.

### ***Химические и электрохимические накопители***

Химические и электрохимические источники тока – это устройства, вырабатывающие электрическую энергию за счёт протекающей химической реакции. Реакция, лежащая в основе процесса – окислительно-восстановительная, в ходе которой восстановитель отдает электроны, а окислитель, напротив, присоединяет электроны. Процессы окисления и восстановления должны быть разделены физически, иначе вместо электричества результатом может быть тепло. Поэтому каждый химический источник тока включает в себя два электрода, на которых происходят реакции окисления и восстановления. Электроды (анод и катод) разделены электролитом – проводником второго рода, который позволяет ионам двигаться, однако предотвращает прямое движение

электронов между электродами. Электроны переносятся через внешнюю цепь от анода к катоду.

Напряжение единичной электрохимической системы часто бывает недостаточным для выполнения необходимой работы, поэтому для увеличения энергетических показателей химических источников тока отдельные элементы соединяют [28], а получившаяся структура носит название «батарея». Таким образом, батарея – это несколько последовательно или параллельно соединенных источников тока, которые komponуются с целью достижения определенного напряжения или тока.

В таблице (Таблица 5) рассмотрены основные типы химических источников тока, описаны химические реакции, протекающие в них в ходе заряда и разряда, рассмотрены области применения и ключевые преимущества и недостатки.

По состоянию на 2019 г. наиболее распространенными являются свинцово-кислотные и литий-ионные аккумуляторы.

### *Электрические аккумуляторы*

#### *Суперконденсаторы*

Суперконденсаторы – это электрохимические устройства, совмещающие свойства аккумуляторных батарей и конденсаторов. Отличие от обычного конденсатора состоит в том, что электроды имеют разную проводимость: один обладает ионной проводимостью, а другой – электронной.

Преимущества [31]:

- высокая скорость цикла заряд-разряд в силу отсутствия химической реакции;
- длительный жизненный цикл (до сотен тысяч циклов заряд-разряд);
- устойчивость к внешним воздействиям (выдерживают температуру от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+65^{\circ}\text{C}$ , вибрационная и ударная стойкость).
- большая выходная мощность по сравнению с химическими источниками тока (ХИТ) аналогичных параметров.

Недостатки:

- относительно низкая плотность энергии по сравнению с химическими и электрохимическими аккумуляторами аналогичных параметров;
- высокая стоимость.

Суперконденсаторы часто используются для кратковременного хранения небольших количеств энергии, улучшения качества электроэнергии и обеспечения стабильности работы небольших сетей. Применяется в телефонах, компьютерах, электронных счетчиках, охранных системах сигнализации.

Таблица 5 – Химические и электрохимические источники тока (хранения) и их основные характеристики

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
Ванадиевый редокс-аккумулятор (VRB)	<p>Ванадиевый окислительно-восстановительный (reduction and oxidation, redox) аккумулятор – это аккумулятор проточного типа. VRB работают на принципе окисления различных ионов ванадия. Положительный и отрицательный электроды состоят из смеси ванадия и серной кислоты. Положительный электродит содержит ионы <math>V^{2+}/V^{3+}</math>, отрицательный электродит содержит <math>V^{4+}/V^{5+}</math>.</p> <p>В процессе заряда: на отрицательном электроде ионы <math>V^{3+}</math> становятся <math>V^{2+}</math>, на положительном электроде <math>V^{4+}</math> становятся <math>V^{5+}</math>:</p> $V^{3+} + e^{-} \rightarrow V^{2+}$ $V^{5+} + e^{-} \rightarrow V^{4+}$ <p>Обе реакции поглощают электроэнергию, поступающую в систему, и она, таким образом, запасается в виде химической потенциальной энергии.</p> <p>В процессе разряда: обратное протекание реакций высвобождением энергии (преобразованием химической в электрическую).</p>	<p>Интеграция ВИЭ, управление системой энергоснабжения на стороне конечного потребителя, телекоммуникационные устройства (telecom applications).</p> <p>Используются системы на 50 кВт, 100 кВт, 500 кВт, 600 кВт и 1000 кВт.</p> <p>Крупнейшие VRB-системы в действии: 600 кВт/3600 кВт·ч (США, управление системой энергоснабжения на стороне конечного потребителя Gills Onions, Oxnard, CA); 1 МВт/5 МВт·ч (Япония)</p> <p>Разработчики: Golden Energy Fuel Cell, Prudent Energy, Cellstrom Power, Sumitomo Electric Industries</p>	<p>Преимущества: VRB надежны, долговечны. При увеличении масштаба достигается высокая мощность. Перезарядка не представляет сложности. Быстро реагируют на изменение нагрузки, допускаются перегрузки (возможно превышение номинального тока в 4 раза в течение 10 сек). Подходят в качестве источников бесперебойного питания. Подходят для ветровой и солнечной энергетики. Стоимость ниже по сравнению с литий-ионными батареями.</p> <p>Недостатки: сложность системы, система зависит от окружающей температуры, невысокая плотность хранения энергии по сравнению с литий-ионным аккумулятором.</p>
Воздушно-цинковая батарея (Zink-air batteries)	<p>Воздушно-цинковый аккумулятор относится к металл-воздушным аккумуляторам.</p> <p>В процессе разряда: «воздушный» электрод разряжается при помощи катализаторов,</p>	<p>Воздушно-цинковый элемент применяется для питания слуховых аппаратов (т.н. «дисковые батарейки»).</p>	<p>Преимущества: требуется только один электрод, поэтому высока удельная энергоёмкость.</p> <p>Технология более стабильна и менее</p>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p>которые производят гидроксид-ион (отрицательно заряженный ион гидроксида <math>\text{OH}^-</math>) в жидком электролите.</p> $\text{O} + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$ <p>Цинковый электрод в это время окисляется.</p> $\text{Zn} + 4\text{OH}^- \rightarrow \text{Zn}(\text{OH})_4^{2-} + 2\text{e}^-$ $\text{Zn}(\text{OH})_4^{2-} \rightarrow \text{ZnO} + 2\text{OH}^- + \text{H}_2\text{O}$	<p>Особенно [потенциально] привлекательны для электромобилей и бытовых приборов.</p> <p>В настоящее время делают попытки использовать данный тип аккумуляторов в системах поддержки сети и интеграции ВИЭ, но это пока стадия НИОКР.</p>	<p>загрязнена, чем альтернативы (основной соперник – литий-ионный аккумулятор). В отличие от Li-ion, не производят токсичных или взрывоопасных газов, не содержат токсичных веществ. Оксид цинка на 100 % пригоден для вторичного использования.</p> <p>Недостатки: широкому использованию препятствует короткий срок службы в результате высыхания электролита.</p> <p>Работа данного типа аккумулятора зависит от внешних условий (влажность и/или загрязненность воздуха).</p> <p>Изготовление «воздушного» электрода, обеспечивающего реакцию газообразного кислорода, жидкого электролита и твердого токопроводника – сложное с технологической точки зрения решение.</p> <p>Сложность также представляет процесс перезарядки.</p>
Аккумулятор энергии с водородным циклом (hydrogen fuel cell)	Компоненты электрохимической реакции – водород и кислород. В отличие от традиционных аккумуляторов, где активные элементы размещены непосредственно на электродах, водород и кислород в данном элементе раздельно поступают из систем	<p>Автомобили и машины (напр. вилочные погрузчики Toyota, подвесники Mercedes Benz)</p> <p>При этом расчеты Института систем энергетики показывают,</p>	<p>Преимущества: не относится к традиционным аккумуляторам и лишен таких характерных для них недостатков, как высокий саморазряд, трудность контроля фактического уровня заряда, непригодность к ремонту.</p>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p>хранения на электродах.</p> <p>Электрохимическая реакция на аноде:</p> $2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$ <p>На катоде:</p> $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$ <p>Общая реакция:</p> $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ <p>Продукт электрохимической реакции (вода) удаляется из топливных элементов.</p>	<p>что КПД всех стадий водородной технологии при применении водорода как топлива для автомобилей составляет 19-23 %, в то время как для электрической системы с генерацией ВИЭ и использованием аккумулятора электроэнергии – 69 %.</p>	<p>Недостатки: стоимость (обусловлена необходимостью выделения водорода из различных источников). Требуется инфраструктура (добыча, перевозка, хранение и переработка водорода, которым нужно управлять транспортное средство).</p> <p>При краткосрочном накоплении электроэнергии более эффективна электрическая система (выше КПД).</p>
Железохромовый редокс-аккумулятор (FeCr)	<p>Аккумулятор проточного типа, находится в стадии НИОКР.</p> <p>Анолит содержит хром (<math>Cr^{2+}/Cr^{3+}</math>), католит – железо (<math>Fe^{3+}/Fe^{2+}</math>).</p>	<p>Хранение энергии генерирующей компанией: используются элементы Vault-20 (250 кВт/1 МВт·ч)</p> <p>Хранение энергии у потребителя: Vault-20/E (250 кВт, 1,5 МВт·ч) Vault-20/RO (250 кВт в режиме регулировки частоты, 125 кВт в режиме time-shift).</p> <p>Разработчики: Ener Vault (перечисленные выше разновидности), Deepa Energy.</p>	<p>Преимущества: низкие затраты на производство, относительно несложный дизайн батарей, относительно простые системы контроля над процессами.</p> <p>Недостатки: отсутствие определенности с длительностью эксплуатации, количеством циклов заряда-разряда.</p>
Железоникелевый аккумулятор	<p>Реакция на катоде:</p> $2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \rightleftharpoons 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$	<p>Используется в шахтных электровозах, электрокарах и промышленных подъемниках.</p>	<p>Преимущества: длительный срок службы, устойчивость при перезаряде, глубоком разряде, коротким замыканиям, термических ударах.</p>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
Литиевый аккумулятор (Li) Источники: [29] (с. 96-109), [28], [30], [31]	Реакция на аноде: $Fe + 2OH^- \rightleftharpoons Fe(OH)_2 + 2e^-$ Аккумулятор, в котором в качестве отрицательного электрода используется металлический литий.	Использовались в первых мобильных телефонах. На сегодняшний день из-за существенных недостатков использование аккумуляторов с металлическим литием практически прекращено. Тем не менее, ведутся работы в двух направлениях: химические источники тока на основе системы литий-сера (Li-S) и на основе пары литий-воздух – оба направления, как в отношении первичных элементов однократного использования, так и в отношении перезаряжаемых аккумуляторов.	Преимущества: Высокая энергетическая плотность. Резкое повышение рабочего источника тока и удельной энергии по сравнению с первичными источниками тока. Недостатки: проблемы пассивации анода (в первом цикле заряда часть электролита расходуется на образование анодной пленки, при этом образуются газы, что может привести к разгерметизации аккумулятора, или даже взрыву) и образования дендритов – игольчатых кристаллов лития между электродами, что привело к короткому замыканию и выходу аккумулятора из строя.
Литий-ионный аккумулятор (Li-ion)	В данном аккумуляторе отсутствуют металлический литий; процессы разряда и заряда сводятся к переносу ионов лития с одного электрода на другой. Положительный электрод представляет собой алюминиевую основу (фольгу) с оксидом кобальта и интеркалированными ионами лития (LiCoO <sub>2</sub> ).	Сферы использования: 1) Электроника (мобильные телефоны, ноутбуки, цифровые фотоаппараты) 2) Транспорт (электромобили)	Преимущества: Высокая удельная энергия (до 190 Вт·ч/кг), высокое разрядное напряжение (3,4-4 В и более в зависимости от используемых материалов), низкий саморазряд (по разным источникам, от 3 % в месяц до 5-10 % в год), длительный срок службы. Высокая стоимость производства.

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p>Отрицательный электрод – это медная фольга с углеродным материалом <math>C_6</math>, который может интеркалировать / деинтеркалировать ионы лития. Электроды разделены пористым сепаратором, пропитанным электролитом.</p> <p>В процессе заряда: происходит деинтеркаляция ионов лития из материала на положительном электроде и интеркаляция ионов лития в углерод на отрицательном электроде.</p> $LiCoO_2 + C_6 \rightleftharpoons_{разряд} Li_{1-x}CoO_2 + Li_xC_6$ <p>В процессе разряда: происходит деинтеркаляция лития из углеродного материала на отрицательном электроде и интеркаляция лития в оксид на положительном электроде.</p>	<p>3) Энергетические системы (накопители энергии большого масштаба).</p> <p>Li-ion аккумуляторы делятся на высокоомощные, высокоемкие и промежуточные.</p>	<p>Безопасен в эксплуатации (в том числе в составе параллельно соединенных цепей, что делает Li-ion батареи оптимальными для использования в ноутбуках по сравнению с другими типами аккумуляторов).</p> <p>Отношение отданной емкости при разряде к полученной емкости при заряде близко к единице.</p> <p>Недостатки: Проблема пассивации анода.</p> <p>Низкая устойчивость к перезаряду (если заряд осуществляется выше напряжения, рекомендованного производителем, на отрицательном электроде на поверхности углеродной матрицы оседает металлический литий, а на катоде начинается активное выделение кислорода).</p>
Литий-железо-фосфатный аккумулятор	<p>Работает по принципу литий-ионного аккумулятора, но в качестве катода используется литий феррофосфат (а не кобальт лития).</p>	<p>Применяется как буферный накопитель энергии в системах автономного электрооборудования с использованием ветрогенераторов и солнечных батарей, а также в электровелосипедах, электроскутерах и электромобилях.</p>	<p>Преимущества:</p> <p>В сравнении с литий-ионными аккумуляторами больший срок службы, выше стабильность напряжения, удельная емкость, безопасность и экологичность, способность работать при низких температурах.</p> <p>Недостатки:</p> <p>Высокая себестоимость (в сравнении с литий-ионными).</p>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
Литий-железо-сульфидный аккумулятор	В качестве анода выступает литий-алюминевый сплав, а катода – сульфид железа.	Используется в шуруповертах, аккумуляторных дрелях, электромобилях.	<p>Преимущества: возможность быстрой зарядки, высокий ток отдачи, допустимая рабочая температура до минус 30оС с сохранением технических параметров.</p> <p>Недостатки: В сравнении с литий-ионными низкая удельная емкость, высокая стоимость.</p>
Литий-полимерный аккумулятор	<p>В качестве электролита используется полимерный материал.</p> <p>Полимерные электролиты делятся на два основных класса: твердые полимерные электролиты (ТПЭ, состав – полимер-соль) и полимерные гель-электролиты (ПГЭ, к основному составу добавляется растворитель-пластификатор).</p> <p>Синтезировано большое количество полимерных матриц для ТПЭ, классические матрицы представлены в статье [30]. Все синтезированные на настоящий момент структуры содержат атомы кислорода, азота, галогенов и т.д., которые несут частичный отрицательный заряд и могут координировать ионы <math>Li^+</math>.</p>	<p>Используется в мобильных телефонах, цифровой технике, портативной радиоэлектронной аппаратуре, радиоуправляемых моделях.</p> <p>В настоящее время проводятся интенсивные работы по созданию крупных аккумуляторов, предназначенных для электромобилей.</p>	<p>Преимущества: Данный тип аккумулятора – это усовершенствованная версия литий-ионного аккумулятора. Конструкция подразумевает простоту изготовления и эксплуатации (т.к. при использовании твердого электролита получается полностью твердотельная конструкция), больше время работы, меньший вес. К преимуществам также относятся электрохимическая стабильность, низкая воспламеняемость и токсичность, способность образовывать хороший межграничный контакт с электродами.</p> <p>Решена проблема пассивации анода, характерная для литиевых и литий-ионных аккумуляторов.</p>
Натрий-никель-хлоридная батарея (NaNiCl <sub>2</sub> )	<p>При заряде данных химических источников тока происходит трансформация соли (NaCl) и никеля в хлорид никеля (NiCl<sub>2</sub>) и натрия.</p> <p>Реакция:</p>	Поддержка сети (не оперативная), интеграция ВИЭ, электротранспорт	Преимущества: доступные комплектующие, высокое напряжение и удельная емкость, экологически безопасные составляющие.

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p><math>2Na + NiCl_2 \rightleftharpoons^{заряд}^{разряд} 2NaCl + Ni</math></p> <p>Электроды разделены сепаратором (электролитом), который проводит ионы, но не проводит электроны. Реакция возможна только в случае, когда эквивалентное ионам движение электронов происходит через внешнюю сеть. Температура – 250-350°C.</p> <p>Разработчики: MES DEA, FIAMM и др.</p>		<p>Преимущества: работает только в условиях температуры около 250-350°C, долгое время нагрева (13-24 часа), ограниченное число циклов нагрева/охлаждения.</p>
<p>Натрий-серная батарея (NaS-батарея)</p>	<p>Химический источник тока, содержащий натриевый и серный электроды. Работает при высокой температуре (300-350°C).</p> <p>Реакция:</p> $2Na + xS \rightleftharpoons^{заряд}^{разряд} Na_2S_x$ <p>В ходе разряда происходит окисление отрицательного электрода / сепаратора и формирование ионов <math>Na^+</math>. Ионы перемещаются через сепаратор (твёрдый электролит бета-глинозём), соединяются с серой и образуют сульфид натрия.</p> <p>Батареи состоят из отдельных элементов, нагревателя и сухого песка.</p>	<p>Электроэнергетика (поддержка распределительной сети, интеграция ветровой энергетики, high-value grid services).</p> <p>Разработчики: NGK Insulators, TEPSCO и др.</p>	<p>Преимущества: недорогие исходные материалы (натрий и сера), долгое время разряда (до 6 часов); возможность быстрого и точного реагирования.</p> <p>Недостатки: возможность возгорания и, как следствие, необходимость использования дополнительных средств герметизации.</p> <p>Использованию технологии в <i>транспортном секторе</i> препятствуют малый ресурс сепаратора, дорогостоящие материалы уплотнения и электролита, сложность обеспечения требуемого теплового режима.</p>
<p>Никель-кадмиевый аккумулятор (Ni-Cd)</p>	<p>Аккумулятор состоит из оксидно-никелевого и кадмиевого электродов (реагентами служат гидроксид никеля и кадмий) и щелочного электролита. Разрядную емкость и свойства</p>	<p>Является заменой стандартного гальванического элемента.</p> <p>Области применения:</p>	<p>Преимущества: Быстрый и простой заряд, большое количество циклов заряд/разряд, высокий ресурс до отказа, устойчивость к аварийным и поставарийным</p>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
<p>Никель-металлгидридные аккумуляторы (Ni-MH)</p>	<p>аккумулятора в целом определяет положительный оксидно-никелевый электрод. На положительном оксидно-никелевом электроде происходит реакция:</p> $Ni(OH)_2 + OH^- \rightleftharpoons^{заряд}^{разряд} NiOOH + H_2O + e^-$ <p>На отрицательном кадмиевом электроде происходит реакция:</p> $Cd(OH)_2 + 2e^- \rightleftharpoons^{заряд}^{разряд} Cd + 2OH^-$ <p>Общая реакция в аккумуляторе может быть описана следующим образом:</p> $2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2 \rightleftharpoons^{заряд}^{разряд} 2NiOOH + Cd + 2H_2O$	<p>(1) Питание электровозов, подъемников, старт двигателей самолетов.                  (2) Электромобили, трамваи, троллейбусы (питание цепей управления)                  (3) Автономные источники питания для портативной аппаратуры (но Ni-MH более эффективны).</p> <p>Разработчики: Acme Electric Corporation, Alcad, Eagle-Picher Technologies, ElectroEnergy Inc., EnerSys, Evercel Corp., Hoppeske Batterien GmbH, Johnson Controls Inc., Marathon Power Technologies Company, ECD Ovovics Inc., Panasonic, Saft, Tudor, Varta, Yuasa и др.</p>	<p>режимам, возможность эксплуатации при низких температурах, низкая стоимость.</p> <p>Недостатки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Кадмий является токсичным, поэтому после использования данных аккумуляторов стоит вопрос утилизации.</li> <li>- Необходим полный периодический разряд: если его не делать, на пластинках элементов формируются крупные кристаллы, значительно снижающие их емкость («эффект памяти»).</li> <li>- Относительно низкая энергетическая плотность.</li> <li>- Относительно высокий саморазряд.</li> <li>- Проблема «Теплового разгона» (ток заряда в аккумуляторах начинает резко возрастать, электролит мгновенно вскипает и превращается в пар).</li> </ul>
	<p>Данный аккумулятор аналогичен аккумулятору Ni-Cd и также относится к группе щелочных.</p> <p>В качестве положительного электрода используется оксидно-никелевый электрод, в качестве отрицательного используется электрод из сплава никеля с редкоземельными металлами, поглощающий водород. По электрохимическим процессам Ni-MH – это никель-водородный аккумулятор.</p>	<p>Области применения:</p> <p>(1) Питание электровозов, старт двигателей самолетов.                  (2) Электромобили, трамваи, троллейбусы (питание цепей управления)                  (3) Автономные источники питания для портативной аппаратуры.</p> <p>Разработчики: Acme Electric Corporation, Alcad, Eagle-Picher Technologies,</p>	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Значительно более высокие удельные энергетические характеристики, по сравнению с Ni-Cd.</li> <li>- Высокая энергетическая плотность.</li> <li>- Негotoxicность материалов, использование при производстве.</li> <li>- Легче решается проблема утилизации, чем в случае Ni-Cd.</li> <li>- Отсутствует «эффект памяти», характерный для Ni-Cd.</li> </ul>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p>Данный аккумулятор аналогичен аккумулятору Ni-Cd и также относится к группе щелочных.</p> <p>В качестве положительного электрода используется оксидно-никелевый электрод, в качестве отрицательного используется электрод из сплава никеля с редкоземельными металлами, поглощающий водород. По электрохимическим процессам Ni-MH – это никель-водородный аккумулятор.</p> <p>На положительном электроде протекает та же реакция, что и в аккумуляторе Ni-Cd:</p> $Ni(OH)_2 + OH^- \rightleftharpoons^{заряд} NiOOH + H_2O + e^-$ <p>На отрицательном электроде металл с абсорбированным водородом превращается в металл-гидрид:</p> $M + H_2O + e^- \rightleftharpoons^{заряд} MH + OH^-$ <p>Таким образом, общая реакция может быть записана следующим образом:</p> $Ni(OH)_2 + M \rightleftharpoons^{заряд} NiOOH + MH$	<p>ElectroEnergy Inc., EnerSys, Evercel Corp., Hoppeske Batterien GmbH, Johnson Controls Inc., Marathon Power Technologies Company, ECD Ovonic Inc., Panasonic, Saft, Tudor, Varta, Yuasa и др.</p>	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Более узкий интервал рабочих токов;</li> <li>- Более узкий диапазон рабочих температур;</li> <li>- Повышенный саморазряд по сравнению с аккумуляторами Ni-Cd.</li> </ul>
Свинцово-кислотные батареи (Pb-PbO <sub>2</sub> )	<p>Основной работы свинцово-кислотного аккумулятора являются электрохимические реакции свинца и диоксида свинца в водном растворе серной кислоты.</p> <p>Положительный электрод состоит из диоксида свинца (PbO<sub>2</sub>), а отрицательный из свинца (Pb).</p>	<p>Данный тип аккумуляторов и батарей является наиболее распространенным способом хранения энергии и наиболее «зрелым» типом перезаряжаемых аккумуляторов с технологической точки зрения.</p>	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Доступность, легкость использования;</li> <li>- Относительно высокий срок службы, в среднем составляет 1500 циклов зарядки-разрядки.</li> </ul>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p>Электролитом является раствор серной кислоты (<math>H_2SO_4</math>).</p> <p>Общая реакция, протекающая в аккумуляторе, выглядит следующим образом:</p> $PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 \rightleftharpoons^{заряд} 2PbSO_4 + 2H_2O$ <p>Разновидности свинцово-кислотных аккумуляторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• VLA – vented lead-acid</li> <li>• Свинцово-кислотный аккумулятор с клапан-ным регулированием (VRLA – valve-regulated lead-acid).</li> </ul>	<p>Данный тип аккумуляторов и батарей является наиболее распространенным способом хранения энергии и наиболее «зрелым» типом перезаряжаемых аккумуляторов с технологической точки зрения.</p> <p>Данные батареи применяются в качестве стартерных устройств в транспортных средствах, аварийных и резервных источников энергии. Являются наиболее распространенным типом аккумуляторов в сегменте автономного электроснабжения.</p> <p>Разработчики: Alcad, Bolder Technologies, C&amp;D Technologies, East Penn Manufacturing Co, EnerSys, Exide Technologies, GNB Batteries, HAGEN Batterie AG, Hawker Energy Products, Hoppecke Batterien GmbH, Japan Storage Battery, Johnson Controls, Storage Battery Systems, Tyco Electronics Power Systems, Varta, Yuasa и др</p>	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Плохая сохранность заряда.</li> <li>- В традиционной технологии на отрицательном электроде формируется осадок, что создает проблемы для более широкого использования.</li> <li>- Традиционные VLA и VRLA аккумуляторы имеют ограниченную сферу применения, предопределенную конструкцией и параметрами.</li> <li>- Сложность представляет утилизация свинца.</li> </ul>
<p>Свинцово-кислотные «продвинутые» батареи (Advanced lead-acid technology)</p>	<p>Способы улучшения («продвинутые» свинцово-кислотные аккумуляторы):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) Использование системы удержания электролита из гранулированного диоксида кремния (granular silica electrolyte retention systems)</li> <li>(2) Использование высокоплотного положительного активного материала (high-density</li> </ol>	<p>Разработчики: GS Yuasa (1), Hitachi (3).</p> <p>Обрабатываются технологии для использования в системах интеграции ВИЭ и «умных сетях».</p>	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенная проводимость. Вследствие этого скорости реакции приближается к скорости инерционных и литий-ионных аккумуляторов.</li> <li>- «Продвинутые» свинцово-кислотные аккумуляторы не так жестко привязаны</li> </ul>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
	<p>positive active material) (3) Использование электролитов на основе диоксида кремния (silica-based electrolytes)</p>		<p>конструкцией и характеристиками к определенной функции. Например, аккумуляторы, предназначенные для питания электроприборов, могут кроме того выдавать высокую мощность. Недостатки: необходимость утилизации свинца.</p>
<p>Свинцово-кислотные технологии с добавлением углерода (Lead-acid carbon technology)</p>	<p>В отрицательный электрод добавляется углерод в разных вариациях. Использование углерода позволяет эксплуатировать аккумулятор при больших токах, что возможно лишь для более дорогих аккумуляторов Li-ion и Ni-MH.</p>	<p>В настоящее время на рынок продвигаются три типа таких технологий. Разработчики: Escoul/EastPenn; Axion Power International; Xtreme Power и др. Конструктивно решения отличаются по способу введения электрода. Батареи производства Xtreme Power (12 В, 1 кВт·ч) начинают использовать в устройствах, выравнивающих поставки энергии с солнечных и ветровых генераторов.</p>	<p>Преимущества: - По сравнению со стандартными свинцово-кислотными батареями быстро перезаряжаются, циклы в устройствах глубокого разряда значительно длиннее, требуется лишь минимальная техническая поддержка. - Могут быть соединены в массивные матрицы, которые пригодны для использования в электроэнергетике. Недостатки: Необходимость утилизации свинца.</p>
<p>Серебряно-цинковый аккумулятор</p>	<p>В серебряно-цинковом аккумуляторе анодом является оксид серебра, катод – на основе цинка. Электролит – гидроксид калия.</p>	<p>Космонавтика, оборонная промышленность, авиация, бытовая аппаратура.</p>	<p>Преимущества: - Высокая удельная энергия и мощность. - Высокая прочность; - Экологичность; - Относительно низкий саморазряд (до 15 % в месяц). Недостатки: - Высокая стоимость; - Малый срок службы (до 100 циклов зарядки/разрядки); - Выделение газов.</p>

Продолжение Таблицы 5

Тип источника	Принцип действия	Область применения	Преимущества и недостатки
Серебряно-кадмиевый аккумулятор	В серебряно-кадмиевом аккумуляторе анод из кадмия, а катод из оксида серебра. Электролит – гидроксид калия.	Космонавтика, оборонная промышленность, медицина (переносное оборудование).	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Низкий уровень саморазряда;</li> <li>- Большой срок службы (несколько тысяч циклов зарядки/разрядки, зависит от модели).</li> </ul> <p>Недостатки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Высокая стоимость.</li> <li>- Хуже удельные параметры, чем у серебряно-цинковых аккумуляторов.</li> <li>- Необходимость утилизации кадмия.</li> </ul>
Цинк-бромный аккумулятор (ZnBr <sub>2</sub> )	Аккумулятор проточного типа. Оба электролита (катодит и анолит) – это водный раствор ZnBr <sub>2</sub> . В процессе заряда: цинк оседает на отрицательном электроде. Бром оседает на положительном электроде. Пористая мембрана, разделяющая электролиты, проницаема для ионов цинка и брома, но непроницаема для атомов. Электроды состоят из материала carbon plastic, каждый их них служит одновременно катодом для одной ячейки и анодом для смежной. В процессе разряда: цинк и бром переходят в раствор электролита.	Рассматривается применение в электро-системах для сглаживания нагрузки и электротранспорте. Разработчики: Energy Research Corporation (ERC), Exxon, Gould, Johnson Controls Inc., Meidensha, Powercell Corporation, Premium Power Corporation, Studiengesellschaft für Energiespeicher und Antriebssysteme (SEA), Toyota Motor Corporation, ZBB Energy Corporation и др.	<p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработчики утверждают о долгом сроке службы аккумуляторов и большом количестве циклов заряд/разряд (зависит от времени неосредственной генерации аккумулятора тока);</li> <li>- Сравнительно невысокая стоимость.</li> </ul> <p>Недостатки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Основная проблема связана с коррозионной активностью электролита, когда в нем находится бром. Коррозии подвержены все элементы батареи, с которыми электролит соприкасается;</li> <li>- Относительно низкая мощность;</li> <li>- Высокий саморазряд;</li> <li>- Бром – токсичный материал и должен быть собран в случае утечки;</li> <li>- Необходимость специальной утилизации.</li> </ul>

Источник: [2] по данным компаний-разработчиков и указанных в таблице исследований

### *Сверхпроводящие системы (cryogenic conductor, superconductor)*

Сверхпроводящие системы представляют собой криогенные устройства, охлаждающие электромагнитную катушку до создания эффекта сверхпроводимости. Данный процесс исключает потери энергии в проводниках. Энергия в такой системе хранится в виде магнитного поля, которое может быть высвобождено в виде постоянного тока, который, в свою очередь, преобразуется в переменный ток с частотой сети [32]. Такой принцип позволяет добиться быстрой реакции и высокой выходной мощности, а эффективность таких устройств может достигать 95–98 % [30].

Преимущества: высокий КПД. Система может быть использована для сглаживания и компенсации энергопотребления мощных систем (в этом сверхпроводящие системы схожи с ГАЭС).

Недостатки: сложность охлаждения до сверхпроводящих температур, высокая стоимость производства и эксплуатации.

### *Тепловые аккумуляторы*

Тепловые аккумуляторы примечательны тем, что обеспечивают хранение тепловой энергии и, соответственно, используются для отопления/охлаждения, а не в секторе электрогенерации (Таблица 6).

**Таблица 6 – Тепловые аккумуляторы и их основные характеристики**

<p>Термохимические аккумуляторы (Thermochemical)</p>	<p>В термохимическом аккумуляторе происходит обратимая эндо/экзотермическая реакция, в ходе которой термохимический материал накапливает тепловую энергию и выделяет её.                  Энергоемкость хранения: 100-500 кВт·ч/куб. м                  Преимущества: более высокая энергоемкость по сравнению с другими тепловыми аккумуляторами; при хранении энергии в виде химического потенциала потери тепла практически нулевые; количество требуемого материала достаточно незначительно, что делает технологию применимой в домохозяйствах; широкий диапазон температур, при которых может осуществляться заряд; низкая стоимость материалов.                  Недостатки: скорость тепло- и массообмена достаточно низкая; не все из используемых материалов подлежат переработке; возможно образование нежелательного слоя вещества в процессе гидрации [33].</p>
<p>Хранение энергии за счет нагревания вещества (Sensible thermal)</p>	<p>Наиболее распространенный способ хранения тепловой энергии. Тепло сохраняется за счет нагревания материала-посредника (вода, воздух, масло, пласт горных пород, песок и пр.). Распространено применение технологии с использованием подземных хранилищ (UTES, Underground thermal energy storage):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ATES, Aquifer thermal energy storage: хранение с использованием водоносных слоёв;</li> <li>• BTES, Borehole thermal energy storage: хранение с использованием вертикальных грунтовых теплообменников;</li> <li>• CTES, thermal energy storage in caverns: хранение с использованием каверн в породе [34].</li> </ul>

## Продолжение Таблицы 6

Хранение энергии с использованием материалов с обратимыми фазами (Latent thermal)	При данном способе хранения энергии используемый материал изменяет физическое состояние (с твердого на жидкое). При этом температура остается относительно постоянной на уровне температуры плавления. Наиболее часто используется вода, но также и растворы солей (при низких температурах), парафины, жирные кислоты, сахароспирты (от 0° до 130°), неорганические материалы, соли (выше 150°). При температурах свыше 250° наибольший интерес представляют соли (нитраты, хлористые соли, фосфаты, сульфаты и т. д.) [34]. Преимущества: хранение значительных объемов энергии; минимальные разницы температур, позволяющие минимизировать потери тепла. Недостатки: низкая скорость получения энергии [35].
---	---

Источник: [2] по данным компаний разработчиков и указанных в таблице источников

## **Использование аккумуляторов**

### *Бытовой сектор*

Основное применение - питание портативных электронных устройств. Почти все используемые в быту элементы – это цинк-диоксидмарганцевые не перезаряжаемые элементы – солевые и щелочные батарейки [36]. Из перезаряжаемых элементов чаще всего используются литий-ионные аккумуляторы. В шуруповертах и аккумуляторных дрелях может использоваться литий-железо-сульфидный аккумулятор.

### *Транспортный сектор*

В последние годы в секторе наблюдается активный НТП, стимулируемый государственными приоритетами в области энергетики на транспорте, направленный на замещение нефтяных топлив: все большую популярность набирают электромобили, использующие для приведения в движение транспортного средства энергию электрического аккумулятора (батареи). Помимо этого, автомобили с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) используют аккумуляторные батареи для запуска.

В традиционных автомобилях с ДВС чаще всего используется свинцово-кислотная аккумуляторная батарея (АКБ), также широко используются никель-кадмиевые и никель-металлгидридные 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 объема и массы.

В электромобилях (battery-electric, BEV) наиболее часто используется литий-ионный аккумулятор (Таблица 7), но также есть автомобили, в которых

установлены другие виды, например, свинцово-кислотные гелевые аккумуляторы (как в случае с Damer E-Car), или литий-железо-фосфатные аккумуляторы (Lada Ellada). Предпочтение в пользу литий-ионных аккумуляторов отдается по причине более быстрого заряда и более высокой емкости. Автомобильный сектор занимает 31 % рынка литий-ионных батарей.

**Таблица 7 – Электромобили и используемые в них аккумуляторы**

Автомобиль	Тип аккумулятора
BMW i3	Li-ion батарея, 33 кВт·ч
Chevrolet Volt	Литиевая батарея, 16,5 кВт·ч
Damer E-car	Свинцово-кислотные гелевые аккумуляторы, общая мощность 12,4 кВт·ч
Fiat 500e	Li-ion с жидкостным охлаждением, 24 кВт·ч
Ford Focus EV	Li-ion батарея, 35 кВт·ч
Lada Ellada	Литий-железо-фосфатный аккумулятор, 23 кВт·ч
Mitsubishi iMiev	Li-ion батарея, 16 кВт·ч
Nissan Leaf	Li-ion батарея, 24 кВт·ч. Каждый модуль батареи – 7,6 В, 66,2 А·ч (всего в батарее 48)
Tesla (модель S)	Li-ion батарея, 85 кВт·ч. Модификация 100D – 100 кВт·ч
Tesla (модель 3)	Li-ion батарея, 80,5 кВт·ч, 350 В, 230 Ач (модификация long range)

Источник: [2] по данным автоконцернов

В гибридных автомобилях (HEV) используется комбинированная 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.

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 (более чем 500 км в случае Chevrolet Volt).

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) [37]. Более подробная информация об используемых аккумуляторах представлена в таблице (Таблица 8). В Индии компанией Axion

Power разработан гибридный грузовик, в котором используется батарея свинцово-кислотных накопителей.

**Таблица 8 – Гибридные автомобили и используемые в них аккумуляторы**

Автомобиль	Тип аккумулятора
Audi: Q5 Hybrid, A6 Hybrid, A8 Hybrid	Li-ion батарея, 266В, 1,3 кВт·ч
BMW ActiveHybrid 7	Li-ion батарея, 9,2 кВт·ч
BMW ActiveHybrid X6	Ni-MH батарея, 2,4 кВт·ч
Chevrolet Volt	Li-ion батарея 18,4 кВт·ч
Honda Jazz Hybrid	Ni-MH батарея, 100,8 В
Lexus: CT200h, GS450h, RX450h, LS600h L	Ni-MH
Mercedes-Benz S400 Hybrid	Li-ion, 120 В
Peugeot 508 RXH (дизель-электрический)	Ni-MH батарея, поставляется компанией Sanyo, емкость не указывают
Porsche Cayenne S E-Hybrid	Li-ion батарея, 10,8 кВт·ч
Toyota Prius Hybrid	Ni-MH батарея, 6,5 Ач, макс. мощность 37 кВт
Volvo V60 Plug-in Hybrid (дизель-электрический)	Li-ion батарея, 11,2 кВт·ч

Источник: [2]

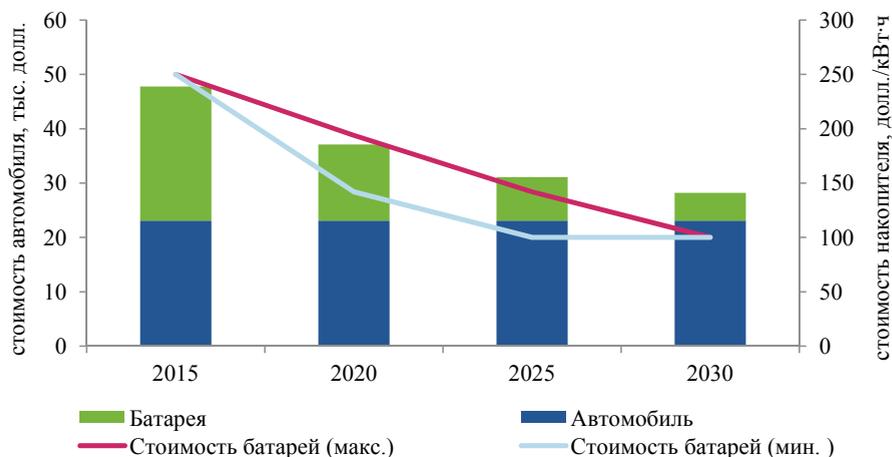
Некоторые перспективы в транспортном секторе могут быть у таких аккумуляторов, как маховичный [38], суперконденсатор, тепловой с использованием расплавленной соли. Однако их использование в настоящее время ограничено и в промышленном масштабе не конкурирует с химическими источниками тока.

В качестве источника тока в шахтных электровозах, электрокарах и промышленных подъемниках используется железоникелевый аккумулятор.

В электровелосипедах, электроскутерах и электромобилях используется литий-железо-фосфатный аккумулятор.

Технологии, подразумевающие полную электрификацию ТС, стали устойчивой тенденцией для сегмента дорожного транспорта, где с начала 2010-х гг., за счет масштабной государственной поддержки, стимулировался 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. Практически все исследователи сходятся на том, что государственное стимулирование электротранспорта, направленное на выравнивание их стоимости владения с традиционными автомобилями, не может длиться вечно. Поэтому важно для технологий электротранспорта выйти на полную экономи-

ческую конкурентоспособность. Основным «целевым показателем» для достижения этой цели является снижение стоимости автомобильного накопителя в 1,5-2 раза (Рисунок 22).



**Рисунок 22 – Структура затрат в доналоговой стоимости электромобиля в США и прогнозные затраты на производство батарей**

Источник: [39], [40]

*«Целевым показателем» для достижения полной экономической конкурентоспособности электромобиля и традиционной машины с ДВС является снижение стоимости автомобильного накопителя в 1,5-2 раза.*

В ответ на запросы рынка ведутся активные изыскания в области повышения экономической эффективности и потребительских характеристик литий-ионных батарей (ЛИБ). Однако их потенциал ограничен. Так, по оценкам компании Panasonic, существующие ЛИБ в ближайшие 5 лет могут увеличить свою эффективность на 20-30 %, но это их предел. Это означает, что для поставленной цели (увеличение эффективности аккумуляторов в 1,5-2 раза) потребуются новые технологии. Наиболее перспективными считаются литий-серные батареи, а также твердотельные ЛИБ. Однако пока эти виды аккумуляторов требуют значительного снижения издержек, и, более того, еще не проходили апробацию на электротранспорте.

Еще одной проблемой является утилизация уже отработанных аккумуляторов. Переработка литий-ионных батарей - сложное и дорогостоящее мероприятие, которое включает в себя:

- сбор и прием батарей;
- сжигание легковоспламеняющихся электролитов;
- нейтрализация опасных химических веществ;

- выплавка металлических компонентов;
- очистка извлеченных высокоценных металлов;
- утилизация невозстановимых отходов, таких как алюминий.

С одной стороны частично затраты на утилизацию можно покрыть за счет выделения кобальта [41], но с другой стороны этот кобальт необходим и при изготовлении аккумуляторов. Именно поэтому на фоне роста цен на кобальт в 2018 г. сразу несколько производителей заявили о планах резко сократить его использование. С апреля 2016 г. по апрель 2018 г. цены на кобальт выросли почти в 4 раза, но ещё за год смогли снизиться до уровня, только на 44 % превышающего цены 2016 г. Заметный рост в тот же период, но с меньшими темпами, демонстрировали никель (рост на 72 % и далее снижение к апрелю 2019 г. до уровня 45 % от 2016 г.), цинк (рост на 105 % и снижение до 67 % от 2016 г.), свинец (рост на 47 % и снижение до 12 %), литий (рост на 42 % и снижение до 17 % от 2016 г.). Таким образом, сегмент производства накопителей, доля которых в стоимости автомобиля может достигать до 50 % от всех доналоговых затрат, оказывается достаточно чувствительным к рыночной конъюнктуре цен на металлы.

*Биржевые скачки делают производство накопителей крайне чувствительным к ценовой динамике различных металлов. В зависимости от изменения биржевых котировок могут меняться и приоритеты в использовании технологий.*

Помимо переработки батарей существует возможность их повторного использования в качестве накопителей энергии. Автомобильные аккумуляторы по-прежнему обладают до 70 % своей мощности, когда они перестают быть пригодными для питания электромобилей, однако они остаются пригодными для применения в портативных бытовых приборах. Но возможности этого использования ограничиваются потребительской потребностью, учитывая исходные размеры и параметры аккумуляторов.

### *Электроэнергетика*

Уже в конце XIX века в электроэнергетике использовались свинцово-кислотные аккумуляторы. В роли основного потребителя электроэнергии выступали лампы накаливания. В периоды низкого спроса аккумуляторы заряжались, а в часы пикового спроса (утром и вечером) энергия поступала из аккумуляторов.

Традиционно системы хранения составляли лишь малую часть активов электроэнергетической отрасли. Фактически хранение было перенесено в сегмент ископаемых топлив, неравномерное использование которых в генерации позволяло балансировать пиковые нагрузки. Однако распространение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в электрогенерации сделало хранение

самой электроэнергетики более востребованным. Системы хранения позволяют стабилизировать нагрузку системы и сгладить дисбалансы производства и потребления.

Основной экономический эффект обособленного использования накопителей определяется разницей цен в разные периоды времени: при низких ценах избыточная энергия используется для зарядки аккумуляторов, а затем при высоких ценах может быть подана потребителям, или отдана назад в сеть. Кроме этого аккумуляторы позволяют сглаживать кратковременные пики энергосистем, обеспечивать резервы мощности, поддерживать напряжение сети (от небольших домашних сетей до крупных энергосистем), обеспечивать аварийное электроснабжение и т. д. (Таблица 9).

**Таблица 9 – Функции и некоторые характеристики систем хранения в электроэнергетике помимо непосредственного хранения энергии у потребителя/производителя**

Функция системы хранения в электроэнергетике		Объём системы хранения	Время разряда	Минимум циклов (в год)	Тип накопителя
Основные	Корректировка режимов использования электроэнергии / Electric Energy Time-shift	1–500 МВт	< 1 час	250 +	Насосные накопители, подземные накопители сжатого воздуха
	Дополнительное электроснабжение (например во время пиков спроса, превышающих имеющиеся мощности) / Electric Supply Capacity	1–500 МВт	2–6 часов	5–100	
Вспомогательные	Регулирование (выполнение требований соответствия нормативам; сглаживание кратковременных пиков) / Regulation	10–40 МВт	15–60 минут	250–10000	Проточные батареи: Zn-Cl, Zn-Air, Zn-Br, VRB, PSB NaS-батареи Свинцово-кислотные батареи Li-Ion NiCd NiMD Инерционные накопители
	Вращающийся и вспомогательный резервы (подключены к системе, но функционируют не на полную мощность, наращивают нагрузку при необходимости) / Spinning, Non-Spinning, and Supplemental Reserves	10–100 МВт	15–60 минут	20–50	
	Поддержка напряжения / Voltage Support	1–10 Мвар	–	–	
	Возврат генерирующих мощностей в строй после серьёзных аварий / Black start	5–50 МВт	15–60 минут	10–20	
	Следование за нагрузкой / Load following	1–100 МВт	15–60 минут	–	
	Частотная передаточная функция / Frequency response	20 МВт и больше	секунды		

Продолжение Таблицы 9

Функция системы хранения в электроэнергетике	Объём системы хранения	Время разряда	Минимум циклов (в год)	Тип накопителя	
Поддержка передающей инфраструктуры	Отсрочка обновления сети / Transmission upgrade deferral	10–100 МВт	2–8 часов	10–50	Проточные батареи: Zn-Cl, Zn-Air, Zn-Br, VRB, PSB NaS-батареи
	Снятие перегрузок сети / Transmission congestion relief	10–100 МВт	1–4 часа	5–100	Свинцово-кислотные батареи Li-Ion NiCd
	Создание выдержки времени / Transmission stability damping Субсинхронное резонансное демпфирование / Sub-synchronous Resonance Damping	10–100 МВт	5 секунд – 2 часа	20–100	NiMD Инерционные накопители SMES

Источник: [29]

Принципиальная схема соединения аккумуляторов с электрической сетью показана на схеме (Рисунок 23). Система хранения состоит из двух основных компонентов: элемент хранения и электроника, преобразующая электричество под требуемые параметры.

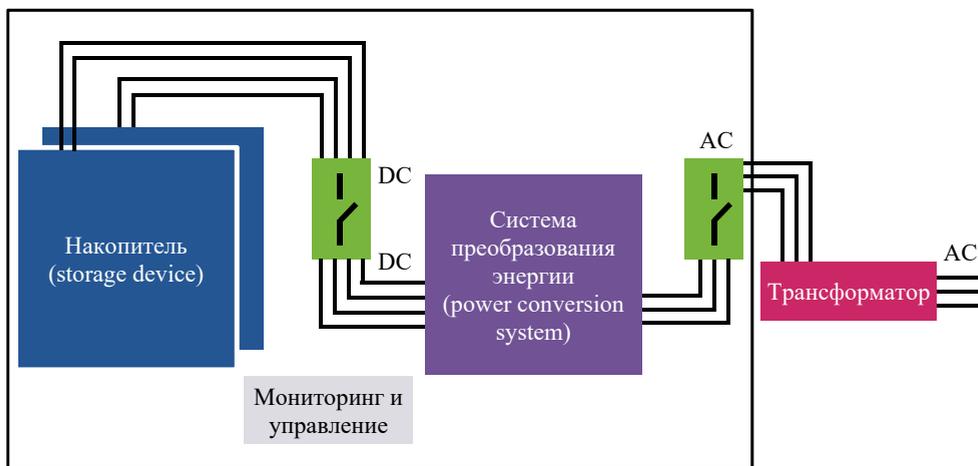


Рисунок 23 – Схема хранения электроэнергии

Источник: [42]

### ***Доступность исходных материалов для аккумуляторов***

Массивное внедрение систем хранения требует значительных объёмов исходного сырья и материалов. При этом большая часть научной литературы выделяет «активные полезные материалы», используемые при производстве катода, анода и электролита и «прочие материалы», применяемые для формирования корпуса, сепаратора и топливной ячейки батареи. Совокупно доля материалов в общей себестоимости производства аккумулятора может превышать 50 % [43], причем самыми весомыми в этой части, как правило, являются материалы, используемые для производства катода батареи (10-30 % от общей себестоимости производства батареи [44]). В батареях для портативных бытовых приборов катод в основном производят из гидрата закиси никеля, пожалуй, самого распространённого «редкого полезного материала» для производства батарей, а вот в более современных литий-ионных батареях для производства катода применяются куда как более редкие и дорогостоящие сплавы лития и кобальта. Именно на замену катодного элемента, как ключевого источника снижения себестоимости производства батареи, помимо масштабирования бизнеса и создания вертикально-интегрированных структур по производству батарей, сегодня направлены основные усилия компаний – производителей ХИТ. Существуют научные и пилотные проекты, где в катодном сплаве дорогой и редкий кобальт заменяется на железо, ванадий или марганец, однако на данный момент эти технологии далеки от масштабирования. Поэтому во многом определяющей для текущего уровня развития индустрии накопителей является стоимость широко используемых лития, кобальта и никеля.

В таблице рассмотрены направления использования и складывающаяся ситуация с поставками металлов и материалов, которые имеют важное значение в развитии аккумуляторов и при этом не являются широко распространенными – ванадий, кадмий, кобальт, литий, никель, редкоземельные металлы (Таблица 10).

**Таблица 10 – Сырье для производства аккумуляторов: характеристики, сферы использования, добывающие страны**

Металл	Характеристики	Использование в аккумуляторах	Производство металла
Ванадий	Редкий металл V группы периодической системы Менделеева, атомный номер 23. В чистом виде практически не встречается, скопления в породах присутствуют крайне редко, на рынке реализуется либо в виде феррованадия, либо в виде пентаоксида ванадия, широко используется в качестве легирующей добавки для повышения качественных характеристик стали.	Применяется в ванадиевых проточных батареях или редокс-батареях с кислотой в качестве электролита, отличающихся долговечностью по циклам перезарядки, однако обладающих сравнительно низкой плотностью энергии. Подобные батареи считаются перспективными в качестве аккумуляторов для электромобилей, накопителей для хранения энергии ВИЭ.	Китай (43 000 т в 2017 г.) Россия (16 000 т в 2017 г.) ЮАР (12 000 т в 2017 г.) Бразилия (8 400 т в 2017 г.) Прочие страны (600 т в 2017 г.) [45]

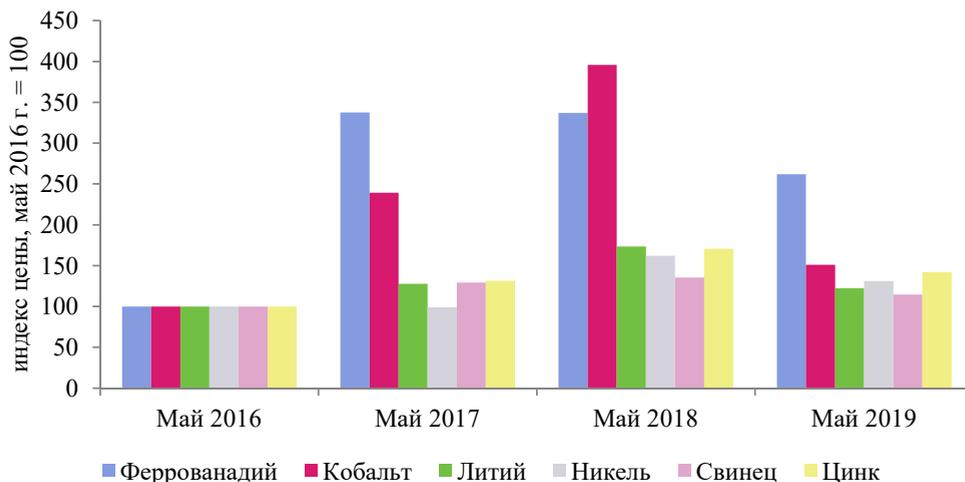
Продолжение Таблицы 10

Металл	Характеристики	Использование в аккумуляторах	Производство металла
Кадмий	Редкий металл II группы периодической системы Менделеева, атомный номер 48. В чистом виде в природе не встречается, в основном выделяется из других минералов.	Никель-кадмиевый аккумулятор (батарейки для портативной аппаратуры, питание цепей управление электротранспорта, бортовые аккумуляторы в авиации). Серебряно-кадмиевый аккумулятор (в основном используются в военно-космической промышленности, крайне дороги в производстве).	Китай 8 200 т в 2018 г. Корея 5 600 т в 2018 г. Япония 2 100 т в 2018 г. Мексика 1 200 т в 2018 г. Канада 1 800 т в 2018 г. Казахстан 1 500 т в 2018 г. Россия 1 200 т в 2018 г. Нидерланды 900 т в 2018 г. Перу 800 т в 2018 г. Прочие: 2 800 т в 2018 г. [46]
Кобальт	Относительно редкий металл IX группы периодической системы Менделеева, атомный номер 27. В основном производится как побочный продукт обработки руд меди, серебра, никеля.	Применяется в сочетании с литием в катоде литий-ионных аккумуляторов.	Демократическая республика Конго: 90 000 т в 2018 г. Россия: 5 900 т в 2018 г. Куба: 4 900 т в 2018 г. Австралия: 4 700 т в 2018 г. Филиппины: 4 600 т в 2018 г. Канада: 3 800 т в 2018 г. Мадагаскар: 3 500 т в 2018 г. Папуа Новая Гвинея: 3 200 т в 2018 г. Китай: 3 100 т в 2018 г. Марокко: 2 300 т в 2018 г. Прочие: 14 000 т в 2018 г. [48]
Никель	Малоактивный химически металл X группы периодической системы Менделеева с атомным номером 28. Производится посредством обработки никелевых руд. Широко применяется при изготовлении металлических сплавов, в целях повышения вязкости исходного металла, для защиты от коррозии.	Применяется при производстве никель-кадмиевых аккумуляторов (см. выше), никель-металл-гидридных аккумуляторов, железно-никелевых аккумуляторов, никель-цинковых аккумуляторов, никель-водородных аккумуляторов	Индонезия: 400 000 т в 2017 г. Филиппины: 230 000 т в 2017 г. Канада: 210 000 т в 2017 г. Франция: 210 000 т в 2017 г. Австралия: 190 000 т в 2017 г. Россия: 180 000 т в 2017 г. Бразилия: 140 000 т в 2017 г. Китай: 98 000 т в 2017 г. Гватемала: 69 000 т в 2017 г. Куба: 51 000 т в 2017 г. Прочие: 522 000 т в 2017 г. [49]
Редкоземельные металлы Лантан Неодим Празеодим Церий	Редкоземельные металлы образуют тугоплавкие оксиды.	Планируется применение в считающихся перспективными для электромобилей и в качестве промышленных накопителей фторидных аккумуляторов, где редкоземельные металлы будут выступать в качестве анода, а в качестве катода и электролита фториды других металлов	Не являются редкими, встречаются в качестве соединений во многих рудах.

Источник: [2]

Помимо относительной редкости этих металлов и очевидной сложности, связанной с их выделением из состава руд, обращает на себя внимание тот факт, что значительная доля рынка производства всех этих металлов сконцентрирована в руках одного производителя. Так Китай по состоянию на 2017-2018 гг. поставлял на мировой рынок 54 % ванадия, 32 % кадмия, и занимал весьма внушительное место на рынках лития и никеля, контролируя также 90 % мировых мощностей по обогащению кобальт-содержащих руд. При этом 64 % сырья для производства кобальта добывается всего в одной стране - Демократической республике Конго. Естественно, что подобная ограниченность предложения в условиях растущего спроса часто обуславливает резкие скачки цен в случае изменения положения дел в отрасли у крупнейших производителей, как это было в Китае и Конго в 2017-2019 гг.

Редкость металлов, необходимых для производства аккумуляторов, во многом определяет их ценность и сравнительно высокую стоимость. Прогнозируемый рост мирового спроса на хранение энергии (в том числе в аккумуляторах электромобилей) неизбежно, казалось бы, должен повлечь за собой и рост цен на эти металлы, с чем отдельные исследователи и связывали взрывообразный рост цен на кобальт, литий, никель периода 2017-2018 гг. [50]. Однако, несмотря на продолжающийся «бум» продаж электромобилей (в феврале 2019 было продано на 31 % больше электромобилей, чем в феврале 2018 [51]), рост цен сменился значительным спадом в I-II квартале 2019 г. (Рисунок 24).



**Рисунок 24 – Индексы цен на торгуемое сырье для производства некоторых металлов, используемых для производства ХИТ**

Источники: [52], [53], [54], [55]

С мая 2016 г. по май 2018 г. цены на ванадий (оценивались цены феррованадия) выросли почти в 3,5 раза (в определенные периоды цены феррованадия в 2018 г. в 7,5 раз превышали цены на него в мае 2019 г.), но за следующий год

смогли снизиться до уровня всего вдвое превышающего цены 2016 г. Заметный рост в тот же период, но с меньшими темпами, демонстрировали кобальт (рост на 200 %, с последующим спадом цен до уровня в 150 % от цен мая 2016 г.), никель (рост на 62 % и далее снижение к маю 2019 г. до уровня 131 % от 2016 г.), цинк (рост на 61 % и снижение до 142 % от 2016 г.), свинец (рост на 60 % и снижение до 14 %), литий (рост на 73 % и снижение до 110 % от уровня мая 2016 г.).

Для понимания этого ценового ралли важно объяснить некоторые особенности ценообразования на металлы.

Так, подорожание за период 2017-2018 гг. в четыре раза ванадия во многом объясняется приостановкой целого ряда крупнейших производств в Китае [56]. При этом важно понимать, что ванадий в основном используется в сталелитейной промышленности (93 % от общего объема спроса). На сегмент батарей остается всего 2 % от общего объема произведенного в мире в 2017 г. металла [57]. Это говорит о том, что на изменение его цены в большей степени повлияли факторы, воздействующие на производство и рынок сталелитейной промышленности, нежели какие-то существенные скачки спроса со стороны производителей ХИТ.

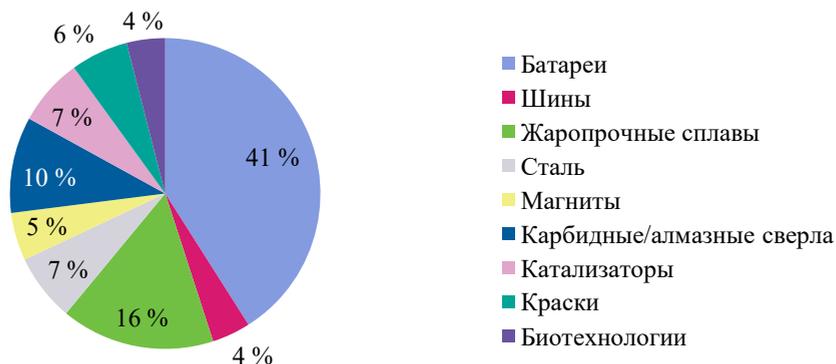
Неоднозначна и ситуация с никелем, всего 4 % мирового производства которого используется в сегменте электробатарей [58]. Несмотря на множество сообщений о том, что цены на металл росли из-за резко возрастающего спроса со стороны производителей электромобилей и гибридов, немаловажный вклад в рост цен 2017-2018 гг. внесли китайские металлурги, существенно увеличившие спрос на никель для производства нержавеющей стали [59]. Именно китайская металлургия впоследствии стала причиной падения цен на этот металл в 2018-2019 гг., в связи с сокращением производства и отгрузки нержавеющей стали в США после ввода администрацией Трампа ввозных пошлин для Китайской продукции сталелитейной промышленности.

*Распространенное мнение о том, что цены на никель и ванадий резко выросли на фоне развития электротранспорта, не подтверждается результатами анализа рынков. Сегмент батарей пока составляет только малую долю спроса на эти металлы. Значительно важнее факторы, отражающие состояние производства этих металлов у ограниченного числа игроков и ситуация в металлургической промышленности, обеспечивающей основной спрос на них.*

Куда как более чувствительны к спросу со стороны производителей электробатарей, оказываются цены на кобальт, свыше 40 % которого потребляется именно в сегменте ХИТ [60].

*В отличие от никеля и ванадия, для рынка кобальта развитие ХИТ во многом является определяющим.*

Причем на данном этапе развития технологий производства батарей именно кобальт является наиболее распространенным и привлекательным элементом среди материалов для производства катода литий-ионных батарей. Попытки заменить его железистыми, или марганцевыми соединениями пока не получили широкого промышленного распространения, поэтому вполне естественно, что электромобильный «бум» привел к существенному росту мировых цен на этот металл. Дополнительную ценовую премию вносил и тот факт, что более 50 % кобальта производится в ДРК, которая в 2018 г. резко нарастила налоговую нагрузку на рудники, что привело к снижению прибыли крупнейших горнодобывающих компаний, приостановке их производств и, как следствие, к временному ограничению предложения на мировом рынке.



**Рисунок 25 – Структура спроса на кобальт по секторам потребления**

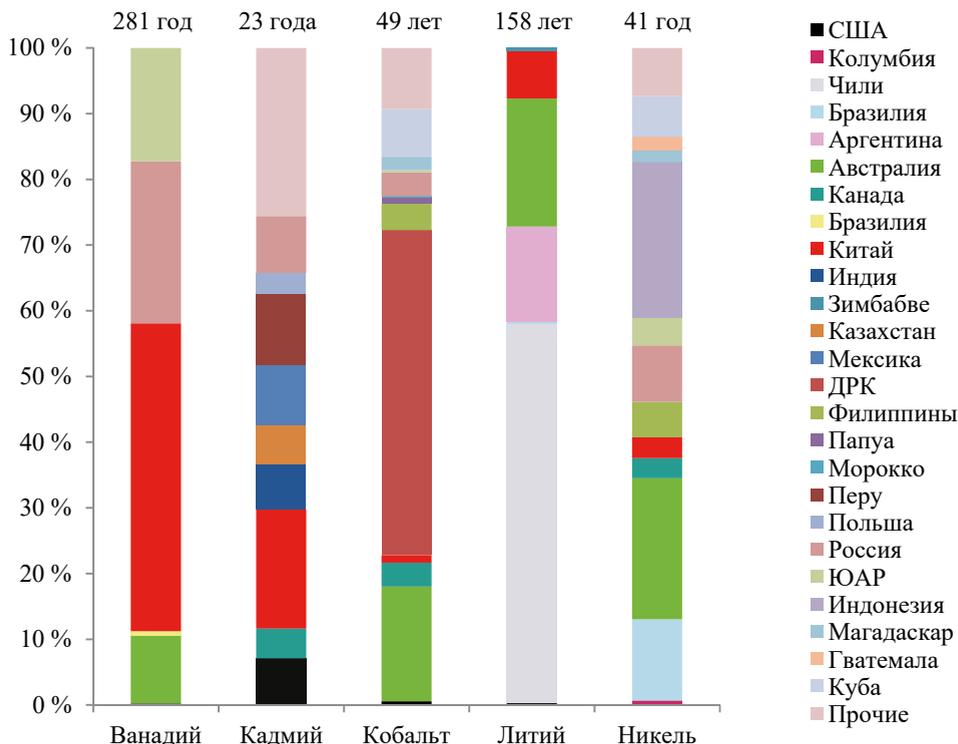
Источник: [60]

Охлаждение рынка началось с заявления главы компании «Тесла» Илона Маска, который в июне 2018 г. заявил об отказе от кобальта в следующем поколении аккумуляторов Tesla [61], которое почти совпало с восстановлением добычи кобальтовых руд в ДРК. При этом продолжало увеличиваться производство кобальта в качестве побочного продукта никелевых и медных руд в Китае, Канаде, России, Австралии, на Филиппинах, Кубе и др. На кажущийся перспективным рынок входили новые игроки из всех стран мира. Сочетание этих факторов привело к затовариванию рынка и превышению предложения над спросом, что и толкнуло цены вниз [62].

Выход на рынок новых производителей во второй половине 2018 г. смог переломить ценовую динамику не только на рынке кобальта, но и на рынке лития – второго незаменимого на данный момент металла для батарей. Австралия всего за один год смогла нарастить добычу с 18,7 тыс. т в 2017 г. до 51 тыс. т в 2018 г., заняв первое место на рынке и захватив 60 % от его общего объема. В ближайшие годы, судя по громким заявлениям компаний и политиков, ожидается целое ралли за доминирование на рынке, главным образом между Австралией и Чили, занимающими первое и второе место по запасам и добыче редкого металла, а также Аргентиной, которая является третьей страной в мире

по известным запасам лития и планирует уже в ближайшие годы существенно нарастить его добычу.

В целом уже сейчас становится понятно, что, несмотря на кажущуюся редкость и безусловную ценность необходимых для производства батарей материалов (в первую очередь кобальта и лития), на этом рынке «спрос рождает предложение». Учитывая сравнительно небольшую конкуренцию между ключевыми производителями, малейший дефицит на рынке приводит к резкому скачку цен, который в свою очередь не становится долгосрочным, почти моментально провоцируя выход на рынок новых игроков. При этом геологические запасы многих из этих металлов весьма обширны, а коэффициенты ресурсообеспеченности (отношение запасов к добыче, R/P ratio) при текущих запасах и уровнях добычи составляют от 23 лет для кадмия, при том, что кадмиевые ХИТ постепенно уступают место литий-ионным аккумуляторам, до 281 года для ванадия. Наиболее чувствительные для индустрии накопителей кобальт и литий имеют весьма внушительные коэффициенты ресурсообеспеченности в 49 лет и 41 год соответственно (Рисунок 26). Таким образом, индустрия обладает достаточным запасом времени для поиска альтернатив редким металлам, используемым в производстве катода и анода, который уже активно ведется.



**Рисунок 26 – Распределение запасов отдельных металлов по странам мира и коэффициенты ресурсообеспеченности (R/P Ratio)**

Источник: [63], [64], [65]

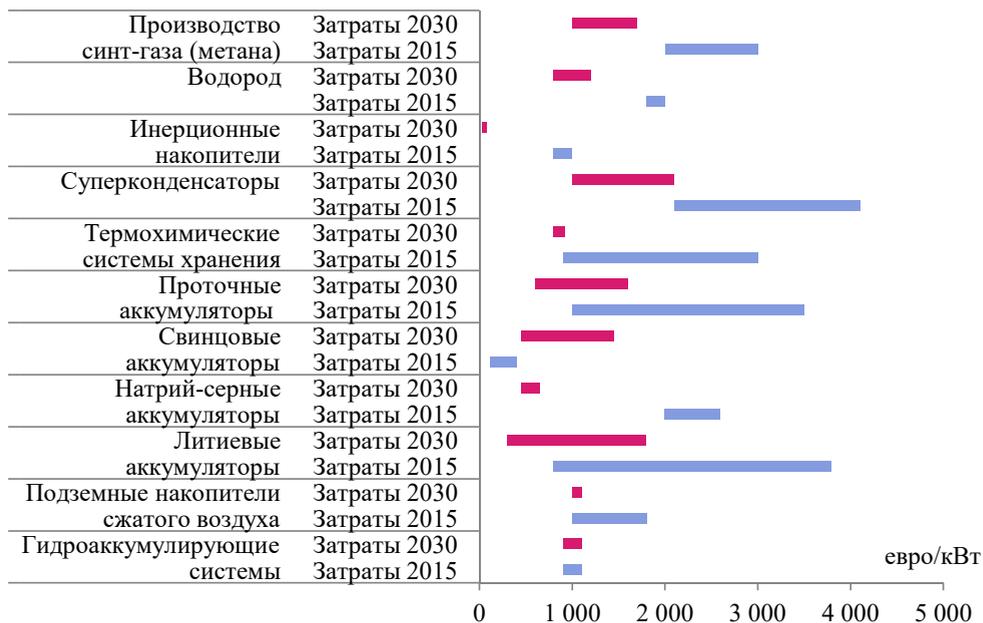
### Экономика хранения электроэнергии

Технологии хранения электроэнергии могут повысить качество работы энергосистемы и поставляемых поставщиками услуг. Параллельно они позволяют перевести в новое качество и потребителей, которые становятся более активными участниками процесса и сами могут, как управлять спросом, так и отдавать в отдельные периоды энергию в сеть. Хранение позволяет стабилизировать напряжение и частоту. Системы распределенного хранения помогают справляться с пиками спроса в системе, повышают надежность снабжения, продлевают срок службы оборудования, нивелировать как краткосрочные, так и более продолжительные перебои в поставках электроэнергии.

В случае широкого распространения технологии хранения электроэнергии окажут колоссальное влияние на бизнес электрогенерирующих компаний. Однако для того, чтобы технологии хранения внедрялись, необходимо, чтобы они отвечали требованиям по экономическим и технологическим параметрам.

Рассмотрим инвестиционные и средние затраты на хранение электроэнергии: specific investment cost (SIC) и levelized cost of storage (LCOS).

Метод особых инвестиционных затрат (SIC, Specific investment cost) позволяет оценить стоимость установки той или иной системы на единицу мощности. При этом не учитываются особенности фактической работы и объемы энергии, поставляемые данным аккумулятором в сеть (Рисунок 27).



**Рисунок 27 – Затраты по установке систем хранения на единицу мощности (SIC, Specific Investment Cost), евро/кВт**

Источник: [26]

Как видно из графика (Рисунок 27), гидроаккумулирующие системы, подземные накопители сжатого воздуха, химические источники тока (литиевые, натрий-серные, свинцовые, проточные) и инерционные накопители имеют самые низкие затраты на установки на единицу мощности и меньшие диапазоны. Это связано с масштабом таких систем. Более того, ожидается, что стоимость установки этих систем к 2030 г. сократится.

Метод средних затрат основывается на тех же принципах, что и метод LCOE – levelized cost of electricity, используемый для оценки стоимости производства электроэнергии из различных источников. В случае использования метода LCOS становится возможным сравнить технологии хранения по затратам на кВт·ч полученной энергии.

$$LCOS = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Где:

$LCOS$  – средняя стоимость хранения

$I_0$  – инвестиционные затраты (единица измерения: €)

$A_t$  – общие затраты в год  $t$  (€)

$M_{el}$  – электрогенерация в год  $t$  (кВт·ч)

$n$  – длительность службы (годы)

$t$  – год службы (1, ...,  $n$ )

$i$  – ставка дисконтирования (WACC) (%)

Стоит отметить, что показатель  $M_{el}$  в значительной степени зависит от целей, для которых используется система хранения, и определяется, в том числе, количеством циклов заряда-разряда. Результаты расчетов, приведенные в отчете Мирового энергетического совета, представлены на графике (Рисунок 28).

Как показывают результаты приведенных расчетов, по стоимости хранения химические источники тока (представленные на графике литиевые, натрий-серные, свинцовые, проточные аккумуляторы) уступают традиционным гидроаккумулирующим системам (pumped storage) и подземным накопителям сжатого воздуха. Однако в среднем хранение в них дешевле, чем с использованием технологии преобразования электроэнергии в газ – водород (P2G H<sub>2</sub>) либо метан (P2G SNG).

Ожидается, что стоимость хранения значительно снизится в ближайшие годы и в 2030 г. стоимость хранения для всех типов аккумуляторов будет значительно ниже уровня 2015 г. Особо заметное снижение стоимости ожидается в случае литий-ионных аккумуляторов, что будет обеспечено благодаря проводимым НИОКР и эффекту масштаба, стимулируемых развитием транспорта на электрической тяге, где данные аккумуляторы являются наиболее распространенными.



**Рисунок 28 – Средние затраты на хранение энергии (LCOS)**

Источник: [26]

Инвестиции в системы хранения на основе ХИТ росли в 2012-2016 гг. вслед за снижением издержек по установке батарей. В 2016 г. общий объем инвестиций составил более 1 млрд долл. Однако стоит отметить, что объем инвестиций в батареи остается ниже, чем на другие элементы электрических сетей. В 2016 г. были пущены 570 МВт хранения на основе ХИТ. Наибольшие объемы хранения были запущены в Азии, в частности в Корее (лидер по объему инвестиций в системы хранения), Китае, Японии, Индии.

Среди крупных систем хранения, установленных в секторе электрогенерации, ведущую роль в 2016 г. сыграли литий-ионные батареи. Прочие ХИТ, такие как проточные редокс-аккумуляторы и свинцово-кислотные батареи, составили лишь 5 % от всех введенных в действие систем [66].

Помимо ХИТ, инвестиции осуществлялась в такие способы хранения как гидроаккумулирующие системы и тепловые системы хранения. Гидроаккумулирующие системы составили 85 % от всех введенных в 2016 г. мощностей хранения, или 5,95 ГВт. Лидером по вводу в действие гидроаккумулирующих систем стал Китай, обеспечив 60 % годового прироста мощности [67].

*В перспективе ожидается снижение стоимости хранения энергии, как за счет развития литий-ионных технологий, так и за счет внедрения новых систем ХИТ. Подобный научно-технический прогресс позволит существенно повысить уровень электрификации по всему миру и существенно изменить конфигурацию энергосистем.*

В рассматриваемых прогнозных сценариях предполагается снижение полных удельных затрат на хранение со 100-700 долл./МВт·ч до 50-250 долл./МВт·ч в Традиционном сценарии и до 30-200 долл./МВт·ч в сценарии Энергопереход.

## **2.4. ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ПЕРЕРАБОТКИ ИСКОПАЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ**

### **2.4.1. Технологии производства нефти**

Постепенное вытеснение нефти даже из традиционного транспортного сектора альтернативными топливами вынуждает нефтяные компании запускать внутри себя серьезнейшие адаптационные процессы в части технологических инноваций, направленные на повышение доступности (снижение себестоимости производства) углеводородов и возобновление исчерпываемой минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности.

*Постепенное вытеснение нефти даже из традиционного транспортного сектора альтернативными топливами вынуждает нефтяные компании запускать внутри себя серьезнейшие адаптационные процессы в части технологических инноваций, направленные на повышение доступности (снижение себестоимости производства) углеводородов и возобновление минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности.*

Приоритеты научно-технических разработок в нефтяной отрасли сконцентрированы по следующим направлениям:

- 1) технологии, позволяющие повысить нефтеотдачу традиционных месторождений. В частности, это третичные методы увеличения нефтеотдачи пласта: вытеснение углеводорода газом, применение химических ПАВ, термические методы воздействия на пласт. Вовлечение подобных технологий в эксплуатацию позволяет расширить технически доступную ресурсную базу мировой нефтяной промышленности, но при этом происходит существенный рост цен безубыточности добычи (в среднем, для повышения КИН на 1 % за счет третичных МУН требуется от 1,5 до 2 долл. дополнительных затрат на каждый баррель добычи);
- 2) технологии разработки глубоководных месторождений. Безусловно не только снижение затрат внутри компаний, но и рост цен позволили увеличить инвестиции в добычу нефти на шельфе в период 2000-2014 гг., что дало возможность компаниям отработать технологии офшорной добычи, в том числе с мобильными плавучими буровыми установками и скважинным оборудованием малой мощности. С 2017 г. подобные технологии привели к тому, что компании стали концентрироваться на более компактных проектах офшорной добычи. Плато добычи на таких проектах составляет в среднем 40 тыс. барр. в сутки по сравнению с 70 тыс. барр. в сутки для проектов в предыдущие годы [68]. В Норвегии компания Statoil совершила прорыв в повышении эффек-

тивности, сократив издержки производства на своих новых месторождениях в Арктике с 50 долл./барр. до уровня ниже 30 долл./барр. На Johan Sverdrup – крупнейшем новом месторождении в норвежском Северном море - затраты упали ниже 15 долл./барр. за весь цикл разработки. Месторождение Johan Castberg в Баренцевом море имеет точку безубыточности в 35 долл./барр. (против 80 долл./барр. несколько лет назад). В Бразилии компания Petrobras объявила, что достигла уровня издержек на добычу на глубоководных месторождениях ниже 40 долл./барр. Главной проблемой для Бразилии является привлечение иностранного капитала, однако уже с конца 2017 г. наблюдается заметный успех в этом направлении: были подписаны соглашения о создании совместных предприятий с Shell, Total и Statoil. В Великобритании Shell заявила, что будет реконструировать нефтяное и газовое месторождение «Penguin» в Северном море с ценой безубыточности ниже 40 долл./барр. и максимальной производительностью около 45 тыс. барр. в сутки. Возродившаяся активность в Британском секторе Северного моря отчасти стала неожиданностью – практически 15 млн т добычи к 2025 г. позволят снизить темпы падения добычи. В среднем цена безубыточности для глубоководных проектов снизилась до 45 долл./барр., а для проектов на мелководье до 30 долл./барр. [69]. Столь значительное снижение издержек позволяет оффшорным проектам быть конкурентоспособными со сланцевой нефтью США. Снижение издержек на добычу позволило вывести на рынок новых, ранее неизвестных игроков. Среди них можно выделить Гвиану, где готовится к добыче месторождение Liza с плато добычи до 5 млн т. Во время разработки этого месторождения в Гвиане было также обнаружено месторождение Paucara, детальные характеристики которого пока неизвестны. Ещё одно крупное месторождение SNE открыто в Сенегале, с потенциальной добычей в 7 млн т. В целом потенциал оффшорных проектов достаточно высок. По оценкам ИНЭИ РАН к 2025 г. шельфовые проекты, которые были введены после 2015 г., а также получившие FID, дополнительно позволят произвести 150-200 млн т нефти;

- 3) цифровизация и автоматизация. «Умные промыслы», «скважины с искусственным интеллектом», автоматизация систем сдачи-приемки нефтяного сырья позволяют оптимизировать производственные цепочки, упростить логистику поставок, снизить риск, вносимый в нефтяное хозяйство «человеческим фактором». Применение 3D и 4D моделирования в геологоразведке позволяет существенно снизить затраты на «полевые работы», снизить риск вскрытия «сухих» скважин, обеспечить прирост запасов;
- 4) технологии разработки нетрадиционных нефтей (керогена, нефтей арктических акваторий, низкопроницаемых коллекторов, тяжелой неф-

ти и нефтяного песка). Новые технологии в области нетрадиционных нефтей, главным образом низкопроницаемых коллекторов, привели к существенному расширению кривой предложения нефти в последнее десятилетие в различных её частях. Благодаря технологическому прогрессу часть ресурсов уже заняло своё устойчивое место на этой кривой на ближайшие десятилетия, но перспективы некоторых видов будут зависеть от дальнейшего хода НТП. Подробно технологические и экономические аспекты разработки нетрадиционных нефтей рассмотрены в монографии ИНЭИ РАН от 2019 г.: «Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы» [70].

Все эти технологии находят отражение в модельных расчетах, влияя на изменение затрат на добычу (цены безубыточности), динамику изменения этих затрат (их эскалацию), а также в корректировке возможностей производства. При этом новые возможности добычи (за счет увеличения КИН, современной геологоразведки и пр.) вводятся в качестве дополнительных мощностей со своими параметрами.

Важно понимать, что наличие в моделях ресурсов, которые могут поступить на рынок за счет рассмотренных технологий, не означает, что эти ресурсы в каком-либо из сценариев будут вовлечены в эксплуатацию. К примеру, в сценарии Энергопереход из-за сравнительно низкого прогнозного спроса на нефть миру не потребуется для его удовлетворения вовлечение в эксплуатацию арктических месторождений, или применение дорогостоящих МУН на месторождениях действующих.

Сводная матрица сценарных предпосылок в части развития технологий нефтегазодобычи представлена в таблице (Таблица 11).

**Таблица 11 – Матрица развития технологических направлений нефтедобычи по сценариям**

Технологическое направление	Влияние на рынок	Базовый сценарий	Сценарий Энергопереход
Технологии повышения КИН на традиционных месторождениях	Расширение ресурсной базы традиционной нефти при увеличении цен безубыточности производства	Технологии с разной степенью эффективности имеются в наличии у всех производителей традиционной нефти, целесообразность их применения определяется, прежде всего, ценовой ситуацией и налоговой политикой. Геополитическая ситуация может ограничивать доступ к отдельным современным технологическим решениям для некоторых участников рынка.	
Технологии развития глубоководной добычи	Расширение кривой предложения и снижение затрат по отдельным проектам	Технологии становятся доступны для всех производителей (для отдельных стран разрабатываются и внедряются)	

Продолжение Таблицы 10

Технологическое направление	Влияние на рынок	Базовый сценарий	Сценарий Энергопереход
Технологии разработки нефтей низкопроницаемых коллекторов	Расширение мировой кривой предложения в различных ее частях за счет вовлечения в эксплуатацию сланцевых плеев и других низкопроницаемых формаций	Происходит постепенное удорожание затрат на добычу углеводородов низкопроницаемых коллекторов (потенциал удешевления в рамках дальнейшей оптимизации затрат не компенсирует переход на более сложные участки добычи), ограниченный трансферт технологии за пределы Северной Америки.	В США продолжается совершенствование технологий МГРП, что позволяет незначительно снизить цены безубыточности добычи даже с учетом перехода на более сложные плеев. После 2025 г. технологии становятся доступны для Китая и Аргентины, как за счет частичного трансферта, так и на базе собственных разработок.
Технологии разработки сверхтяжелых нефтей и керогена	Расширение мировой кривой предложения в ее правой части, вовлечение в эксплуатацию «замыкающих» ресурсов	Технологии имеются в наличии у всех без исключения производителей этого вида нетрадиционной нефти, однако применяются только в случае, если существует экономическая целесообразность.	

Источник: [2]

#### 2.4.2. Технологии производства и поставок газа

В газовой отрасли существенная часть затрат связана с транспортировкой. Именно поэтому большой интерес представляют не только технологии в области геологоразведки и добычи, но и в области транспорта в газообразном и сжиженном состоянии. Ярко выраженная сезонность спроса и возросший дисбаланс выработки на фоне роста производства электроэнергии на основе солнечной и ветровой энергии, ставят дополнительные вопросы и к системам газоснабжения в части обеспечения гибкости поставок. Возможностями по сглаживанию неравномерностей нагрузки располагают добычные мощности, системы хранения и ёмкости самой ГТС. Все эти направления являются предметом для дальнейших исследований в области развития технологий.

Ключевые направления технологического развития в газовой отрасли, решаемые задачи и учет по сценариям представлены в таблице (Таблица 12).

В методологии учет технологических изменений в газовой отрасли выражается в изменении вводных параметров модели рынков газа: объемных и затратных показателей. Все эти показатели оцениваются и рассчитываются отдельно, в оптимизационную модель мирового рынка газа передаются только результаты.

Таблица 12 – Основные направления технологического развития в газовой отрасли и учет по сценариям.

Технологическое направление	Задача	Решения	Применимость по сценариям	
			Традиционный сценарий	Сценарий Энергопереход
Геологоразведка	Снижение стоимости работ на единицу прироста запасов, повышение качества данных для принятия решений, расширение доступной ресурсной базы	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Технологии многомерного моделирования;</li> <li>- Системы интеллектуального анализа данных;</li> <li>- Развитие методов первичного дистанционного зондирования поверхности;</li> <li>- Совершенствование систем анализа пород; и т.д.</li> </ul>	Учитывается в стоимости затрат на производство газа в зависимости от региона. В сценарии Энергопереход затраты снижаются дифференцированно в зависимости от страны.	Учитывается в стоимости затрат в виде объемов доступной добычи и производственных затрат по узлам. В сценарии Энергопереход проведена корректировка добычных возможностей традиционного сценария по объемам и затратам для каждого узла в зависимости от потенциала использования технологий и сценарных предположений в части разработки и трансфера технологий.
Добыча газа	Расширение извлекаемой ресурсной базы, снижение затрат	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Технологии «умных месторождений»;</li> <li>- Развитие технологий глубоководной добычи и добычи в сложных условиях (подводные добычные системы, оборудование для условий вечной мерзлоты и пр.);</li> <li>- Развитие технологий извлечения трудноизвлекаемых ресурсов, включая многостадийный ГРП и т.д.;</li> <li>- Технологии МУН;</li> <li>- Технологии контроля и мониторинга состояния оборудования добычных комплексов;</li> <li>- Развитие технологий разработки малых месторождений;</li> <li>- Технологии разработки месторождений с многокомпонентным составом сырья.</li> </ul>	Учитывается в добычных возможностях в виде объемов доступной добычи и производственных затрат по узлам. В сценарии Энергопереход проведена корректировка добычных возможностей традиционного сценария по объемам и затратам для каждого узла в зависимости от потенциала использования технологий и сценарных предположений в части разработки и трансфера технологий.	Учитывается в добычных возможностях в виде объемов доступной добычи и производственных затрат по узлам. В сценарии Энергопереход проведена корректировка добычных возможностей традиционного сценария по объемам и затратам для каждого узла в зависимости от потенциала использования технологий и сценарных предположений в части разработки и трансфера технологий.
Транспортировка газа	Повышение надежности, улучшение технологических показателей (износостойкость, давление и пр.), снижение затрат, расширение гибкости работы системы, оптимизация работы за счет использования потенциала по хранению газа в ГТС	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработка высокопрочных материалов (повышение давления в газопроводах, увеличение объемов прокладки при меньших капитальных затратах);</li> <li>- Технологии гладкостенных внутренних покрытий и присадки для снижения гидравлического сопротивления;</li> <li>- Технологии диагностики и ремонта без остановки прокладки;</li> <li>- Использование композитных материалов и антикоррозийных покрытий для повышения надежности и долговечности;</li> </ul>	Учитывается в стоимости затрат на производство газа в зависимости от региона. В сценарии Энергопереход затраты снижаются дифференцированно в зависимости от страны.	Учитывается в стоимости затрат на производство газа в зависимости от региона. В сценарии Энергопереход затраты снижаются дифференцированно в зависимости от страны.

Продолжение Таблицы 12

Технологическое направление	Задача	Решения	Применимость по сценариям	
			Традиционный сценарий	Сценарий Энергопереход
Хранение газа	Расширение емкости ПХГ, снижение затрат, оптимизация режимов отбора	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Совершенствование технологий ГПА, в том числе при использовании для морских газопроводов;</li> <li>- Адаптация оборудования к работе в экстремальных условиях (вечная мерзлота и т.д.);</li> <li>- Бестраншейные методы укладки газопроводов;</li> <li>- Интеллектуальные технологии управления ГТС.</li> <li>- Разработка и развитие технологий хранения в различных видах пластов, включая соляные, скальные.</li> <li>- Технологии оптимизации режимов работы;</li> <li>- Многомерное моделирование ПХГ, развитие систем диагностики пластов;</li> <li>- Методы расширения активной мощности;</li> <li>- Расширение возможностей хранения в сжиженном состоянии.</li> </ul>	<p>В сценарии Энергопереход введены дополнительные мощности для узлов где расширено потребление газа и есть потенциал создания ПХГ, затраты хранения в рамках новых мощностей снижены.</p>	
СПГ	Снижение затрат, расширение возможностей использования и доставки (для стран с ограниченным доступом к иностранным технологиям разработка собственных)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Совершенствование оборудования по производству СПГ (компрессоры, криогенное оборудование и др.);</li> <li>- Развитие технологий малотоннажного СПГ;</li> <li>- Оборудование и реагенты для подготовки газа к сжижению;</li> <li>- Плавающие заводы по производству СПГ;</li> <li>- Танкеры арктического класса;</li> <li>- Стационарные и плавучие комплексы автономного энергоснабжения (газ+электричество);</li> <li>- Новые виды технологий использования СПГ в качестве моторного топлива (судовое, автомобильное, ж/д).</li> </ul>	<p>В сценарии Энергопереход снижение затрат на производство в рамках новых проектов в сравнении со сценарием Традиционный. В обоих сценариях предполагается доступность технологий для участников рынка за счет трансфера и разработки собственных.</p>	

Источник: [2]

К таким ключевым оцениваемым изменениям относятся:

- затраты на добычу газа (учет совершенствования технологий производства, состояния запасов, налоговой базы, курса национальных валют и пр.);
- возможности производства газа;
- пропускная способность газопроводов (учет параметров рабочего давления, возможностей компрессорного оборудования, типа труб и пр.);
- затраты на трубопроводную транспортировку (возможности прокладки, тип труб);
- затраты на сжижение и регазификацию (стоимость строительства и операционного обслуживания заводов по сжижению и регазификационных терминалов);
- затраты на морскую транспортировку (типы танкеров);
- объемы производства и транспорта СПГ (типы и параметры заводов по сжижению, регазификационных терминалов и танкеров).

Совершенствование технологий в сфере добычи и транспортировки газа в модели находит отражение при оценке текущих удельных затрат, их прогнозных значений (в виде коэффициентов эскалации), соответствующих этим затратам потенциальных объемов добычи и транспортировки с учетом технических возможностей по повышению гибкости поставок газа (благодаря тому, что оптимизация в газовой модели ведется поквартально). Таким образом, расчеты с использованием модели мировых рынков газа позволяют оценить эффекты от реализации сценариев удешевления/удорожания производства традиционного и нетрадиционного газа и стоимости транспортировки сетевого газа и СПГ.

Ещё одним важным фактором, который необходимо учитывать при прогнозировании, является скорость трансфера технологий между странами и наличие барьеров для их передачи. Методологически он учитывается через набор предпосылок, на основе которых в исходных расчетных данных устанавливаются сроки ввода мощностей, их экономические и производственные параметры.

Одним из ключевых направлений, которое оказывает и будет оказывать существенное влияние на мировой газовый рынок, является развитие технологий добычи нетрадиционных газов.

Наиболее распространенный терминологический подход определяет нетрадиционные газы, как требующие для своей разработки технологии, отличные от технологий извлечения традиционных газов. В данной работе предлагается более детализированный подход, учитывающий фактор подвижности газов, которая может быть ограничена двумя основными условиями:

- *низкой проницаемостью газоносной породы, ограничивающей движение флюидов в ней.* В мировой практике принято деление на два основных вида низкопроницаемых газоносных пород – сланцы и другие плотные породы (обычно песчаники и известняки). Однако, учитывая схожесть условий и осложнений при разработке таких газов, а также

применяемых технологий, данное разделение можно считать достаточно условным. Также целесообразно в эту группу включить метан, залегающий в угольных пластах в свободном состоянии;

- *связанностью газа физико-химическими взаимодействиями.* К данной категории отнесен газ угольных пластов (угольный метан), находящийся в абсорбированном состоянии в угольных породах, а также газы, входящие в структуру газовых гидратов (клатраты газа и воды). Возможность разработки таких ресурсов обусловлена разрушением этого связующего взаимодействия и высвобождением газа.

В общем виде данная классификация, соответствующая логике предложенного разделения по признакам «нетрадиционности», соответствует основным понятиям, принятым мировым экспертным сообществом, которое относит к нетрадиционным газам: сланцевый газ, угольный метан (с учетом подвидов), газ плотных пород и газогидраты (Рисунок 29).



**Рисунок 29 – Классификация нетрадиционных газов**

Источник: [2]

Рассмотрим более подробно перспективы нетрадиционных газов и технологические возможности их разработки.

*Газ плотных пород (gas of dense reservoir, tight gas, tight reservoir gases)* – тип газа, содержащийся в геологических формациях низкой пористости и проницаемости.

Форма залегания газа в плотных породах свободная, в отличие от сорбированной формы газа в газогидратах и части угольного метана. Этот вид нетрадиционных ресурсов отличается существенными глубинами залегания и плохими фильтрационно-емкостными свойствами. Поскольку данный тип газа характеризуется ограничениями перетока, его добыча становится экономически рентабельной только с применением метода гидроразрыва пласта.

*Сланцевый газ (shale gas)* – один из видов газа плотных пород, особенность которого заключается в том, что он содержится в сланцевых породах,

богатых органикой. Это метаморфические горные породы, характеризующиеся ориентированным расположением породообразующих минералов и способностью раскалываться на тонкие пластины или плитки (сланцеватостью). Для успешной газодобычи сланцевые пласты должны обладать достаточной толщиной, пористостью, термической зрелостью, избыточным давлением в пласте, определенным содержанием кремнезема и глины и т. д. Газоносные сланцевые залежи известны человечеству уже более 200 лет, однако до недавнего времени добыча газа здесь считалась нерентабельной в силу низкой проницаемости пород.

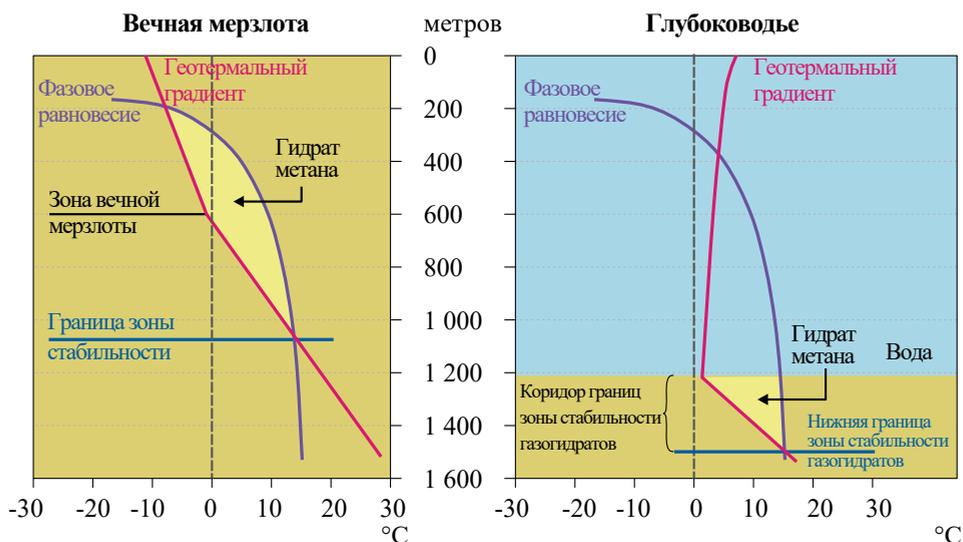
*Угольный метан (coalbed methan), рудничный газ* – природный газ, содержащийся в каменноугольных пластах. Содержится в угольных пластах либо в свободном виде: в трещинах, ущельях и порах угольной породы (в этом случае относится к нетрадиционным газам, чья подвижность в пласте ограничена низкой проницаемостью материнских пород), либо в адсорбированном виде (абсорбированном и хемосорбированном) на внутренней поверхности угля и боковых породах (в этом случае классифицируется как газ, чья подвижность ограничена физико-химической связанностью). Обычно данный вид нетрадиционного газа добывается попутно с углем. Для безопасности угледобычи некоторое количество угольного метана добывается на угольных месторождениях до начала промышленной разработки собственно каменного угля. Наибольшую продуктивность по газу показывают суббитуминозные угли.

*Гидраты газа (газогидраты, gas hydrate)* – кристаллические соединения газов (метан, этан, бутан, пропан) с водой - т. н. «клатраты», где молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образуемые молекулами воды с помощью водородных связей. Внешне газогидраты похожи на непрозрачный лед. Природные гидраты могут накапливаться или находиться в рассеянном состоянии преимущественно в придонных зонах озерных и морских территорий с низкими температурами и высоким давлением, а также в зонах вечной мерзлоты. При нарушении условий стабильности газогидраты растворяются в воде, что является основной проблемой при их извлечении (Рисунок 30).

### *Разработка газа плотных пород*

Революцию в сфере добычи газа плотных пород (включая сланцевый газ) обеспечило применение технологии горизонтального бурения в совокупности с применением мультистадийного гидроразрыва пласта (МГРП) [72]. Несмотря на то, что масштабная добыча газа плотных коллекторов началась еще в середине 2000-х гг., вплоть до 2019 г. ключевые объемы его добычи были сосредоточены на территории США.

***Совмещение технологий МГРП и наклонно-направленного бурения стало революционным решением, сделавшим доступным для рынка большие запасы газа плотных пород.***



Примечание:

Геотермальный градиент — изменение температуры с удалением от земной поверхности. Фазовое равновесие включает равенство температур всех составляющих вещества (термическое равновесие), равенство давления во всем объеме (механическое равновесие) и равенство химических потенциалов всех составляющих, что обеспечивает устойчивость вещества к изменениям.

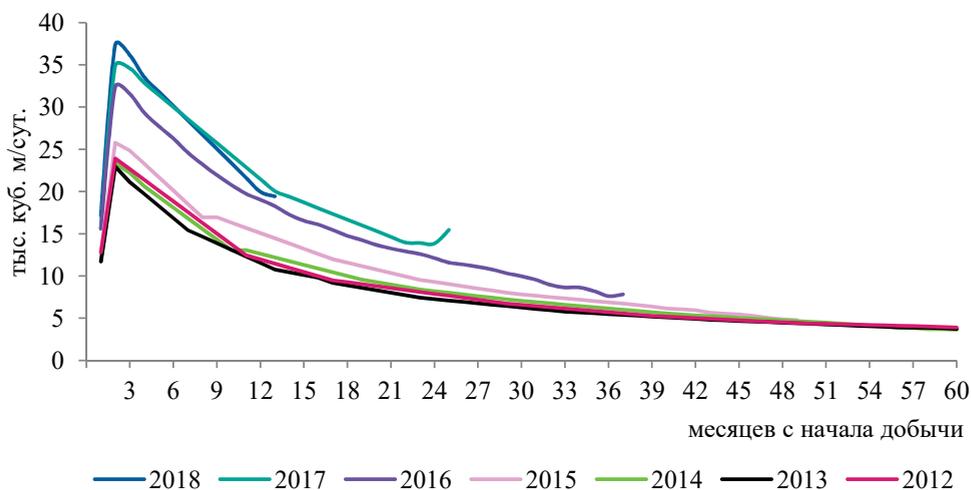
**Рисунок 30 – Условия стабильности газогидратов**

Источник: [71]

Масштабная производственная практика в США дает достаточную базу для понимания динамики развития технологий добычи газа плотных коллекторов на протяжении последних лет. После промышленного внедрения МГРП в горизонтальной скважине наблюдается эволюционное совершенствование этого типа технологий с целью повышения газоотдачи и снижения стоимости извлечения сланцевого газа. Увеличение длины боковых стволов, применение кустового и веерного бурения в сочетании с совершенствованием методов гидроразрыва и многомерным моделированием пласта позволили увеличить площадь вскрытия пор пласта, содержащих в себе природный газ, и оптимизировать производственный процесс добычи. В результате существенно увеличился дебит газа на одну скважину. Результаты такого поступательного совершенствования технологий привели к тому, что, одновременно с общей производительностью скважин за весь цикл работы, каждый год на сланцевых полях США возрастал максимальный ежесуточный приток газа, достигаемый, как правило, на второй-третий месяц функционирования скважины. Если в 2009 г. в среднем максимальный пик добычи составлял около 7 тыс. куб. м в сутки, то в 2018 г. он вырос до 38 тыс. куб. м в сутки, т. е. за десятилетие этот показатель увеличился более чем в пять раз (Рисунок 31). Благодаря достижению более высоких пиковых значений, соответственно растет и уровень добычи по окончании первого года эксплуатации скважины. Если в 2012 г. он составлял 12 тыс. куб. м в сутки, то в 2018 г. – 20 тыс. куб. м в сутки. Однако дина-

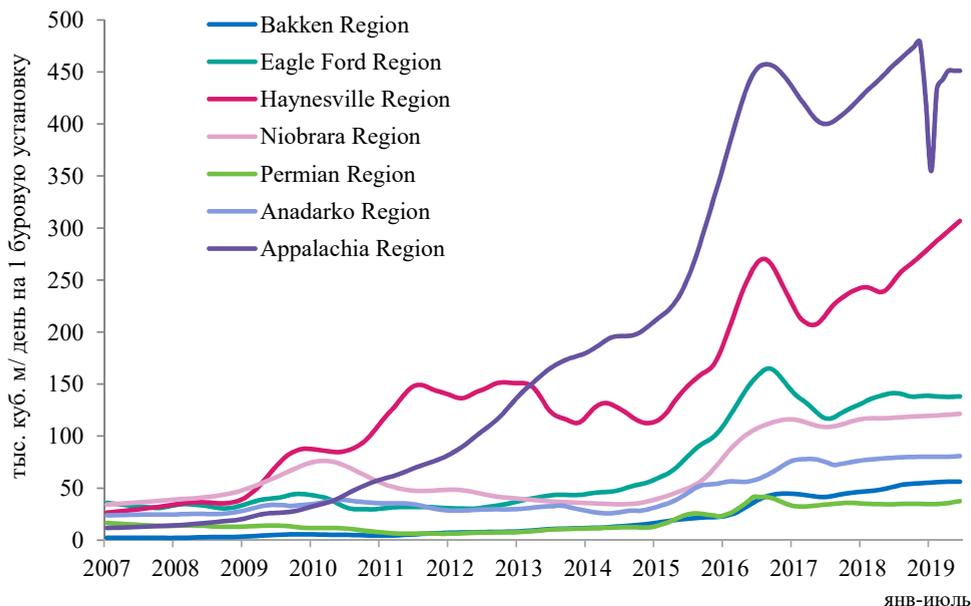
мика снижения ежедневных дебитов по мере развития технологий меняется неоднозначно. Так, в 2012 г. двукратное снижение добычи по сравнению с пиковым уровнем достигалось на 12 месяц с начала эксплуатации, в 2014 г. такой уровень был достигнут на 14 месяц от начала работ, в 2015 и 2016 гг. этот срок вырос до 16 месяцев, а в 2017 г. – до 18 месяцев, что наглядно подтверждает продление срока более продуктивной добычи на сланцевых плеях. Трехкратное падение максимальных дебитов происходит к началу третьего года эксплуатации скважины, после чего идет дальнейшее затухание ежесуточной добычи. Однако, по итогам 2018 г. двукратное сокращение от пиковой добычи было достигнуто уже на 13 месяц. Причина такого падения показателей – вынужденный переход на более глубокие горизонты залегания газа, которые характеризуются более высоким пластовым давлением, что хоть и обеспечивает высокие притоки газа на старте добычи, однако приводит к ускоренному снижению дебита. Постепенное исчерпание наиболее привлекательных запасов приводит к необходимости разработки залежей со сравнительно невысоким КИГ.

Динамика производительности новых скважин на большинстве плеев США росла в период 2007-2016 гг. Это связано как с развитием технологий, так и с геологическими условиями разрабатываемых залежей, в частности глубиной и уровнем пластового давления (Рисунок 32). В 2016-2019 гг. наблюдалась переменчивая динамика, во многом зависящая от стремления компаний реализовывать только самые высокодоходные нефтегазовые проекты в период падения цен на нефть и перехода на более сложные участки, но с большими дебитами, при восстановлении цен. При этом можно отметить относительную стабилизацию динамики производительности новых скважин по большинству плеев к 2019 г.



**Рисунок 31 – Средневзвешенное увеличение производительности одной скважины, тыс. куб. м в сутки, 2012-2018 гг. (по горизонтальной оси месяцы с начала добычи).**

Источник: [73]

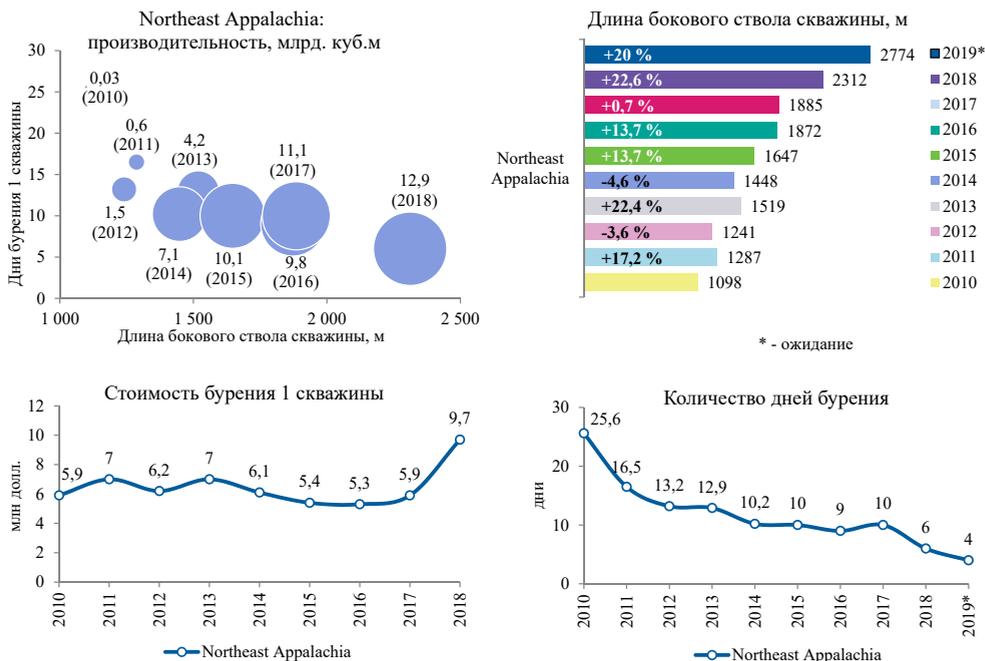


**Рисунок 32 – Динамика производительности новых скважин, запущенных в течение отчетного месяца (тыс. куб. м в день на одну буровую установку), 2007-2019 гг.**

Источник: [74]

Показатель продуктивности горизонтальной скважины с применением гидроразрыва пласта преимущественно определяется длиной (протяженностью) скважины и ориентацией ее горизонтальной секции (или поперечного сечения), частотой образований трещин при гидроразрыве, а также мощностью и объемами гидравлического оборудования, видами используемых буровых растворов и применяемых пропантов (расклинивающих наполнителей, которые не дают сомкнуться образовавшимся пластовым трещинам). Протяженность по латерали (боковому стволу) и частота гидроразрывов являются основными факторами, определяющими затраты на добычу. Рост длины латералей и увеличение ступеней гидроразрывов дает экономическую эффективность только до определенных пределов, после чего проектная экономика вновь начинает ухудшаться. Операторы и сервисные компании продолжают расширять границы технологических возможностей по стимулированию газоотдачи до тех пор, пока соотношение объема выручки и необходимых дополнительных издержек не приведет к убывающей доходности.

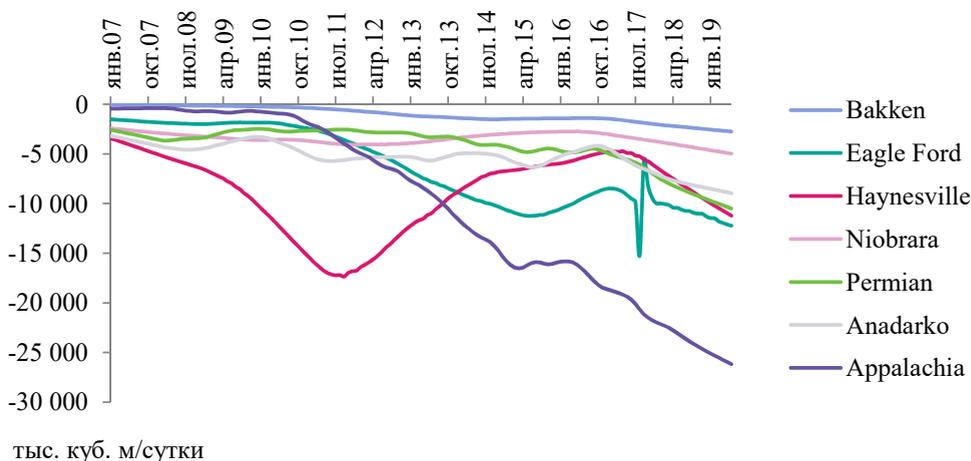
На примере плеча Northeast Appalachia, разрабатываемого компанией Southwestern Energy, хорошо видно развитие технологий и методов разработки в части увеличения длины бокового ствола скважины в 2,5 раза за 8 лет и сокращения дней бурения в 6 раз (Рисунок 33). Это привело к кратному увеличению производительности скважин. Причем с 2010 по 2017 гг. прогресс в бурении обеспечивался при сохранении уровня затрат.



**Рисунок 33 – Динамика показателей бурения компании Southwestern на плее Northeast Appalachia**

Источник: [75]

Для интенсификации добычи на действующих скважинах может использоваться повторный гидроразрыв и иные методы стимулирования (Рисунок 34). В значительной степени эффективность их применения зависит от характеристик разрабатываемого плеча.



**Рисунок 34 – Динамика производительности скважин старше 2 месяцев на основных сланцевых плечах США, тыс. куб. м в сутки, 2007-2019 гг.**

Источник: [76], [74]

Фактически, процесс добычи газа плотных пород заключается в высвобождении метана из пор коллектора в искусственные трещины с его последующим «выдавливанием» в ствол скважины. Наиболее эффективной себя проявила технология МГРП с наклонно-направленным бурением, которая позволяет максимально эффективно разрушить материнскую породу и обеспечить высвобождение газа из пор за счет создания искусственной трещиноватости, а также его выход на поверхность за счет водных растворов, используемых для проведения ГРП. Однако основная часть кривой обучения в части снижения затрат и роста производительности в рамках этой технологии уже пройдена, далее возможно только небольшое удешевление в рамках совершенствования технологий, оптимизации методик «умных месторождений» и т. д. В качестве альтернативы (или дополнения) к процессу разрушения породы может рассматриваться процесс повышения пластового давления и замещения природного газа в трещинах коллектора оксидом углерода, однако подобные методы крайне дороги в сравнении с обычным МГРП в горизонтальной скважине.

*Переход на более сложные условия добычи в США приведет к увеличению проектных затрат, которые уже не получатся компенсировать совершенствованием технологий.*

Новым вызовом для Северной Америки является потребность перехода на более сложные сланцевые формации по мере истощения легкодоступных, что потребует увеличения проектных затрат на фоне практически исчерпания потенциала дальнейшего удешевления за счет совершенствования технологий и оптимизации схем разработки.

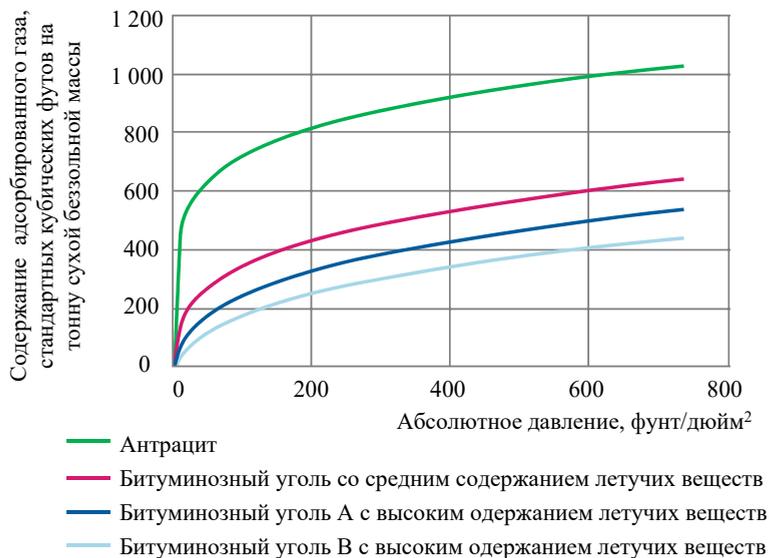
*Потенциал удешевления добычи газа плотных пород в рамках развития существующей технологии сохраняется для ряда более сложных формаций газа низкопроницаемых коллекторов за пределами Северной Америки. Работам в этом направлении будут способствовать более высокие локальные цены.*

Потенциал существующей технологии максимально полно раскрыт в Северной Америке, где газ на многих формациях плотных коллекторов залегают на относительно малых глубинах, а доступ к пресной воде для проведения ГРП в местах добычи не затруднен. При этом, во множестве стран мира, например в Аргентине и Китае, структура залегания запасов сложнее – большие глубины и ниже проницаемость. Соответственно требуется увеличение длины латералей для обеспечения формирования трещин на большей площади пласта и применение более дорого и специфичного скважинного оборудования из-за аномально высокого пластового давления, характерного для подобных коллекторов. Всё это существенно повышает затраты на бурение. Но более высокие, чем в США, цены в других регионах сохраняют возможность для внедрения,

адаптации и последующей коммерциализации новых технологических решений, основывающихся на американской технологии с учетом обозначенных требований. При этом естественным ограничением остается нехватка гидроресурсов для многих перспективных проектов.

### *Разработка метана угольных пластов*

В настоящее время существует несколько подходов к добыче метана из угольных пластов (МУП), выбор которых зависит от наличия и характера планов по разработке угля и определяется при детальном изучении характеристик угольных пород и геологии их залегания. На практике данный ресурс может добываться либо в привязке к действующим или закрытым угольным шахтам, попутно решая при этом и проблему безопасности их функционирования, либо без привязки к добыче угля. Само наличие метана в угольных залежах объясняется тем, что угольные породы отличаются высокой способностью удерживать метан при сравнительно умеренной среди всех нефтегазоносных пород внутренней пористости. Например, угольная порода при равных пластовых условиях (температуре и плотности) способна удерживать до шести раз больший объем газа, чем, к примеру, нефтеносный песчаник [77]. Геологически газоемкость угольного пласта напрямую зависит от его пористости и степени зрелости угля. Так, максимальное содержание газа отмечено у антрацитов, с постепенным уменьшением этого показателя для различных марок битуминозных углей (Рисунок 35).



**Рисунок 35 – Газоемкость различных типов углей**

Источник: [77]

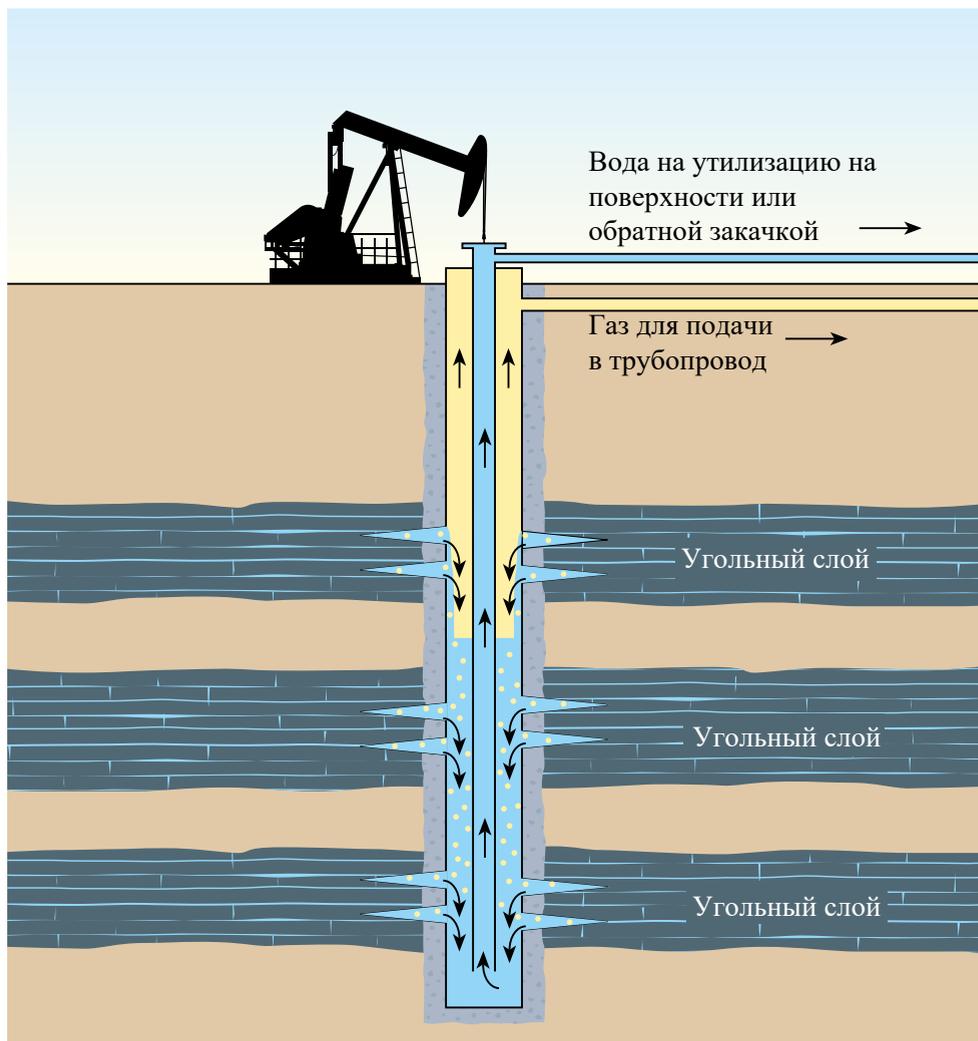
При этом на практике коммерческая добыча газа из самых богатых метаном антрацитовых отложений оказывается технически невозможной из-за высокой плотности коллектора и крайне низкой проницаемости залежи, а добыча из бедных метаном угольных отложений становится нерентабельной из-за низкого содержания газа в породе. Таким образом, перспективным для извлечения метана становятся угольные залежи, занимающие промежуточное положение между бурыми углями и антрацитом [78].

Газ залегает в угольном пласте:

- в свободном состоянии, когда скопления газа находятся в естественных трещинах породах и крупных порах внутри угля;
- в адсорбированном и хемосорбированном состояниях, когда молекулы газа под воздействием химических или физических процессов оказываются связанными с поверхностным слоем угольной породы («налипают» на нее);
- в условно-абсорбированном виде в тех случаях, когда образуются «твердые растворы» и молекулы газа проникают в межмолекулярное пространство угля [79].

Техногенное воздействие на пласт в процессе разработки нарушает пластовые условия залегания газа и приводит к десорбции «связанного газа» и его переходу в свободное состояние, что в свою очередь является причиной появления взрывоопасных зон при шахтной разработке угля. Однако этот же процесс десорбции угольной породы является основополагающим принципом, на котором построена технология добычи угольного метана.

Для газа, который находится в связанном, абсорбированном состоянии, получению промышленного притока предшествует процесс десорбции. Достичь этого возможно лишь за счет снижения пластового давления. С этой целью в скважину устанавливается мощный насос и начинается отбор пластовой воды. По мере выработки содержащейся в пласте воды, снижается давление и начинается миграция газа в ствол скважины (Рисунок 36). Дегазация угольной залежи вертикальной скважиной начинает производиться за 3 – 8 лет до начала горных работ и характеризуется крайне низкими дебитами газа. Основным осложнением при добыче газа угольных пластов, особенно на начальном этапе, является необходимость интенсивного производства и последующей утилизации значительных объемов пластовых вод, которые либо закачиваются в более низкие горизонты, либо сбрасываются на поверхность при условии соответствующей очистки. Только по мере полного исчерпания из участка пласта жидкости, в скважину начинает поступать газ. Естественно, что начальные дебиты скважин при добыче МУП оказываются меньшими, чем при добыче традиционного и сланцевого газа.



**Рисунок 36 – Традиционные скважины для добычи МУП**

Источник: [77]

Значительного технологического прогресса в добыче угольного метана позволило достичь применение гидроразрыва в наклонно-направленных скважинах (примерно такой же по своей принципиальной схеме технологии, что используется для добычи газа низкопроницаемых коллекторов). При дегазации шахты до начала добычи угля часто применяют множественный гидроразрыв пласта в горизонтальной скважине, что позволяет увеличить объем трещин в породе, нарушить саму структуру матрицы угольного пласта, тем самым обеспечивая ускоренное высвобождение адсорбированного и даже части абсорбированного газа с его последующей откачкой на поверхность. При этом применение ГРП в горизонтальной скважине не решает, а скорее усугубляет

проблему утилизации пластовых вод, поскольку в этом случае производимая жидкость оказывается загрязнена не только угольной сажей и другими частицами породы, но и химическими реагентами, используемыми при проведении ГРП. Одним из современных направлений в добыче МУП с применением гидроразрыва стала разработка специализированных растворов, способствующих интенсификации притока газа с одновременным уменьшением объема закачиваемых жидкостей. Оптимизации затрат при добыче МУП также способствует все более широкое применение методов моделирования угольных пластов.

Важно понимать, что в процессе разработки метана на угольный пласт оказывается техногенное воздействие, а сам пласт имеет тенденцию к флуктуации некоторых свойств, таких как проницаемость и давление. Это приводит к нестандартному профилю разработки и нестабильности добычи в разные фазы жизненного цикла проекта, что существенно усложняет процесс планирования маркетинга и сбыта добываемого газа.

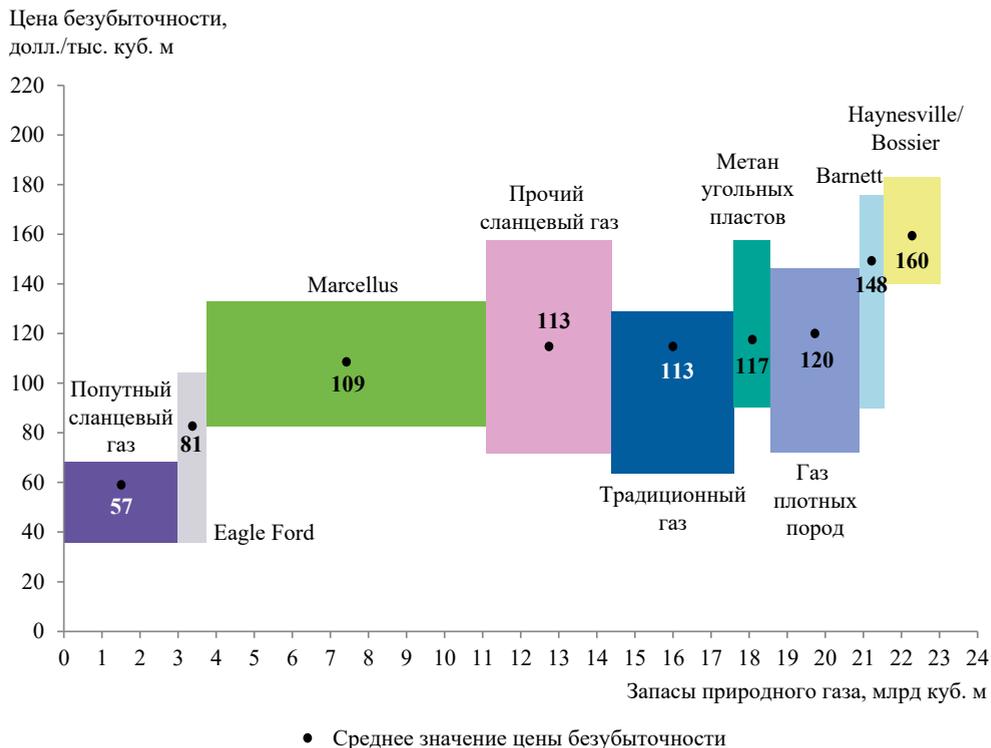
Заблаговременная дегазация не имеет 100 % эффективности. Даже самые современные ее методы позволяют обеспечить дегазацию шахты на уровне от 20 до 50 % [80], и при последующей разработке горного отвода всегда проводится передовая дегазация посредством бурения восходящих в поверхности отводных скважин впереди очистного забоя угольной шахты [81].

Сам газ, поставляемый из угольных пород на поверхность далек от «товарного» состояния, часто загрязнённые смеси содержат всего 60 % метана, которые необходимо отчистить от угольной пыли, сажи и других примесей перед поставкой в магистральный газопровод.

Еще одной проблемой может являться отсутствие магистральных газопроводов вблизи угольных залежей, что обусловлено историческим формированием локальной энергетики на основе сравнительно дешевых в регионе добычи угольных ресурсов.

Добыча угольного метана характеризуется относительно низкими затратами на организацию начала добычи, но достаточно высокими издержками на поддержание продуктивности и отдачи скважин из-за дорогостоящего очистного и насосного оборудования. Стоимость извлечения угольного метана зависит от целого ряда факторов, специфичных для каждого месторождения, прежде всего от объема и толщины пласта, содержания метана, определенной пористости и проницаемости.

В целом средневзвешенная цена безубыточности угольного метана в США, по оценке Rystard Energy, в 2015 г. составила 116,5 долл./тыс. куб. м, что немногим выше средней цены безубыточности добычи традиционного газа (113 долл./тыс. куб. м) (Рисунок 37). Стоимость добычи угольного метана в США является одной из самых низких в мире, цены безубыточности добычи МУП в Китае и Индии оцениваются незначительно выше, а в Австралии дороже на порядок.



**Рисунок 37 – Цены безубыточности различных типов газа в США, долл./тыс. куб. м, 2015 г.**

Источник: [82]

При этом важно понимать, что несмотря на относительную конкурентоспособность по затратам с другими видами газа, МУП имеет ряд специфических особенностей, которые делают его малоэффективным, как самостоятельный бизнес:

- во-первых, это большие экологические риски, связанные с загрязнением воды и нарушением почвенных вод, что при условии наличия весьма жесткого экологического законодательства в целом ряде стран делает подобные разработки нерентабельными по экологическим соображениям;
- во-вторых, скважины на МУП характеризуются низкими начальными дебитами, по сравнению с традиционными и сланцевым газом, а срок действия скважины достигает 25-30 лет [83], что не позволяет инвесторам быстро окупать затраты, как в случае с короткими и эффективными «сланцевыми» проектами;
- в третьих, часто отсутствие магистральной газовой инфраструктуры в районах производства угля ограничивает использование метана локальными условиями.

Дальнейший технологический прогресс в добыче угольного метана возможен за счет совершенствования способов моделирования пласта и развития методов бурения и ГРП с учетом опыта разработки сланцевых залежей. Потенциал снижения затрат при этом оценивается в пределах до 15 %. Тем не менее, добыча угольного метана продолжит представлять интерес как сопутствующее мероприятие при добыче угля, позволяющее снизить риски, связанные с выбросами газа.

*Принципиальные схемы добычи угольного метана уже отработаны и имеют небольшой потенциал для оптимизации затрат. Учитывая имеющиеся проектные ограничения экономического, экологического и инфраструктурного характера, во многом перспективы использования методов добычи угольного метана будут зависеть от дальнейших планов по добыче угля.*

### *Газовые гидраты*

Несмотря на низкую геологическую изученность, запасы газогидратов в мире оцениваются достаточно высоко. Считается, что они могут на порядки превышать запасы природного газа [71].

Газовые гидраты представляют собой соединение газа и воды. При этом единица объема гидрата (например, 1 куб. м) включает около 170 единиц газа. Образуются и залегают гидраты в условиях высокого давления и низких температур. Рост температуры и уменьшение давления приводят к разложению гидрата на воду и газ.

По сути, все технологии извлечения газа из газогидратов направлены на их разложение с выделением основных составляющих. Для этого используются и рассматриваются на уровне теорий и экспериментов следующие основные способы:

- разгерметизация;
- нагревание;
- ввод ингибитора;
- введение углекислого газа;
- воздействие на гидраты электромагнитных и акустических волн.

Каждый из этих методов имеет свои преимущества и недостатки, которые в совокупности пока не позволяют осуществлять крупномасштабную рентабельную добычу (Таблица 13).

Газовые гидраты являются возможным перспективным энергоресурсом, но анализ хода НИОКР и проводимых работ пока не позволяет говорить об их возможном использовании в крупных промышленных объемах в качестве энергоресурса на горизонте до 2040 г.

**Таблица 13 – Методы разработки газогидратных отложений**

Метод разработки	Описание	Плюсы и минусы
Разгерметизация (снижение давления)	Вскрытие залежи скважиной и создание зоны с пониженным давлением формируют условия для разрушения гидратов и высвобождения газа.	Плюсы: низкие затраты, простая схема. Минусы: снижение температуры, ведущее к замерзанию воды и возможной порче оборудования, образование техногенных гидратов в призабойной зоне.
Нагревание	Рассматриваются различные способы нагрева, смысл которого в повышении температуры до такой степени, что гидрат распадается, и метан высвобождается: - закачка и циркуляция горячей воды, или пара; - точечный ввод воды/пара; - нагрев с использованием электричества (пропускается ток через пласт, или используются микроволновые технологии); - расположение возле гидратов нагревающего элемента (сам элемент может нагреваться любым способом – водой, паром, с помощью электричества и т. д.).	Плюсы: простая схема. Минусы: энергетические расходы на нагрев, потребность в наличии воды (зависит от способа), низкие темпы разработки, требования к характеристикам разрабатываемой залежи (небольшая глубина, размеры залежи).
Ввод ингибитора	Ввод растворов, которые приводят к разрушению гидратов и выделению метана. В качестве раствора могут выступать метанол, гликоль, этанол, морская вода, полимерные композиции, ПАВ и пр.	Плюсы: контролируемость процесса, нет проблемы замерзания воды. Минусы: высокие затраты на отдельные ингибиторы, длительность реакции, экологические последствия.
Замещение углекислым газом	Углекислый газ имеет более высокое родство с молекулами воды гидрата, нежели углеводороды, иными словами структура гидрата содержащего диоксид углерода более стабильна. Благодаря этому, углекислый газ имеет свойство вымещать и высвобождать углеводородный газ при контакте с гидратом. Данный метод, в теории, является одновременно способом добычи метана и захоронения углекислого газа, являющегося одним из основных парниковых газов.	Плюсы: утилизация CO <sub>2</sub> , относительно простая схема, нет проблемы замерзания воды. Минусы: низкая скорость процесса вымещения, проблема наличия крупных объемов CO <sub>2</sub> в местах разработки.

Продолжение Таблицы 13

Метод разработки	Описание	Плюсы и минусы
Электромагнитное и акустическое воздействие	Электромагнитный метод основан на разных диэлектрических свойствах составляющих газогидрата – воды и газа, что позволяет при определенных частотах привести к разрушению связей. Цель акустического метода – направленный нагрев определенных зон, приводящий к разрушению гидрата. Пока эти методы больше рассматриваются на уровне теорий.	Плюсы: Контролируемость процесса. Минусы: Энергозатраты, низкие темпы разработки.

Источник: [2], [84], [85], [86], [87]

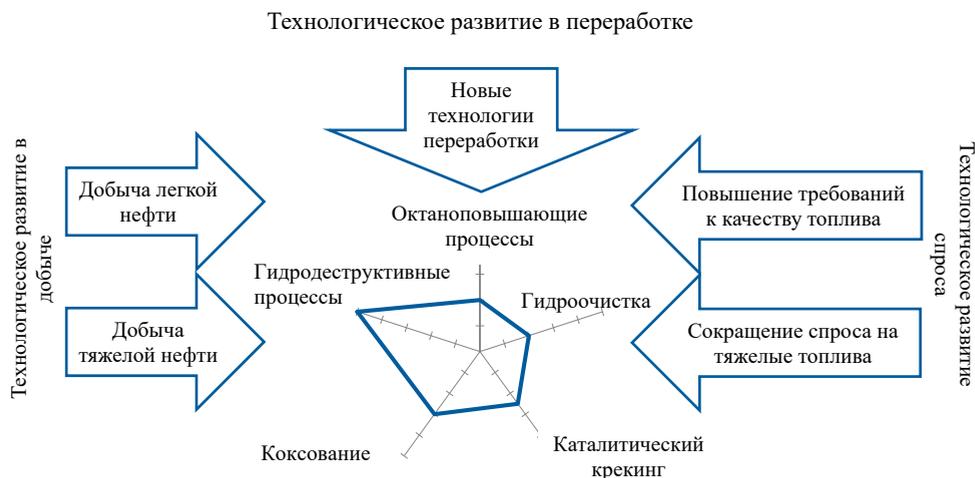
### 2.4.3. Переработка нефти и газа

В структуре нефтяной промышленности переработка является неотъемлемым связующим звеном между производством сырой нефти и конечным потреблением. Такое положение означает, что на динамику и векторы развития нефтеперерабатывающей промышленности оказывают влияние как сам прогресс технологий переработки углеводородного сырья, так и развитие технологий добычи и конечного потребления.

Состав и физико-химические свойства сырья играют огромную роль для нефтеперерабатывающего завода, поскольку во многом определяют структуру выпуска товарной продукции, а также набор и мощность технологических установок, необходимых для его наиболее эффективной переработки. Характеристики сырой нефти, перерабатываемой в различных регионах мира, в значительной мере разнятся. Однако практически с самого зарождения нефтяной промышленности существует тенденция к ухудшению качества добываемой нефти: утяжелению фракционного состава и увеличению доли вредных примесей. В целом, можно сказать, что с 1980-х до конца 2010-х гг. в мире преимущественно перерабатывалась традиционная нефть средней тяжести со значительной долей серы и сернистых соединений, запасы которой постепенно истощались. Развитие технологий добычи позволило значительно расширить ресурсную базу, сначала за счет сверхтяжелого углеводородного сырья, а затем и легкой сланцевой нефти, что сформировало потребность в адаптации для отрасли. Со стороны потребления постоянное развитие и совершенствование силовых установок на транспорте требует повышения качества производимых моторных топлив, в частности октанового числа бензинов и снижения содержания сернистых соединений для дизельного топлива. Отдельным вызовом является и постепенный отказ от мазута, как в тепло- и электроэнергетике, так и, с недавних времен, в качестве судового топлива из-за расширения инициативы

МАРПОЛ. Это создает дополнительные требования к НПЗ в части повышения глубины переработки и отказа от производства тяжелых нефтепродуктов, невостребованных на мировом рынке.

Результирующие стимулы по развитию ключевых процессов вторичной переработки представлены на диаграмме (Рисунок 38).



**Рисунок 38 – Стимулы и темпы развития по основным группам вторичных процессов переработки**

Источник: [2]

Масштабная адаптация нефтепереработки к происходящим изменениям в пуле сырья и требованиям к производимым продуктам невозможна в формате экстенсивного развития отрасли, а именно, наращивания первичной переработки, поскольку первичные процессы не обеспечивают снижения доли тяжелых остатков, или облагороженных моторных топлив. В прогнозном периоде до 2040 г. ключевую роль станет играть развитие технологичности процессинга за счет наращивания вторичных мощностей переработки и качественного изменения структуры облагораживающих или конверсионных процессов. В настоящем исследовании мы выделяем следующие основные группы вторичных процессов нефтепереработки:

- *октаноповышающие процессы* – группа процессов, направленных на синтез высокооктановых компонентов автомобильного бензина. К данной группе относятся все типы установок: риформинга бензиновых фракций; изомеризации легкой нефти; алкилирования; этирификации (трет-бутилметилэфир (2-метил-2-метоксипропан, МТБЭ), этил-трет-бутиловый эфир (ЭТБЭ), метил-трет-аминовый эфир (ТАМЭ) и проч);
- *гидроочистка* – процессы каталитической обработки фракций нефти молекулярным водородом с целью нейтрализации агрессивных соединений, повышения химической стабильности и эксплуатационных

свойств этих фракций. В принципе, гидроочистке может подвергаться вся гамма фракций нефти, от легких бензиновых до вакуумных газойлей. Тем не менее, доминирующую долю занимают установки гидроочистки средних дистиллятов, а именно компонентов дизельного топлива. В связи с этим, в данной работе под «гидроочисткой» подразумевается именно гидроочистка компонентов дизельного топлива;

- *каталитический крекинг* – термokatалитический процесс, направленный на деструктивную переработку нефтяных фракций, в первую очередь вакуумных газойлей. Основными продуктами являются бензиновые фракции и непредельные углеводородные газы;
- *коксование* – термический процесс, направленный на деструктивную переработку наиболее тяжелых нефтяных остатков в нефтяной кокс и легкие фракции. Существует в двух основных вариациях – установки замедленного и непрерывного коксования, из которых значительно более распространенной является первая;
- *гидродеструктивные процессы* – относительно новый класс процессов, сочетающий термokatалитическую деструктивную переработку и гидроочистку. Наиболее распространенным является процесс гидрокрекинга, так же, как и каталитический крекинг направленный на переработку вакуумных газойлей. Однако основным продуктом являются средние дистилляты.

Ключевым современным технологическим направлением в нефтепереработке является вовлечение в переработку тяжелых остатков (ранее направлявшихся на теплоснабжение) и повышение эффективности их конверсии в ценные светлые фракции.

***Ключевым современным технологическим направлением в нефтепереработке является вовлечение в переработку тяжелых остатков (ранее направлявшихся на теплоснабжение) и повышение эффективности их конверсии в ценные светлые фракции.***

Активно развивается процесс гидроконверсии тяжелых нефтяных остатков, как альтернатива традиционному коксованию, предназначенный для получения дизельных фракций без производства излишнего кокса. Расширяется внедрение процесса непрерывного коксования или флексикокинга, имеющего значительный выход бензиновых фракций и углеводородных газов. Перспективами обладает каталитический крекинг тяжелых остатков, технология комбинирующая подходы непрерывного коксования и традиционного каталитического крекинга флюид, однако его внедрения стоит ожидать лишь во второй половине прогнозного периода.

Ужесточение экологических норм, в первую очередь содержания ароматических углеводородов в товарном бензине, дало стимул развитию технологий изомеризации всё более тяжелых бензиновых фракций. Производимые таким

образом компоненты бензина, сохраняя высокое октановое число, являются значительно менее агрессивными для окружающей среды и повышают экологичность и эксплуатационные характеристики топлива. Большое внимание уделяется развитию технологий гидроочистки по направлениям углубления переработки и снижения выхода более тяжелых фракций. Комбинирование процессов гидроочистки, депарафинизации и производства базовых масел имеет большой потенциал, в первую очередь для повышения экономических показателей переработки.

На стыке добычи и переработки находятся технологии вовлечения в переработку сверхтяжелых углеводородов: природного битума и керогена. Наиболее перспективными являются работы по оптимизации экономических показателей мягкого гидрокрекинга тяжелого сырья на нефтяном промысле с производством высококачественной синтетической нефти для дальнейшей переработки.

Традиционно под переработкой газа подразумевается выделение из добываемой газовой смеси высокомолекулярных компонентов. Основным продуктом такой переработки является сухой газ, практически на 100 % состоящий из метана. В число побочных продуктов, в зависимости от состава сырого газа на скважине, могут входить этан, пропан-бутановая фракция, газовый бензин, конденсат и даже газойль. Значительная часть этих продуктов (в частности этан, пропан, бутан и газовый бензин) имеют крайне ограниченный потенциал применения в энергетических секторах народного хозяйства, однако являются ценнейшим сырьем для нефтехимических производств. Это во многом обуславливает экономическую эффективность бизнес процессов от добычи многокомпонентного газа до реализации полимеров - продуктов химических производств, с включением в эту цепочку последовательно переработки скважинного газа и последующего химического синтеза полимерной продукции из газового сырья.

Традиционная переработка газа имеет потенциал для технологического развития. Одним из ключевых направлений является развитие технологии мембранной сепарации, которая, в теории, обладает значительно меньшей энергоемкостью и воздействием на окружающую среду. К ключевым задачам, решаемым при помощи мембранных технологий можно отнести:

- очистку водных и газовых стоков;
- разделение кислород-азотной смеси;
- разделение олефинов и парафинов;
- удаление инертных примесей;
- осушка газа;
- выделение кислых газов;
- выделение оксигенатов из водных стоков;
- получение высокочистого водорода (мембранный катализ - паровая конверсия на мембранном катализаторе);
- выделение гелия и его соединений из природного газа.

Тем не менее, современные мембранные технологии пока имеют ограниченное внедрение, ввиду технологической сложности производства и неудовлетворительных показателей в крупнотоннажных процессах. В прогнозном периоде стоит ожидать развитие этих технологий, однако их применение все еще будет ограничено 2040 г.

#### ***2.4.4. Технологии производства и переработки угля***

Угольная отрасль, являясь по сути самой старой ископаемой топливной отраслью мировой энергетики, тем не менее постоянно развивается с точки зрения применяемых технологий, направленных на повышение эффективности функционирования по всей производственной цепочке от разведки и поиска угольных месторождений до переработки угля и отходов его производства.

1. В сфере поиска и разведки угольных запасов важную роль приобретают технологии компьютерного многомерного моделирования, которые позволяют более верно оценивать структуру залегания запасов. Кроме того, ведутся работы по совершенствованию прямых поисков угольных пластов комплексами наземной геофизики и атмогеохимии [88];

2. В сфере добычи угля:

- 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;

3. В сфере переработки угля:

- повышение энергетической и экономической эффективности обогащения угля на промыслах;
- развитие углехимии и переработки по следующим ключевым направлениям: выделение органических компонентов углей, получение новых материалов (углепластики и пр.), производства высокомолекулярных углеводородов, прямое ожигание угля в жидкие углеводороды, газификация для получения синтез-газа.

Технологии производства угля имеют ограниченный потенциал для снижения затрат. Технологических прорывов с принципиальным изменением подходов к добыче не ожидается, идет эволюционное совершенствование применяемых методов с учетом развития технологической базы и цифровых возможностей.

## 2.5. ВОДОРОД

Водород – бесцветный, не имеющий запаха нетоксичный газ, первый химический элемент в периодической системе Д.И. Менделеева, самое распространенное вещество во Вселенной, в смеси с воздухом – горюч и взрывоопасен. Водород входит в состав всех, без исключения, органических соединений. В современной промышленности в основном используется для производства аммиака и метанола. Также водородом расщепляют тяжелые молекулы углеводов, образуя более легкие непредельные углеводороды, имеющие кратно более высокую теплотворную способность, что обуславливает применение водорода в процессах гидрокрекинга и гидроконверсии в нефтегазохимической промышленности и нефтепереработке. Еще одним направлением применения водорода является черная и цветная металлургия, где водород применяется при проведении сварки тугоплавких металлов и в качестве защитной атмосферы при работе с ценными ювелирными, редкими и редкоземельными металлами.

Удельная энергоемкость водорода (расчет по массе) в 2,4 раза выше, чем у метана и в 2,8 раза превышает аналогичный показатель у нефтепродуктов [89]. Но, при высокой теплотворности по массе, в объемном выражении (МДж/л) водород оказывается в 3,7 раза менее калориен, чем нефтепродукты, и в 3 раза менее калориен, чем СПГ. Таким образом, при использовании водородных баков идет экономия на массе, но требуются увеличенные объемы хранения [90]. Учитывая высокие требования к емкостям хранения с учетом класса опасности, при использовании конструкций из металлов преимущество в весе водорода нивелируется объемом хранилищ. Уменьшить вес емкостей удастся за счет использования композитных материалов, но потребность в больших объемах хранилищ сохраняется.

Во многом естественные характеристики водорода обуславливают существующие и потенциальные сферы применения этого газа в мировой энергетике: транспортный сектор, электро- и энергоснабжение, применение водорода в ХИТ. Водород часто называют топливом будущего. Но некоторые страны уже имеют хороший опыт его использования. В частности в СССР в Ленинграде в период блокады с 1941-1942 гг. в условиях сильной нехватки нефтепродуктов около 500 автомобильных двигателей получилось перевести на водород. Водород брался после отработки на азростатах, а изначально производился путем пропуска водяного пара через сильно нагретый металл. Таким образом, водород стал одним из инструментов спасения города в условиях блокады.

Экологичность самого водорода не вызывает сомнений, что делает его привлекательным источником энергии. Но серьезно стоит вопрос экологичности его производства различными способами. Вредные выбросы могут возникать как в процессе непосредственно получения водорода, так и в процессе изготовления оборудования для его производства. Также следует учитывать выбросы, осуществленные в процессе производства и поставки исходного источника энергии, из которого вырабатывается водород.

Критическое воздействие на перспективы использования водородных технологий будут оказывать стоимость таких вариантов энергоснабжения и условия развития сопутствующей инфраструктуры.

Существует несколько способов промышленного получения водорода, выделим наиболее распространенные и перспективные из них:

- 1) посредством паровой конверсии (каталитического риформинга) углеводородных газов (метана, пропана, этана, бутана) – наиболее распространенный способ получения чистого водорода, его широкое применение во многом обуславливается наличием установок риформинга нефтяных газов непосредственно на нефте- и газоперерабатывающих предприятиях, где произведенный водород сразу же подается как технологическое сырье на гидропроцессы. Этот способ производства водорода, сегодня считается самым дешевым - по оценкам Департамента энергетики США, такой водород стоит меньше 3 долл./кг [91] (зависит от стоимости исходного сырья). К ключевым минусам этого процесса следует отнести тот факт, что в процессе конверсии метана, помимо углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ), выделяется крайне токсичный моноксид углерода (угарный газ), который представляет собой бесцветный летучий газ без вкуса и запаха. Промышленное применение его крайне ограничено. В основном он используется при восстановлении металлов из оксидов, а также в химической промышленности при получении метана, метанола и фосгена. Современные исследования в области усовершенствования риформинга водорода направлены по пути сокращения выбросов углекислого газа посредством проведения адиабатической (бескислородной) конверсии метана, что позволяет обеспечить пониженные выбросы  $\text{CO}_2$  и проводить процесс при более низких температурах, а значит энергетических и экономических затратах [92]. Стоит, однако, отметить, что при подобной технологии снижается и выход целевого продукта – чистого водорода, часть его соединяется с углеродом и образует высококалорийную метан-водородную смесь (МВС), за счет чего и снижаются выбросы углекислоты, а МВС, в свою очередь, сама по себе является ценным энергетическим сырьем;
- 2) в процессе газификации твердых топлив (угля, твердой биомассы, мазута), посредством обработки тяжелого сырья кислородом, или водяным паром при высокой температуре. Изначально газификация применялась для выделения синтез-газов и жидких топлив из угля, а водород был частью побочной продукции. Естественно, что при подобном способе получения водорода образовывались очень значительные объемы углекислого газа, а произведенный водород никак нельзя было назвать экологичным. Для сравнения: при газификации угля образуется до 40 единиц оксидов углерода на одну объемную единицу водорода, а при конверсии метана – всего 10 единиц. Впо-

следствии, в рамках модернизации процесса, угольное сырье было заменено на органические отходы и биомассу. Затраты на производство водорода газификацией твердых топлив оказывались в диапазоне от 2 до 4,5 долл./кг [91];

- 3) одним из самых перспективных способов промышленного производства водорода считается электролиз воды. Затраты на производство килограмма жидкого водорода при таком способе оцениваются по состоянию на 2015 г. от 3,5 до 14 долл., а прогресс в области электролизеров за 10 лет обеспечил сокращение затрат на производство практически на четверть от уровней 2005 г. [93]. Именно этот способ производства водорода считается перспективным при использовании его в системах резервирования электроэнергии, производимой на основе ВИЭ, в периоды пиковой нагрузки. Избытки электроэнергии, производимой на солнечных и ветровых станциях в период низкого спроса могут использоваться для электролиза воды в целях получения технического водорода. Этот водород впоследствии может использоваться на электростанциях для выработки электроэнергии и покрытия пиков, или направляться на другие цели. По оценкам European Power-to-gas [94], за счет снижения расхода воды и электричества и масштабирования производства электролизеров, затраты на производство водорода этим способом удастся снизить к 2030 г. практически вдвое от текущего уровня. Главной проблемой такого решения является сильный рост затрат при использовании оборудования только в период избыточной выработки ВИЭ из-за низкой и неравномерной загрузки мощностей электролизера. Так, по оценкам [95], проведенным в 2018 г. для датской энергосистемы, при загрузке электролизера только на 10 % от мощности затраты на производство килограмма жидкого водорода составляют 14 долл./кг, а при 100 % загрузке мощностей электролизера снижаются до 5 долл./кг. Сегодня такие установки работают, приобретая электроэнергию из сети по рыночным ценам. С одной стороны это не дает возможности воспользоваться преимуществом «отрицательных цен» в период перепроизводства электроэнергии, но с другой стороны позволяет не привязываться к запуску только в отдельные узкие периоды времени и повысить КИУМ.

Приведенные оценки себестоимости водорода носят характер ориентиров. На практике, себестоимость производства водорода представляет собой функцию не только от стоимости сырья (углеводородного газа, твердого топлива, электроэнергии, воды), которая может достигать в конечной себестоимости от 30 до 65 %, но и в существенной степени зависит от масштабов производства (экономия на масштабе может составлять до 30 % [96]) и от загрузки мощностей (при одной и той же цене сырья себестоимость производства может изменяться в 2,8 раза [99]) (Таблица 14).

**Таблица 14 – Оценка себестоимости производства водорода разными источниками**

Источник информации	Единицы измерения	Паровая конверсия углеводородных газов	Газификация твердых топлив	Электролиз воды
Cyprus University of technologies (2018)	долл./кг	н/д	1,34 – 2,27	н/д
U.S. Drive (2015)	долл./кг	1,2 – 3 (при ценах газа от 2 долл./млн БТЕ до 7,5 долл./млн БТЕ)	2 – 4,5	3,5 – 6,8 (при ценах электроэнергии менее 4 центов за кВт·ч)
DOE Strategic Analysis (2016)	долл./кг	н/д	н/д	5,14 (65 % - сырье, при цене 6,2 цента за кВт·ч)
IRENA (2018)	долл./кг	н/д	н/д	5 – 14 (при цене на электроэнергию 2 евроцента за кВт·ч, при загрузке электролизера от 100 % до 10 %)
DOE 2012	долл./кг	3,68 – 4,49 (при цене газа от 2 долл./млн БТЕ до 6 долл./млн БТЕ)	н/д	н/д

Источник: [98], [99], [91], [97], [100], [101]

Анализ затрат по всей цепочке производства и поставок показывает, что пока в большинстве сегментов водород уступает альтернативам по конкурентоспособности (Рисунок 39).

Высокая себестоимость производства водорода оказывается серьезным препятствием для его распространения в тех сферах потребления, которые подразумевают прямое сжигание в турбинах, или двигателях внутреннего сгорания. В первую очередь это касается применения водорода в ДВС на транспорте, включая авиацию. Кроме того, существенно увеличивает стоимость жидкого водорода для потребителя и дорогостоящие транспортировка и хранение, требующие применения криогенных установок. По своей итоговой себестоимости поставки жидкий водород оказывается неконкурентоспособен на транспорте в сравнении с более дешевыми нефтепродуктами и КПП, и ограниченно конкурентоспособен с биотопливами. Помимо этого водород требует увеличения объемов емкостей для хранения в сравнении с нефтепродуктами, что приводит к изменению конструктивных параметров транспортных средств и негативно влияет на потребительские характеристики. Водород взрывопожароопасен, поэтому особые требования предъявляются к герметичности емкостей хранения и предотвращению утечек в процессе использования. По большинству ключевых параметров дорожные транспортные средства на водороде пока сильно уступают имеющимся альтернативам (Таблица 15).

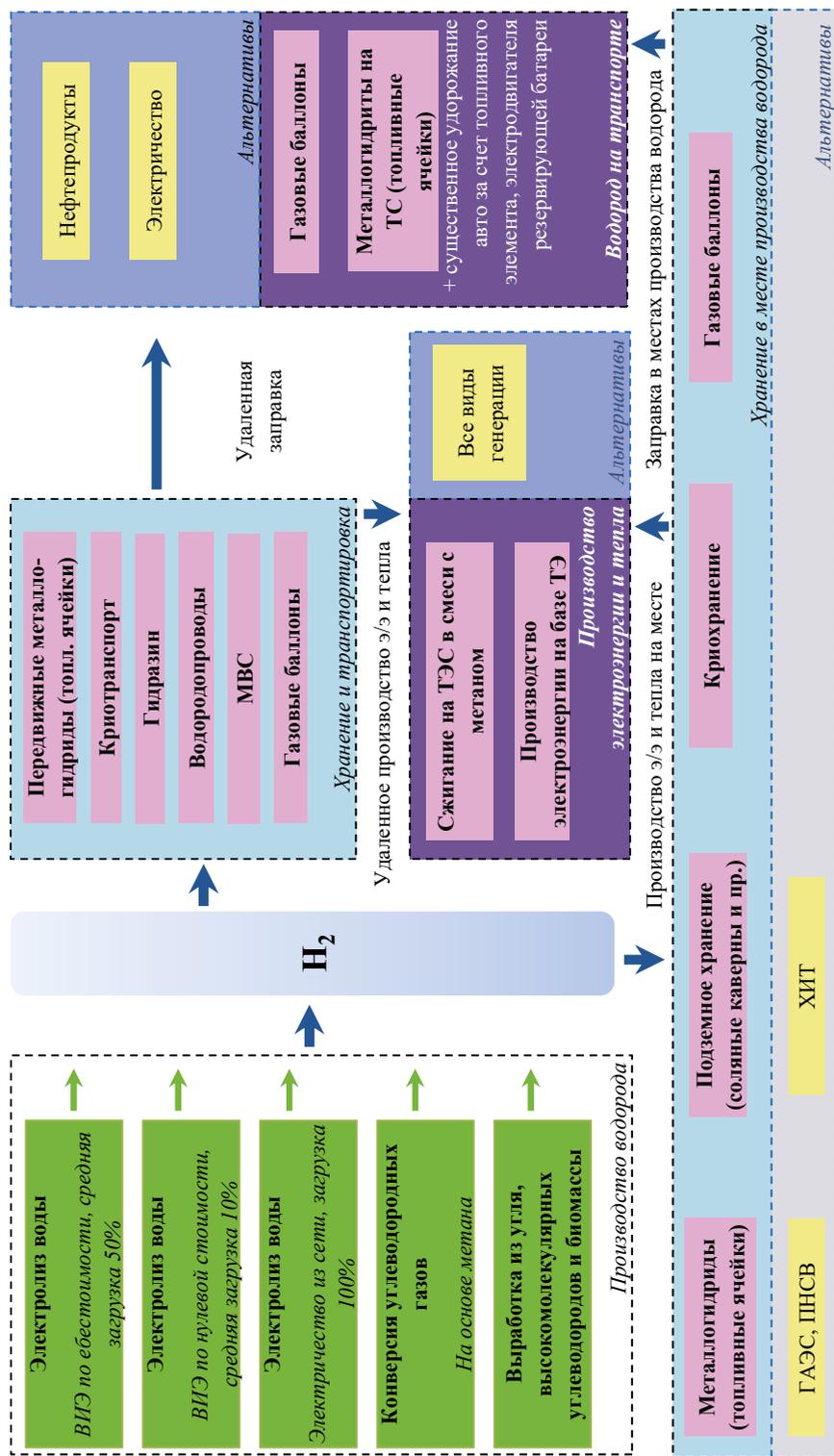


Рисунок 39 – Формирование «цепочки поставок» водорода

Источник: [2] по данным [91]

**Таблица 15 – Сравнительный анализ преимуществ и недостатков использования различных источников энергии на транспорте**

Показатель	Водород	Бензин	Электричество
Себестоимость производства топлив при ценах на нефть – 60 долл./барр., ценах на газ – 2,5 долл./м. б. т. е., ценах электроэнергии 0,05 долл./кВт·ч	5,5-9,5 долл./кг	2-7 долл./кг водородного эквивалента (оценивается рыночная стоимость для потребителя)	~0,7 долл./кг водородного эквивалента
Стоимость транспортного средства	~50 000 долл.	от 5 000 долл.	от 10 000 долл.
Объем пространства, занимаемого для хранения энергоресурса и оборудования, приводящего в движение ТС	Большой	Средний	Небольшой
Запас хода	< 400 км	Наибольший, среди аналогов при сопоставимой мощности и массе	от 100 до 600 км.
Зависимость от низких температур	Низкая	Низкая	Высокая
Время заправки/зарядки	10 мин	10 мин	от 40 минут до 8 часов
Состояние инфраструктуры	Не развитая	Развитая	Локальная

*Примечание: зеленый цвет - наилучшая по показателю альтернатива среди исследуемых, желтый - средняя, красная - худшая*

*Источник: [2]*

Одним из перспективных направлений может быть формирование «цепочек поставок» водорода при использовании «топливных» ячеек. Однако и здесь конкурентоспособные ниши весьма ограничены. Так, в транспортном секторе водородные топливные элементы демонстрируют более высокую стоимость топливной ячейки по сравнению с литий-ионной батареей электромобиля. При этом, с учетом уже набранной инерции прогресса в сфере аккумуляторов, топливные элементы, скорее всего, не смогут до 2040 г. развиваться достаточно для обеспечения конкурентных экономических показателей. В случае же сдержанного прогресса в накопителях и электромобилям и водородомобилям будет очень сложно конкурировать с традиционным транспортом на ДВС.

В железнодорожном транспорте ключевым недостатком водорода является его стоимость. Появление экономически оправданной ниши здесь возможно только на не электрифицированных участках сети в случае установления очень высоких требований к выбросам.

Использование водорода в авиации ограничивается потребностью в больших топливных баках, что влияет на конструкцию самолетов и вертолетов и сокращает площадь свободного полезного пространства в сравнении с аналога-

ми на керосине. Только жесткие экологические ограничения могут привести к коммерческому развитию данного направления.

На водном транспорте ограничением для водорода является его высокая стоимость, повышенные затраты на производство самого судна и практически отсутствие заправочной инфраструктуры.

Уже существуют экспериментальные образцы транспортных средств на водороде в виде автомобилей, самолетов, поездов и кораблей. Но по состоянию на 2019 г. всё это лишь апробация технологий, пока очень далекая от конкурентоспособного промышленного внедрения.

Одним из перспективных и реально востребованных направлений использования водорода является сфера военно-промышленного комплекса, в которой часто улучшенные технические параметры позволяют идти на более высокие затраты. В частности это касается беспилотных летательных аппаратов, которые, используя водород, могут десятки часов относительно бесшумно находиться в воздухе и перемещаться на большие расстояния. Это же свойство бесшумности и автономности может быть востребовано на подводных лодках малых размеров, для которых использование атомных реакторов не целесообразно, а дизельные установки не обеспечивают требуемой секретности перемещения.

Хороший потенциал развития водородных технологий может быть в электроэнергетике. Здесь рассматриваются два основных направления использования водорода. Первое - это балансировка нагрузки. В моменты избыточного производства энергии из ВИЭ, или атома, она посредством электролиза будет превращаться в водород, а в моменты дефицита водород будет становиться сырьем для электростанций. Здесь водород конкурирует с различными видами накопителей электроэнергии и использованием резервных мощностей на ископаемых топливах. Одним из недостатков использования водорода по этой схеме является значительное время простоя дорогой установки (электролизера), что ведет к увеличению себестоимости выработки водорода.

Вторым направлением использования водорода в электроэнергетике являются газовые электростанции, на турбины которых могут подаваться метано-водородные смеси (МВС). За счет того, что водород при взаимодействии с воздухом образует горючие смеси, применение МВС на ГТУ позволяет снизить расход воздуха, необходимого при сжигании метана, что повышает КПД электростанций. Кроме того, за счет снижения расхода воздуха добавление водорода позволяет обеспечить более «полное» сжигание природного газа и выделяющихся при горении «попутных газов», что снижает выбросы в атмосферу оксидов азота, углекислого газа и монооксида углерода.

Таким образом, практически во всех сферах применения водорода в энергетике мы наблюдаем повышение КПД тепловых установок и улучшение экологичности энергетических процессов, однако при существенном относительно альтернатив росте стоимости выработки энергии (Таблица 16).

Одним из перспективных направлений развития водородного сегмента может быть его комбинация с поставками природного газа. Это позволит исполь-

зовать уже существующую газовую инфраструктуру и повысить эффективность генерации за счет использования МВС. При этом природный газ может выступать в качестве одного из источников получения водорода. Технологическими ограничениями для этого может быть негативное воздействие на газопроводы (но согласно ряду исследований при небольших долях содержания водорода газопроводы способны сохранять свои технические параметры) и потребность выделения водорода для тех потребителей, которым необходим только метан.

Таблица 16 – Сферы применения водорода в энергетике

Сфера применения	Ключевые конкурирующие энергоносители	Преимущества водорода	Недостатки водорода
Сжигание вместе с газом для производства электроэнергии	Природный газ, уголь, мазут, ВИЭ	Более полное сжигание углеводородного топлива, снижение выбросов	Существенный рост стоимости сырья для электростанций
Автономное энергообеспечение	СУГ, СПГ	Высокие экологические показатели.	Дороже альтернатив, потребность в инфраструктуре
Ракетное топливо (жидкий водород в смеси с жидким кислородом)	Керосин, диметилгидразин, тетраоксид азота, аммониевые соли хлорной кислоты	Лучшие среди аналогов экологические показатели, сравнительно высокая эффективность	Дороговизна производства и хранения
Авиационное топливо (самолеты, вертолеты)	Керосин, авиационный бензин, в недалеком будущем – солнечные панели	Высокие экологические показатели, высокая, по сравнению с керосином, теплотворная способность массы сжигаемого топлива	Необходимость увеличения объема баков действующих воздушных судов при снижении массы, занимаемой топливом.
Авиационное и судовое топливо (беспилотные аппараты, малые подводные лодки)	Дизтопливо, СУГ, СПГ, атом	Бесшумность, относительно длительная автономность	Высокая стоимость
Применение водородных ХИТ (никель-водородный аккумулятор)	Другие источники тока (накопители)	Высокие удельные показатели батареи	Дороговизна, большой вес
Дорожный транспорт (применение в ДВС)	Бензин, дизельное топливо, ГМТ, биотопливо	Более высокая скорость сгорания. Как следствие – более высокий КПД двигателя	Дороговизна систем хранения, значительно более высокая стоимость топлива
Железнодорожный транспорт (топливные элементы)	Дизельное топливо, электричество	Более высокая экологичность, нет необходимости проводить электрификацию путей	Более высокая стоимость, чем у дизеля, или электричества, высокая стоимость инфраструктуры

Продолжение Таблицы 16

Сфера применения	Ключевые конкурирующие энергоносители	Преимущества водорода	Недостатки водорода
Морской транспорт (топливные элементы)	Дизельное топливо, мазут, СПГ	Низкие выбросы при движении судна	Высокая цена, дорогостоящая инфраструктура
Дорожный транспорт (применение в топливных элементах)	Электричество	Быстрая заправка	Отсутствие и дороговизна инфраструктуры водородных заправок, дороговизна водорода по сравнению с электроэнергией из сети
Хранение энергии	ХИТ, ГАЭС	Возможность эффективно аккумулировать избыточную производимую электроэнергию (балансировка ВИЭ и АЭС)	Высокая стоимость хранения

Источник: [2]

Как показывает проведенный анализ, до 2040 г. водородные технологии имеют определенный потенциал для «нишевых решений», но его масштабное коммерческое использование будет сильно зависеть от экологического регулирования и скорости НТП, особенно в части удешевления стоимости производства водорода.

*До 2040 г. водородные технологии имеют определенный потенциал для «нишевых решений», но его масштабное коммерческое использование будет сильно зависеть от экологического регулирования и скорости НТП, особенно в части удешевления стоимости производства водорода.*

## 2.6. ТЕХНОЛОГИИ НА СТОРОНЕ СПРОСА

Технологии в различных секторах потребления энергии развиваются по широкому спектру направлений (Рисунок 40). На энергетику развитие данных технологий оказывает воздействие по нескольким направлениям, ключевыми из которых являются:

- повышение эффективности использования энергии;
- изменение приоритетов при выборе источников энергообеспечения;
- изменение режимов энергопотребления, включая воздействие на пиковые показатели.

Требования, предъявляемые потребителями к качеству энергоснабжения						
Доступность		Безопасность		Экологичность		
Ключевые направления развития технологий потребления энергии	<p>Технологии повышения эффективности традиционной генерации: когенерация, повышение эффективности турбин и др.</p> <p>Технологии хранения и распределения электрической энергии: «умные» сети, накопители и др.</p> <p>Технологии распределенной генерации: малые модульные АЭС, солнечные панели, ветряные генераторы и др.</p> <p>Электроэнергетика</p>	<p>Технологии альтернативных топлив: газомоторное топливо, электро-транспорт, топливные элементы и др.</p> <p>Технологии, направленные на повышение эффективности транспортных средств: снижение массы, модернизация ДВС и др.</p> <p>Технологии новых видов транспорта: скоростные поезда, многоуровневый общественный транспорт и др.</p> <p>Интеллектуальные технологии на транспорте: адаптивный круиз-контроль, системы управления потоками и др.</p> <p>Транспортный сектор</p>	<p>Технологии оптимизации энергопотребления: повышение энергетической эффективности промышленных установок, использование вторичных энергоносителей, теплоизоляция зданий и др.</p> <p>Технологии энерго- и ресурсообеспечения новых промышленных производств: нефтегазохимии, производств металлов и сплавов, пластмасс, азотных удобрений, гелиевой промышленности и др.</p> <p>Промышленный сектор</p>	<p>Технологии повышения энергетической эффективности бытовых приборов: светодиодное освещение, системы интеллектуального управления электроприборами и др.</p> <p>Технологии «умного строительства»: активные и пассивные дома, ресурсно-эффективное градостроительство, интеллектуальные системы кондиционирования и отопления и др.</p> <p>Бытовой сектор</p>		
	<p>Технологии производства и переработки ископаемых топлив: методы увеличения нефтегазоотдачи, «умные» месторождения, утилизация шахтного метана и др.</p>	<p>Технологии хранения, транспортировки и передачи энергии: технологии малотоннажного СПГ, присадки для нефтепроводов, развитие ПХГ и нефтехранилищ, «умные сети» и др.</p>	<p>Технологии производства энергии из неископаемых источников: солнечные, ветряные, геотермальные, гидростанции и др.</p>	<p>Технологии добычи и переработки нетрадиционных углеводородов: сланцевых плаев, метана угольных пластов, газовых гидратов, сверхтяжелых нефтей и др.</p>		
<b>Технологии, обеспечивающие удовлетворение спроса на энергию</b>						

Рисунок 40 – Ключевые направления развития технологий по секторам потребления энергии

Источник: [102]

***Во всех странах ещё сохраняется высокий потенциал для повышения энергоэффективности. В отдельных странах он может достигать 50 % от всех объёмов потребления.***

Основными направлениями повышения энергоэффективности потребления электрической и тепловой энергии являются:

- а) применение новых теплоизоляционных материалов, новых архитектурно - конструкторских решений при проектировании жилых и промышленных зданий и сооружений;
- б) применение смарт-метрики и других видов прибора контроля, учёта и управления потреблением энергии;
- в) повышение эффективности бытовых и промышленных электроприборов, внедрение более высоких стандартов энергоэффективности и энергосбережения;
- г) применение эффективных систем освещения на люминесцентных и светодиодных элементах;
- д) применение тепловых насосов и высокоэффективных систем кондиционирования и отопления зданий и сооружений.

***Вместо пассивного использования энергии, часть потребителей благодаря умным интегрированным системам станут активными участниками рынка, помогая балансировать нагрузку, а в отдельные моменты даже зарабатывать на этом.***

Одним из очевидных трендов, происходящих в секторах потребления (бытовом, коммерческом и промышленном) под влиянием технологического прогресса, является расширение доли использования электроэнергии. Электроэнергия является более универсальным источником энергии, и современные технические решения позволяют достаточно эффективно применять её в системах регулирования температур воздуха, воды, причем в отдельных случаях с учетом полных затрат на различные решения это является более экономически оправданным. В первую очередь из секторов конечного потребления электроэнергия вытесняет уголь, далее конкуренция разворачивается с природным газом.

***Благодаря новым техническим решениям расширяются возможности для автономного энергоснабжения, что открывает дополнительные ниши в сегментах потребления.***

Внедрение умных систем управления потреблением позволяет пользователю, как более эффективно использовать энергию, так и экономить за счет оптимизации нагрузки в соответствии с тарифными сетками. Всё это оказывает влияние на режимы работы энергосистем. При этом новые решения в области производства энергии открывают дополнительные возможности для потребителей, в частности в области автономного энергоснабжения. Таким образом, технологический прогресс в одном элементе цепочки поставок оказывает влияние на функционирование всей системы.



### РАЗДЕЛ 3.

## ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФАКТОРА

### *3.1. СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ*

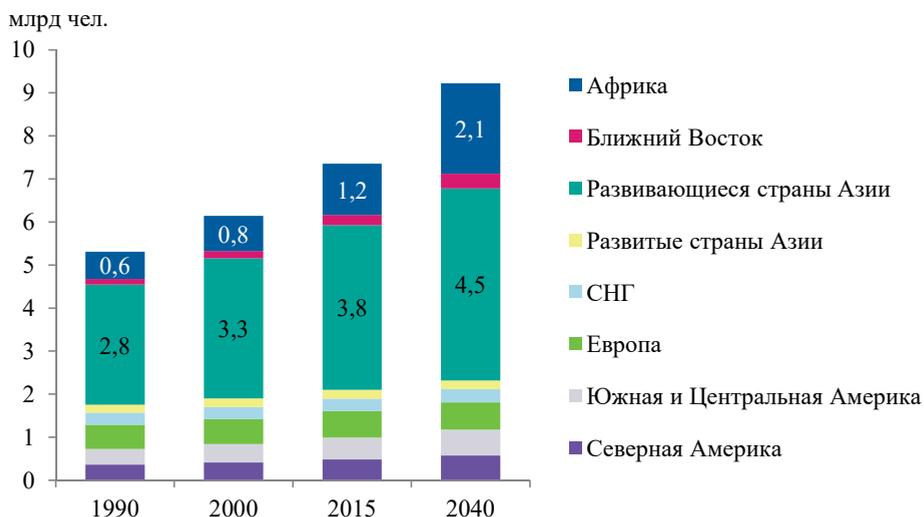
В рамках разработки долгосрочного прогноза развития мировой энергетики с учетом технологического фактора рассмотрены два сценария, отличающиеся, главным образом, скоростью развития технологий и степенью их трансфера по странам мира:

- Традиционный сценарий предполагает развитие технологий в рамках текущих трендов с постепенным их совершенствованием. При этом сохраняются ограниченные возможности трансфера технологий по странам мира;
- сценарий Энергопереход предполагает ускоренное развитие технологий, обеспечиваемое не только успехами НИОКР, но и усиленным государственным стимулированием в виде прямой финансовой поддержки, требований к производителям, дополнительных целевых ориентиров и т. д. 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. При этом страны, имеющие ограничения по доступу к технологиям, более активно создают собственные. Одним из приоритетов энергетических политик многих стран становится модернизация энергетики путем ускоренного внедрения новых решений.

### 3.2. ПЕРВИЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Темпы роста мировой экономики, динамика численности населения, показатели энергоемкости ВВП и душевого энергопотребления являются ключевыми факторами, влияющими на изменение энергопотребления в странах мира. При этом воздействие НТП в части спроса учитывается через уровни энергоемкости ВВП и душевого энергопотребления. Поэтому прогнозирование спроса на первичную энергию основано на анализе динамики этих показателей с последующим уточнением итоговых значений при анализе спроса на отдельные энергоресурсы и в отдельных секторах потребления. В данном прогнозе с целью прозрачного учета и анализа влияния факторов НТП предпосылки демографических изменений и роста мировой экономики одинаковы для двух сценариев.

В качестве прогноза численности населения мира принят средний прогноз ООН. Согласно ему, 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. (Рисунок 41).



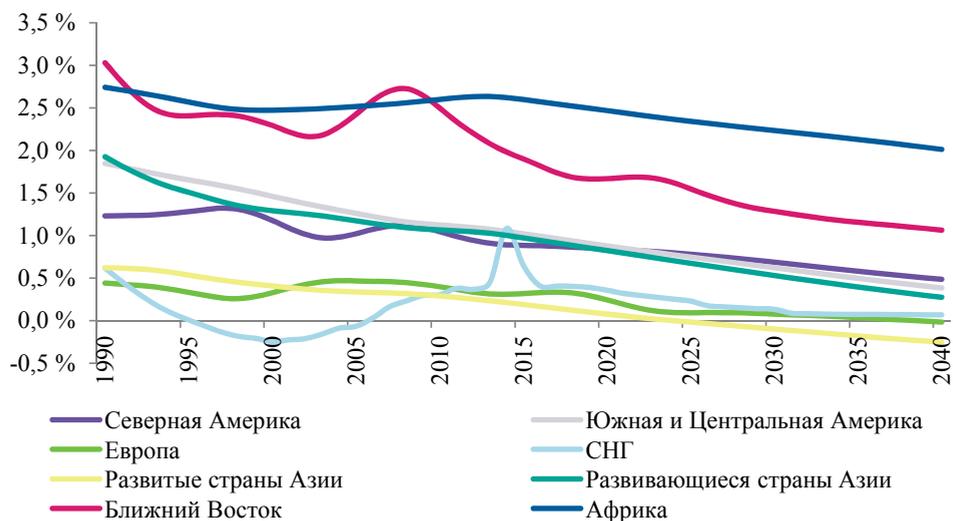
**Рисунок 41 – Численность населения по регионам мира в 1990-2040 гг.**

Источник: [2] по данным [103]

Основной прирост населения обеспечат наименее развитые страны Азии и Африки, в которых вопрос доступности энергии по-прежнему остается открытым. Темпы роста численности населения в странах Северной и Южной Америки составят 0,7 %, в Европе и СНГ 0,1 – 0,2 % в год, в развивающихся странах Азии в среднем 0,6 % в год, в то время как развитые страны Азии продемонстрируют отрицательную динамику (- 0,1 %), темпы роста в странах Ближнего Востока составят 1,4 %, а в Африке 2,3 % в год. В результате доля

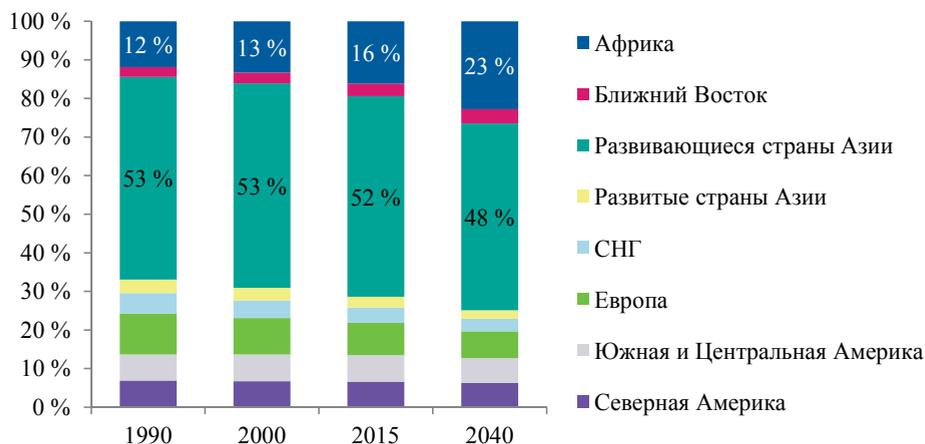
развитых стран мира сократится с 17 до 15 %, а доля развивающихся стран Азии уменьшится с 52 % до 48 % за счет стремительного роста населения в Африке, чья доля вырастет с 16 % в 2015 г. до 23 % в 2040 г. (Рисунок 42, Рисунок 43).

**К 2040 г. в развитых странах мира будет жить только 15 % населения планеты. Население Африки в период 1990-2040 гг. увеличится в 3,5 раза.**



**Рисунок 42 – Темпы роста численности населения по регионам мира в 1990-2040 гг.**

Источник: [2] по данным [103]

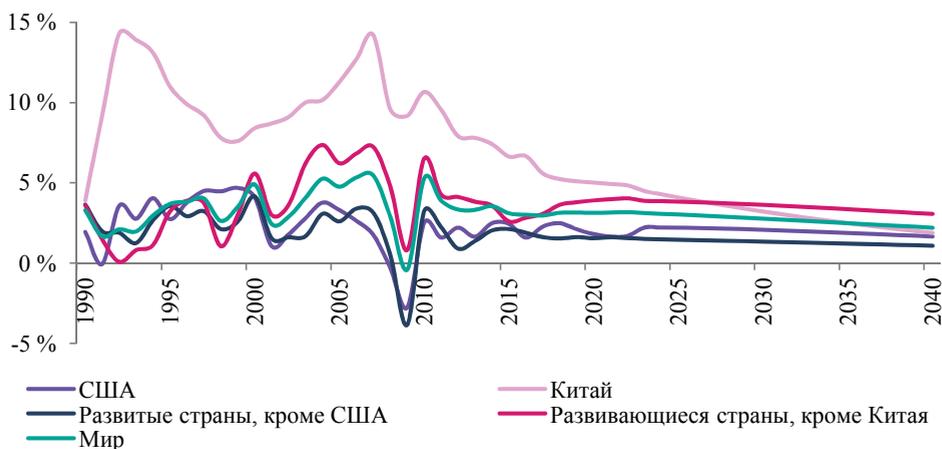


**Рисунок 43 – Изменение структуры населения мира по регионам с 1990 по 2040 г.**

Источник: [2] по данным [103]

Прогноз роста мировой экономики основан на краткосрочных оценках МВФ до 2022 г. и собственных долгосрочных оценках до 2040 г. В 2016 г. мировой ВВП достиг практически 120 трлн долл. 2016 г. по ППС (паритету покупательной способности), причем объем производства ВВП в развивающихся странах составил 66 трлн долл. 2016 г., а в развитых - 54 трлн долл. 2016 г.

В прогнозируемом периоде 2015-2040 гг. темпы роста мирового ВВП снизятся до 2,8 % по сравнению с 3,8 % 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 6,1 % в 1990-2015 гг. Сокращение темпов экономического роста будет наблюдаться во всех регионах мира, а наиболее заметным оно будет в странах развивающейся Азии (4,2 % против 7,3 %) (Рисунок 44).



**Рисунок 44 – Динамика темпов роста мирового ВВП (ППС) в 1990-2040 гг.**

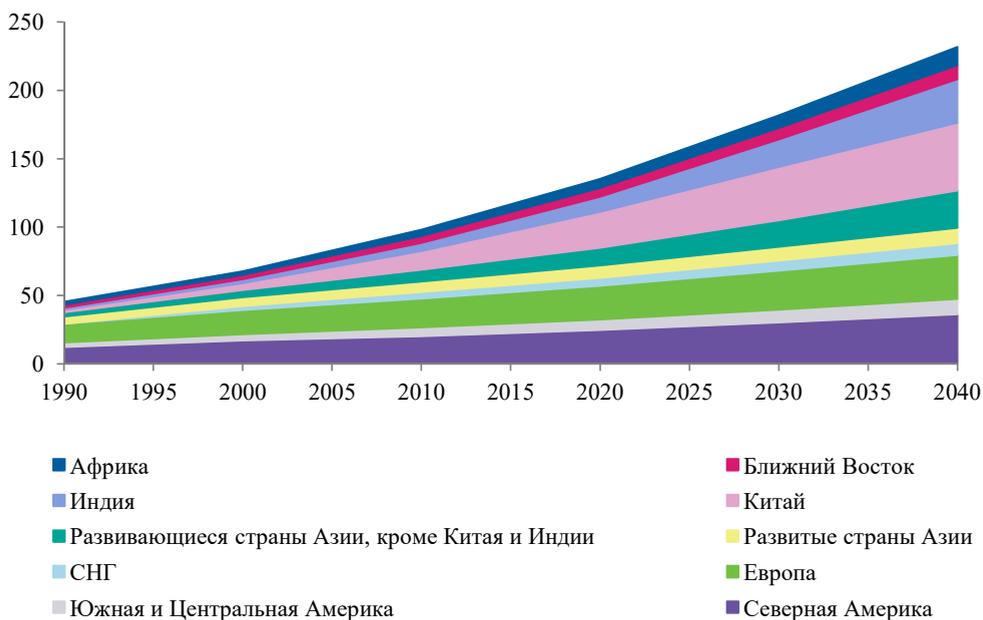
Источник: [2] по данным [104]

В абсолютном выражении объем мирового ВВП в 2040 г. составит почти 232 трлн долл. 2016 г. В тройку лидеров по объемам производства ВВП войдут Китай (49,5 трлн долл. 2016 г.), Индия (31,8 трлн долл. 2016 г.) и США (30 трлн долл. 2016 г.). Доля развитых стран в объемах мирового ВВП к 2040 г. сократится с 45 % до 34 %, в то время как доля развивающихся стран увеличится с 55 до 66 % (Рисунок 45).

**К 2040 г. развивающиеся страны будут обеспечивать 66 % мирового ВВП, а мировыми лидерами по этому показателю будут Китай и Индия.**

Развитые страны продолжают наращивать сектор услуг, который и обеспечивает основной прирост ВВП, в то время как развивающиеся экономики продолжают переход на постиндустриальную стадию.

трлн долл. 2016 г.



**Рисунок 45 – Динамика мирового ВВП (ППС) по регионам и крупнейшим странам**

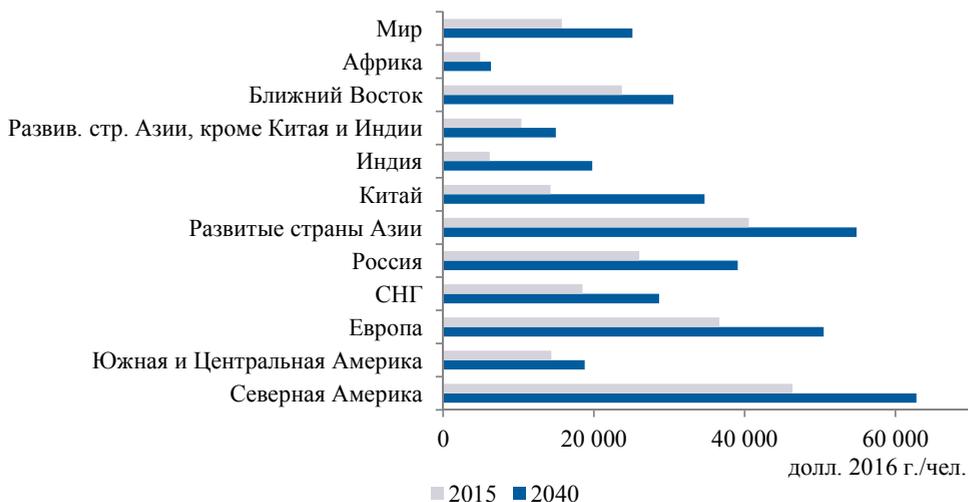
Источник: [2] по данным [104]

Мировое производство ВВП на душу населения к 2040 г. вырастет более чем в 1,5 раза и составит 25 тыс. долл. 2016 г. Тем не менее, темпы его роста замедлятся во всех регионах мира и составят в среднем 1,9 % по сравнению с 2,5 % в 2015 г. В странах Южной и Центральной Америки, СНГ и Ближнего Востока это будет связано с экономическим спадом на фоне быстрого падения экспортных цен на энергоресурсы, а в развивающихся странах Азии – с естественным замедлением после периода быстрого роста от изначально низких уровней душевого ВВП.

Лидировать по абсолютным значениям душевого ВВП будут страны Северной Америки, развитой Азии и Европы с объёмами 63 тыс. долл. 2016 г./чел., 54 тыс. долл. 2016 г./чел. и 50 тыс. долл. 2016 г./чел. соответственно (Рисунок 46).

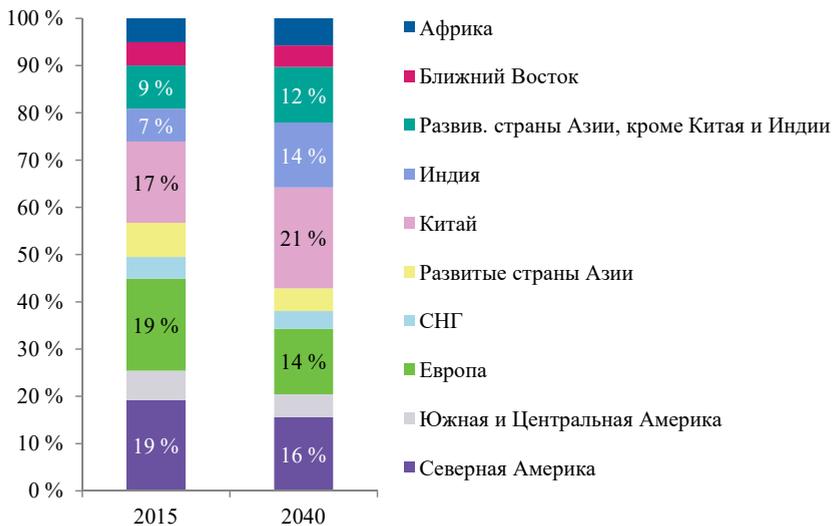
Развивающиеся страны продолжают наращивать свою долю в структуре мирового ВВП, в первую очередь за счет стран Азии, в частности Китая и Индии, чья доля вырастет с 17 % и 7 % в 2015 г. до 21 % и 14 % в 2040 г. соответственно. Таким образом, только развивающиеся страны Азии произведут почти половину мирового ВВП, а именно 47 % в 2040 г. (Рисунок 47)

***Почти половину мирового ВВП к 2040 г. обеспечат развивающиеся страны Азии.***



**Рисунок 46 – ВВП (ППС) на душу населения по регионам мира в 2015 и 2040 гг.**

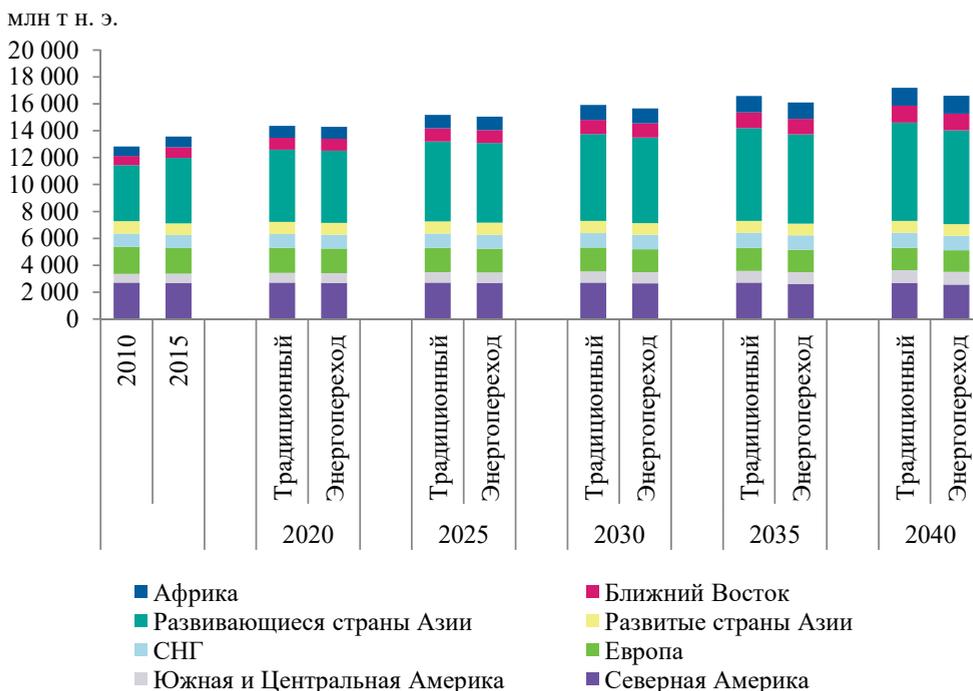
Источник: [2] по данным [104], [103]



**Рисунок 47 – Изменение структуры мирового ВВП по регионам и крупнейшим странам**

Источник: [2] по данным [104]

В наиболее развитых регионах мира (Северная Америка, Европа и развитые страны Азии) объемы первичного потребления энергии будут снижаться на протяжении всего прогнозного периода в обоих сценариях, в то время как остальные регионы продолжают наращивать энергопотребление высокими темпами (1-2 % ежегодно), за исключением стран СНГ, где ожидается довольно умеренный рост на уровне 0,4 % - 0,5 % в год (Рисунок 48).



**Рисунок 48 – Потребление первичной энергии по регионам мира для двух сценариев**

Источник: [2] по данным [105]

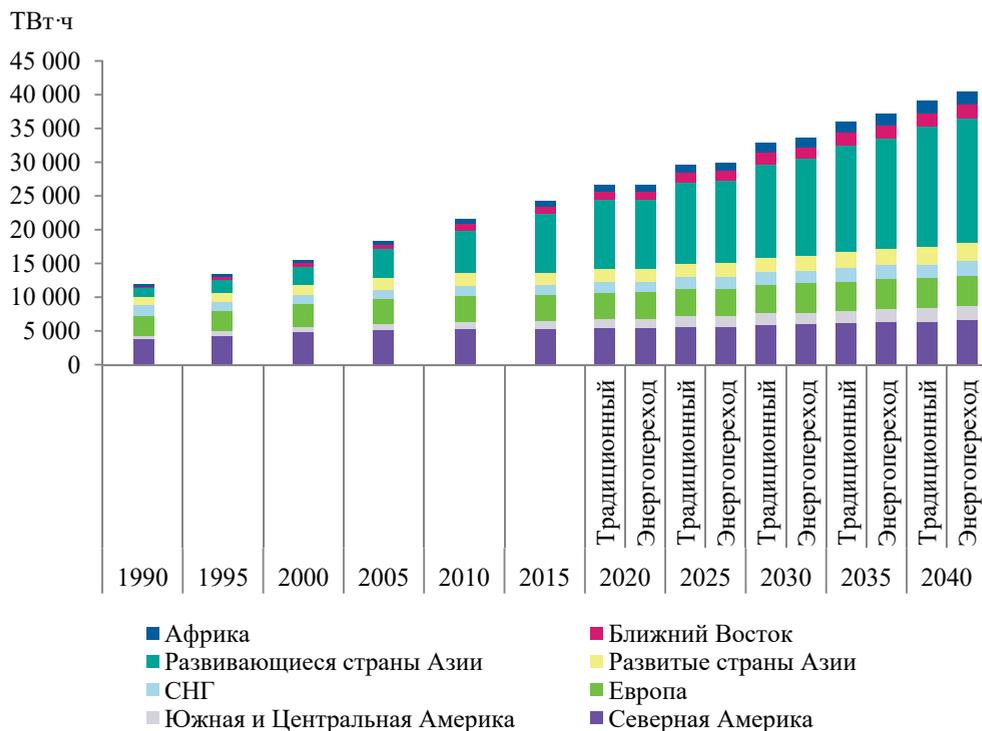
Мировое потребление первичной энергии к 2040 г. увеличится почти на 4 млрд т н. э. и составит 17,2 млрд т н. э. в Традиционном сценарии, и почти на 3 млрд т н. э. до 16,4 млрд т н. э. в сценарии Энергопереход. Прирост объемов потребления первичной энергии почти целиком придется на страны, не входящие в ОЭСР, при этом темпы роста энергопотребления будут почти вдвое ниже в течение следующих 25 лет по сравнению с периодом 1990-2015 гг. Наиболее быстро энергопотребление будет расти на Ближнем Востоке (1,8 % и 1,6 % в год соответственно в двух сценариях) и в Африке (2,1 % и 1,9 % в год в двух сценариях).

*Мировое потребление энергии продолжит рост, но вдвое медленнее, чем в предыдущие 25 лет.*

### 3.3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Электроэнергетика продолжит завоевывать ниши в секторах конечного потребления, но параллельной ей самой придется трансформироваться под влиянием изменения структуры производства и внедрения новых технологий, обеспечивающих умное взаимодействие элементов системы на разных уровнях, включая конечное оборудование у потребителей. При этом сама электроэнергетика станет наиболее оживленным полем конкурентной борьбы различных технологий и источников энергии.

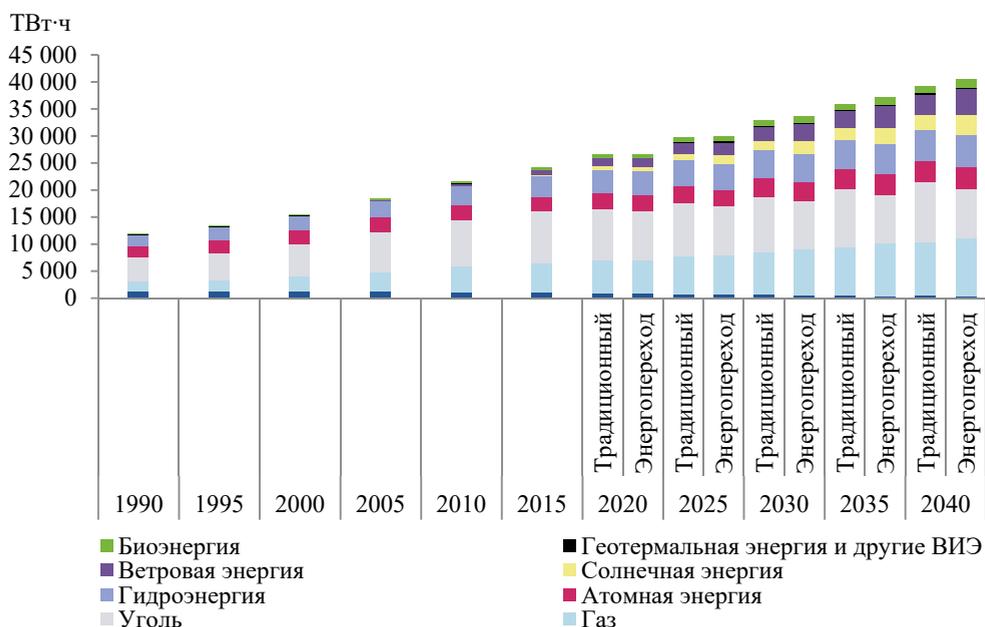
В прогнозном периоде потребление электроэнергии продолжит свой рост во всех без исключения регионах, как в Традиционном сценарии, так и в сценарии Энергопереход. Если за период с 1990 по 2015 гг. потребление увеличилось в 2,04 раза, то рост в 2015-2040 гг. ожидается несколько ниже: в Традиционном сценарии потребление увеличится в 1,62 раза, в сценарии Энергопереход - в 1,67 раза (Рисунок 49). Основной прирост в абсолютном выражении в 2015-2040 гг. (как и в 1990-2015 гг.) будет обеспечен развивающимися странами Азии. При этом электроэнергия продолжит увеличивать свою долю в секторах конечного потребления.



**Рисунок 49 – Прогноз потребления электроэнергии по регионам мира для двух сценариев, ТВт·ч**

Источник: [2]

За период с 2015 по 2040 гг. в Традиционном сценарии электрогенерация увеличится на всех видах топлива за исключением нефти, а в сценарии Энергопереход помимо этого снизится еще и производство электроэнергии с использованием угля (Рисунок 50). Наибольший прирост производства в 2015-2040 гг. как в Традиционном сценарии, так и в сценарии Энергопереход прогнозируется в электрогенерации с использованием энергии солнца: в 11 раз и 15 раз соответственно. В целом НВИЭ продемонстрируют не только самый высокий прирост в процентном, но и в объемном выражении. Хорошие перспективы есть и у генерации на природном газе, которая в Традиционном сценарии за 2015-2040 гг. увеличится на 4159 ТВт·ч (в 1,8 раза), а сценарии Энергопереход на 5362 ТВт·ч (в 1,9 раза). Это будет происходить на фоне общего роста спроса на электроэнергию и вытеснения газа из некоторых секторов конечного потребления.



**Рисунок 50 – Прогноз производства электроэнергии по видам топлива для двух сценариев, ТВт·ч**

Источник: [2]

В 2015 г. основными источниками производства электроэнергии были уголь, природный газ и гидроэнергия. К 2040 г. в Традиционном сценарии уголь сохранит за собой первое место, но его доля сократится с 39 % до 29 %, второе место также останется за природным газом, чья доля увеличится на 2 % до 25 % по сравнению с 2015 г., на третье место выйдут НВИЭ с долей в 21 % по сравнению с 7 % в 2015 г. (Рисунок 51). В сценарии Энергопереход уголь потеряет свои лидирующие позиции и переместится на третье место с 22 %, его опередит природный газ – 27 % и НВИЭ – 26 %.

**На фоне сокращения доли угля в электроэнергетике (с 39 % в 2015 г. до 22-29 % в зависимости от сценария в 2040 г.), заметно вырастет производство на основе НВИЭ (с 7 % до 21-26 %) и газа (с 23 % до 25-27 %).**

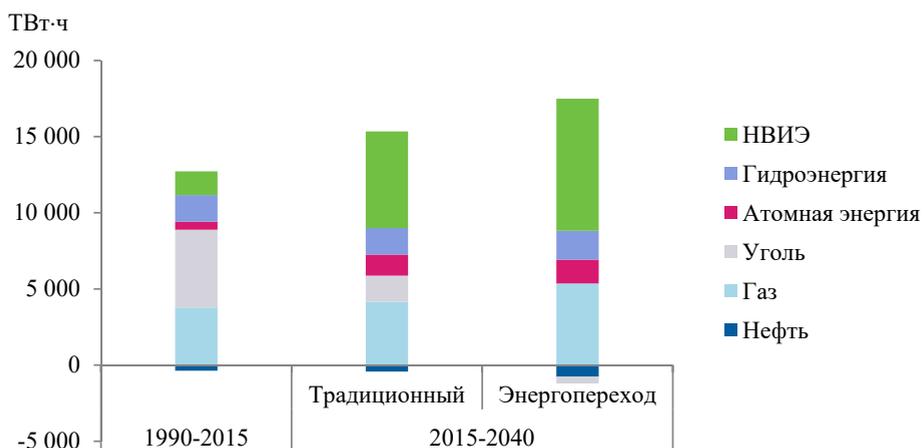


**Рисунок 51 – Изменение структуры использования отдельных видов топлива в производстве электроэнергии для двух сценариев, %**

Источник: [2]

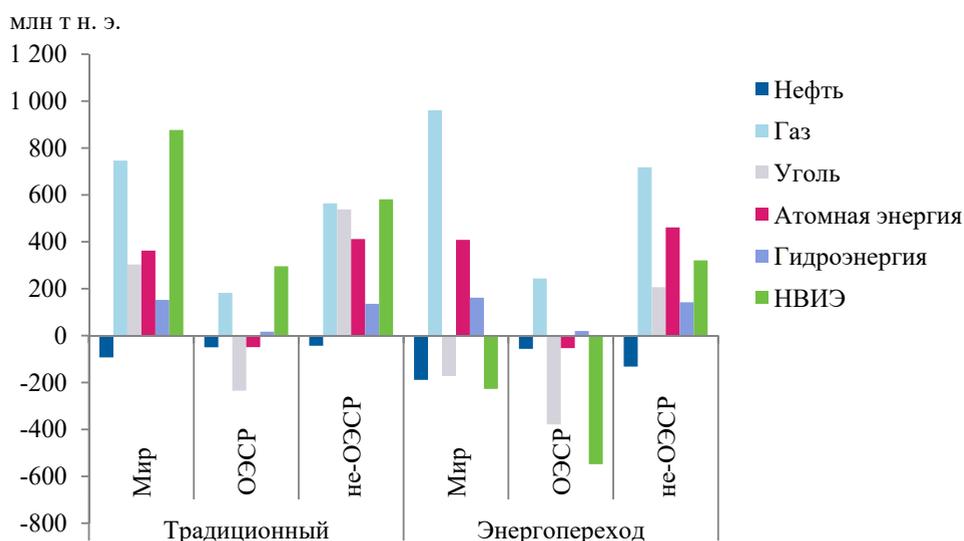
За период с 1990 по 2015 гг., несмотря на быстрые темпы прироста производства электроэнергии на основе НВИЭ (в 10 раз), в абсолютном выражении наибольший прирост продемонстрировала угольная генерация (на 5111 ТВт·ч) (Рисунок 52). Но в прогнозном периоде до 2040 г. НВИЭ является безальтернативным лидером и по темпам и по объемам прироста (6343 ТВт·ч в Традиционном сценарии и 8672 ТВт·ч в сценарии Энергопереход). А уголь только в Традиционном сценарии сможет показать положительную динамику.

Потребление нефти и нефтепродуктов в секторе электроэнергетики в прогнозном периоде снижается в обоих сценариях как в странах ОЭСР, так и в странах не-ОЭСР. В Традиционном сценарии снижение угольной и атомной генерации в странах ОЭСР с избытком покрывается ростом выработки на данных видах топлива в странах не-ОЭСР. В сценарии Энергопереход снижение атомной генерации в развитых странах также с избытком покрывается увеличением выработки на данном виде топлива в развивающихся странах, в то время как снижение угольной генерации в развитых странах превышает прирост соответствующей электрогенерации в развивающихся странах. Электрогенерация на природном газе, НВИЭ и гидроэнергии в 2015-2040 гг. будет увеличиваться во всех сценариях как в развитых, так и в развивающихся странах (Рисунок 53).



**Рисунок 52 – Структура прироста производства электроэнергии по видам топлива, ТВт·ч**

Источник: [2]

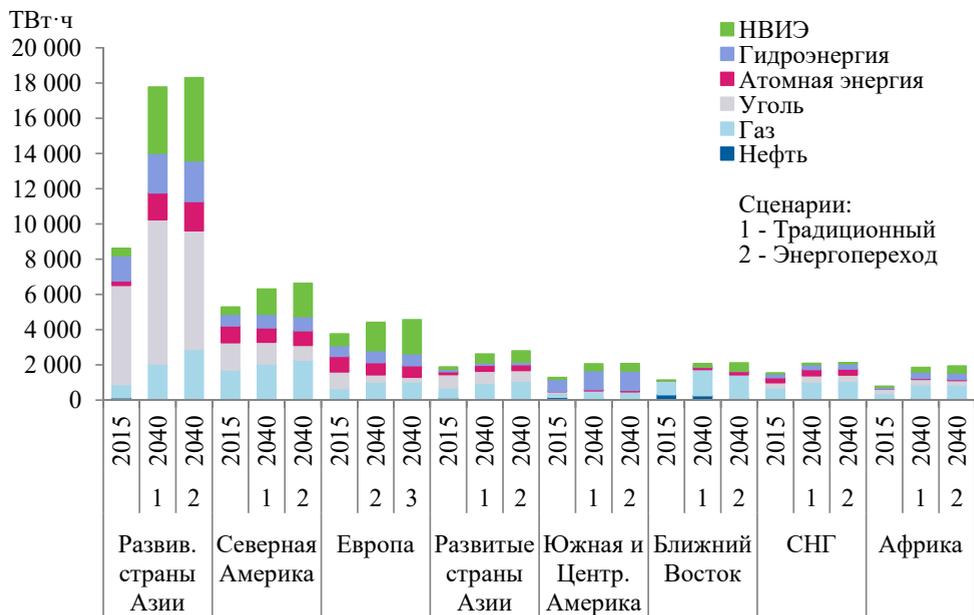


**Рисунок 53 – Прирост использования отдельных видов топлива в производстве электроэнергии в 2015-2040 гг., млн т н. э.**

Источник: [2]

Наибольшие среди всех регионов объемы производства электроэнергии как в 2015, так и в 2040 гг. обеспечивают развивающиеся страны Азии (36 % и 45 % от мировой электрогенерации соответственно в обоих сценариях) (Рисунок 54). В прогнозном периоде до 2040 г. доминирующим источником генерации в развивающихся странах Азии останется уголь, в Северной Америке лидерство сохранится за газовой генерацией, в Европе угольная генерация

уступит НВИЭ, в развитых странах Азии угольная генерация уступит газовой, 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 54 – Структура производства электроэнергии по регионам и видам топлива в 2015 и в 2040 гг., ТВт·ч**

Источник: [2]

К 2040 г. в сценарии Энергопереход мировое производство электроэнергии на неуглеводородной основе (ВИЭ с учетом гидро- и атомной энергии) превысит 50 % (Таблица 17). В ЕС эта доля достигнет 72 % в сценарии Энергопереход и 68 % в Традиционном сценарии, но сами ВИЭ (без атома) обеспечат 51 % и 56 % соответственно. Европа станет вторым регионом после Центральной и Латинской Америки, в котором до 2040 г. удастся обеспечить более половины выработки электроэнергии за счет неископаемых топлив (все виды ВИЭ).

**В сценарии Энергопереход к 2040 г. доля мирового производства электроэнергии на неуглеводородной основе превысит 50 %.**

В 2015 г. наиболее востребована газовая генерация была в Северной Америке (29 % от всего мирового производства электроэнергии на газу). Согласно Традиционному сценарию к 2040 г. регион по-прежнему будет лидировать по объемам использования газа в мире, но доля снизится до 21 %. При этом страны развивающейся Азии заметно нарастят использование газа в генерации – до 20-26 % от мирового уровня (Рисунок 55).

**Таблица 17 – Доля ВИЭ, гидро и атома в структуре производства электроэнергии (доли рассчитаны на основе производства в ТВт·ч).**

Регион	Источник энергии	Традиционный сценарий						Сценарий Энерго- переход
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2040
Мир	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	34 %	38 %	41 %	43 %	44 %	45 %	51 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	23 %	27 %	30 %	32 %	34 %	35 %	40 %
	НВИЭ, без гидро	7 %	11 %	14 %	17 %	19 %	21 %	26 %
Северная Америка	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	38 %	41 %	43 %	44 %	46 %	48 %	54 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	20 %	24 %	27 %	30 %	32 %	35 %	41 %
	НВИЭ, без гидро	8 %	11 %	14 %	17 %	20 %	22 %	28 %
Южная и Центральная Америка	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	62 %	69 %	71 %	72 %	73 %	74 %	76 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	60 %	67 %	68 %	69 %	69 %	71 %	72 %
	НВИЭ, без гидро	8 %	10 %	12 %	14 %	16 %	18 %	20 %
Европа	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	57 %	60 %	62 %	65 %	66 %	67 %	71 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	34 %	39 %	43 %	47 %	50 %	52 %	57 %
	НВИЭ, без гидро	17 %	22 %	27 %	31 %	34 %	36 %	42 %
ЕС	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	57 %	61 %	63 %	67 %	68 %	68 %	72 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	30 %	36 %	41 %	45 %	49 %	51 %	56 %
	НВИЭ, без гидро	19 %	25 %	30 %	35 %	38 %	41 %	46 %
СНГ	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	35 %	37 %	37 %	36 %	35 %	33 %	33 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	16 %	17 %	17 %	17 %	16 %	16 %	17 %
	НВИЭ, без гидро	1 %	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	2 %
Развитые страны Азии	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	23 %	30 %	36 %	38 %	38 %	37 %	41 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	13 %	16 %	19 %	21 %	23 %	24 %	29 %
	НВИЭ, без гидро	7 %	9 %	12 %	15 %	17 %	19 %	23 %
Развивающиеся страны Азии	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	24 %	30 %	35 %	38 %	40 %	42 %	48 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	21 %	26 %	29 %	31 %	32 %	34 %	39 %
	НВИЭ, без гидро	5 %	10 %	14 %	17 %	19 %	21 %	26 %
Ближний Восток	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	2 %	8 %	10 %	12 %	14 %	16 %	31 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	2 %	4 %	6 %	8 %	9 %	10 %	22 %
	НВИЭ, без гидро	0 %	3 %	5 %	6 %	7 %	8 %	21 %
Африка	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	19 %	24 %	28 %	31 %	33 %	36 %	42 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	18 %	22 %	26 %	29 %	31 %	33 %	40 %
	НВИЭ, без гидро	2 %	5 %	7 %	9 %	11 %	13 %	20 %
ОЭСР	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	42 %	45 %	48 %	50 %	51 %	52 %	57 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	23 %	28 %	31 %	34 %	36 %	38 %	44 %
	НВИЭ, без гидро	11 %	15 %	18 %	21 %	24 %	26 %	32 %
не-ОЭСР	ВИЭ, в т. ч. гидро и атом	27 %	33 %	36 %	38 %	40 %	42 %	47 %
	ВИЭ, в т. ч. гидро	23 %	27 %	29 %	31 %	32 %	33 %	38 %
	НВИЭ, без гидро	4 %	8 %	11 %	14 %	16 %	18 %	22 %

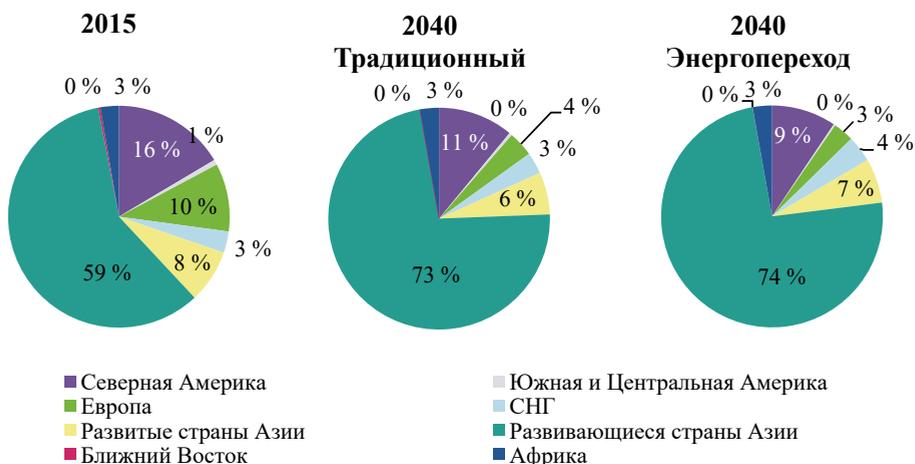
Источник: [2]



**Рисунок 55 – Производство электроэнергии с использованием природного газа по регионам мира**

Источник: [2]

Большая часть угольной электрогенерации в мире в 2015 г. была сосредоточена в развивающихся странах Азии (59 %). Несмотря на стратегические планы Китая по снижению использования угля, доля развивающихся стран Азии продолжит увеличиваться за счет роста производства в других странах региона (прежде всего в Индии) и сокращения использования угля в не-ОЭСР (Рисунок 56).

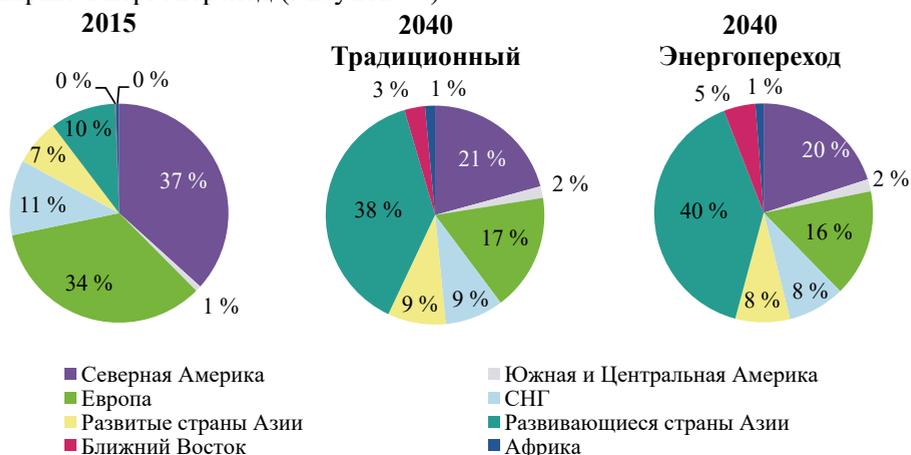


**Рисунок 56 – Производство электроэнергии с использованием угля по регионам мира**

Источник: [2]

В атомной энергетике в прогнозном периоде ожидаются кардинальные изменения в соотношении долей выработки по регионам. В частности, если в 2015 г. Северная Америка и Европа занимали по 37 % и 34 % соответственно от мировой атомной электрогенерации, то к 2040 г. в обоих сценариях на первое

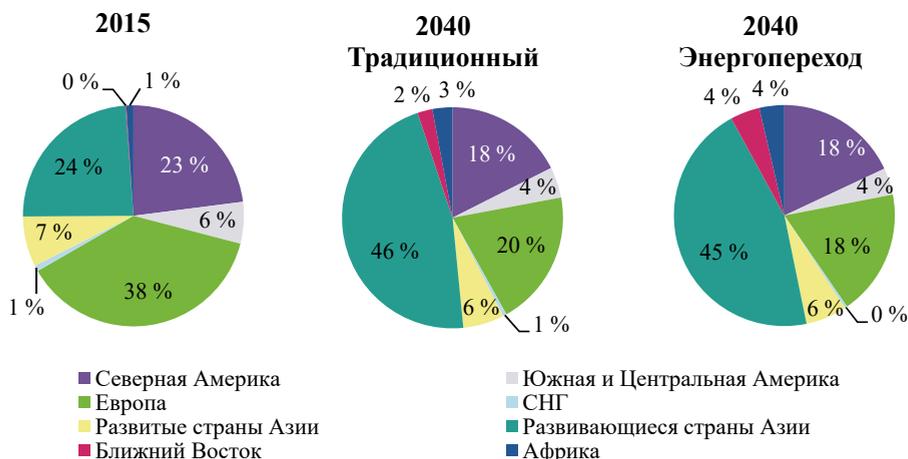
место выйдут развивающиеся страны Азии (38 % в Традиционном сценарии и 40 % в сценарии Энергопереход), а следом за ними окажется Северная Америка с долей в 21 % согласно Традиционному сценарию и с долей в 20 % согласно сценарию Энергопереход (Рисунок 57).



**Рисунок 57 – Производство электроэнергии с использованием атома по регионам мира**

Источник: [2]

В выработке электроэнергии с использованием НВИЭ к 2040 г. согласно двум сценариям лидерство вновь окажется за развивающимися странами Азии (46 % согласно Традиционному и 45 % согласно сценарию Энергопереход), в то время как Европа, обладающая в 2015 г. наибольшей долей в 38 %, окажется на втором месте с долями 20 % в Традиционном сценарии и 19 % в сценарии Энергопереход (Рисунок 58).



**Рисунок 58 – Производство электроэнергии с использованием НВИЭ по регионам мира**

Источник: [2]

### **3.4. 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. её доля в мировом производстве электроэнергии составила только 10,6 %. В перспективе до 2040 г. основной прирост мощностей АЭС ожидается в странах не-ОЭСР, но рост мирового производства на АЭС будет отставать от темпов прироста электропотребления и к 2040 г. доля атомной энергии снизится в сценариях Традиционный и Энергопереход до 10,1 % и 10,2 % соответственно.

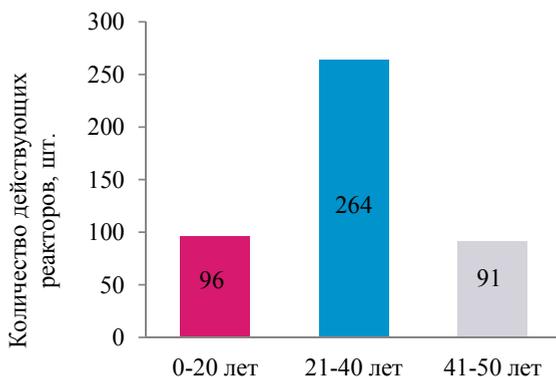
*В условиях рыночной нестабильности с обостряющейся межтопливной конкуренцией всё сложнее становится привлечь инвестиции в дорогостоящие проекты с длительными сроками окупаемости.*

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. Сохраняется в ряде стран высокая озабоченность относительно безопасности производства атомной энергии. Всё это приводит к заметной корректировке планов по развитию атомной энергетики в сторону сокращения ранее планировавшихся мощностей. На фоне развития сегмента ВИЭ в энергополитиках многих стран произошло «охлаждение» стремлений в области атомной энергетики, но атом по-прежнему остается одним из способов снижения глобальных выбросов CO<sub>2</sub>, которое обозначается многими главной целью преобразований в энергетическом комплексе.

*В последние годы несколько стран пересмотрели планы по перспективному вводу мощностей АЭС в сторону сокращения.*

В странах ОЭСР ожидается падение доли АЭС в производстве электроэнергии с 18,1 % в 2015 г. до 13,4 % в 2040 г. в сценарии Традиционный и до 12,6 % в сценарии Энергопереход. В не-ОЭСР, на фоне быстрого роста энергопотребления, атомная энергетика продолжает рассматриваться как один из наиболее приемлемых вариантов его обеспечения.

Во многих странах, активно строивших АЭС в предыдущем столетии, достаточно остро стоит вопрос с окончанием сроков эксплуатации энергоблоков, которые, как правило, составляют 40 лет. В результате по все большему числу энергоблоков принимаются решения о продлении до 60 лет, в США планируется в 2020 г. подача первых заявок об увеличении срока эксплуатации реакторов до 80 лет. Из 453 действующих в мире энергоблока 87 уже эксплуатируется более 40 лет (Рисунок 59). Несмотря на принятые решения по продлению, к 2040 г. предстоит вывод более половины ныне действующих атомных мощностей, которые не во всех регионах будут компенсированы вводом новых блоков.



**Рисунок 59 – Возраст действующих в мире энергоблоков по состоянию на 2018 г.**

Источник: [106]

По состоянию на май 2019 г. в 18 странах строится 54 энергоблока, около половины из которых сооружается в развивающейся Азии (Рисунок 60). При этом в Китае и Индии строятся 18 реакторов. Общая установленная мощность строящихся реакторов составляет 55,4 ГВт.



**Рисунок 60 – Доли строящихся энергоблоков по регионам мира.**

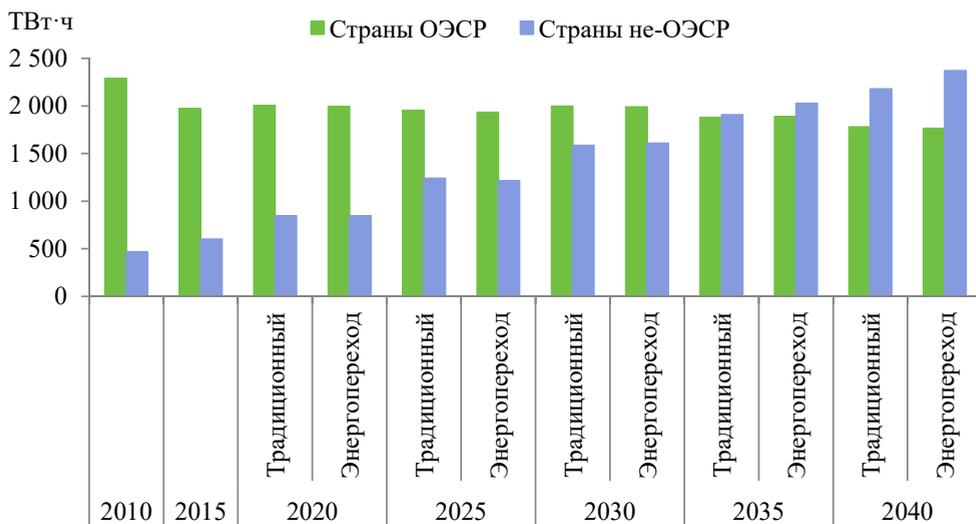
Источник: [106]

Установленные мощности АЭС в мире, согласно выполненным расчетам, вырастут по сравнению с 2015 г. на 45 % к 2040 г. в сценарии Традиционный и на 51 % в сценарии Энергопереход, преимущественно за счет стран не-ОЭСР. Отчасти стабилизация и снижение мощностей АЭС в странах ОЭСР будут компенсированы повышением эффективности работы станций за счет модернизации оборудования на действующих блоках и оптимизации режимов работы в сети. 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 обеспечивать всю неравномерность потребления. Но, по мере увеличения мощностей ВИЭ, всё острее встает вопрос маневренности АЭС. Самый безопасный, но достаточно затратный, способ решения проблемы – использование внешних накопителей энергии. Альтернатива – изменение нагрузки самих энергобло-

ков, что на практике возможно, причем различными способами, но ставит дополнительные вопросы в части безопасности, долговечности работы и экономической окупаемости.

**Развитие возобновляемой энергетики ставит новые вызовы и перед атомной энергетикой. Взамен устойчивой работы в базовых режимах теперь всё острее встает вопрос с обеспечением маневренности.**

К 2035 г., согласно проведенным расчетам, выработка электроэнергии на АЭС в странах не-ОЭСР превысит производство атомной энергетики в странах ОЭСР (Рисунок 61).

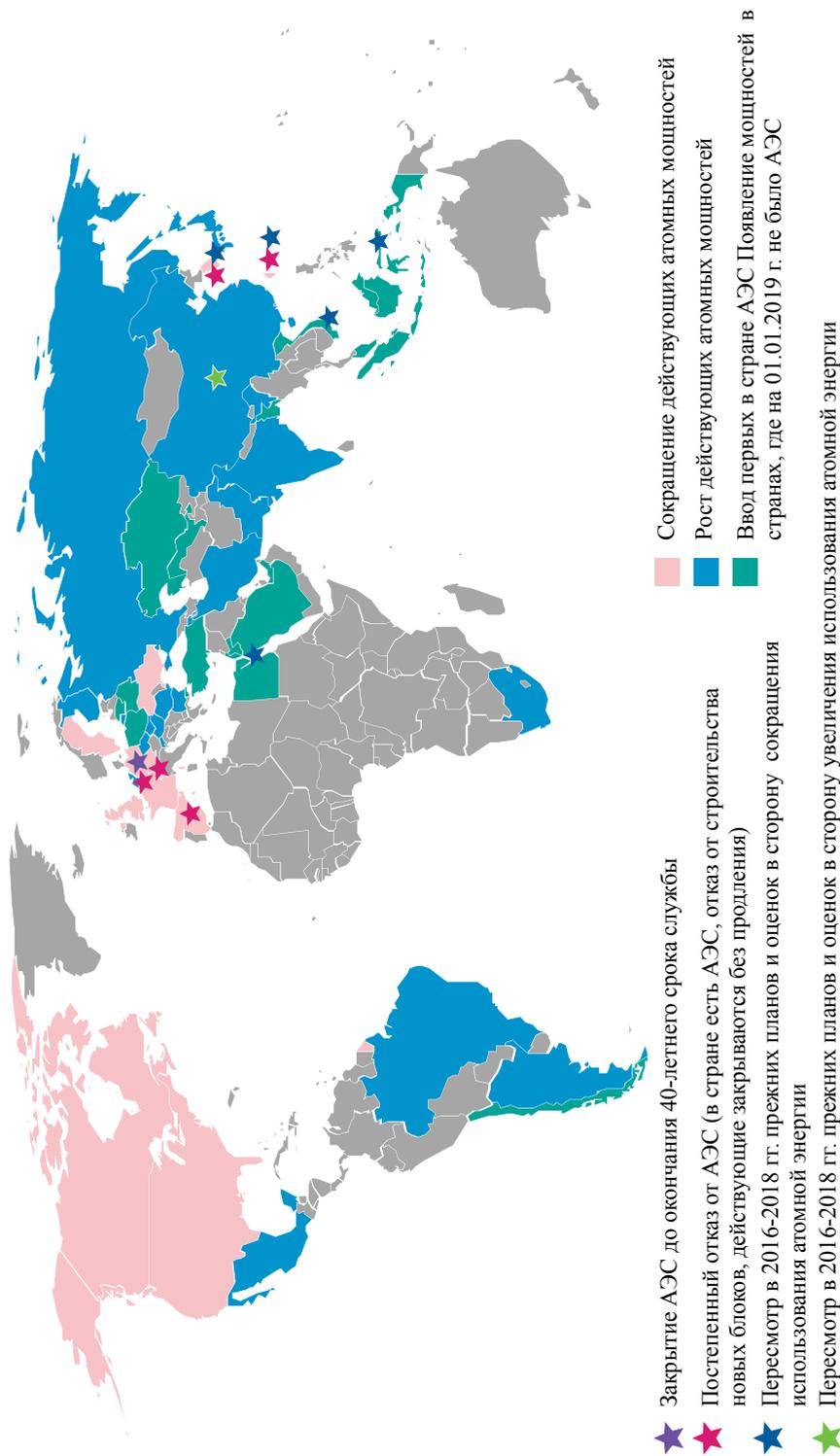


**Рисунок 61 – Производство электроэнергии на АЭС в странах ОЭСР и не-ОЭСР**

Источник: [2]

**К 2035 г. страны не-ОЭСР выйдут в лидеры по производству электроэнергии на АЭС.**

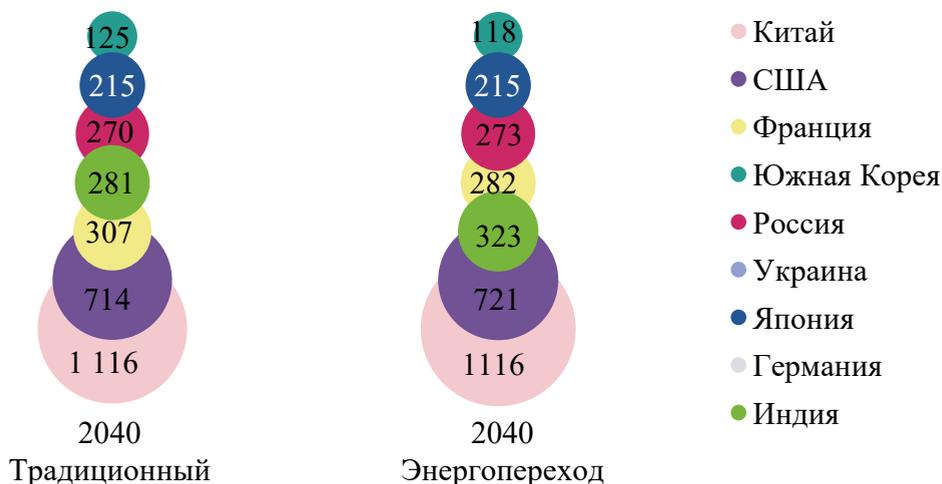
Некоторые страны мира вследствие ухудшения экономической ситуации, смены Правительств, отсутствия дефицита электроэнергии, доступности более дешевых угля и газа, высокого уровня расходов на реализацию проектов сооружения АЭС, принимают решения по отказу от планов развития атомной энергетики, отмене дорогостоящих проектов строительства атомных блоков, переносу сроков ввода реакторов. Желание оптимизировать затраты с одновременным технологическим прогрессом и возможностями модернизации позволяет продлевать лицензии на эксплуатацию АЭС. В 2017-2018 гг. отмечалась существенная корректировка программ различных стран в области атомной энергетики. В результате расширилось количество стран, планирующих снизить роль атома в энергетике, но остается и много желающих начать на своей территории использование атомной энергии (Рисунок 62).



**Рисунок 62 – Решения по использованию атомных мощностей по странам мира и оценки изменения мощностей**

Источник: [2]

В Прогнозе, выполненном в 2016 г., лидерами в области выработки электроэнергии на АЭС к 2040 году были Китай, США, Франция и Южная Корея. Пересмотр энергополитик стран и планов компаний привел к изменению расчетных прогнозных оценок производства атомной энергии по странам, причем изменения произошли и среди лидеров (Рисунок 63).



**Рисунок 63 – Крупнейшие страны в мире по выработке электроэнергии на АЭС по сценариям в 2040 г., объемы выработки в ТВт·ч (размер круга)**

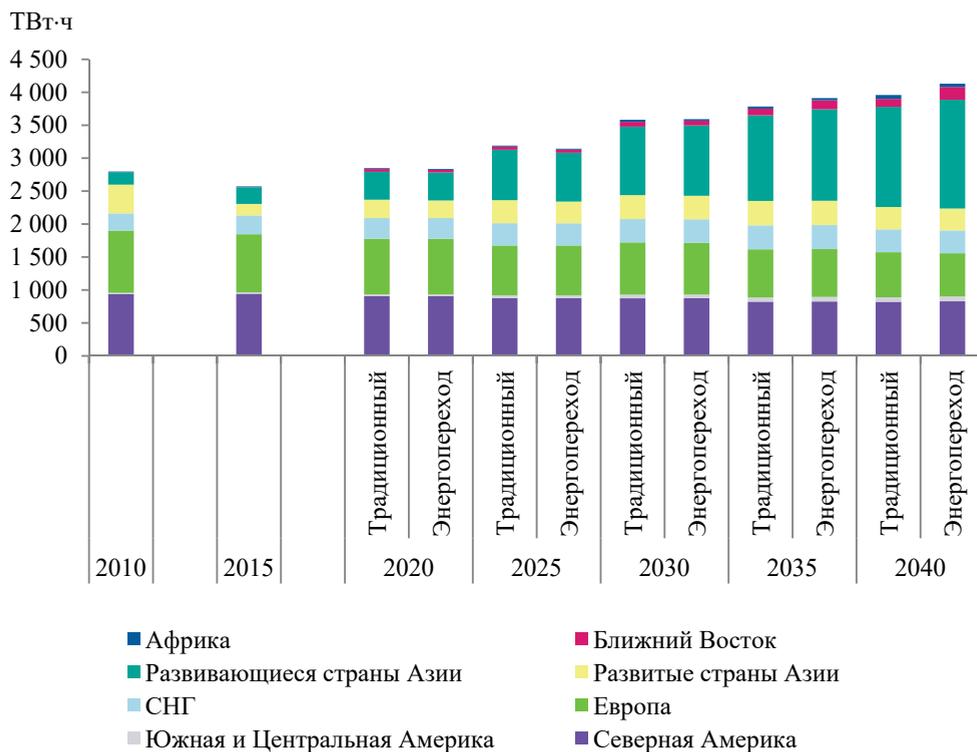
Источник: [2]

Региональное развитие атомной энергетики имеет разнонаправленный характер.

Кроме Северной Америки и Европы, остальные регионы демонстрируют рост производства атомной энергии по двум сценариям к 2040 г. Существенное увеличение выработки электроэнергии на АЭС предполагается в странах ОЭСР Азии и Ближнего Востока (Рисунок 64).

В Северной Америке в рассматриваемый период атомная генерация в сценариях Традиционный и Энергопереход снизится на 13,0 % и 12,2 % соответственно. В США наличие дешевого газа за счет разработки сланцевых месторождений и стимулирование ВИЭ, согласно выполненным расчетам, приведут к сокращению к 2040 г. выработки электроэнергии на АЭС до 714 ТВт·ч в сценарии Традиционный и до 721 ТВт·ч в сценарии Энергопереход с 830 ТВт·ч в 2015 г.

Банкротство компании Westinghouse повлияло на отмену строительства двух энергоблоков в США, о сооружении которых было объявлено в 2013 г., впервые за 30 лет. Но в стадии строительства по состоянию на 2019 г. находятся ещё 2 реактора. В 2016 г. страна ввела в эксплуатацию энергоблок, строящийся с 1972 г. В основе энергополитики США в атомной энергетике лежит продление сроков лицензий на эксплуатацию действующих реакторов до 60 лет, а далее и до 80 лет.



**Рисунок 64 – Выработка электроэнергии на АЭС по регионам мира в 2010-2040 гг.**

Источник: [2]

Минэнерго США готово оказывать софинансирование конкурентоспособным проектам, направленным на сооружение новых АЭС и модернизацию действующих энергоблоков. В частности, в декабре 2017 г. было объявлено о готовности выделения на эти цели грантовой поддержки в размере 400 млн долл.

В Канаде парламентом провинции Онтарио, где расположено большинство атомных реакторов, принято решение не сооружать новые энергоблоки, а провести модернизацию уже существующих. В результате срок службы энергоблоков может быть увеличен. Реакторы, по которым не принято решение об их модернизации, будут выведены из эксплуатации по окончании срока действия лицензии на их эксплуатацию, что приведет к сокращению атомных мощностей в Канаде.

В Мексике ожидается рост установленных мощностей АЭС к 2040 г. в 2,8 раза по сравнению с 2015 г.

Атомные мощности Центральной и Южной Америки к 2040 г. возрастут в сценариях Традиционный и Энергопереход в 3 и 3,5 раза соответственно по сравнению с 2015 г. за счет Аргентины, Бразилии и Чили.

В Европе сокращение выработки по двум сценариям составит 22,0 % (Традиционный) и 25,6 % (Энергопереход) в сравнении с 2015 г. Сокращение атомных мощностей в Европе обусловлено заявленными планами по закрытию реакторов в Германии, Швейцарии, Бельгии, Испании.

В 2017 г. Правительство Франции приняло решение отложить на 2030-2035 гг. планы экс-президента Ф. Олланда по снижению доли атома в энергобалансе страны с текущих 75 % до 50 % к 2025 г. (в силу своей не реалистичности) во избежание роста выбросов CO<sub>2</sub>, угрозы стабильности энергоснабжения и сокращения рабочих мест.

Ввод первых АЭС ожидается в Турции и Польше. Турция в апреле 2018 г. начала строительство первой на территории страны АЭС. Ввод первого энергоблока планируется в 2023 г. По заявлению министра энергетики Польши К. Тхужевского новая АЭС начнет действовать с 2031 г.

В странах СНГ выработка атомной энергии вырастет по двум сценариям к 2040 г. в основном за счет России, которая традиционно является одним из лидеров мировой атомной промышленности и рассматривает развитие этой сферы как свой стратегический приоритет.

В июне 2018 г. начались работы по модернизации Армянской АЭС с целью продления срока действия лицензии на эксплуатацию энергоблока до 2026 г.

В 2020 г. Белоруссия ожидает ввод в эксплуатацию своего первого атомного реактора.

В Украине достаточно остро стоит вопрос об окончании проектного срока эксплуатации энергоблоков, который в стране составляет 30 лет. 12 из 15 действующих реакторов введены в строй во времена Советского Союза, и, если не продлевать лицензии на эксплуатацию действующих АЭС мощностью 13 ГВт, и не строить новые, то к 2036 г. все реакторы должны быть выведены из эксплуатации, и страна остается без атомной энергетики. Даже при продлении сроков эксплуатации энергоблоков на 10-20 лет, к 2040 г. будет выведено 10 ГВт, и мощность атомного парка Украины составит около 3 ГВт (Таблица 18). В любом случае стоит серьезный вопрос, как компенсировать выбывающие мощности АЭС.

Все еще остаются планы по достройке двух энергоблоков Хмельницкой АЭС и закладке новых реакторов, но источники финансирования пока не найдены. Помимо вышеперечисленных вопросов, остается ряд проблем, среди которых закупка и использование топлива разных поставщиков, захоронение отходов, попытка совмещения технологий разных производителей.

В Казахстане окончательное решение по строительству АЭС пока не принято.

В развитых странах Азии выработка атомной энергии возрастет с 174 ТВт·ч в 2015 г. до 340 ТВт·ч в сценарии Традиционный и до 333 ТВт·ч в сценарии Энергопереход к 2040 г. Произойдет это за счет Японии, в то время как в Южной Корее интерес к атомной отрасли начал падать.

**Таблица 18 – Сроки эксплуатации энергоблоков украинских АЭС  
с учетом продления лицензии на эксплуатацию**

Энергоблок	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию	Срок окончания лицензии	Продление срока действия лицензии
Хмельницкий-1	950	1988	2018	2033 (план) находится на плановых ремонтных работах
Хмельницкий-2	950	2005	2035	2050 (план)
Ровно-1	381	1981	2011	2031(факт)
Ровно-2	376	1982	2012	2032 (факт)
Ровно-3	950	1987	2017	2037 (факт)
Ровно-4	950	2005	2035	2050 (план)
Южно-Украинск-1	950	1983	2013	2023 (факт)
Южно-Украинск-2	950	1985	2015	2025 (факт)
Южно-Украинск-3	950	1989	2019	2034 (план)
Запорожье-1	950	1985	2015	2025 (факт)
Запорожье-2	950	1986	2016	2026 (факт)
Запорожье-3	950	1987	2017	2027 (факт)
Запорожье-4	950	1988	2018	2028 (факт)
Запорожье-5	950	1989	2019	2034 (план)
Запорожье-6	950	1996	2026	2041 (план)

Источник: [107], [108]

По состоянию на май 2019 г. в Японии работало 9 перезапущенных энергоблоков, мощностью 8,7 ГВт. Управление по ядерному регулированию страны приняло решение об окончательном закрытии 7-ми реакторов мощностью 5,8 ГВт. 11 реакторов находятся в ожидании решения на перезапуск. Судьба 12 блоков (кроме разрушенных и окончательно закрытых после аварии на АЭС Фукусима 12-ти реакторов) не определена. Причиной неопределенности является отсутствие согласия местных органов власти на перезапуск, расположение энергоблоков в сейсмоактивной зоне, протесты местного населения и судебные запреты на перезапуск энергоблоков. Согласно утвержденному в 2015 г. плану Правительства по производству электроэнергии на 2030 г., доля атомной энергетики в общем энергобалансе страны составит 20-22 %. По расчетам ИНЭИ РАН, несмотря на перезапуск реакторов, мощности АЭС Японии в 2040 г. составят только 57 % (с учетом окончания сроков эксплуатации части реакторов) от мощностей, действовавших в 2010 г. до аварии на АЭС Фукусима.

Новый президент Южной Кореи кардинально пересмотрел госполитику в отношении атомной генерации, которая постепенно будет замещаться возобновляемыми источниками энергии. Продлевать 40-летний срок эксплуатации действующих энергоблоков не предполагается. Закладку новых атомных блоков планируется прекратить, строящиеся реакторы будут введены в эксплуатацию. Решение руководства страны способно в значительной степени повлиять на региональный энергобаланс в перспективе. Вывод первых реакторов начнется в 2023 г. и, соответственно, производство атомной энергии к 2040 г. сократится на 24 % по сравнению с 2015 г.

### *В Южной Корее принято решение по постепенному отказу от атомной энергетики.*

При этом в Развивающихся странах Азии выработка атомной энергии возрастет в 6 раз по сравнению с 2015 г. в сценарии Традиционный, особенно за счет Китая и Индии. В сценарии Энергопереход рост составит 6,6 раза. Выработка атомной энергии в Китае и Индии вырастет в сценарии Традиционный в 6,5 и 7,6 раза соответственно и в 7 и 8,7 раза – в сценарии Энергопереход.

Во Вьетнаме в 2011 г. была утверждена стратегия развития электроэнергетики на период до 2030 г., в соответствии с которой первый атомный блок планировали запустить в 2020 г., а к 2030 г. увеличить мощности АЭС до 11 ГВт (10 % всей производимой электроэнергии в стране). Но, по состоянию на 2019 г., в стране нет АЭС, и строительство реакторов не начиналось. Правительство Вьетнама решило пока отложить планы по развитию атомной энергетики из-за падения уровня экономического роста, высокого уровня расходов при строительстве и в силу доступности других более дешевых энергоресурсов. При улучшении экономической ситуации в стране Правительство готово вернуться к программе по развитию атомной энергетики.

В Тайване пришедшая к власти в 2016 г. Демократическая прогрессивная партия объявила о полном отказе от атомной генерации к 2025 г. Действующие реакторы будут закрыты после истечения 40-летнего срока действия лицензий на их эксплуатацию. Строительство двух новых реакторов будет остановлено.

Ряд стран этого региона, ранее не использовавших атомную энергию, готов начать строительство АЭС, в частности Индонезия и Малайзия. В Бангладеш в ноябре 2017 г. началось строительство первого реактора, в июле 2018 г. – второго.

Регион Ближнего Востока демонстрирует рост атомной генерации с 3 ТВт·ч в 2015 г. до 120 ТВт·ч в сценарии Традиционный и до 194 ТВт·ч в сценарии Энергопереход.

В Иране увеличение выработки на АЭС ожидается с 3 ТВт·ч в 2015 до 36 ТВт·ч к 2040 г. по двум сценариям. Строительство первых реакторов после 2025 г. ожидается в Иордании, Саудовской Аравии, Израиле. Саудовская Аравия к 2040 г., согласно расчетам, будет производить на АЭС 19,5 ТВт·ч электроэнергии в Традиционном сценарии и 94 ТВт·ч в сценарии Энергопереход.

В странах Африки производство энергии на АЭС увеличится в 4,8 раза по сравнению с 2015 г. (сценарий Традиционный) и в 4 раза (сценарий Энергопереход) за счет ЮАР и Египта. Появление первых энергоблоков в Египте ожидается после 2025 г.

В сценариях Прогноза не предполагается крупных технологических прорывов в области атомной энергетики, но ожидается рост эффективности действующих АЭС и усовершенствование новых, в частности за счет начала промышленного использования реакторов четвертого поколения. При этом длительный срок эксплуатации АЭС делает периоды смены поколений достаточно затяжными. Трансформировать энергетику в ближайшие 20 лет эти технологии не смогут, но в дальнейшем, в случае практических успехов в исследовании и эксплуатации, интерес к новым энергоблокам может заметно возрасти.

Наличие в мире большого количества территорий без централизованного энергоснабжения открывает потенциал для решений на базе малой атомной энергетики. Такие энергоблоки способны предложить решения не только в части электропоставок, но и как источник теплоснабжения, опреснения и очистки воды. Тем не менее, как для малых, так и для крупных АЭС, одним из ключевых остается вопрос безопасности.

Необходимость длительных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ и очень протяженные инвестиционные циклы в условиях неустойчивых рынков предопределяют возможности конструирования АЭС только узким кругом игроков, работающим в тесной кооперации и при поддержке государственной системы. Разработанные решения эти игроки в дальнейшем могут устанавливать в различных странах мира, но и здесь требуется согласование с местными государственными органами по широкому спектру вопросов (разрешение на строительство, выбор площадки, механизм и источники инвестиций, ценовая политика в случае схемы строй-владей-эксплуатаций, вопросы поставок топлива и вывоза отработанного и т. д.). Таким образом, атомная промышленность продолжит оставаться на половину коммерческим выбором, а на половину стратегическим и политическим, как для стран-разработчиков АЭС, так и для стран-потребителей этой электроэнергии. При этом необходимо понимать, что ядерное топливо обладает большим потенциалом для использования в будущем, в частности может применяться при межпланетных космических полетах. Нельзя забывать и о военном использовании. Поэтому для крупнейших держав продолжение работ в данном направлении решение именно стратегическое.

*Атомная промышленность продолжит оставаться на половину коммерческим выбором, а на половину стратегическим и политическим, как для стран-разработчиков АЭС, так и для стран-потребителей этой электроэнергии.*

### **3.5. ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

В Традиционном сценарии для расчетов предусматривается дальнейшее сдержанное сокращение затрат в рамках солнечной и ветровой энергетики, которое отчасти нивелируется уменьшением господдержки на единицу мощности. В сценарии Энергопереход технологический прогресс в области ВИЭ идет опережающими темпами и поддерживается более активной политикой целевого стимулирования развития данного направления в ответ на увеличение спроса на электроэнергию. При этом сценарий Энергопереход предполагает большую интенсивность НИОКР в области накопления энергии, что позволяет ускорить темпы снижения стоимости хранения электроэнергии.

Ключевыми стимулами, способствующими принятию решений в пользу расширения использования ВИЭ, являются:

- снижение вредных выбросов в процессе производства электроэнергии (при этом, как правило, редко учитываются экологические последствия производства и утилизации оборудования и полный углеродный след);
- повышение энергобезопасности за счет снижения зависимости от импорта энергоресурсов;
- возможность экономически эффективного обеспечения энергией территорий, отрезанных от централизованных систем энергоснабжения;
- возможное снижение общих затрат в отдаленной перспективе (когда углеводороды будут становиться дороже по мере истощения запасов) за счет перехода на неисчерпаемые источники энергии.

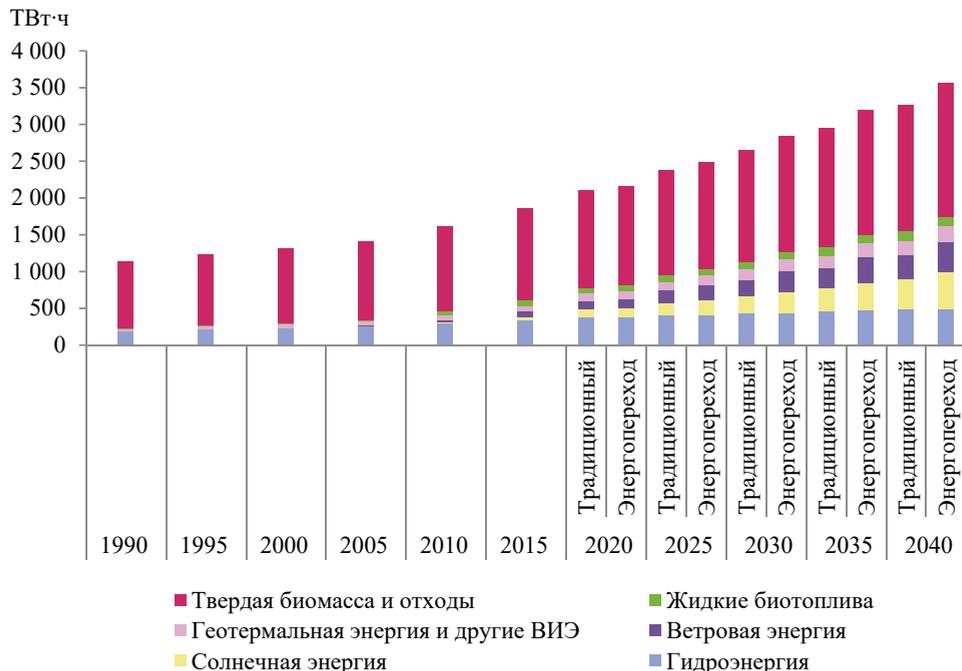
При этом одним из самых востребованных энергоресурсов в ряде стран остаются традиционные биотоплива – дрова. Но по мере развития технологий всё более конкурентоспособными и экономически приемлемыми становятся и новые решения в области ВИЭ, включая солнечную, ветровую, геотермальную энергетику и др. Огромное значение, особенно на начальных этапах, имеют меры государственного стимулирования и поддержки развития ВИЭ.

НВИЭ, которые еще несколько десятилетий назад могли себе позволить лишь некоторые страны, в настоящее время, ввиду быстрого развития и распространения технологий, масштабной государственной поддержки, удешевления установок и повышения конкурентоспособности по сравнению с ископаемыми топливами, становятся все более распространены. Стоит отметить, что использование возобновляемых источников энергии увеличивают не только страны-импортеры энергоресурсов, но и экспортеры. Для одних стран-экспортеров это возможность снизить внутреннее потребление и нарастить экспорт нефтегазовых ресурсов, для других поиск новых приемлемых решений энергоснабжения (особенно для удаленных территорий от централизованного энергоснабжения), а для некоторых стремление «не отстать от моды». Иногда указанные факторы работают в совокупности. К примеру, для ряда стран Ближнего Востока, весь энергобаланс которых традиционно строится на нефти и газе, солнечная энергетика это не только способ продемонстрировать всему

миру свою приверженность к использованию новых технологий, но и заработать. Интенсивность солнечного излучения на Ближнем Востоке существенно выше, чем в среднем по Европе. Соответственно есть возможность развивать солнечную энергетику и за счет этого больше экспортировать высвобождающиеся нефтегазовые ресурсы. Более того, Ближний Восток как раз тот регион, где производство солнечной энергии в значительной степени соответствует пикам спроса – чем ярче светит Солнце, тем больше не только производимой электроэнергии, но и потребности в кондиционировании. И уровень облачности при этом достаточно низкий.

*Углеводороды обеспечили расцвет для многих стран Ближнего Востока, но в дальнейшем развитии региона существенную роль сыграет солнечная энергетика.*

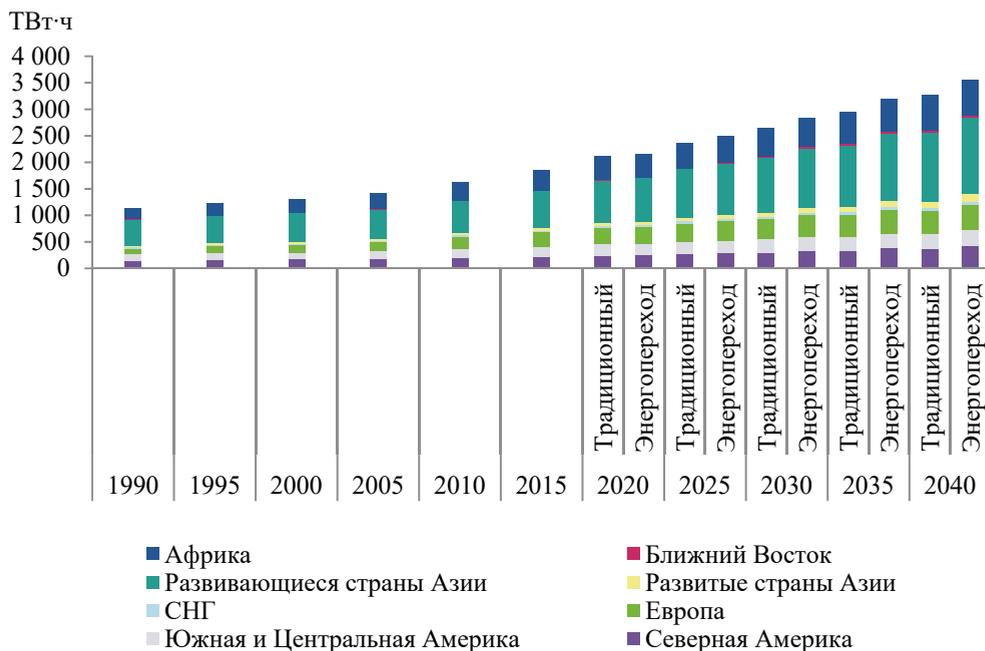
В период с 2015 по 2040 г. потребление ВИЭ согласно Традиционному сценарию увеличится в 1,8 раза, согласно сценарию Энергопереход – в 1,9 раза. Как в Традиционном сценарии, так и в сценарии Энергопереход за период с 2015 по 2040 г. наибольший прирост в абсолютном выражении прогнозируется в потреблении твердой биомассы и отходов. В 2040 г. потребление всех типов ВИЭ, за исключением жидких биотоплив (сказывается общее снижение спроса на жидкие топлива), в сценарии Энергоперехода превышает потребление в Традиционном (Рисунок 65).



**Рисунок 65 – Прогноз потребления ВИЭ по видам, млн т н. э.**

Источник: [2]

Если в 1990-2015 гг. наибольший рост потребления ВИЭ в 2,6 раза был зафиксирован в Европе, то в 2015-2040 гг. в Европе прогнозируется увеличение только в 1,6 раза в Традиционном сценарии и в 1,8 раза в сценарии Энергопереход, что обусловлено более высокой исходной базой для роста. Наибольший рост в 2015-2040 гг. как в Традиционном, так и в сценарии Энергопереход в 11,5 раза и в 17,4 раза соответственно прогнозируется на Ближнем Востоке (Рисунок 66). В абсолютном выражении в Традиционном сценарии и в сценарии Энергопереход наибольший прирост за период с 2015 по 2040 гг. на 608 млн т н. э. и на 732 млн т н. э. соответственно будет наблюдаться в развивающихся странах Азии, главным образом за счет Китая и Индии.

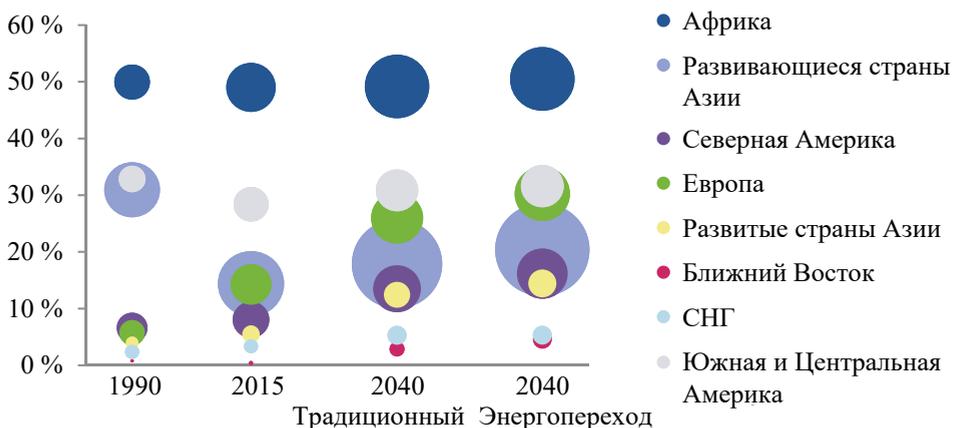


**Рисунок 66 – Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира, млн т н. э.**

Источник: [2]

Наибольшая доля возобновляемых источников энергии в энергопотреблении в 1990 и 2015 гг. наблюдалась в Африке (в основном традиционное биотопливо), что, согласно прогнозам, сохранится и к 2040 г. (Рисунок 67). Значительное увеличение использования ВИЭ в 2015-2040 гг. прогнозируется в странах Европы, где доля ВИЭ в общем энергопотреблении согласно Традиционному сценарию увеличится на 12 %, а в соответствии со сценарием Энергопереход возрастет на 16 %.

*Доля ВИЭ в энергобалансе быстрее всего будет расти в Европе, но наибольший прирост объемов производства ВИЭ продемонстрируют страны развивающейся Азии.*

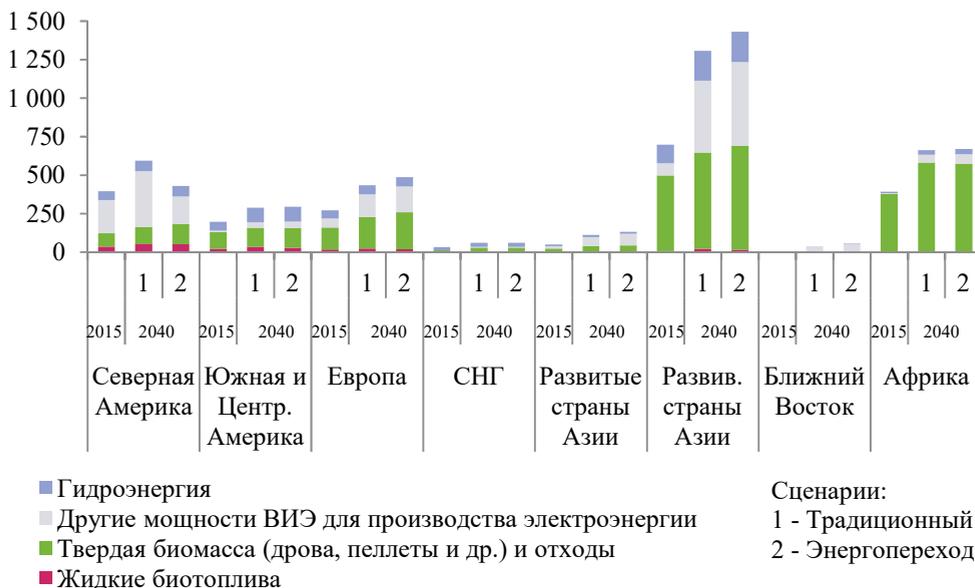


**Рисунок 67 – Доля ВИЭ в энергобалансе регионов (левая шкала) и объемы потребления (размер круга), млн т н. э.**

Источник: [2]

В 2015 г. наибольшее потребление ВИЭ во всех регионах, за исключением Ближнего Востока и СНГ (где больше всего было потреблено гидроэнергии), приходилось на твердую биомассу и отходы. К 2040 г. существенно увеличится использование НВИЭ в генерации и тепле во всех регионах, меньшими темпами будет расти потребление жидких и твердых биотоплив (Рисунок 68).

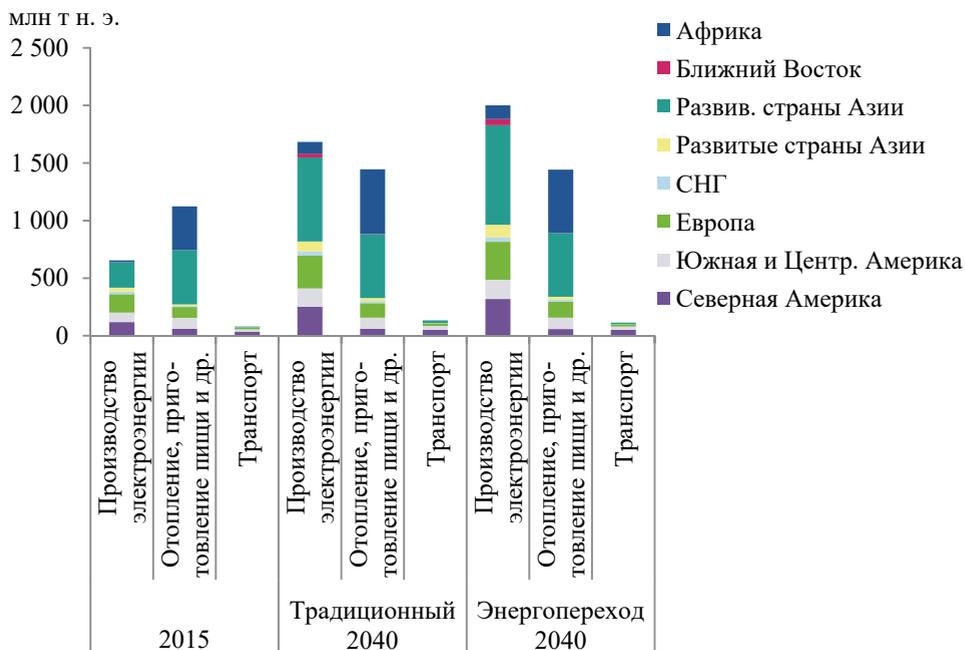
млн т н. э.



**Рисунок 68 – Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира и показатели прироста потребления, млн т н. э.**

Источник: [2]

Если в 2015 г. наибольшие объемы ВИЭ потреблялись в секторе «отопления, приготовления пищи и др.», то в 2040 г. на первое место в обоих сценариях выйдет потребление в секторе производства электроэнергии (Рисунок 69). Выработка электроэнергии с использованием ВИЭ вырастет за 2015-2040 гг. в 2,6 раза в Традиционном сценарии и в 3,1 раза в сценарии Энергопереход, прежде всего благодаря развивающимся странам Азии.

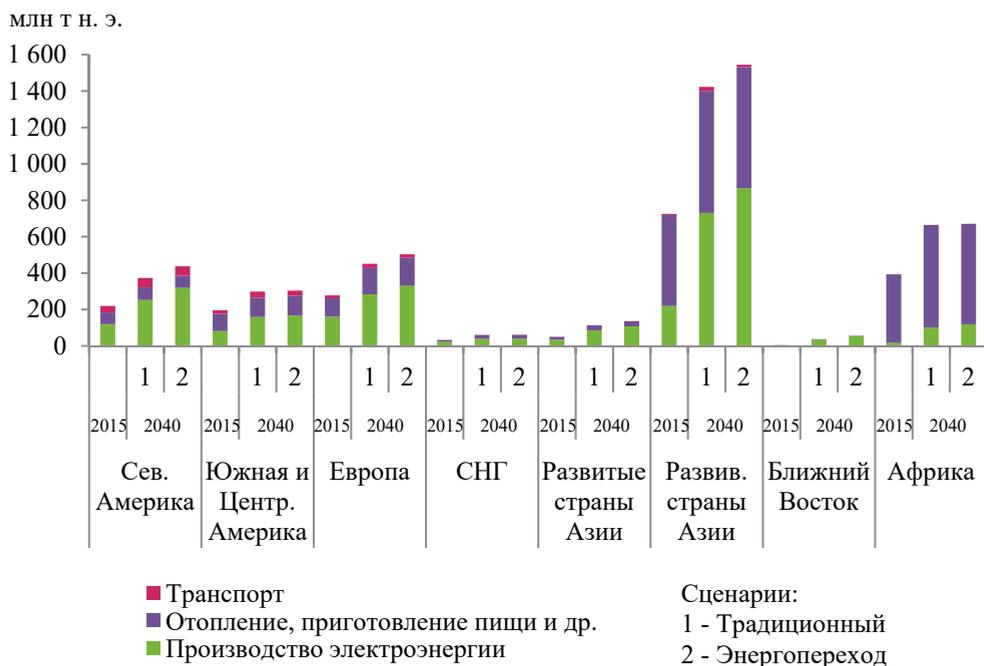


**Рисунок 69 – Потребление ВИЭ в 2015 и 2040 гг. по регионам мира и направлениям использования, млн т н.э.**

Источник: [2]

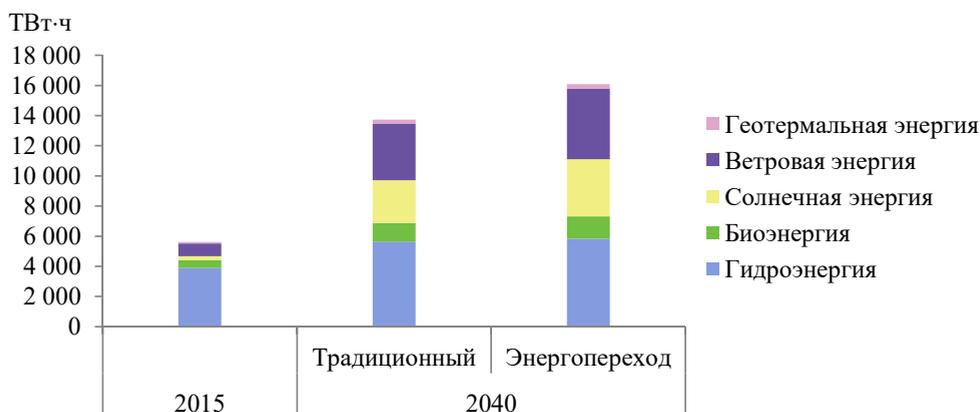
Структура использования ВИЭ по регионам мира будет меняться. Во всех регионах кроме Африки главным сегментом использования ВИЭ будет электроэнергетика (Рисунок 70). Но и Африка в несколько раз нарастит использование ВИЭ в электроэнергетическом секторе, особенно солнечных установок. Наибольший потенциал дополнительного использования ВИЭ в транспортном секторе (речь не про электромобили, которые заряжаются от общей системы, а про прямое использование ВИЭ на транспорте) есть в Южной и Центральной Америке, развивающихся странах Азии, Европе и Северной Америке.

В 2015 г. гидроэнергия обеспечивала 69 % всего производства электроэнергии на основе ВИЭ, к 2040 г. ее доля снизится до 41 % в Традиционном сценарии и до 36 % в сценарии Энергопереход (Рисунок 72). В то же время доля солнечной энергии возрастет с 5 % в 2015 г. до 21 % в 2040 г. в Традиционном сценарии и до 24 % в сценарии Энергопереход, а доля ветровой энергии за тот же период увеличится с 15 % до 27 % и 29 % соответственно.



**Рисунок 70 – Потребление ВИЭ в 2015 и 2040 гг. по направлениям использования и регионам мира, млн т н. э.**

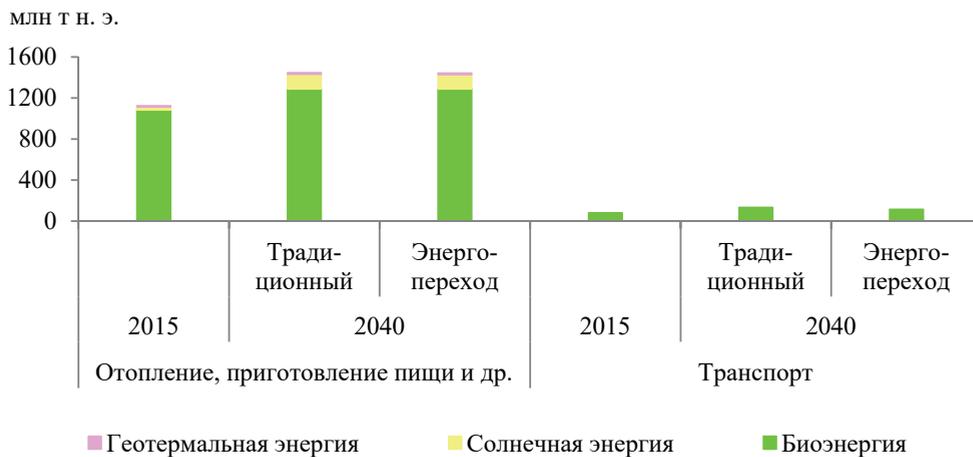
Источник: [2]



**Рисунок 71 – Мировое потребление ВИЭ по источникам производства электроэнергии в 2015 и 2040 гг., ТВт·ч**

Источник: [2]

Увеличится использование солнечной энергии и на отопление и приготовление пищи (Рисунок 72). На транспорте прямое потребление ВИЭ (биотоплива) в сценарии Энергопереход оказывается даже ниже, чем в Традиционном сценарии, за счет вытеснения таких транспортных средств электромобилями.

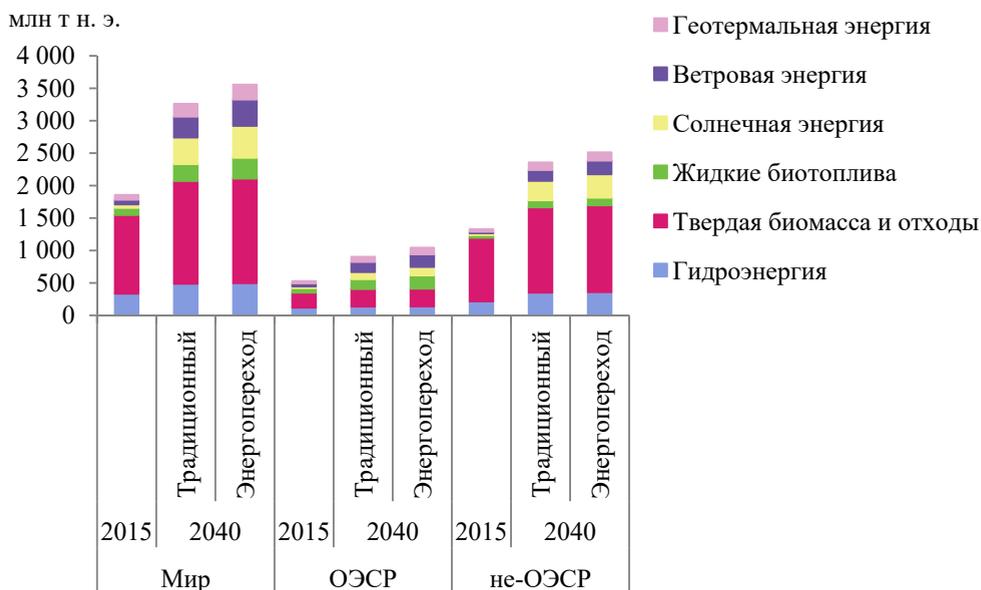


**Рисунок 72 – Мировое потребление ВИЭ по видам топлива и секторам потребления в 2015, 2040 гг., млн т н. э.**

Источник: [2]

Благодаря быстрому приросту мощностей к 2040 г. страны не-ОЭСР будут обеспечивать более 70 % от общемирового потребления ВИЭ (Рисунок 73).

**Более 70 % потребления ВИЭ к 2040 г. будет приходиться на страны не-ОЭСР.**



**Рисунок 73 – Потребление ВИЭ по видам топлива в 2015, 2040 гг., млн т н. э.**

Источник: [2]

В не-ОЭСР Азии 37 % регионального производства ВИЭ обеспечивает Китай. Страна, являясь крупнейшим в мире источником выбросов парниковых газов, играет важную роль в глобальных усилиях по борьбе с изменением климата. В последние годы Китай обнародовал и осуществил ряд стратегий, направленных на борьбу с изменением климата и сокращение выбросов. Каждые пять лет национальное правительство Китая принимает план, который отображает курс развития страны на следующие пять лет. В XXI веке во всех китайских пятилетних планах ставились цели по развитию ВИЭ, в частности 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., в том числе установленной мощности ветровой энергии до 210 ГВт.

Средние ежегодные темпы роста мощностей ВИЭ в Китае с 1990 по 2015 гг. составили 0,8 %. Во многом это стало возможно благодаря оказываемой государственной поддержке. Но сегодня, по мере снижения производственных затрат в сегменте ВИЭ, всё больше стран заявляют о сокращении объемов господдержки. Не стал исключением и Китай. В частности, 31 мая 2018 г. Национальная комиссия развития и реформ (NDRC), Министерство финансов и Национальный комитет по энергетике Китая опубликовали план по развитию и реформированию энергетики [109], согласно которому планируется прекращение субсидирования строительства промышленных солнечных электростанций и значительное снижение «зеленых» тарифов для всех типов объектов солнечной генерации.

*По мере снижения производственных затрат в сегменте ВИЭ всё больше стран объявляют о сокращении объемов государственной поддержки. В результате ВИЭ постепенно занимают свою стабильную нишу на конкурентной экономической кривой предложения во многих странах. Но энергетическая политика в виде регулирования стоимости выбросов CO<sub>2</sub>, директивных целевых показателей и других мер по-прежнему в состоянии корректировать чисто экономические приоритеты.*

Тем не менее, несмотря на пересмотр мер по поддержке и имеющиеся сложности по интеграции в энергосистемы, ориентир на возобновляемую энергетику остается одним из целевых в энергетическом планировании многих стран.

При небольших объемах производства ВИЭ могли достаточно безболезненно встраиваться в работу электроэнергетического комплекса. Но дальнейшее развитие возобновляемой энергетики и достижение ею весьма су-

ществленных долей в энергобалансах сформулировало новые требования для энергосистем.

Одной из актуальных проблем, возникших по мере расширения мощностей ВИЭ, стала потребность переброски больших объемов электроэнергии не только между центрами производства и потребления, но и между разными зонами выработки ВИЭ, в частности между странами (субъектами стран), где выработка производится с использованием солнца и, где она осуществляется с использованием ветра.

Достаточно остро стоит и вопрос балансировки. Уже есть примеры, когда в отдельные дни возможности ВИЭ по обеспечению спроса на электроэнергию для некоторых стран приближаются к 100 %, но в другой день года производство может находиться почти на нулевом уровне. В таких случаях практически весь объем мощностей ВИЭ требует резервирования. Одним из вариантов балансировки нагрузки могут быть системы накопления электроэнергии. Но они, в случае выхода на приемлемый уровень затрат, будут полезны при равномерной ежедневной нагрузке. Если же ВИЭ не вырабатывается в течение недели или больше, то необходимы десятикратные запасы мощностей накопителей, что потребует огромных затрат. При этом заранее предсказать выработку ВИЭ сложно, так как многое зависит от природных условий. Таким образом, для каждой страны необходимо искать свою оптимальную конфигурацию энергосистемы и рациональный объем производства ВИЭ и вариантов замещения. Варианты таких конфигураций достаточно сильно различаются в зависимости от климатических условий.

*Развитие ВИЭ поставило новые вопросы к балансировке электросистем. Каждой стране придется искать свою оптимальную конфигурацию системы, с учетом, как климатических условий, так и наличия различных возможностей по резервированию.*

### 3.6. РЫНОК ЖИДКИХ ТОПЛИВ

#### Спрос

Спрос на жидкие топлива (нефтепродукты, биотоплива, топлива, произведённые из угля (CTL), и природного газа (GTL)) в Традиционном сценарии продолжит возрастать на протяжении всего прогнозного периода до 2040 г., несмотря на частичную электрификацию автомобильного транспорта, как за счет автомобилей, использующих только электрическую энергию, так и за счет гибридных авто. К 2040 г. он составит свыше 4,7 млрд т н. э., против 4,2 млрд т н. э. в 2017 г. Реализация параметров изменения энергосистем, заложенная в сценарий Энергопереход, приведет к «пику спроса» на жидкие топлива уже к 2021 г., а к 2040 г. он составит менее 4 млрд т н. э. (Рисунок 74).

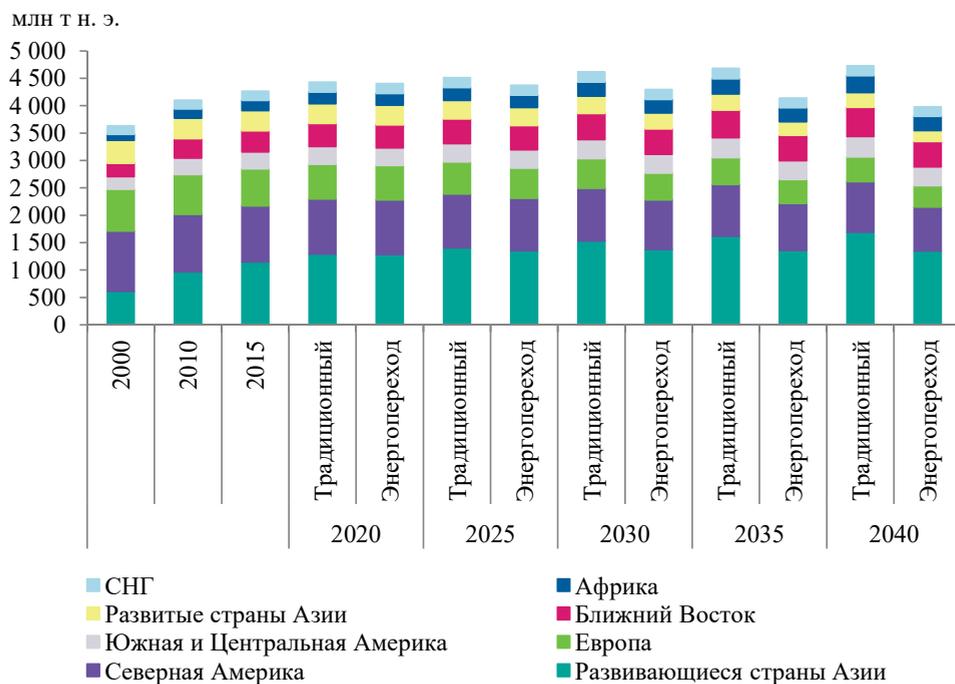


Рисунок 74 – Спрос на жидкие топлива по регионам мира, по сценариям

Источник: [2]

*Параметры НТП, закладываемые в инерционный Традиционный сценарий сами по себе приводят к существенному замедлению прироста спроса на жидкие топлива, технологические же параметры сценария Энергопереход уже в период 2020-2025 гг. приводят к «пику» спроса на нефть.*

Сценарные предпосылки, определяющие спрос на нефтепродукты, во многом различаются между собой не только в скорости самого НТП (в первую очередь в части снижения средних удельных расходов топлива на транспорте), но и в скорости трансфера наиболее эффективных технологий, в том числе технологий электротранспорта из развитых стран в развивающиеся. Именно эта скорость трансфера, в конечном итоге определяющая уровень спроса в развивающихся экономиках мира, в значительной степени влияет на глобальное развитие нефтяного рынка. Причем скорость трансфера технологий на объемы спроса оказывает даже большее влияние, чем ускорение совершенствования самих технологий спроса. Достаточно сильно перспективы рынка будут зависеть от энергополитики, особенно в рамках регулирования транспортного сектора. Сценарий Энергопереход предполагает более жесткие стандарты выбросов транспортными средствами и в ряде стран обязательные целевые ориентиры по использованию отдельных источников энергии на транспорте.

*Расчеты показывают, что наибольшее понижающее давление на нефтяной спрос оказывает трансфер технологий энергоэффективности и межтопливной конкуренций за пределы стран-членов ОЭСР, а также государственное регулирование, направленное на снижение использования нефти и повышение экологичности транспортных средств.*

Основной прирост мирового спроса в обоих сценариях придется на развивающийся мир: страны не-ОЭСР Азии, Африку, Ближний Восток, Южную Америку. В развитых странах мира во всех сценариях ожидается сокращение спроса на нефтепродукты. В Традиционном сценарии прирост спроса в развивающихся странах превысит снижение в развитых, что приведет к общему росту потребления, а в сценарии Энергопереход неизбежно общее падение потребления (Рисунок 75).

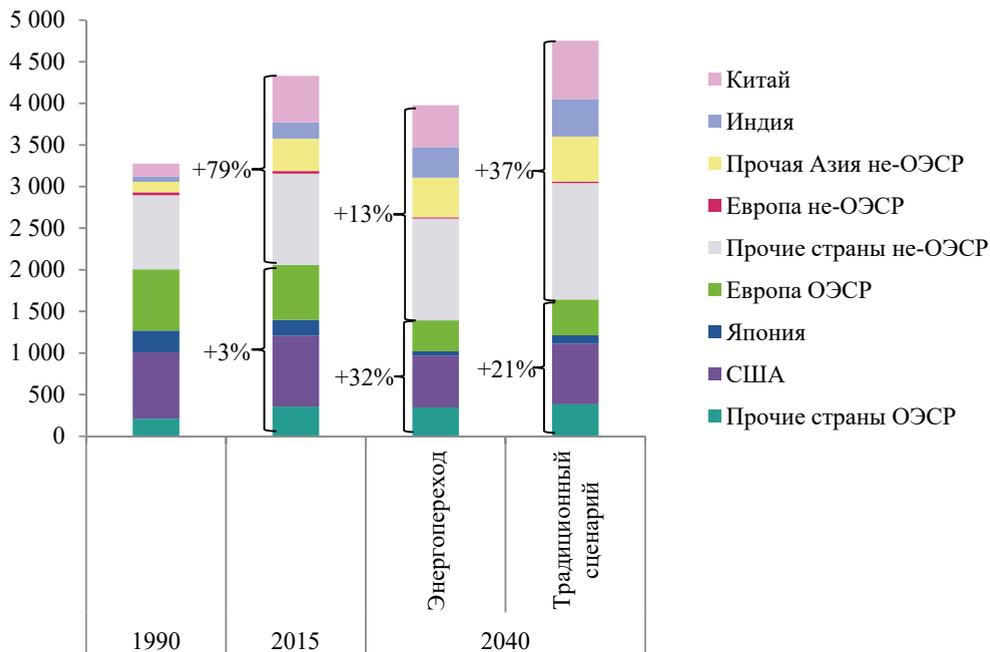
В Северной Америке к 2040 г. ожидается снижение спроса на жидкие топлива в обоих сценариях, на 10 % от текущих значений в Традиционном сценарии и на 22 % в сценарии Энергопереход, причем в обоих сценариях пик спроса приходится на 2018-2019 гг.

В Южной Америке, представленной в основном развивающимися странами, ожидается рост спроса до 376 млн т н. э. в Традиционном сценарии и до 345 млн т н. э. в сценарии Энергопереход, соответственно на 21 % и 10 % от нынешних объемов. Ключевыми странами, обеспечивающими рост спроса на жидкие топлива, станут Бразилия, показывающая устойчивые темпы экономического и демографического роста, и Венесуэла. Однако последняя начнет вносить свой вклад в прирост спроса только к середине 2020-х гг., по мере восстановления экономики Боливарской республики.

Европа, прошедшая пик спроса на жидкие топлива еще в 1990 гг., продолжит снижать их потребление. При этом, если использование нефтепродуктов бу-

дет стабильно уменьшаться, то биооснованные альтернативы имеют потенциал для роста. К 2040 г. суммарный спрос на жидкие топлива в Традиционном сценарии в регионе составит 449 млн т н. э. по сравнению с 678 млн т н. э. в 2015 г., а в сценарии Энергопереход высокие темпы электрификации транспорта, перенос нефтехимических производств в развивающиеся страны и более высокие показатели энергоэффективности приведут к тому, что спрос на жидкие топлива в регионе снизится еще на 60 млн т н. э., относительно показателей Традиционного сценария и составит 390 млн т н. э., что на 43 % ниже, чем в 2015 г.

млн т н. э.



**Рисунок 75 – Спрос на жидкие топлива по крупнейшим странам и регионам мира**

Источник: [2]

Практически стабильными по спросу на жидкие топлива оказываются страны СНГ. Здесь всё в значительной степени определяется ситуацией в России, которая показывает крайне незначительные приросты спроса (около 8 % за весь период в обоих сценариях).

Существенно удастся сократить спрос на жидкие топлива уже в Традиционном сценарии развитым странам Азии, в первую очередь – Японии и Южной Корее, где ожидается масштабная электрификация транспортного сектора, снижение объемов мазутной генерации, переход на экологически чистые судовые топлива. Параметры сценария Энергопереход позволят этим странам отказаться от 167 млн т н. э. жидких топлив, что составляет около 50 % от текущих объемов спроса в регионе.

Ключевой прирост мирового спроса на жидкие топлива придется на страны развивающейся Азии, где он вырастет на 47 % в Традиционном сценарии и на 17 % в сценарии Энергопереход. Столь значительная разница между сценариями обуславливается наличием предпосылок о том, что в сценарии Энергопереход все страны региона быстрее получают более современные технологии, направленные на повышение энергоэффективности транспортного сектора, и активно локализируют производство электромобилей на своей территории. При этом эти процессы имеют активную государственную поддержку. Обратим внимание, что ключевая экономика региона – Китай в обоих сценариях проходит «пик» спроса на нефть до 2030 г., а новым центром генерации спроса на жидкие топлива становится Индия.

***Китай в обоих сценариях проходит «пик» спроса на нефть до 2030 г., а новым центром генерации спроса на жидкие топлива становится Индия.***

Значительный, на 37 % в Традиционном сценарии и на 20 % в сценарии Энергопереход прирост спроса на жидкие топлива к 2040 г. ожидается на Ближнем Востоке.

В Африке увеличение спроса сдерживается не столько развитием технологий энергоэффективности и межтопливной конкуренции, сколько отсутствием платежеспособного спроса. Население попросту не в состоянии наращивать потребление нефтепродуктов, а тем более жидких биотоплив, из-за низкого уровня душевого дохода. Потребление в регионе увеличивается на 61 % в Традиционном сценарии и на 40 % в сценарии Энергопереход, несмотря на то, что потенциальный спрос, учитывая численность населения, мог бы быть значительно выше (Таблица 19). К 2040 г. на каждого жителя Африки будет приходиться примерно в 6 раз меньше жидких топлив, чем в соседней Европе, несмотря на большой возраст и меньшую эффективность используемого транспорта.

**Таблица 19 – Спрос на жидкие топлива по странам и регионам мира, млн т н. э.**

Регион (страна)	Сценарий	Год						
		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	Традиционный	1051	1021	1009	986	964	944	923
	Энергопереход	1051	1021	999	956	905	859	804
Канада	Традиционный	100	95	95	90	89	89	89
	Энергопереход	100	95	94	88	87	85	84
Мексика	Традиционный	98	95	97	98	100	101	103
	Энергопереход	98	95	96	96	96	97	98
США	Традиционный	853	830	818	797	775	753	731
	Энергопереход	853	830	809	772	722	676	622

Продолжение Таблицы 19

Регион (страна)	Сценарий	Год						
		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Южная и Центральная Америка	Традиционный	297	310	323	336	350	363	376
	Энергопереход	297	310	323	331	341	342	345
Бразилия	Традиционный	111	125	129	134	136	138	140
	Энергопереход	111	125	129	132	133	131	130
Венесуэла	Традиционный	45	34	36	37	40	44	50
	Энергопереход	45	34	36	37	39	40	43
Европа	Традиционный	729	678	632	585	538	493	449
	Энергопереход	729	678	625	553	491	436	388
ЕС-28	Традиционный	662	604	558	513	469	426	385
	Энергопереход	662	604	552	485	428	377	332
Страны СНГ	Традиционный	162	168	184	185	188	188	184
	Энергопереход	162	168	183	183	185	180	171
Казахстан	Традиционный	12	16	15	15	15	15	14
	Энергопереход	12	16	15	15	15	12	10
Россия	Традиционный	112	115	131	131	134	135	132
	Энергопереход	112	115	131	131	134	135	132
Развитые страны Азии	Традиционный	374	367	361	338	317	292	272
	Энергопереход	374	367	359	329	291	250	200
Австралия	Традиционный	46	47	47	46	46	45	44
	Энергопереход	46	47	47	46	45	38	30
Япония	Традиционный	212	196	180	158	136	115	100
	Энергопереход	212	196	178	152	117	85	52
Южная Корея	Традиционный	108	117	126	125	125	123	118
	Энергопереход	108	117	125	123	121	118	110
Развивающиеся страны Азии	Традиционный	966	1 149	1 290	1 403	1 530	1 617	1 691
	Энергопереход	966	1 149	1 283	1 353	1 375	1 358	1 347
Китай	Традиционный	463	569	644	673	714	707	700
	Энергопереход	463	569	639	645	609	560	503
Индия	Традиционный	167	212	244	290	341	402	450
	Энергопереход	167	212	243	283	317	339	367
Ближний Восток	Традиционный	357	385	422	451	477	504	530
	Энергопереход	357	385	421	444	463	462	462
Иран	Традиционный	83	84	98	105	110	114	118
	Энергопереход	83	84	98	104	108	107	106
Саудовская Аравия	Традиционный	130	156	168	183	198	212	227
	Энергопереход	130	156	168	180	192	198	204

Продолжение Таблицы 19

Регион (страна)	Сценарий	Год						
		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Африка	Традиционный	167	189	212	231	254	279	305
	Энергопереход	167	189	212	228	247	253	261
ЮАР	Традиционный	23	27	26	29	31	34	37
	Энергопереход	23	27	26	28	30	29	29
Мир	Традиционный	4 103	4 267	4 432	4 515	4 619	4 680	4 731
	Энергопереход	4 103	4 267	4 406	4 376	4 298	4 141	3 978

Источник: [2]

Транспортный сектор, на который в 2017 г. пришлось 62 % от мирового спроса на жидкие топлива, к 2040 г. будет по-прежнему доминировать в секторальном разрезе (69 % от общего объема спроса в Традиционном сценарии и 73 % в сценарии Энергопереход). Из других секторов только нефтехимия сможет показать положительную динамику прироста спроса (Рисунок 76).

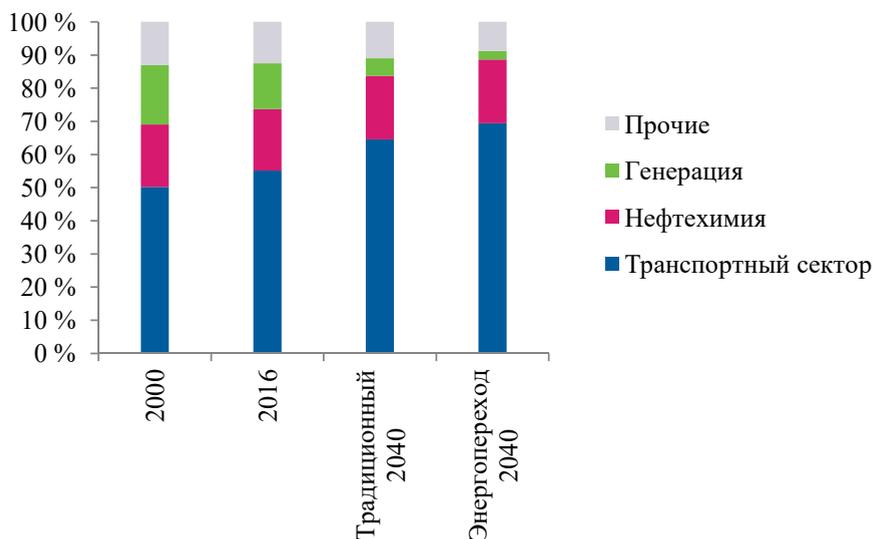


Рисунок 76 – Структура спроса на жидкие топлива по секторам

Источник: [2]

### Потребление в транспортном секторе

Расширение потребности в использовании транспорта, предъявляемое в первую очередь развивающимися странами мира, обеспечит рост спроса на энергию для транспортного сектора на 1,2 млрд т н. э. При этом в Традиционном сценарии рост энергетической эффективности транспортных средств, достигаемый за счет масштабного внедрения современных ДВС, композитных

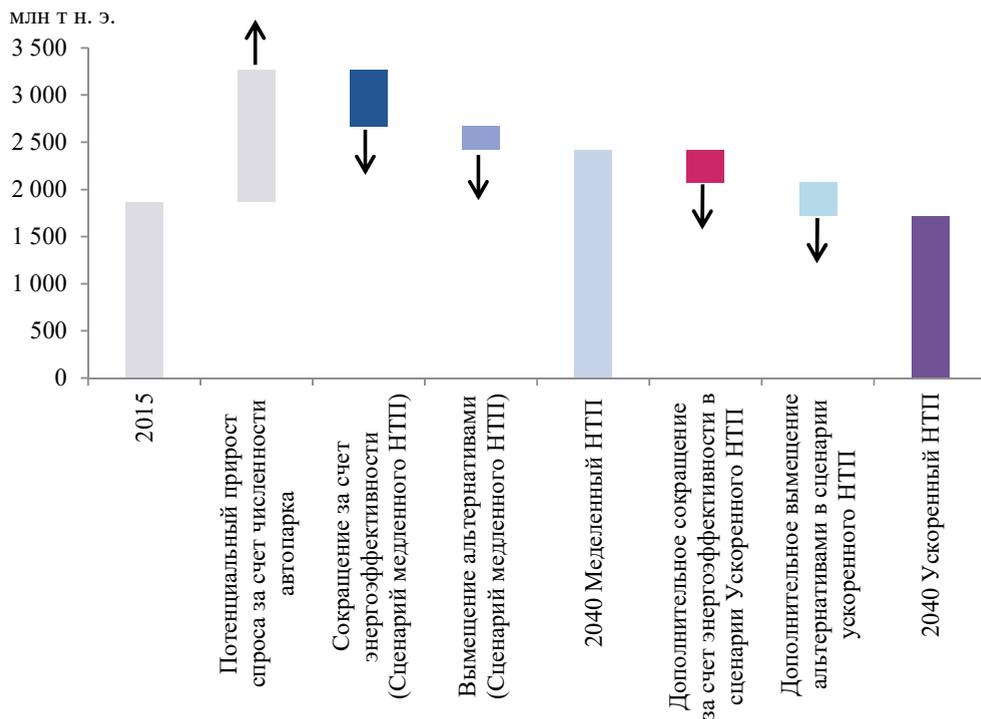
материалов, цифровых систем и ввода новых стандартов топливной эффективности по всему миру, которые будут стимулировать развитие этих технологий, приведет к сокращению потенциального спроса на 600 млн т н. э., а межтопливная конкуренция, в первую очередь с набирающими популярность электромобилями, обеспечит дополнительное вытеснение 300 млн т жидких топлив.

*Межтопливное переключение, в том числе на электроэнергию, существенно влияет на потребление нефти, но значительно большее воздействие на сокращение спроса оказывает повышение энергетической эффективности транспортных средств.*

В сценарии Энергопереход, который подразумевает ускоренное развитие технологий, стимулируемое более жесткими требованиями госэнергополитики, рост стандартов топливной эффективности по сравнению с Традиционным сценарием обеспечивает вытеснение дополнительно около 340 млн т н. э. из транспортного сектора, а рост численности электротранспорта снижает потенциальные объемы спроса на жидкие топлива еще на 360 млн т н. э. Немаловажным фактором, определяющим спрос на жидкие топлива, становится в этом сценарии замещение нефтепродуктов природным газом, проводимое в рамках распространения инициативы ИМО 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 165 млн т н. э. от показателей Традиционного сценария на 2040 г.) (Рисунок 77). При этом в сценарии Энергопереход предполагается, что в требования инициативы ИМО включаются ограничения по выбросам CO<sub>2</sub>. 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.

Рассматривая вопросы межтопливной конкуренции в транспортном секторе важно понимать каким образом между собой конкурируют различные топлива. В расчетной методологии ИНЭИ РАН субституты традиционных топлив (производимых из нефти, бензина, керосина и дизельного топлива) классифицируются на:

- прямые субституты – жидкие топлива, производимые из газа, угля и биомассы, практически не отличимые по своим характеристикам для конечного потребителя от нефтеоснованных топлив;
- не прямые субституты – электроэнергия, природный газ в сжиженном и компримированном виде, энергия водорода, применяемого в топливных ячейках, которые требуют для своего использования на транспорте принципиальной замены автопарка, строительства новой инфраструктуры и, зачастую, смены привычных моделей потребительского поведения автовладельцев.



**Рисунок 77 – Процесс формирования спроса на жидкие топлива в транспортном секторе по сценариям**

Источник: [2]

Сегодня ключевой альтернативой нефтепродуктам в секторе дорожной транспортировки среди не прямых субститутов, учитывая масштабность государственной поддержки по всему миру и стремительный рост конкурентоспособности за счет развития технологий, является электротранспорт. Под электротранспортом в настоящей работе понимаются полностью заряжаемые автомобили или заряжаемые гибриды. 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 двигателей внутреннего сгорания.

Помимо электротранспорта и нефтепродуктов в конкуренции транспортного сектора всё активнее будут участвовать и другие виды топлива. Этому будет способствовать развитие следующих технологий при соответствующей государственной поддержке.

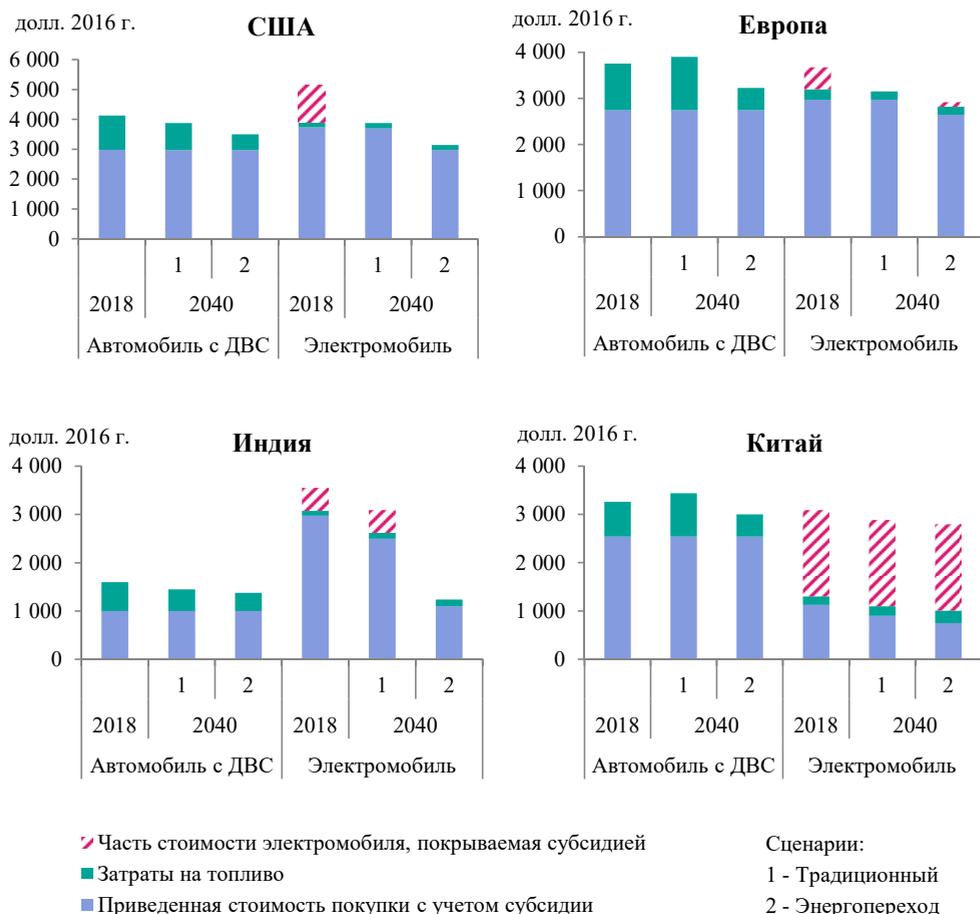
- 1) технологии, позволяющие использовать в качестве топлива для двигателя природный газ в сжиженном (СПГ), или компримированном (КПГ) виде. Развитие сегмента газомоторного транспорта (ГМТ) в секторе дорожной транспортировки ограничивается потребностью в соз-

дании разветвленной и дорогостоящей потребительской инфраструктуры [110] и недостаточными мерами государственной поддержки в большинстве стран мира [111]. Развитие электротранспорта во многих регионах сместило приоритеты энергополитики именно в этом направлении, что существенно уменьшило потенциал для рынка ГМТ. Но и для ГМТ сохраняется несколько перспективных ниш. Одной из них является зарождающаяся конкуренция СПГ в морской транспортировке с флотскими топливами (мазут, газойль и дизель) благодаря расширению экологических требований к выбросам;

- 2) *водородные технологии (топливные элементы и применение жидкого водорода с ДВС)*. Коммерческая апробация этих технологий уже началась в разных странах мира [112]. Интерес проявляется в автомобильном транспорте, железнодорожном и даже авиационном и морском. Тем не менее, темпы НТП пока недостаточны для масштабного внедрения на рынок водородных автомобилей в перспективе до 2040 г. из-за высокой стоимости производства топливного элемента и самого водорода. В авиации также не ожидается существенного вытеснения реактивных топлив водородом. Здесь, кроме дороговизны производства, применение водорода ограничивается тем, что топливные баки для хранения водорода занимают значительно больший полезный объем, нежели баки с керосином, что в авиaperевозках критический параметр. В ближайшие 20 лет практическое применение на транспорте водорода с высокой вероятностью будет ограничено экспериментальными образцами, сегментами с большим государственным субсидированием и отдельными решениями в рамках военно-промышленного комплекса, где топливные характеристики водорода могут иметь приоритет перед стоимостными параметрами.

Для оценки влияния технологий межтопливной конкуренции на будущую энергетическую корзину в секторе дорожной транспортировки проведен анализ потребительской привлекательности каждого нового продаваемого автомобиля на определенном виде топлива с точки зрения наличия сервисной и заправочной инфраструктуры, маркетинговых параметров определенного вида топлива, и, самое главное, стоимости эксплуатации автомобиля на определенном виде топлива с учетом государственного стимулирования (Рисунок 78).

В Традиционном сценарии, где стоимость батарей снижается вдвое к 2030 г., а государственное субсидирование обеспечивается только в странах, где оно уже введено, численность парка электромобилей (включая электробусы) составит порядка 250 млн шт. к 2040 г. (11 % от мирового авторынka). В сценарии Энергопереход за счет ускоренного технологического прогресса и расширения государственной поддержки, в первую очередь в развивающихся странах Азии, численность электромобилей достигает 900 млн шт. к 2040 г., или 22 % от мирового автопарка (Рисунок 79).



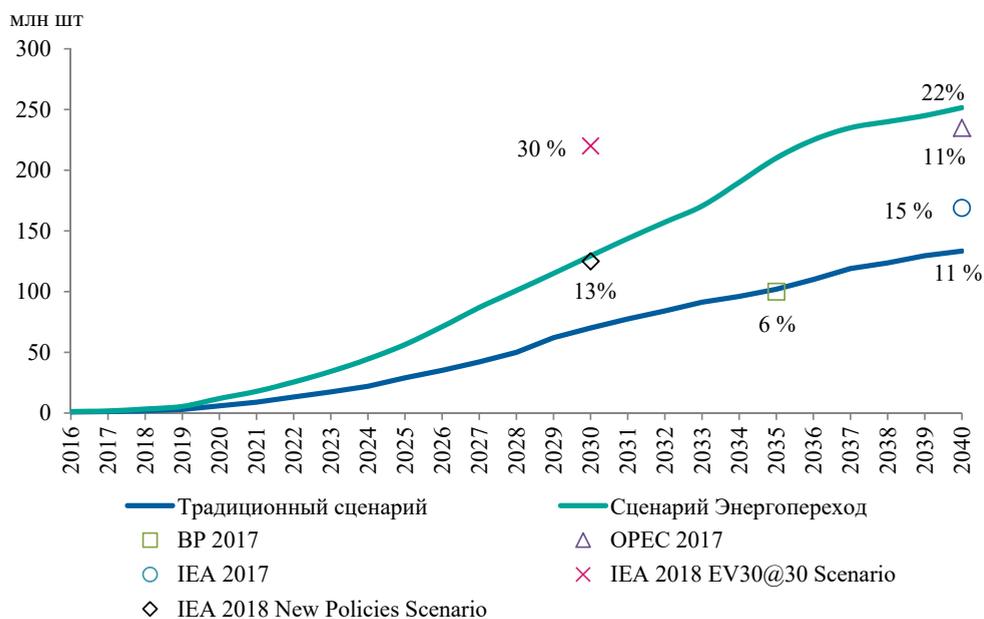
**Рисунок 78 – Стоимости владения автомобилями на различных видах топлива**

Источник: [2]

*К 2040 г. электромобили займут от 11 до 22 % автомобильного рынка (включая электробусы), двух и трехколесный транспорт будет электрическим на 45-55 %, а в целом в энергопотреблении транспортного сектора электричество будет покрывать от 11 до 19 % всего спроса на энергию.*

При этом важно понимать и структуру этого автопарка и то, что электротранспорт по-разному конкурентоспособен в различных транспортных сегментах. По состоянию на 2019 г. 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 секторе, транспортные средства на электротяге полностью конкурентоспособны с традиционными мопедами и мотоциклами по сто-

имости приобретения, в то время как в крупнотоннажном сегменте их конкурентоспособность пока сомнительна. Для двух и трехколесного транспорта не так критичны некоторые ключевые недостатки электромобилей. В частности изначально их использование не предполагает больших пробегов и эксплуатацию при отрицательных температурах.

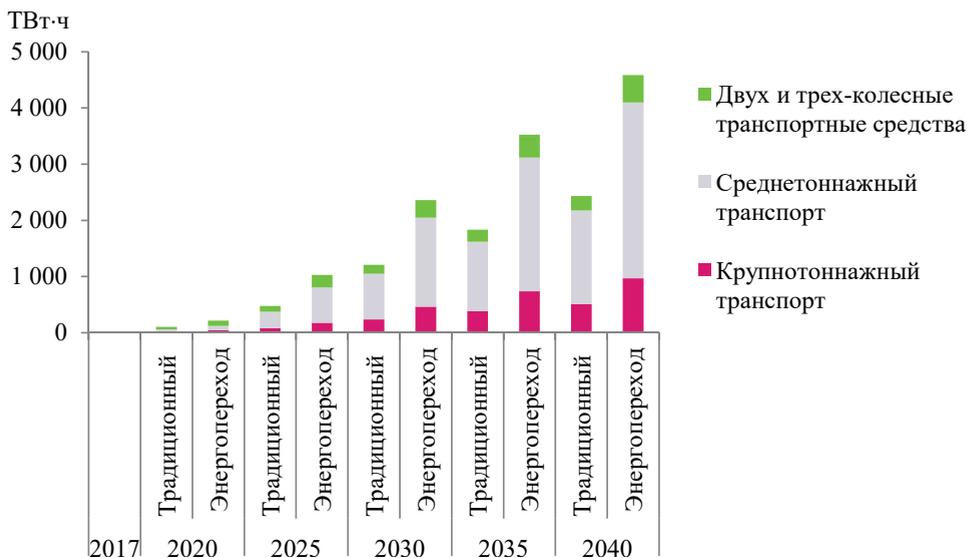


**Рисунок 79 – Численность автомобильного парка (без учета двух и трехколесных средств) на электротяге**

Источник: [2] по данным [113], [114], [115], [116], [117], [118]

Кроме того, важно понимать, что, если число новых продаваемых электромобилей по данным МЭА в 2017 г. едва достало отметки в 500 тыс. шт. по миру, что составляет примерно 0,6 % от общего объема продаж автомобилей, то число продаваемых электромопедов за тот же период превысило отметку в 30 млн шт. и составило 30 % от числа новых продаваемых в мире двух и трехколесных транспортных средств. При этом, безусловно, с точки зрения удельного энергопотребления каждый отдельный мотоцикл потребляет до 10 раз меньше среднего электрокара, однако, учитывая их огромную численность, особенно в странах развивающейся Азии, они составляют весьма весомую долю в общем объеме потребления электроэнергии транспортом (Рисунок 80).

*Огромный вклад в электрификацию дорожного транспорта вносят двух и трехколесные транспортные средства, популярные в азиатском регионе, уже по состоянию на 2018 г. полностью конкурентоспособные экономически с традиционными аналогами.*



**Рисунок 80 – Структура потребления электроэнергии по видам транспорта по сценариям**

Источник: [2]

Рост конкурентоспособности электротранспорта, а, как следствие, его доли в общем парке транспортных средств, влияет не только на потребление нефтепродуктов, но и на перспективы потребления других топливных альтернатив транспортного сектора.

*Рост популярности электроэнергии в качестве топлива для транспорта во многих случаях сдерживает не только спрос на нефтепродукты, но и не дает развиваться другим технологическим альтернативам: биотопливам, природному газу и др.*

Поэтому в перспективе до 2040 г. сдержанными темпами увеличиваются по миру объемы потребления компримированного природного газа КПП (газомоторного топлива (ГМТ)), 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 причин этого – недостаточное развитие заправочной инфраструктуры. В сравнении с АЗС для нефтепродуктов, у газовой станции более высокие требования к расположению (расстояние до социальных объектов и пр.) и возможностям предоставления сопутствующих услуг (например, установки магазина). Затраты на строительство и эксплуатацию сильно зависят от варианта реализации – с подключением к газопроводу, или автономного – и часто оказываются выше, чем для обычной АЗС. Фактически приоритет между ГМТ и другими топливами определяется на уровне госпо-

литики и 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 поддержке ГМТ не обеспечивается достаточно усилий, перспективы для расширения использования газа ограничены и концентрируются в основном в крупнотоннажном сегменте. В прогнозном периоде газомоторное топливо остается крайне ограниченным в своем географическом масштабе моторным топливом. Его потребление увеличивается только в ряде крупных стран-производителей газа и активно стимулируется в целях обеспечения внутреннего рынка дешевым и экологичным топливом и высвобождения на экспорт дополнительных объемов нефтепродуктов, или сырой нефти (Рисунок 81).

По-прежнему неоднозначны перспективы развития транспорта на водородных топливных элементах. По состоянию на 2018 г. на рынке присутствует всего один конвейерный экземпляр подобных автомобилей, причем, по заявлению его производителя корпорации Toyota, каждый подобный автомобиль продается для компании в убыток. Анализ деятельности крупнейших мировых автоконцернов показывает, что они пока не торопятся активно развивать этот сегмент бизнеса. Так, планы по производству до 2025 г. водородных автомобилей есть только в качестве совместного проекта БМВ-Тойота и у концерна Хендай-Киа. Водород весьма дорог в производстве, диапазон оценок стоимости его получения различными способами варьируется от 2 долл./кг при паровой конверсии (без учета криотранспорта и хранения) до 11 долл./кг при щелочном электролизе, что примерно соответствует 3-30 долл./литр бензинового эквивалента и делает водород практически втрое более дорогим топливом, чем традиционные нефтепродукты. И это, если сравнивать себестоимость производства водорода с отпускной ценой реализации нефтепродуктов в Европе, а не с их себестоимостью производства.

Существенное влияние развитие электротранспорта оказывает и на прямые субституты нефтепродуктов – синтетические топлива, производимые из газа, угля и биомассы, конкурентоспособность которых на фоне сравнительно низких мировых цен на нефть снижается. Фактически, как это видно на примере рассмотренных сценариев, рост электропарка ведет к частичному замещению потенциальных объемов использования синтетических топлив. Полная удельная себестоимость производства наиболее дешевых из них – биотоплив оценивается минимум в 760 долл./т, при стоимости бензина на рынке в 540 долл./т при цене нефти в 64 долл./барр. Таким образом, биотоплива, как наиболее дешевый прямой субститут нефтепродуктов, становятся конкурентоспособными на рынке при цене нефти не ниже 90-95 долл./барр. На фоне снижения рыночных цен корректируются в сторону уменьшения и оценки потенциала перспективного производства биотоплив (Рисунок 82).

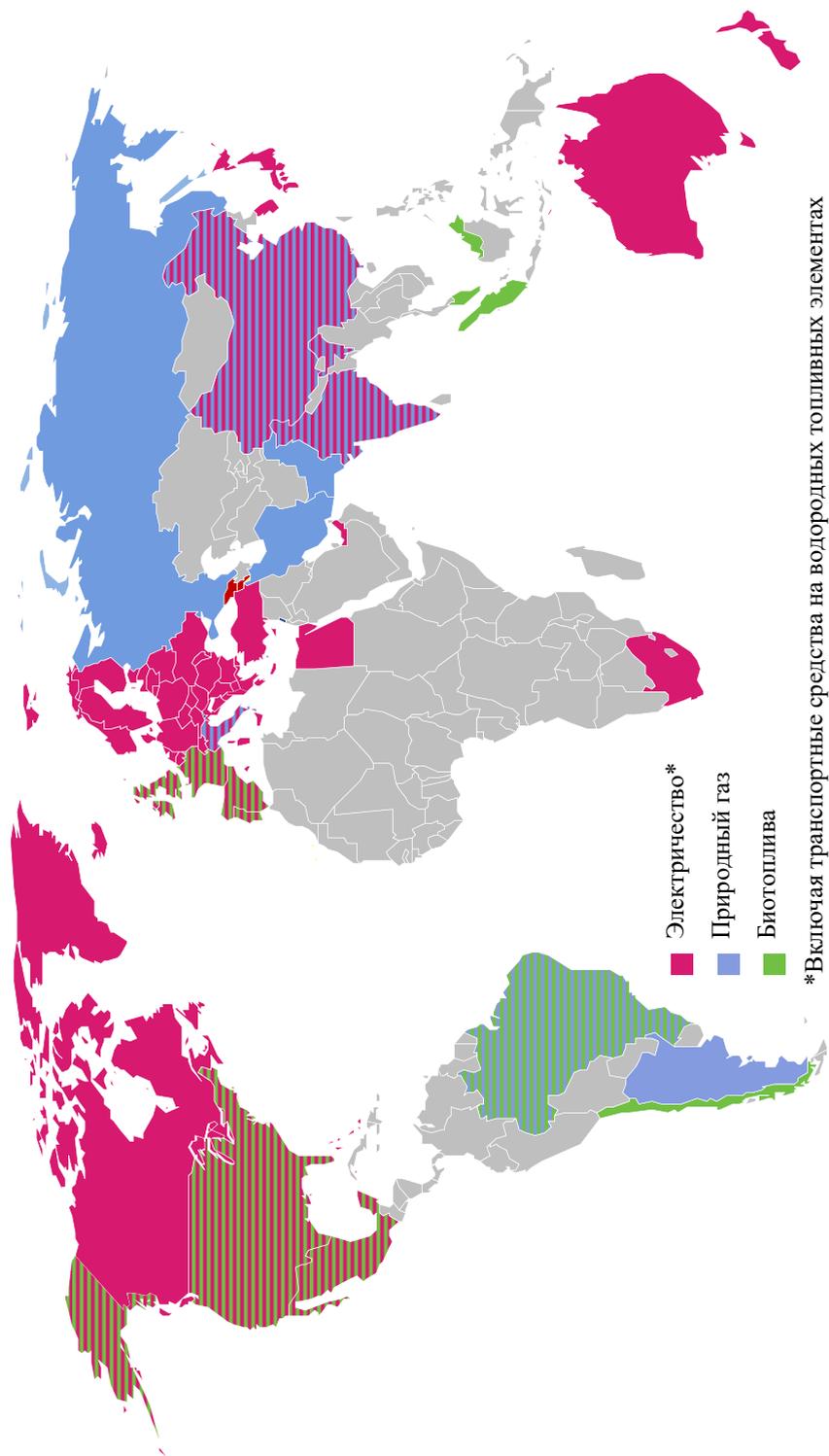
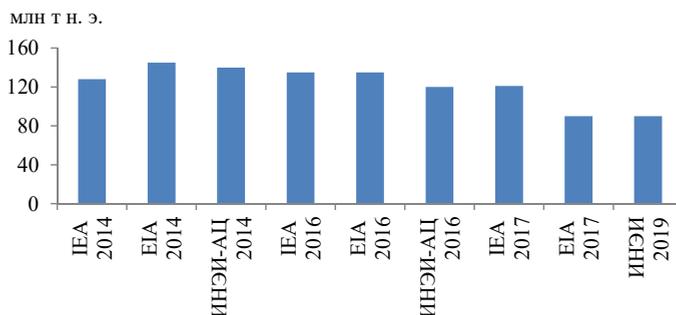


Рисунок 81 – Карта ключевых субститутов нефтепродуктов в различных регионах мира

Источник: [2]



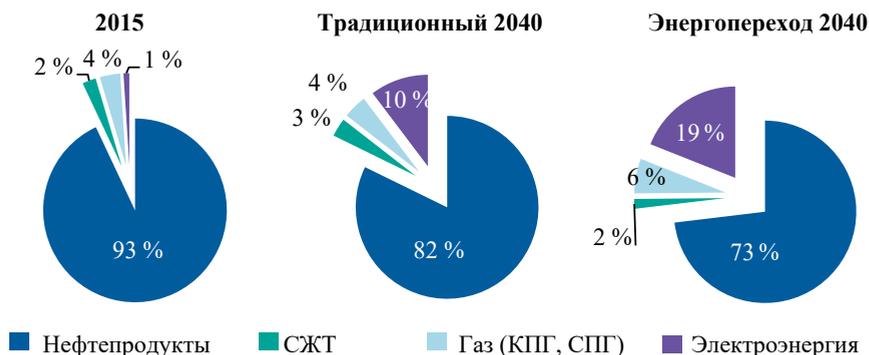
**Рисунок 82 – Прогнозы производства биотоплив в мире в нефтяном эквиваленте к 2025 г.**

Источник: [2] по данным [113], [114], [115], [116], [117], [118]

По расчетам ИНЭИ РАН к 2040 г. в Традиционном сценарии эти топлива обеспечат всего 130 млн т н. э. от 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, а вот топлива, производимые из синтетического газа по реакциям Фишера-Тропша будут производиться в объемах менее 10 млн т н. э. по всему миру. В сценарии Энергопереход, в условиях более масштабного распространения электромобилей, производство жидких синтетических топлив и вовсе составит к 2040 г. 105 млн т н. э., причем во многом благодаря поддержке в рамках энергополитики.

Не ожидается существенных изменений топливной корзины из-за технологий межтопливной конкуренции в авиации. Так, рассматриваемое ранее как относительно перспективное замещение керосина биотопливами, вероятнее всего, так и не произойдет, учитывая дороговизну биооснованных топлив. Также на рассматриваемом горизонте не следует ожидать замены керосина на водородные топливные элементы. Причина весьма проста – требуется больший размер топливных баков при ценности любого свободного пространства в авиационном транспорте. Кроме того, топливные баки с водородом на практике нуждаются в значительно большей изоляции, нежели керосиновые, что при изменении конструкций самолета приводит не к снижению, а к увеличению массы снаряженного воздушного судна, а как следствие – к снижению его грузоподъемности и коммерческих показателей эксплуатации [119], [120].

В целом, учитывая изменяющиеся параметры межтопливной конкуренции по отдельным направлениям, происходят существенные изменения в топливной корзине транспортного сектора: нефтепродукты снизят свою долю с 93 % в 2017 г. до 85 % к 2040 г. в Традиционном сценарии и до 73 % в сценарии Энергопереход. Доля электроэнергии (в том числе, вырабатываемой топливными элементами) достигнет 10 % в Традиционном сценарии и 19 % в сценарии Энергопереход, а синтетические жидкие топлива (СЖТ) так и будут занимать долю порядка 2-3 % в общем объеме потребления топлив в транспортном секторе (Рисунок 83).



**Рисунок 83 – Структура спроса в транспортном секторе по видам топлива**

Источник: [2]

### Потребление нефтепродуктов

Рост спроса на нефтепродукты в транспортном секторе при одновременном снижении потребности в них в бытовом, коммерческом секторах и электроэнергетике и имеющаяся неопределённость в части выбора сырья для химической промышленности, приводят к соответствующим корректировкам в перспективе до 2040 г. в структуре спроса на нефтепродукты по видам. В прогнозном периоде в обоих сценариях ожидается рост спроса на моторные топлива (автобензины, дизельное и реактивное топливо), при этом их доля в общем объеме спроса на нефтепродукты возрастет с 63 % в 2016 г. до 70 % в Традиционном сценарии и до 75 % в сценарии Энергопереход. Из-за снижения потребления мазута в качестве флотского топлива, а также вывода генерирующих мазутных мощностей, доля прочих темных нефтепродуктов снизится в объемах потребления с 24 % в 2016 г. до 14 % в Традиционном сценарии и до 12 % в сценарии Энергопереход (Рисунок 84).

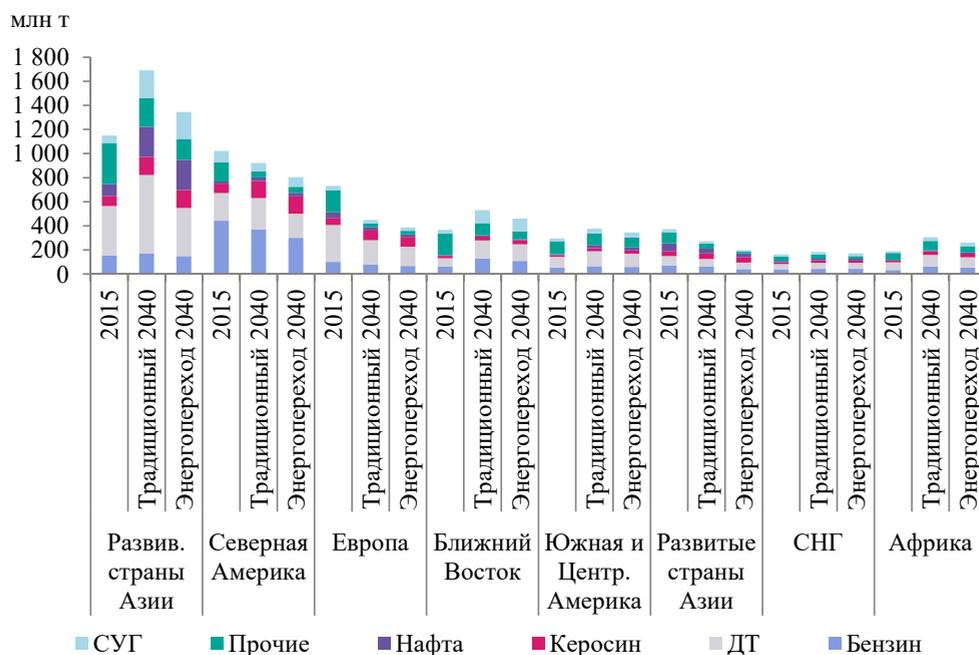


**Рисунок 84 – Мировая структура спроса на нефтепродукты**

Источник: [2]

На рынке Северной Америки, при общем снижении объемов спроса на нефтепродукты, доминирующим топливом среди нефтеоснованных останется бензин (60 % в Традиционном сценарии, 58 % в сценарии Энергопереход, против 57 % в 2016 г.), чему способствует как историческая приверженность американцев именно к этому виду моторного топлива, так и ожидаемое увеличение ценового спреда между стоимостью бензина и дизельного топлива на американском рынке из-за «вымывания» средних дистиллятов из пула перерабатываемого сырья (Рисунок 85).

В Европе ключевым моторным топливом среди нефтяных останется дизельное, при этом ожидается существенное снижение спроса на «прочие» и «темные» нефтепродукты с 15 % в 2016 г. до 9 % к 2040 г. в Традиционном и до 7 % в сценарии Энергопереход из-за почти полного вывода мазутной генерации и ограничений на использование тяжелых топлив для флота. Кроме того, снизится спрос и, соответственно, доля в общем объеме потребления нефтепродуктов нефтехимического сырья по мере закрытия перерабатывающих мощностей.



**Рисунок 85 – Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира, Традиционный сценарий, млн т**

Источник: [2]

В развитых странах Азии ожидается существенное снижение спроса на нефтепродукты при практически неизменной структуре их потребления по видам. Доминирующим моторным топливом из нефтяных в обоих сценариях останется дизельное топливо (45 % в общем объеме потребления нефтепро-

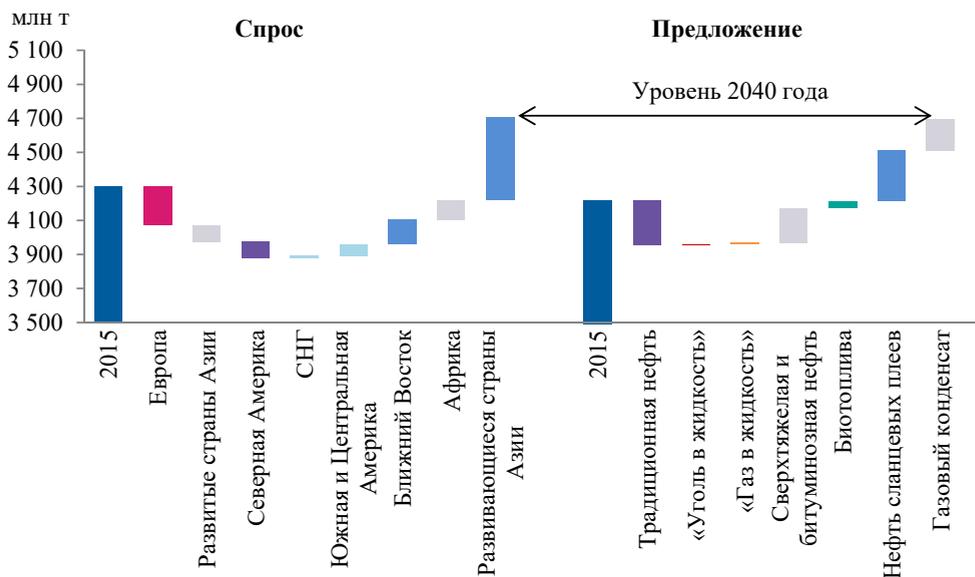
дуктов в 2016 г. и 43 % к 2040 г.). В то же время рост спроса будет наблюдаться только на нефтехимическое сырье – СУГ и нефть. Их доля в общем объеме потребления нефтепродуктов возрастет с 28 % в 2015 г. до 31 % в 2040 г.

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 на электротягу существенно изменится соотношение долей бензина и дизельного топлива. Так, если в 2015 г. на долю бензина приходилось порядка 15 % от общего объема потребления в странах региона, к 2040 г. этот показатель снизится до 10 % в обоих сценариях, причем в сценарии Энергопереход произойдет даже снижение абсолютных объемов спроса на бензин.

Практически неизменной останется структура спроса на нефтепродукты в странах СНГ, Южной и Центральной Америке, Ближнем Востоке и Африке.

### *Предложение жидких топлив*

Растущий спрос на жидкие топлива в прогнозном периоде Традиционного сценария будет обеспечиваться, в первую очередь, за счет производства дополнительных объемов традиционных и нетрадиционных углеводородов, в то время как объемы производства синтетических топлив из газа, угля и биомассы будут покрывать не более 3 % от совокупной потребности в жидких топливах к 2040 г. (Рисунок 86).



**Рисунок 86 – Балансирование спроса и предложения на жидкие топлива в Традиционном сценарии**

Источник: [2]

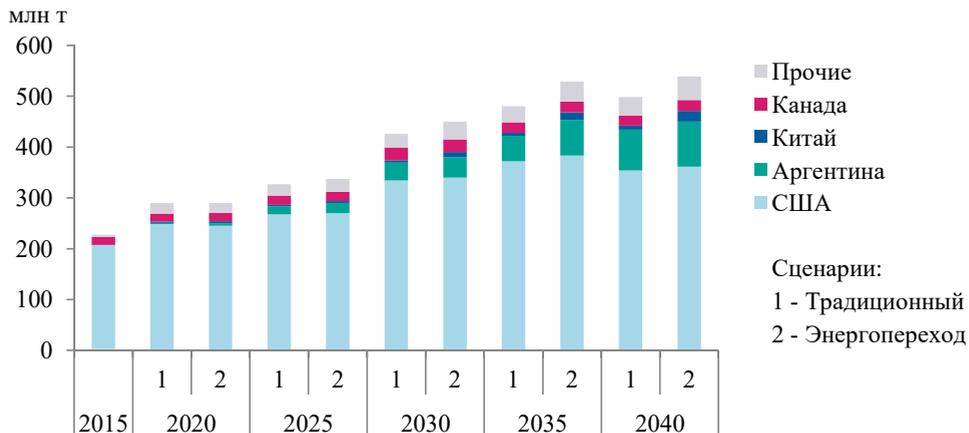
Ключевым источником роста предложения жидких топлив в прогнозном периоде станут нетрадиционные нефти, которые уже к 2018 г. оказали значительное влияние на мировой рынок, заняв практически 10 % нишу в общем объеме добычи. Согласно результатам расчетов к 2040 г. доля нетрадиционных нефтей в общем объеме мировой добычи достигнет 20 % в Традиционном сценарии и около 22 % в сценарии Энергопереход.

*Ключевым источником прироста предложения жидких топлив в прогнозном периоде станут нетрадиционные нефти, а объемы добычи традиционной нефти, напротив, будут снижаться.*

Большое воздействие на рынок продолжит оказывать нефть низкопроницаемых коллекторов, уже обеспечившая бурный рост добычи в США. Это обуславливается не только почти двукратным снижением затрат на разработку, но и уникальностью проектов по разработке данных нефтей как бизнес-модели. Значительно более короткие, чем у традиционных, сроки окупаемости проектов (1-2 года) уже сегодня привлекают институциональных инвесторов инвестировать в разработку таких месторождений, а банки в условиях низких рисков выдавать сравнительно дешевые кредиты. Это особенно актуально в периоды сохранения негативных ожиданий в отношении будущих перспектив спроса и цен на нефтяных рынках, которые ставят под сомнение возможность в принципе окупиться долгосрочному проекту по разработке традиционного месторождения.

*В прогнозном периоде в обоих сценариях сохранение благоприятной бизнес-среды в США даже без существенных технологических улучшений позволит демонстрировать высокие уровни добычи нефти низкопроницаемых коллекторов. При этом важно понимать, что «революционный» этап в части развития технологий извлечения углеводородов низкопроницаемых коллекторов окончен, совершенствуются уже существующие технологии.*

В сценарии Энергопереход обеспечивается доступность современных технологий нетрадиционной добычи для Аргентины, Китая и России за счет их трансфера и разработки собственных решений. Ускоренный ввод сланцевых проектов за пределами США в первой половине 2020-х гг. приводит в к тому, что до 2030 г. добыча нефти низкопроницаемых коллекторов в мире растет даже более высокими темпами, чем в Традиционном сценарии, из-за большей привлекательности сланцевых проектов по сравнению с традиционными (Рисунок 87).



**Рисунок 87 – Динамика добычи нефти низкопроницаемых коллекторов в мире по сценариям**

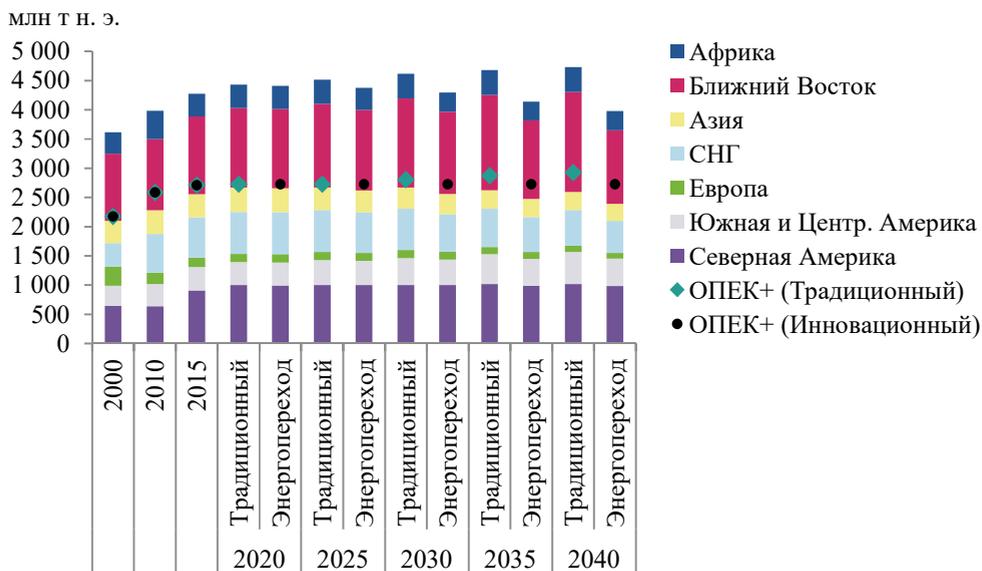
Источник: [2]

В сфере производства тяжелых нефтей и природных битумов применимость методов внепластовой добычи естественно ограничена. Для разработки имеющихся обширнейших ресурсов все большее значение приобретают методы внутрипластовой стимуляции углеводородов, что делает их перспективным полем для приложения усилий научных и опытно-конструкторских организаций по всему миру. Согласно сценарным расчетам в прогнозном периоде мировым центром добычи этого вида сырья останется Канада, где его добыча продолжит увеличиваться в обоих сценариях, несмотря на дороговизну. Причина этого – уникальное «комплементарное» отношение канадских тяжелых нефтей к нефтям низкопроницаемых коллекторов США. Несмотря на то, что современный мировой уровень развития технологий позволяет вовлекать в переработку сырье любого качества, рост добычи нетрадиционных нефтей приводит к «вымыванию» средних дистиллятов из фракционного состава нефтей из пула перерабатываемого сырья. Это приводит к парадоксальной ситуации: тяжелые нефти не конкурируют с легкими нефтями низкопроницаемых коллекторов, а оказываются друг для друга товарами – компонентами на стадии переработки. Их смешение перед поступлением на первичную перегонку позволяет восстановить средние показатели плотности и вязкости до традиционных нефтей. В Традиционном сценарии мировая добыча этого вида сырья оценивается в 500 млн т н. э., в сценарии Энергопереход в 540 млн т н. э.

Технологические и экономические изменения, определяющие структуру производства нефтяного сырья по видам, во многом формируют и географическую структуру нефтедобычи (Рисунок 88).

Динамика добычи 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 млн т к 2020-м гг., а затем снижа-

ется к 2040 г. до 600 млн т, что связано с растущей динамикой добычи нефти низкопроницаемых коллекторов и ниспадающей динамикой традиционной добычи. У второго ключевого производителя региона – Канады добыча в сценарии Энергопереход к 2040 г. оказывается значительно меньше Традиционного сценария (272 млн т против 303 млн т), что связано со снижением в этом сценарии спроса на средние дистилляты в регионе, и, как следствие, – спроса на тяжелое сырье для смешения с легкой нефтью США.



**Рисунок 88 – Добыча нефти по регионам мира, по сценариям**

Источник: [2]

Добыча в Южной Америке в Традиционном сценарии возрастет до 430 млн т к 2025 г. практически исключительно за счет активной разработки глубоководных месторождений Бразилии, а после этого 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 552 млн т. В сценарии Энергопереход венесуэльские нетрадиционные проекты так и останутся не разблокированными в перспективе до 2040 г., из-за чего добыча в регионе к 2040 г. составит всего 472 млн т в сравнении с 398 млн т в 2015 г.

В странах СНГ два ключевых производителя – Россия и Казахстан по-прежнему будут определять основной добычный потенциал региона. Для Казахстана объемы добычи будут зависеть от темпов и успешности ввода мегапроекта «Кашаган». Для России многое будет определяться разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти и применением МУН на действующих месторождениях, которые в значительно меньшей степени, чем в Традиционном сценарии задействуются в сценарии Энергопереход из-за дороговизны подобных

проектов и нецелесообразности ввода этих запасов в эксплуатацию на фоне низкого мирового спроса и цен. Как следствие, сценарный анализ показывает широкую «вилку» прогнозов добычи по странам СНГ - в сценарии Энергопереход объемы снижаются с 684 млн т в 2015 г. до 550 млн т в 2040 г., а в Традиционном сценарии до 613 млн т.

Темпы спада добычи нефти в Европе в обоих сценариях 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. Добыча в регионе в Традиционном сценарии составит 108 млн т к 2040 г., в сценарии Энергопереход - 98 млн т, против 162 млн т в 2040 г.

В Азиатском регионе также ожидается спад добычи по мере истощения месторождений ключевых производителей: Малайзии, Индонезии, Китая и Индии. При этом крайне широкой оказывается сценарная развилка, к 2040 г. объемы добычи Традиционного сценария составляют 307 млн т, а сценария Энергопереход - 290 млн т. Разница по сценариям 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.

Ближневосточный регион продолжит оставаться крупнейшим в мире по объему производимой нефти. Доля региона в общем объеме добычи в обоих сценариях, вплоть до 2040 г. будет варьироваться на отметках свыше 30 %. В Традиционном сценарии добыча в регионе к 2040 г. возрастет до 1708 млн т, в сценарии Энергопереход даже падает до 1256 млн т с нынешних отметок в 1329 млн т (Таблица 20).

**Таблица 20 – Добыча нефти по ключевым странам и регионам, млн т**

Регион (страна)	Сценарий	Год					
		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	Традиционный	895	999	998	998	1015	1013
	Энергопереход	895	995	997	998	990	982
Канада	Традиционный	213	249	255	260	290	303
	Энергопереход	213	240	246	250	261	272
Мексика	Традиционный	152	130	123	118	115	110
	Энергопереход	152	135	131	108	98	90
США	Традиционный	557	620	620	620	610	600
	Энергопереход	557	620	620	640	631	620

Продолжение Таблицы 20

Регион (страна)	Сценарий	Год					
		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Южная и Центральная Америка	Традиционный	392	391	430	459	512	552
	Энергопереход	392	390	420	440	460	472
Бразилия	Традиционный	120	153	200	233	250	263
	Энергопереход	120	150	195	227	244	257
Венесуэла	Традиционный	133	91	109	110	112	115
	Энергопереход	133	40	76	95	100	102
Европа	Традиционный	162	141	139	143	121	108
	Энергопереход	162	140	130	133	114	98
Страны СНГ	Традиционный	673	723	721	710	660	613
	Энергопереход	673	723	700	640	600	550
Казахстан	Традиционный	79	86	89	120	116	133
	Энергопереход	79	68	82	110	105	100
Россия	Традиционный	534	562	552	543	502	485
	Энергопереход	534	562	542	523	480	450
Азия	Традиционный	395	415	380	358	313	307
	Энергопереход	395	410	370	350	310	290
Китай	Традиционный	211	221	191	166	136	126
	Энергопереход	211	221	183	155	140	110
Индия	Традиционный	40	46	47	45	43	41
	Энергопереход	40	46	47	45	43	41
Малайзия	Традиционный	32	31	28	26	25	24
	Энергопереход	32	30	26	25	24	20
Индонезия	Традиционный	39	35	31	30	25	24
	Энергопереход	39	30	30	28	23	21
Ближний Восток	Традиционный	1 391	1 356	1 432	1 530	1 633	1 708
	Энергопереход	1 391	1 350	1 375	1 406	1 345	1 256
Иран	Традиционный	177	175	178	196	202	210
	Энергопереход	177	165	163	161	165	172
Ирак	Традиционный	192	215	286	321	336	310
	Энергопереход	192	200	228	233	278	253

Продолжение Таблицы 20

Регион (страна)	Сценарий	Год					
		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Саудовская Аравия	Традиционный	560	571	576	581	585	643
	Энергопереход	560	566	558	548	555	550
Африка	Традиционный	381	407	415	421	426	430
	Энергопереход	381	403	384	331	322	330
Ливия	Традиционный	20	41	46	52	72	66
	Энергопереход	20	40	38	35	30	25
Ангола	Традиционный	86	83	82	73	63	60
	Энергопереход	86	84	82	70	60	49
Нигерия	Традиционный	103	114	119	121	127	139
	Энергопереход	103	114	115	102	97	87
Мир	Традиционный	4 289	4 32	4 515	4 619	4 680	4 731
	Энергопереход	4 289	4 411	4 376	4 298	4 141	3 978

Источник: [2]

### *Переработка нефти*

В параметрах Традиционного сценария мировая перерабатывающая промышленность в прогнозном периоде до 2040 г. в целом функционирует с сохраняющимися трендами предыдущих лет. Прирост мощностей первичной переработки ожидается в Азиатском регионе, в первую очередь за счет вводов новых НПЗ на территории Китая и Индии на собственных высококачественных (за счет сравнительно низкой стоимости труда и более низких, чем в остальном мире операционных затрат) мощностях для удовлетворения растущего внутреннего спроса. 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.

Значительно более напряженной будет ситуация для нефтепереработчиков в случае реализации спросовых параметров сценария Энергопереход. Здесь регионам-производителям нефти придется столкнуться с жесточайшей конку-

ренцией с азиатскими производителями. 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. с почти 420 млн т в 2015 г. Значительно меньшие объемы новых вводов, нежели в Традиционном сценарии, ожидаются на Ближнем Востоке, в Азии и в Африке. Более быстрые темпы снижения объемов первичной переработки ожидаются в Европе и Северной Америке.

Для Северной Америки в прогнозном периоде ключевым фактором, определяющим основное направление развития вторичных перерабатывающих мощностей ( гидродеструктивные процессы и коксование), станет тенденция к «вымыванию» средних нефтяных фракций из пула перерабатываемого сырья с одновременным расширением доли сверхлегких и сверхтяжелых 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, что объясняет рост мощностей процессов по коксованию и гидроконверсии. 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, гидроконверсия тяжелых остатков).

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

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.

На территории СНГ ключевым станет завершение в России программ модернизации к 2025 г., идущих по всему спектру технологических направлений. В результате нефтеперерабатывающая промышленность страны выйдет на передовой мировой уровень, обеспечивая стабильный профицит всех ключевых нефтепродуктов.

Ближний Восток в прогнозном периоде ожидает расширение спроса на нефтепродукты в обоих сценариях при параллельном ужесточении требований

к их качеству. В связи с этим в первую очередь ожидается развитие конверсионных процессов: гидроочистки и синтеза высокооктановых компонентов топлив. Также будет расширение мощностей каталитического крекинга и процессов коксования, особенно ввиду растущего спроса на сырье для нефтегазохимии.

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 - нефти будут приводить к тому, что выпуск прямогонного продукта станет привлекательнее высокотехнологичного бензина.

На диаграмме представлены региональные фокусы развития ключевых технологических направлений вторичных процессов с учетом доминирующего в прогнозном периоде типа сырья (Рисунок 89).

### *Химия углеводородов*

Существует условное подразделение отрасли химии углеводородов на нефте- и газохимию. Данное разграничение в первую очередь базируется на типе исходного сырья: газообразного (этан и СУГ), или жидкого (нафта (лигроин) и газойль). При этом этан и нафта доминируют в сырьевой корзине с совокупной долей в 80 % (Рисунок 90).

Важно, что конечный продукт - этилен, не различается по своим товарным характеристикам в зависимости от исходного сырья, а само сырье может иметь различное происхождение. Таким образом, этан и СУГ, обычно получаемые при подготовке природного газа к магистральной транспортировке, также могут являться продукцией дегазации нефти и целевым продуктом деструктивных процессов нефтепереработки, в то время как нафта, или прямогонный бензин, являющийся одной из фракций, выделяемой на установках первичной перегонки нефти, в крупных объемах производится и на ГПЗ при очистке жирного газа. В связи с этим, по сути, газо- и нефтехимия являются тождественными понятиями, как с точки зрения получаемых базовых мономеров, так и с точки зрения исходного сырья.

При определении перспектив развития мировых рынков жидкого и газообразного топлива оказывается важным именно решение вопроса: что же будет выступать исходным сырьем для производства СУГ, этана и нефти: нефть, или природный газ?

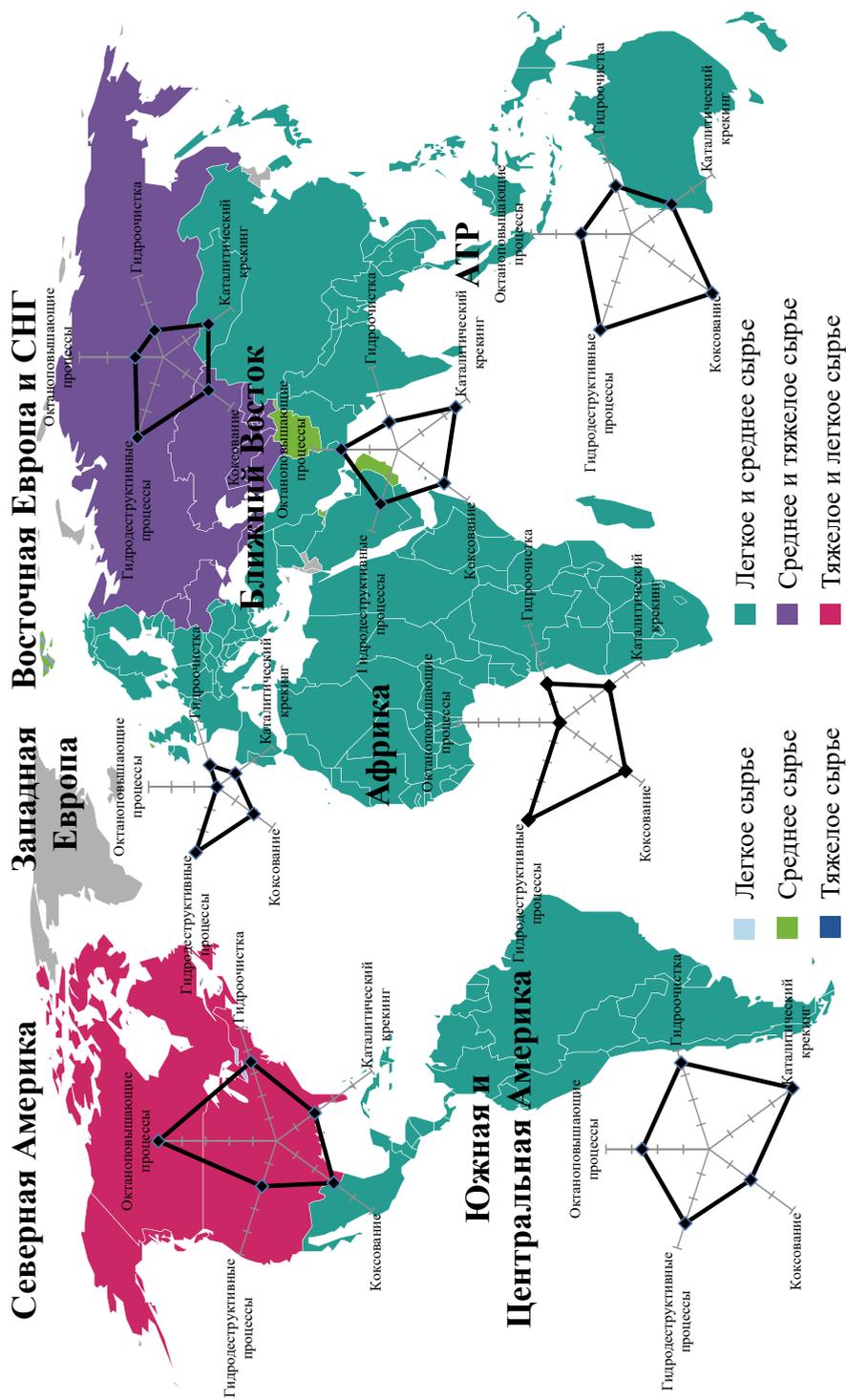
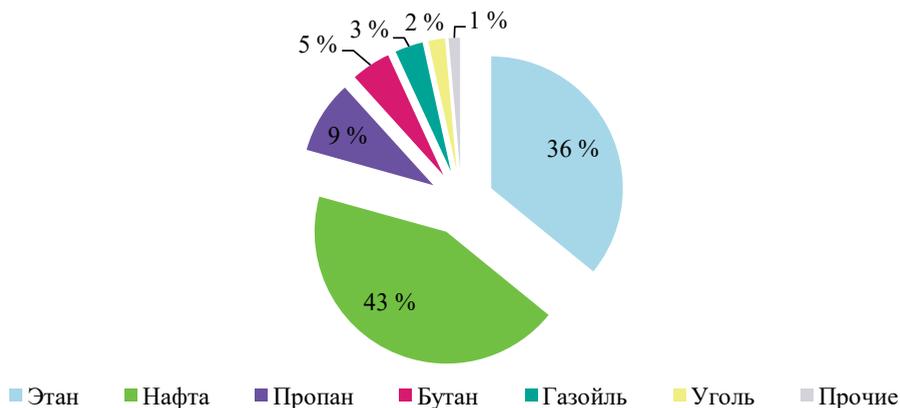


Рисунок 89 – Приоритеты развития технологий переработки и доминирующее сырье по мировым регионам

Источник: [2]



**Рисунок 90 – Структура сырьевой корзины мирового производства этилена в 2016 г.**

Источник: [121]

С технико-экономической точки зрения этан является предпочтительным сырьем производства этилена, что обуславливается 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 деэтанация 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 сдерживает возможности развития этановой химии за их пределами.

Нафта имеет значительные преимущества именно в качестве товара для межстрановой торговли, что связано с легкостью ее транспортировки (или возможностью производства на месте из сырой нефти), а также широким спектром получаемых ценных побочных продуктов, в том числе пропилена и бутилена. Так, например, Китай за счет крупномасштабного использования жидкого сырья смог выйти в мировые лидеры по производству пропилена.

***В прогнозном периоде состав сырьевой корзины для нефтегазохимии продолжит определяться в первую очередь доступностью свободных объемов жирного природного газа, которые могут быть пущены на производство этана.***

Таким образом, учитывая особенности этана и нефти при применении в качестве сырья для химии, в прогнозном периоде состав сырьевой корзины продолжит определяться в первую очередь доступностью свободных объемов природного газа, которые могут быть пущены на производство этана (Рисунок 91).

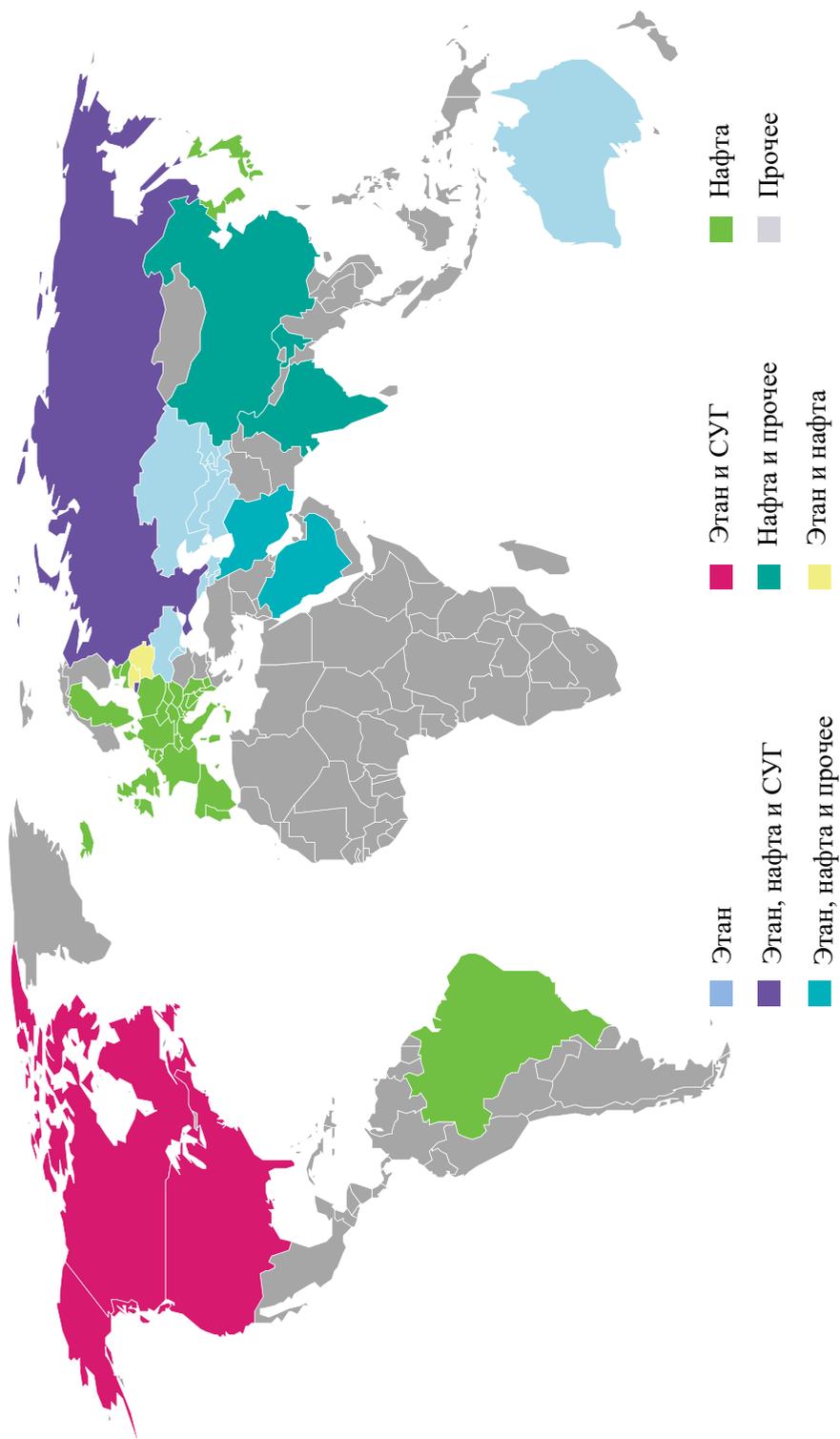


Рисунок 91 – Сырьевые корзины производства этилена в 2040 г.

Источник: [2]

США, лидирующие по объемам производства химической продукции в мире, исторически базировали свое производство на нефти. Огромный спрос на автомобильный бензин на внутреннем рынке до сих пор ограничивает ее выпуск нефтеперерабатывающими предприятиями, поскольку почти вся пригодная фракция идет на смешение с высокооктановыми компонентами для производства топлива, при этом импорт газа из соседней Канады и крупные мощности деструктивных процессов на местных НПЗ позволяли покрывать этот дефицит. Начало «сланцевой революции» в США и прирост добычи жирного сланцевого газа оказали понижающее давление на цены этана и СУГ, стимулируя американских инвесторов к развитию газохимического сектора на собственной территории на малых расстояниях от газовых промыслов.

Европа продолжит базировать свое нефтехимическое производство на привозной (в первую очередь с Ближнего Востока и стран СНГ) нефти. Сами объемы химических мощностей в регионе в прогнозном периоде будут снижаться. Скажется давление производителей базовых мономеров из США и Ближнего Востока, которые окажутся более конкурентоспособны с учетом высокой себестоимости европейского производства, базирующегося на импортном сырье в условиях целого ряда экологических ограничений на химические комбинаты.

На Ближнем Востоке с 90-х гг. газохимия прошла 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 развития 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 нефть, целесообразно предположить, что 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. С 2017 г. страна находится на втором месте в мире по производству этилена и с почти двукратным отрывом от США лидирует по выработке пропилена. Ограниченные ресурсы собственного газа преопределили сырьевую структуру нефтехимии в стране с преобладанием импортной нефти и продуктов газификации угля. В прогнозном периоде в исследовании ожидается, что Китай продолжит диверсифицировать сырьевую корзину химического комплекса, оставаясь мировым лидером по общему объему химических производств. К продуктам газификации угля собственного производства и нефти (производимой на собственных НПЗ и поставляемой из России и стран Ближнего Востока) прибавится производимый из природного газа этилен.

### *Международная торговля*

Вплоть до 2040 г. США останутся нетто-импортером нефти, несмотря на рост сланцевой добычи и сокращение абсолютных объемов спроса на нефтепродукты. Значительное снижение импорта с 400 до 220 млн т будет обеспечено по большей части за счет вымещения из пула поставщиков стран Африки и Ближнего Востока. К 2040 г. в Традиционном сценарии нефтяной 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 возрастет в Традиционном сценарии до 62 %) при практически неизменных абсолютных объемах поставок из Канады в США. В целом Северная Америка 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.

В Традиционном сценарии к 2040 г. существенно нарастят экспорт страны Ближнего Востока, преимущественно за счет поставок на рынки развивающихся стран Азии. 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 расширению борьбы за азиатского потребителя даже в Традиционном сценарии. Еще одно немаловажное изменение – снижение объемов вывоза нефтяного сырья с африканского континента по причине 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, убыточные в ряде других стран из-за высоких экологических требований (Рисунок 92).

Более напряженная ситуация в мировой торговле возникает в сценарии Энергопереход. Сжатие мирового рынка почти на 700 млн т от показателей Традиционного сценария вынуждает производителей жестче конкурировать за ограниченные рынки сбыта. И это происходит в условиях низких цен на нефтяное сырье.

Практически все регионы-экспортеры будут вынуждены снизить объемы сырьевого экспорта из-за падающего мирового спроса, по сравнению с Традиционным сценарием. При этом крупнейший мировой импортный рынок – США полностью будет обеспечиваться сырьем соседних Канады и Мексики. Их совокупная доля в импорте Штатов (при наличии небольших объемов экспорта из страны) достигнет 75 % при общем снижении абсолютных объемов поставок. Несмотря на существенно более низкий, чем в Традиционном сценарии, спрос на нефтепродукты и практически такие же объемы добычи в США, страна так и останется нетто-импортером нефти даже в сценарии Энергопереход.

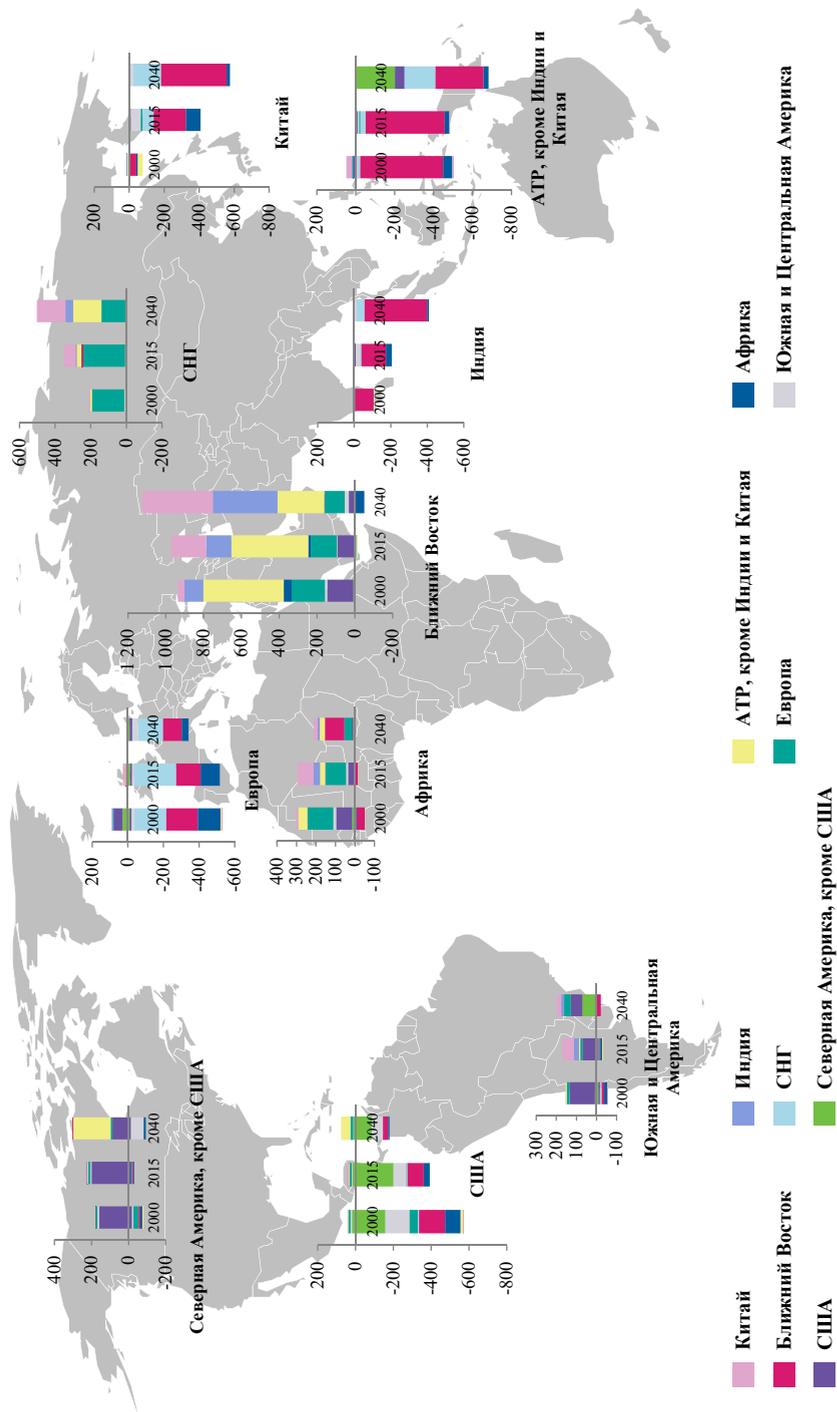


Рисунок 92 – Экспорт (положительные значения) и импорт (отрицательные значения) нефтяного сырья по ключевым странам и регионам мира с направлениями поставок, Традиционный сценарий

Источник: [2]

Еще один крайне важный мировой регион - импортер Европа сократит импорт нефти в сценарии Энергопереход к 2040 г. с почти 500 млн т в 2015 г. до менее чем 300 млн т (на 40 % от текущих значений), при сохранении диверсифицированной структуры поставок по регионам происхождения. На рынке Европы будут представлены поставщики из Северной Америки, стран СНГ, Ближнего Востока, Африки и Южной Америки. Рост импортной потребности, по сравнению с текущими показателями, в сценарии Энергопереход следует ожидать только в Азиатских странах. Именно за эти рынки развернется широкая конкурентная борьба, которую в значительной степени выиграют те, кто уже сейчас обеспечил себя поставочной инфраструктурой и построил долгосрочные экономические взаимоотношения с азиатскими партнерами: главным образом, страны СНГ и Ближнего Востока (Рисунок 93).

В целом, в прогнозном периоде, в обоих рассматриваемых сценариях АТР станет самым импортозависимым регионом, доля нетто-импорта нефтяного сырья в совокупном объеме потребления достигнет 84 % в Традиционном сценарии и 88 % в сценарии Энергопереход. Для большинства стран региона снижение спроса в сценарии Энергопереход относительно Традиционного сценария не компенсирует 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 82-83 %, Индия на 89-91 %. Не удастся существенно сократить долю импорта в потреблении и европейским странам, хотя здесь снижение спроса окажет на импортный паритет даже большее влияние, чем спад добычи (Таблица 21).

**Таблица 21 – Доля нетто-импорта в общем объеме потребления по сценариям для ключевых стран и регионов - импортеров**

	2017	2020		2025		2030		2035		2040	
		Традиционный	Энергопереход								
Северная Америка	17 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
США	38 %	24 %	23 %	24 %	24 %	28 %	21 %	27 %	18 %	28 %	16 %
Европа	78 %	78 %	78 %	76 %	76 %	73 %	73 %	75 %	74 %	76 %	73 %
Страны АТР	77 %	75 %	75 %	78 %	78 %	81 %	83 %	84 %	87 %	84 %	88 %
Китай	68 %	68 %	68 %	72 %	72 %	77 %	75 %	81 %	84 %	82 %	83 %
Индия	81 %	81 %	81 %	84 %	83 %	87 %	86 %	89 %	87 %	91 %	89 %

Источник: [2]

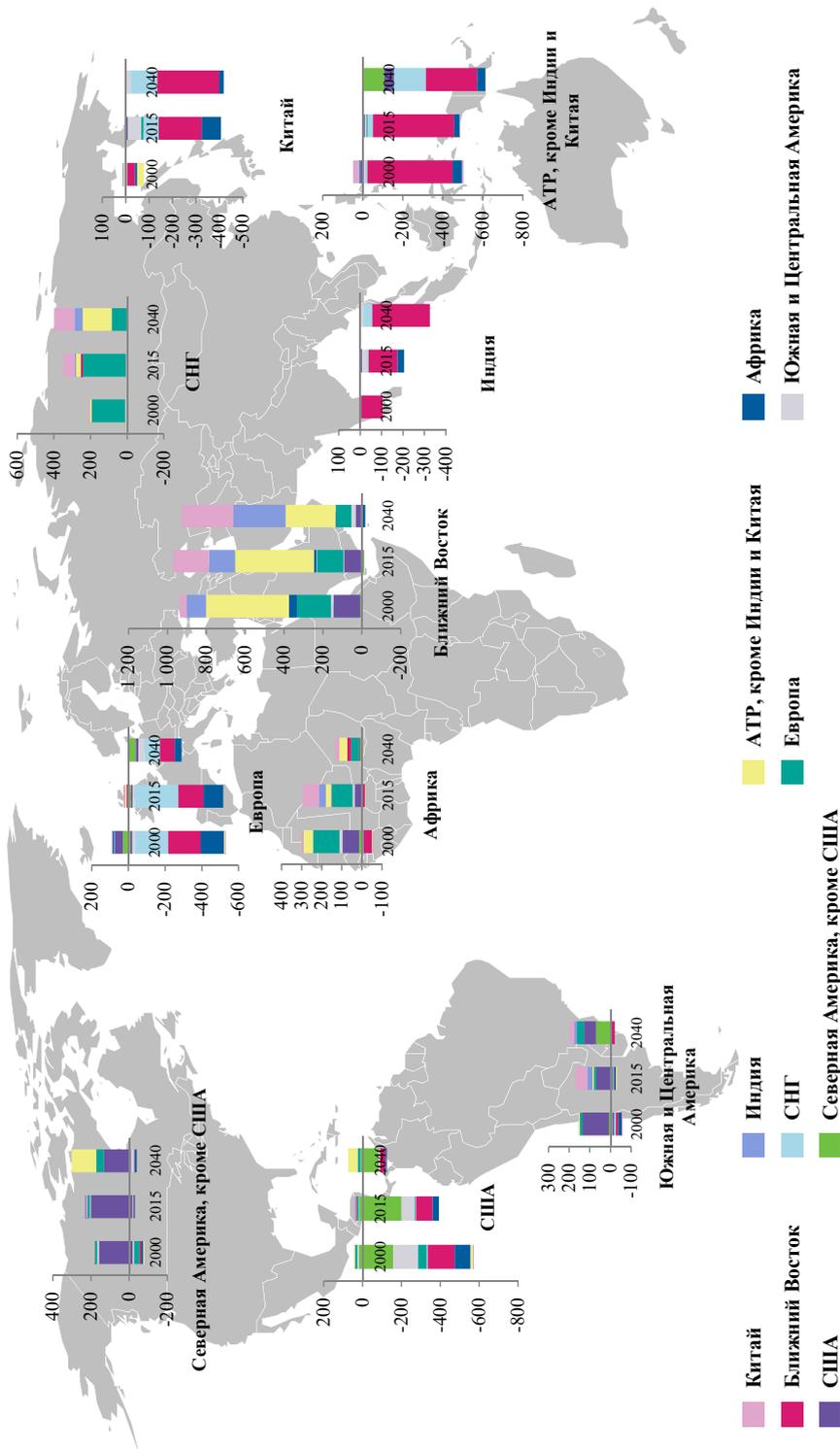


Рисунок 93 – Экспорт (положительные значения) и импорт (отрицательные значения) нефтяного сырья по ключевым странам и регионам мира с направлениями поставок, сценарий Энергопереход

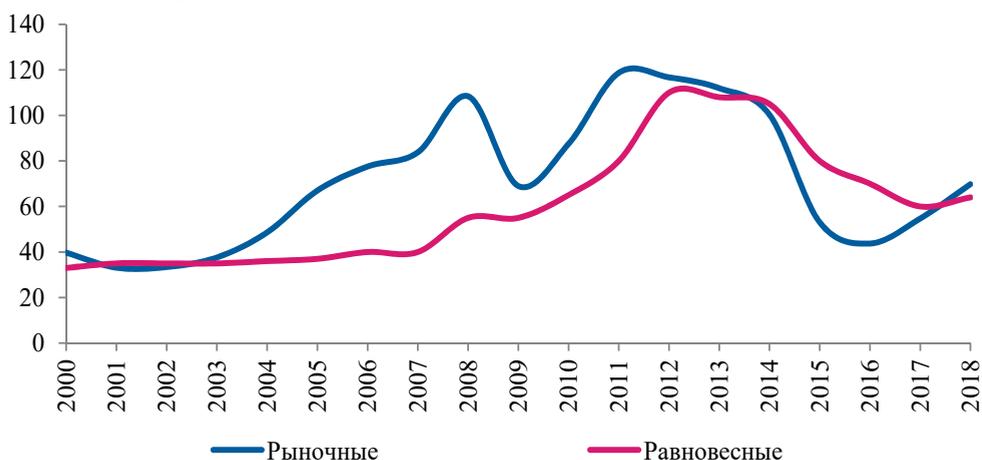
Источник: [2]

## Цены нефти

В пятилетний период 2013-2018 гг. цены нефти находились под влиянием разнонаправленных факторов, которые приводили к смене периодов падений и роста. Причем величина этих перепадов достигала 50 % от уровня цены. Во многом предпосылки к этой ситуации были заложены ещё 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 (Рисунок 94). До 2011 г. быстрый рост спроса стимулировал формирование цен выше равновесных и создание 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, сместил баланс в сторону избытка предложения, и рыночные цены оказались ниже равновесных. Только к 2018 г. можно говорить о восстановлении баланса, но и это восстановление отчасти искусственное за счет договоренностей в рамках ОПЕК+.

долл. 2016 г./барр.



**Рисунок 94 – Соотношение рыночных и расчетных равновесных цен на нефть в период с 2000 по 2018 гг.**

Источник: [2]

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. Одновременно заметно нарастили производство Канада и восстанавливающийся после военных действий Ирак. Если ранее в случае переизбытка эта ситуация

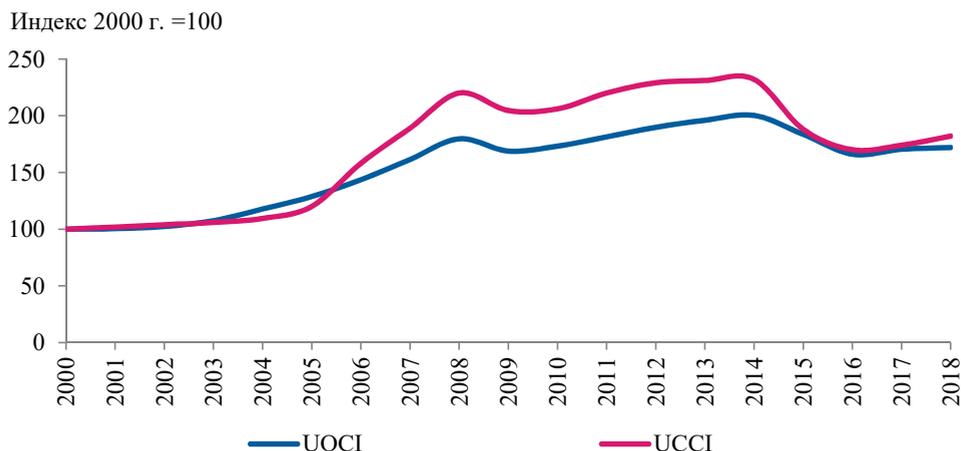
являлась предметом рассмотрения в ОПЕК и принятия решения о целесообразности снижения квот на добычу, то в 2014 г. участники картеля действовали в рамках самостоятельной политики. В частности крупнейший производитель картеля Саудовская Аравия начала демпинговать на рынках в целях удержания собственной рыночной ниши [122]. 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 понижительное давление на цены усилилось.

### *Резкий рост производства нетрадиционной нефти в США во многом послужил причиной снижения цен на нефть в 2014-2015 гг.*

Снизившиеся цены, вопреки многим ожиданиям, ни в 2014, ни в 2015 гг. не привели к уменьшению добычи нефти. Ключевые производители, по которым существенно должно было ударить глобальное снижение цен на нефть, смогли не только не сократить, но, напротив, увеличить объемы предложения. Так, на 24 млн т в год увеличилось предложение нефти со стороны Бразилии. Эти объемы также были направлены на Атлантический рынок, где из-за расширения добычи в Северной Америке и без того существенно сузилась импортная ниша для всех производителей. На 35 млн т в год за 5 лет нарастил добычу Иран, на 66 млн т Ирак, на 36 млн т Саудовская Аравия, что привело к росту совокупного объема предложения со стороны производителей Ближнего Востока более чем на 150 млн т. Даже Российская Федерация, чьи объемы добычи по большинству оценок должны были снизиться, соразмерно снижению мировых цен на нефть, увеличила добычу почти на 30 млн т. Таким образом, традиционные производители нефти где-то за счет девальвации национальных валют (как в случае с Россией), где-то за счет ввода налоговых послаблений, как в случае с Канадой, Казахстаном, Колумбией, Ираком смогли адаптироваться к происходящим рыночным изменениям. Подобная адаптация привела к объективному снижению цен безубыточности производства нефти в мире и позволила сократить среднемировые капитальные и операционные затраты (Рисунок 95).

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, Катар, Саудовская Аравия, Ирак и Нигерия объявили о том, что их бюджетные цены безубыточности нефти (то есть такие цены нефти, при которых у страны оказывается бездефицитный бюджет) снизились (Рисунок 96). Лишь две страны - крупных производителя нефти – Венесуэла

и Иран не показывают снижения, что во многом связано с общей ситуацией в экономиках этих стран. В 2018 г., по мере восстановления нефтяных цен стали увеличиваться и отметки балансирования бюджетов. Цены безубыточности бюджетов выросли в Ираке, Нигерии, Саудовской Аравии, ОАЭ. Сильный рост этих показателей наблюдался в Иране и Венесуэле, что, связано с экономической ситуацией и сложностями с экспортом. Снижение цен безубыточности наблюдалось только у осторожных в своей бюджетной политике Катара, Кувейта, Алжира, России.

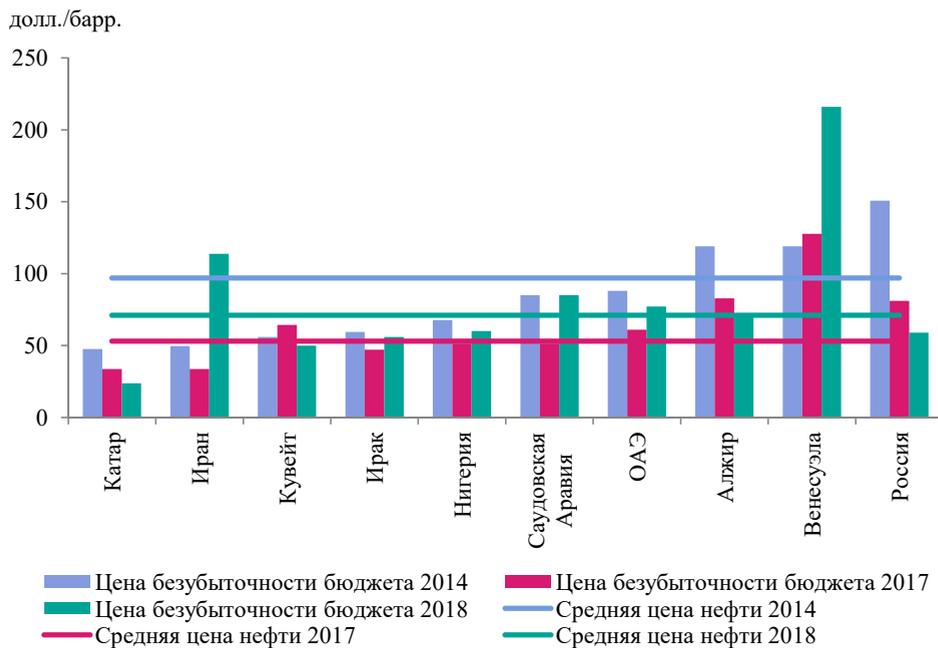


**Рисунок 95 – Индексы операционных (UOCI) и капитальных затрат (UCCI) в секторе «Апстрим» (Индекс, 2000 г. = 100)**

Источник: [123]

*Традиционным производителям удалось успешно адаптироваться к низким ценам на нефть, как за счет технологических инноваций, так и за счет своевременного применения инструментов фискальной и монетарной политики.*

Безусловно, несмотря на ряд позитивных тенденций в части снижения затрат на добычу и бюджетных ограничений стран-производителей, затяжной ценовой кризис дестимулирует капиталовложения в нефтяную отрасль и затрудняет привлечение средств от крупных институциональных инвесторов. Мировой объем инвестиций в нефтяную отрасль за период с 2014 по 2016 гг. снизился на 36 % с отметок в 681 млрд долл. США до 436 млрд долл. США [124], а за период 2016-2018 гг. вырос всего на 10 %, и это несмотря на существенный рост цен. Практически весь прирост инвестиций пришелся на «короткие» сланцевые проекты. Естественно, что подобное снижение капиталовложений не может не привести и к последующему снижению объемов добычи традиционной нефти. Однако, учитывая высокую инертность отрасли, снижение инвестиций практически не оказывает влияние на уже запущенные проекты, а их нехватка может сказаться за 5 летним горизонтом.



**Рисунок 96 – Цены безубыточности бюджетов ряда производителей нефти в 2014, 2017 и 2018 гг.**

Источник: [125], [126], [127]

Подобная адаптация рынка (снижение затрат на добычу, следующее за снижением нефтяных цен через инфляционную спираль [128]) при естественном ходе вещей могла бы длиться по меньшей мере до начала 2020-х гг., пока за счет сдерживания ввода новых проектов с рынка не исчез бы избыточный объем предложения.

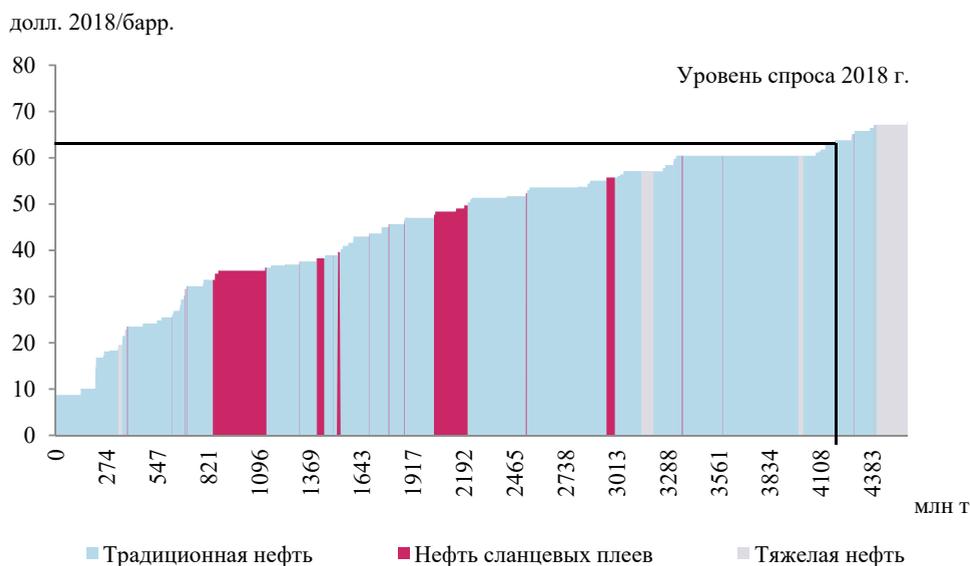
Тем не менее, за период 2016-2018 гг. цены нефти восстановились от отметок 2014 г. и закрепились в относительно стабильном диапазоне выше 60 долл./барр., и причиной тому – принципиальное изменение институциональных условий его функционирования.

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 контролируемую долю на рынке ключевых нефтяных держав. Нельзя не отметить и тот факт, что за всю историю существования ОПЕК и их механизма квотирования добычи Соглашение по сокращению добычи 2016 г. – первое, которое оказалось выполненным на 100 %, и уже оказалось беспрецедентным, как по точности, так и по срокам исполнения обязательств.

*Сделка в формате ОПЕК+ позволила нефтепроизводителям «восстановить» цены до равновесных рыночных отметок. Именно дальнейшая судьба соглашения во многом определит динамику цен кратко и среднесрочного периода.*

Присоединение к действиям ОПЕК новых стран в совокупности с точностью выполнения обязательств участниками сделки закономерно привели к росту рыночных цен в период 2016-2019 гг. и достижению уровня даже выше равновесного (Рисунок 97).

На профицитном рынке цена определяется не безубыточностью действующих и новых проектов (ОРЕХ, включая налоги +САРЕХ), а текущими затратами введенных проектов (ОРЕХ, включая налоги).



**Рисунок 97 – Пересечение кривой предложения нефти на 2018 г. и мирового спроса**

Источник: [2]

Цены на нефть в каждый конкретный момент времени, прежде всего, определяются балансом спроса и предложения. В случае равновесия они находятся вблизи уровня, отражающего окупаемость капитальных и операционных затрат по замыкающим месторождениям. При дефиците предложения цены стремятся вверх, а при профиците могут опускаться вплоть до уровня текущих операционных затрат. В зависимости от ситуации на рынке меняется роль и рыночная сила ОПЕК+. В условиях равновесия спроса и предложения картель не заинтересован в активных действиях и только при некотором сдерживании добычи может поднимать цены в пределах 10 долл./барр. выше равновесных. Образование дефицита дает хорошие возможности странам на-

рашивать добычу и смягчать картельные обязательства. Но, в случае серьезного профицита, именно от действий ОПЕК+ зависит - будут ли цены стремиться к 30 долл./барр., или окажутся на уровне выше 60 долл./барр. Таким образом, в зависимости от ситуации, рыночную силу ОПЕК+ можно оценить от 10 долл./барр. при сбалансированном рынке (картель спокойно наблюдает за рынком, но может поддерживать более высокий уровень цен) до 30 долл./барр. в условиях профицита (активное вмешательство).

***На профицитном рынке нефти власть картеля ОПЕК+ максимальна и способна поднимать цены на 30 долл./барр. за счет искусственного сокращения добычи. В условиях баланса и дефицита рыночная сила ограничивается 10 долл./барр. При этом значение картельных соглашений снижается, и участники стремятся наращивать добычу для завоевания новых ниш.***

Очевидно, что в ближайшие годы геополитические факторы и судьба соглашения ОПЕК+ будут оказывать существенное воздействие на ценовую ситуацию. Рассмотрим два основных возможных сценария развития ситуации:

1) 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 таком сценарии возможны временные отклонения в пределах 10 долл./барр., как реакция на проявление текущих конъюнктурных факторов, обусловленных, в том числе, геополитической обстановкой;

2) фактический распад ОПЕК+, несоблюдение соглашения любой крупной страной-участницей, или целой группой стран. При этом на бумаге соглашение может сохраняться. В результате 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 падениями в моменте до 30 долл. 2016 г./барр.

На данный момент участникам Соглашения ОПЕК+ необходимо понимать, что искусственное удержание цен на нефть на уровне заметно выше равновесных – обоюдоострый меч, который уже в среднесрочном, а тем более в долгосрочном периоде способен негативно повлиять на положение нефтеэкспортеров:

- через стимулирование реализации новых проектов в странах, не входящих в ОПЕК+, и завоевание ими сбытовых ниш;
- через рост стимулов к повышению стандартов энергоэффективности и энергосбережения в странах-импортерах, активизацию действий по поиску альтернативных нефти топливам. Это в свою очередь приведёт

к сокращению прироста спроса на нефть и нефтепродукты в долгосрочном периоде, как следствие – к обострению конкурентной борьбы за потребителя на нефтяном рынке и к снижению нефтяных цен в долгосрочном периоде.

Соглашение ОПЕК+ дало возможность стабилизировать цены нефти и позволяет поддерживать их на уровне 60-80 долл. в кратко и среднесрочной перспективе. Но, необходимо понимать, что в случае длительного искусственного удержания цен на уровне заметно выше равновесных, будет стимулироваться расширение производства нефти за пределами картеля, и повысится экономическая привлекательность решений в секторах потребления, направленных на ускоренное повышение энергоэффективности и использование альтернативных источников топлива. В результате это может привести к последующему падению цен и снижению сбытовой ниши входящих в картель стран.

В представленном прогнозе с учетом текущей ситуации на рынке цены до 2025 г. установлены как сценарная предпосылка, после этого периода они определяются исходя из расчетов равновесной цены нефти. В сценарии Энергопереход к 2040 г. она достигает 66 долл. 2017 г./барр., в Традиционном сценарии – 102 долл. 2017 г./барр.

В большинстве базовых сценариев зарубежных организаций цены нефти выше, чем в оценках ИНЭИ РАН, но, как хорошо видно на примере МЭА, развитие технологий и соответствующая энергополитика также приводят к снижению их уровня (Таблица 22).

**Таблица 22 – Равновесные цены нефти, рассчитанные авторами, в сравнении с другими Прогнозами, долл./барр.**

	2017	2025	2030	2035	2040
ИНЭИ РАН «Традиционный»	58	72	84	96	102
ИНЭИ РАН «Энергопереход»	58	60	63	65	66
IEA 2017 New Policies	58	83	94	103	111
IEA 2017 Current Policies	58	97	-	-	136
IEA 2017 Sustainable Development	58	72	-	-	64
EIA 2017 High oil Price case	58	180	200	210	225
EIA 2017 Reference case	58	85	90	100	110
EIA 2017 Low oil Price case	58	30	35	40	45

Источник: [2] по данным [115], [118]

### *Комплексное сравнение сценариев*

Оценивая потенциальное влияние хода НТП в энергетике на отдельные топливные рынки, следует признать, что текущие направления инновационного процесса складываются таким образом, что нефтяной рынок постепенно

входит в более рисковую зону своего функционирования. В ближайшие 25 лет вполне вероятно прохождение миром пика потребления нефти, и очевидно существенное усиление межтопливной конкуренции в ключевых секторах сбыта нефти и нефтепродуктов.

Рассматриваемые в исследовании сценарии представляют собой весьма широкий диапазон численных оценок будущего развития нефтяного рынка до 2040 г., что обуславливается существенной разницей в части скорости НТП, трансферта ключевых технологий из развитых стран в развивающиеся и различием инструментов государственной поддержки и стимулирования. Однако, несмотря на существенную разницу в полученных расчетных результатах, некоторые изменения, характерные для обоих сценариев, все же выделяются как единые, а значит практически неизбежные для рынка жидких топлив:

- по всему миру будет наблюдаться существенное повышение требований к качеству продуктов переработки нефти, особенно к тем, которые используются в качестве топлив для транспортного сектора, что будет обуславливаться как постоянно повышающейся технологической эффективностью транспортных средств, требующей все более чистых топлив, так и госполитикой, направленной на снижение выбросов вредных веществ. Это потребует соответствующей адаптации производственных мощностей мирового нефтеперерабатывающего комплекса;
- практически полностью исчезнет к 2040 г. во всех сценариях межрегиональный рынок тяжелых топлив, в первую очередь топочного и флотского мазута, которые окажутся невостребованными из-за снижения спроса на эти продукты до практически нулевых отметок вследствие вытеснения тяжелых нефтяных топлив из генерации и морского транспорта;
- сравнительно стабильным в общемировом производстве сырой нефти останется доля ключевых мировых производителей (членов соглашения ОПЕК+). Причиной сохранения подобного статуса-кво станет весьма сложный адаптационный процесс, уже наблюдаемый на мировом рынке, когда НТП в сфере производства нетрадиционных нефтей побуждает традиционных производителей снижать затраты на добычу для сохранения конкурентоспособности с новыми игроками, как посредством внедрения инновационных производственных технологий, так и экономическими методами, в том числе за счет ослабления курсов национальных валют и снижения налогового бремени на отрасль;
- во всех сценариях в крайне тяжелом положении окажутся производители прямых субститутов нефтепродуктов: биотоплив, топлив, производимых из газа и угля из-за высокой себестоимости и крайне жесткой конкуренции со стороны производителей нефти и других альтернативных энергоносителей (газа, электроэнергии). Практическая единственная надежда для производителей жидких биотоплив – государственная поддержка.

- будет происходить трансформация мировой торговли нефтью и нефтепродуктами. Так, продолжится уже наметившаяся тенденция к отрыву рынка Северной Америки от остального мира, когда США будут удовлетворять собственную потребность, как в нефтяном сырье, так и в нефтепродуктах, только за счет собственного производства и крайне незначительных объемов импорта из Канады и Мексики. При этом все поставщики, традиционно представленные на американском рынке, будут вынуждены конкурировать за сужающийся рынок европейских стран и рынок азиатско-тихоокеанского региона, что приведет не только к изменению торговых потоков, но и к существенному разрыву в ценах на нефть между США и остальным миром в обоих сценариях.

Существует и целый ряд изменений, вызываемый ходом НТП на мировом рынке, которые по-разному проявляются в зависимости от сценария, в частности:

- ход и параметры НТП, заложенные в Традиционный сценарий, фактически подразумевают долгосрочное сохранение устоявшегося статуса-кво, когда рынок действует в условиях постоянно ограниченного и дорожающего предложения на фоне растущего мирового спроса. В этом сценарии инновации в сфере развития альтернативного транспорта и энергоэффективности идут недостаточными темпами для того, чтобы компенсировать естественный прирост спроса на нефть. Как следствие, спрос на нефтепродукты в развивающихся странах и во всем мире увеличивается вплоть до 2040 г. Для удовлетворения растущего спроса необходимо вовлечение в эксплуатацию новых месторождений, в том числе весьма дорогостоящих, при этом даже доступная «нетрадиционная» ресурсная база нефтей низкопроницаемых коллекторов в этом сценарии быстро исчерпывается. В результате появляется необходимость осуществлять переход на более дорогие участки недр, что спровоцирует более высокие цены на нефть в будущем. На таком «рынке продавца» вполне возможно сохранение значительной рыночной власти ключевых производителей нефти, в частности – состава участников соглашения ОПЕК+, которые, управляя своими добычными возможностями и объемами экспорта, способны балансировать рынок и цены в комфортном диапазоне. При этом рынок даже в этом сценарии может и будет оставаться крайне неустойчивым с точки зрения ценовых колебаний. Искусственные механизмы сдерживания добычи в случае сбоя согласовательного процесса будут приводить к большим ценовым провалам на фоне исторически самых низких темпов прироста мирового спроса;
- в сценарии Энергопереход, где НТП в части развития технологий и энергополитика приводят к сокращению спроса на «черное золото» уже к 2030-м гг., институциональная перестройка рынка становится практически неизбежной. «Рынок продавца» сменяется «рынком по-

требителя», который функционирует в условиях снижающегося спроса на фоне относительно стабильных объемов доступного на рынке предложения. Среди традиционных производителей объемы рынка удастся сохранить только самым эффективным и конкурентоспособным. Производители нетрадиционной нефти и других проектов с малыми сроками реализации и окупаемости будут стремиться подстраивать ввод мощностей под ценовую ситуацию.

### **3.7. РЫНОК ГАЗОВОГО ТОПЛИВА**

#### *Спрос на газ*

На протяжении нескольких десятилетий природный газ демонстрирует поступательное расширение своей доли в структуре мирового потребления энергоресурсов. В 2016 г. он обеспечивал 22 % мирового первичного энергопотребления, и, согласно результатам расчетов, уже в 2040 г. этот показатель достигнет 25 % в Традиционном сценарии и 27 % в сценарии Энергопереход. В сравнении с другими ископаемыми топливами, природный газ станет безусловным лидером по ежегодным темпам роста. С 2016 г. по 2040 г. они составят 1,5 % в Традиционном сценарии, что значительно выше темпов роста потребления нефти и угля (0,4 % и 0,1 % соответственно), но, тем не менее, заметно ниже в сравнении с приростом потребления газа в предыдущие годы - 2,3 % в среднем за 1990–2015 гг. В сценарии Энергопереход темпы роста потребления «голубого топлива» в 2016–2040 гг. составят 1,6 %, в то время как нефть и уголь покажут отрицательную динамику – соответственно -0,3 % и -0,4 %.

***К 2040 г. газ способен увеличить свою долю в структуре мирового энергобаланса до 25–27 %.***

В период 2015–2018 гг. благодаря экономическому росту и снижению цен существенно возрос интерес к газу в электроэнергетике. В ряде стран это было обусловлено принятием мер по вымещению угля из топливной корзины и планами по отказу, или снижению использования атомной энергетики. Впервые за всю историю после длительного периода угольного доминирования, в США в 2016 г. было произведено больше электроэнергии из газа. Также наблюдалось резкое увеличение его использования и в Европейском союзе.

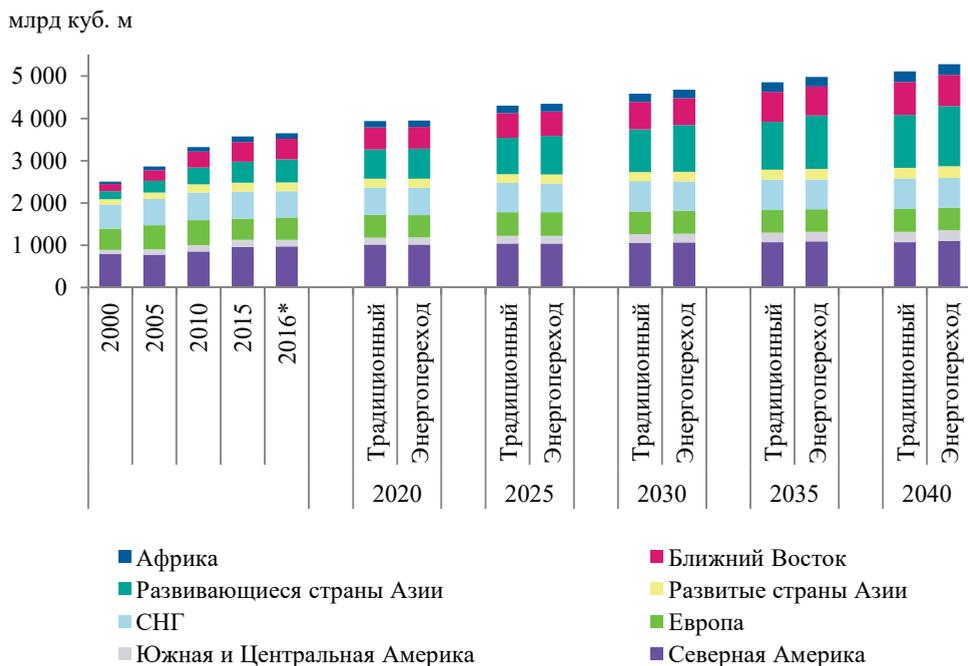
В малой степени пока на рынок воздействуют механизмы платы за выбросы CO<sub>2</sub> из-за их отсутствия в одних странах и низкого уровня платы за выбросы в других. Однако уже в ближайшее время, на фоне принятия новых национальных решений по системам торговли выбросами и ужесточения налогов на выбросы углекислого газа, этот фактор может стать одним из ключевых в работе энергетического комплекса.

***Распространение и развитие механизмов взимания платы за выбросы улучшит конкурентные позиции газа в борьбе с другими углеводородами, но переход отдельных стран от низкоуглеродной политики к безуглеродной может оказать понижающее давление на спрос.***

В Традиционном сценарии мировой спрос на газ в 2040 г. достигнет 5,1 трлн куб. м, что соответствует абсолютному приросту более чем на 1,5 трлн куб. м. В сценарии Энергопереход объемы потребления газа к 2040 г. приблизятся к 5,3 трлн куб. м.

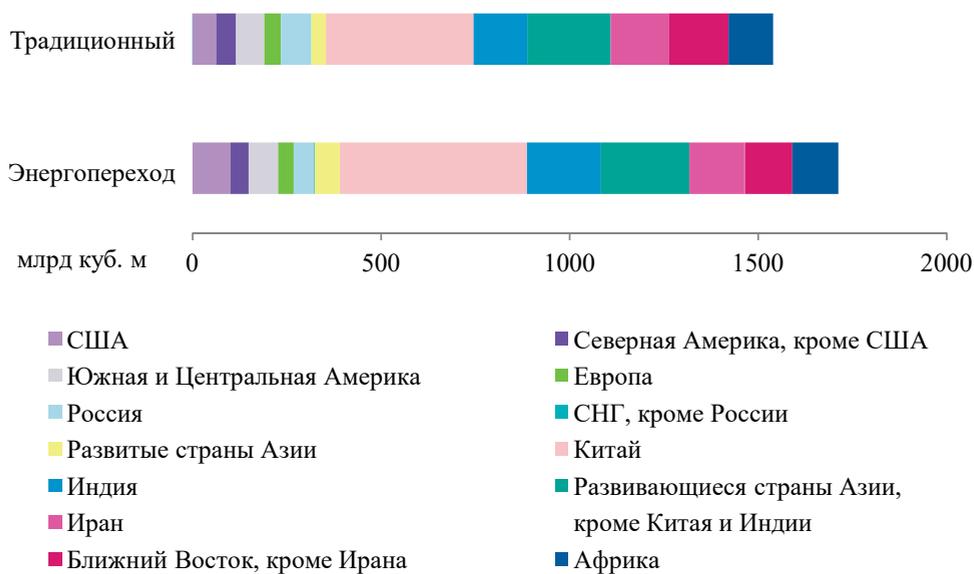
Рост спроса на газ в прогнозном периоде ожидается во всех регионах мира в обоих сценариях. Исключение составляют лишь страны Европейского союза, чье потребление в Традиционном сценарии после незначительного роста начнет сокращаться и к 2040 г. выйдет на уровень 2015 г. В 2016-2017 гг. газопотребление 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. Роль газа как балансирующего энергосистемы существенно увеличивается на фоне роста мощностей ВИЭ и сокращения угольной генерации.

Основной рост спроса на природный газ обеспечивают страны, не входящие в ОЭСР, где абсолютные объемы потребления вырастут на 67 % и 73 % в период с 2016 по 2040 гг. в Традиционном сценарии и сценарии Энергопереход соответственно. Основными драйверами роста спроса в этих странах станет экономический рост и экологичность газа, хотя последний фактор не будет определяющим в связи со значительно более высокой ценой по сравнению с местным дешевым углем и планами по расширению использования ВИЭ. Развивающиеся страны Азии в 2016 - 2040 гг. увеличат потребление газа более чем в два раза, тем самым нарастив свою долю в мировом газовом потреблении с 15 % до 24 % в Традиционном сценарии и до 27 % в сценарии Энергопереход. Почти на 300 млрд куб. м вырастут объемы потребления газа на Ближнем Востоке в Традиционном сценарии, причем половина этого прироста придется на Иран. В сценарии Энергопереход абсолютный прирост составит чуть более 250 млрд куб. м в связи с применением более энергоэффективных технологий. Рост потребления газа в этом 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 обоих сценариях. 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. составит 17 % в Традиционном сценарии и 13 % в сценарии Энергопереход (Рисунок 98, Рисунок 99, Таблица 23).



**Рисунок 98 – Спрос на природный газ в мире по двум сценариям, млрд куб. м**

Источник: [2]



**Рисунок 99 – Прирост спроса на газ в период с 2015 по 2040 гг. по регионам и крупнейшим странам мира по двум сценариям**

Источник: [2]

Таблица 23 – Потребление газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

	2000	2005	2010	2015	2020		2025		2030		2035		2040		Темпы роста в 2015-2040 гг.	
					Традиционный	Энергопереход	Традиционный	Энергопереход								
<b>Северная Америка</b>	<b>794</b>	<b>777</b>	<b>850</b>	<b>958</b>	<b>1 018</b>	<b>1 019</b>	<b>1 042</b>	<b>1 040</b>	<b>1 057</b>	<b>1 064</b>	<b>1 074</b>	<b>1 091</b>	<b>1 074</b>	<b>1 107</b>	<b>0,5 %</b>	<b>0,6 %</b>
Канада	92	99	97	102	121	121	144	143	147	146	151	151	145	147	1,4 %	1,5 %
Мексика	42	55	70	78	79	77	83	80	82	78	85	79	87	81	0,4 %	0,2 %
США	661	623	683	778	818	821	815	816	828	840	838	861	841	879	0,3 %	0,5 %
<b>Южная и Центральная Америка</b>	<b>96</b>	<b>124</b>	<b>152</b>	<b>170</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>183</b>	<b>184</b>	<b>205</b>	<b>207</b>	<b>227</b>	<b>229</b>	<b>244</b>	<b>248</b>	<b>1,5 %</b>	<b>1,5 %</b>
Бразилия	9	20	27	40	38	38	45	44	61	59	74	72	83	82	3,0 %	2,9 %
<b>Европа</b>	<b>505</b>	<b>575</b>	<b>594</b>	<b>495</b>	<b>536</b>	<b>533</b>	<b>557</b>	<b>557</b>	<b>536</b>	<b>540</b>	<b>533</b>	<b>535</b>	<b>539</b>	<b>536</b>	<b>0,3 %</b>	<b>0,3 %</b>
<b>ЕС-28</b>	<b>481</b>	<b>536</b>	<b>544</b>	<b>435</b>	<b>466</b>	<b>464</b>	<b>476</b>	<b>478</b>	<b>450</b>	<b>457</b>	<b>434</b>	<b>440</b>	<b>435</b>	<b>440</b>	<b>0,0 %</b>	<b>0,0 %</b>
Великобритания	102	100	99	72	79	77	79	77	72	70	63	62	65	62	-0,4 %	-0,6 %
Германия	88	91	95	81	101	102	112	116	107	112	96	102	101	108	0,9 %	1,2 %
Италия	71	86	83	68	63	62	59	60	55	57	51	53	45	48	-1,6 %	-1,4 %
Франция	40	47	48	39	41	41	31	32	34	34	55	52	53	51	1,2 %	1,1 %
Турция	15	27	38	48	57	56	67	65	70	66	79	74	85	78	2,3 %	2,0 %
<b>СНГ</b>	<b>568</b>	<b>622</b>	<b>653</b>	<b>636</b>	<b>647</b>	<b>644</b>	<b>693</b>	<b>678</b>	<b>717</b>	<b>699</b>	<b>724</b>	<b>704</b>	<b>741</b>	<b>701</b>	<b>0,6 %</b>	<b>0,4 %</b>
Россия	391	425	466	444	470	467	503	488	522	502	524	502	536	493	0,8 %	0,4 %
<b>Развитые страны Азии</b>	<b>131</b>	<b>150</b>	<b>192</b>	<b>211</b>	<b>209</b>	<b>212</b>	<b>209</b>	<b>216</b>	<b>216</b>	<b>230</b>	<b>232</b>	<b>252</b>	<b>250</b>	<b>278</b>	<b>0,7 %</b>	<b>1,1 %</b>

Продолжение Таблицы 23

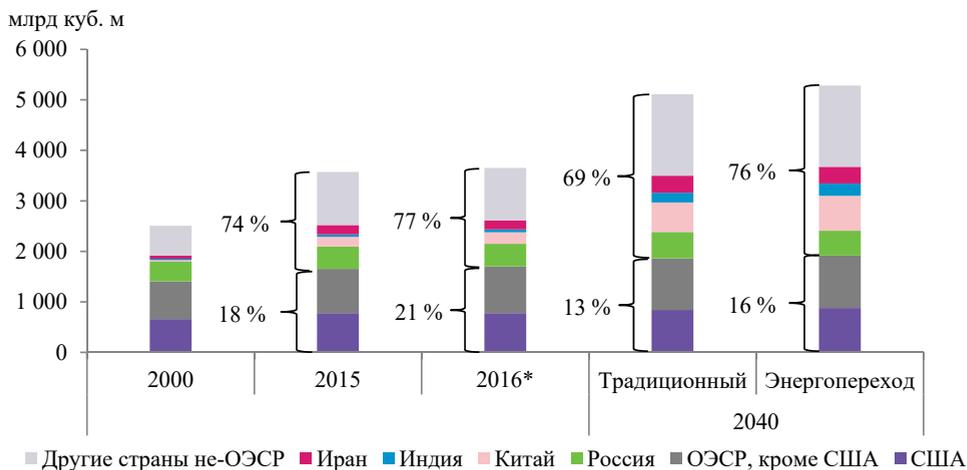
	2000	2005	2010	2015	2020		2025		2030		2035		2040		Темпы роста в 2015-2040 гг.	
					Традиционный	Энергопереход	Традиционный	Энергопереход								
Южная Корея	19	30	43	44	52	53	60	62	68	70	73	75	90	90	2,9 %	2,9 %
Япония	83	87	109	124	105	107	95	99	93	104	104	121	105	131	-0,7 %	0,2 %
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>182</b>	<b>273</b>	<b>399</b>	<b>494</b>	<b>694</b>	<b>714</b>	<b>861</b>	<b>913</b>	<b>1 009</b>	<b>1 101</b>	<b>1 126</b>	<b>1 260</b>	<b>1 249</b>	<b>1 422</b>	<b>3,8 %</b>	<b>4,3 %</b>
Индия	28	38	64	50	74	78	94	107	120	143	152	189	192	246	5,5 %	6,6 %
Индонезия	31	33	44	45	57	58	68	68	78	77	85	83	92	88	2,9 %	2,7 %
Китай	28	50	110	193	324	338	428	462	502	560	546	626	585	690	4,5 %	5,2 %
Малайзия	27	38	37	42	51	50	57	56	62	61	64	63	64	62	1,7 %	1,6 %
<b>Ближний Восток</b>	<b>174</b>	<b>255</b>	<b>374</b>	<b>470</b>	<b>518</b>	<b>514</b>	<b>582</b>	<b>577</b>	<b>647</b>	<b>636</b>	<b>713</b>	<b>688</b>	<b>782</b>	<b>741</b>	<b>2,1 %</b>	<b>1,8 %</b>
Иран	62	99	144	183	199	198	230	228	264	259	298	292	337	328	2,5 %	2,4 %
Саудовская Аравия	38	56	73	90	105	102	115	110	123	115	136	114	147	113	2,0 %	0,9 %
<b>Африка</b>	<b>57</b>	<b>89</b>	<b>106</b>	<b>128</b>	<b>153</b>	<b>152</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>197</b>	<b>199</b>	<b>223</b>	<b>226</b>	<b>246</b>	<b>250</b>	<b>2,6 %</b>	<b>2,7 %</b>
<b>Мир</b>	<b>2 507</b>	<b>2 865</b>	<b>33 20</b>	<b>3 562</b>	<b>3 939</b>	<b>39 52</b>	<b>4 306</b>	<b>4 344</b>	<b>4 584</b>	<b>4 676</b>	<b>4 852</b>	<b>4 985</b>	<b>5 125</b>	<b>5 283</b>	<b>1,5 %</b>	<b>1,6 %</b>
ОЭСР	1 406	1 481	1 620	1 654	1 754	1 756	1 802	1 806	1 806	1 827	1 837	1 870	1 863	1 916	0,5 %	0,6 %
не-ОЭСР	1 101	1 385	1 701	1 908	2 184	2 197	2 503	2 538	2 779	2 849	3 015	3 113	3 263	3 367	2,2 %	2,3 %

Источник: [2]

В страновом разрезе (Рисунок 100) в прогнозный период значительный прирост потребления произойдет за счет Китая и Индии.

**Уже в 2030-2035 гг. потребление газа в Китае может превысить спрос всех европейских стран.**

На Китай – мирового лидера по росту газопотребления – придется четверть мирового прироста спроса в Традиционном сценарии и 30 % в сценарии Энергопереход. Достигнув в 2040 г. значений в 585 и 690 млрд куб. м в обоих сценария соответственно, Китай по уровню спроса на газ превзойдет европейский регион с 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 двух азиатских странах превысит суммарный рост спроса в крупных регионах-производителях природного газа – в Северной Америке и на Ближнем Востоке. В Иране спрос на газ продолжает динамично расти, что обусловлено как экономическими и демографическими причинами, так и развитием внутренней газодобычи и инфраструктуры.



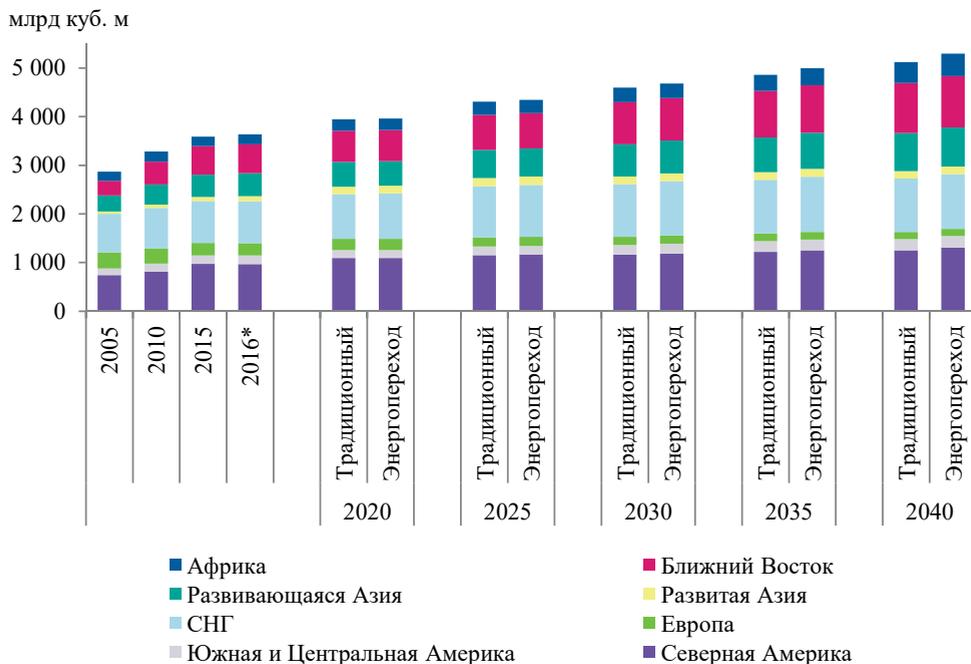
**Рисунок 100 – Спрос на газ по регионам и крупнейшим странам мира в 2015 и 2040 гг. и рост за 1990-2015 гг., 2015-2040 гг. по сценариям**

Источник: [2]

### Предложение газа

Доказанные запасы природного газа на конец 2016 г. составили более 215 трлн куб. м, а значит обеспеченность только разведанными запасами при текущих уровнях добычи составляет около 60 лет [115]. Тем не менее, в ответ на динамичный рост спроса будет наблюдаться наращивание объемов производства газа – по результатам расчетов мировая добыча энергоресурса увели-

чится на 40 % в период 2016 - 2040 гг., достигнув 5,1 трлн куб. м в Традиционном сценарии и на 45 %, достигнув 5,3 трлн куб. м в сценарии Энергопереход. 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 (Рисунок 101, Рисунок 102, Таблица 24).



**Рисунок 101 – Добыча природного газа в мире по двум сценариям, млрд куб. м**

Источник: [2]

*Европа – единственный регион, где ожидается сокращение добычи газа с 2015 по 2040 гг., причем более чем на 40 %. При этом в регионе в структуре производства сильно возрастет доля биогаза.*

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 участвовавшими случаями землетрясений в регионе – ожидается, что добыча будет сокращена до 12 млрд куб. м к 2022 г. и сведена к нулю к 2030 г. [129]. 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 2016 г.

До 2030 г. рост, а потом незначительное снижение добычи будет наблюдаться в странах Азии-ОЭСР. При этом Австралия – единственный экспортер газа в регионе и один из крупнейших экспортеров СПГ в мире, нарастит производство в 1,5 раза к 2040 г.

Наращивание производства на Ближнем Востоке в среднем на 2 % в год, направленное, в первую очередь, на удовлетворение растущих внутренних потребностей, связано, прежде всего, с ростом добычи природного газа в Иране более чем в два раза к 2040 г. В основном этот прирост пойдет на удовлетворение собственного быстрорастущего спроса. Возможности экспорта во многом будут определяться геополитической обстановкой и ситуацией с доступом к иностранным инвестициям и технологиям.

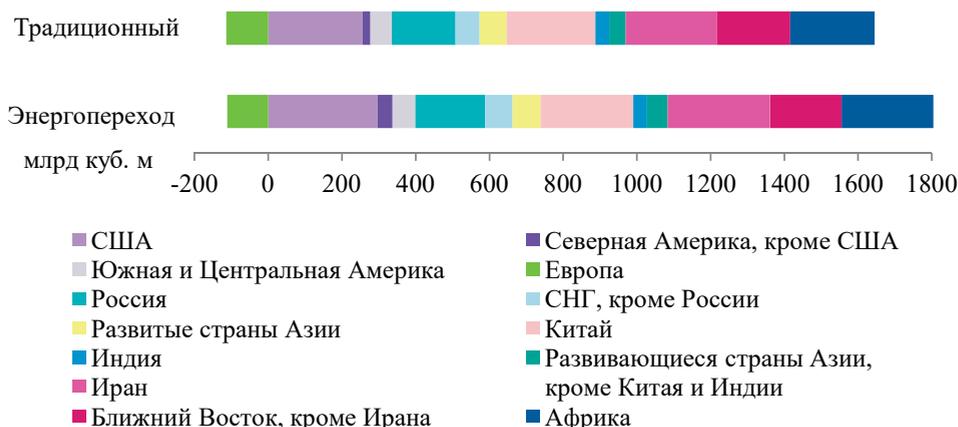


Рисунок 102 – Прирост добычи газа по регионам за 2015-2040 гг., млрд куб. м

Источник: [2]

**Иран остается одним из ключевых факторов неопределенности на мировом рынке. От развития геополитической ситуации будет зависеть выйдут ли в глобальную торговлю более 100 млрд куб. м газа.**

Среди развивающихся азиатских стран безусловным лидером останется Китай, где собственная добыча к 2040 г. продемонстрирует почти трехкратное увеличение. Вовлекаться в разработку будут различные источники природного газа – традиционный и сланцевый газ, метан угольных пластов и биогаз.

Доля СНГ в мировых объемах добычи снизится с 24 до 21 %, но при этом абсолютные объемы производства в регионе превысят 1 трлн куб. м, прежде всего, за счет наращивания добычи в России.

Вырастет производство газа также в странах Южной и Латинской Америки, преимущественно за счет наращивания объемов добычи шельфового газа в Бразилии и сланцевого газа в Аргентине, а также в странах Центральной и Восточной Африки за счет ввода крупных месторождений в Мозамбике и Танзании.

Таблица 24 – Добыча газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

	2005	2010	2015	2020		2025		2030		2035		2040		Темпы роста в 2015-2040 гг.	
				Традиционный	Энергопереход	Традиционный	Энергопереход								
Северная Америка	742	815	973	1 087	1 092	1 153	1 163	1 168	1 187	1 220	1 252	1 249	1 302	1,0 %	1,2 %
Канада	188	160	164	170	171	147	147	154	157	167	171	171	184	0,2 %	0,5 %
Мексика	43	51	42	37	37	34	35	34	34	37	41	55	62	1,1 %	1,6 %
США	512	604	767	880	884	972	981	980	996	1016	1 040	1 023	1 056	1,2 %	1,3 %
Южная и Центральная Америка	136	160	172	163	163	175	175	202	204	220	222	231	237	1,2 %	1,3 %
Аргентина	48	42	40	44	44	47	46	47	48	50	51	53	58	1,1 %	1,5 %
Бразилия	11	15	24	21	21	29	26	46	46	60	58	69	68	4,3 %	4,3 %
Европа	329	319	261	230	230	188	188	169	169	158	158	147	149	-2,3 %	-2,2 %
Норвегия	87	112	121	120	120	105	105	99	99	94	94	89	89	-1,2 %	-1,2 %
СНГ	797	828	861	923	931	1 050	1 066	1 071	1 108	1 094	1 130	1 087	1 109	0,9 %	1,0 %
Россия	628	657	638	694	699	771	783	804	826	818	851	835	843	1,1 %	1,1 %
Развитые страны Азии	44	67	82	150	158	168	173	156	159	158	164	155	158	2,6 %	2,7 %
Австралия	36	58	74	144	152	158	166	150	152	152	158	149	152	2,8 %	2,9 %
Развивающиеся страны Азии	331	418	460	509	507	580	582	665	675	720	744	783	804	2,2 %	2,3 %

Продолжение Таблицы 24

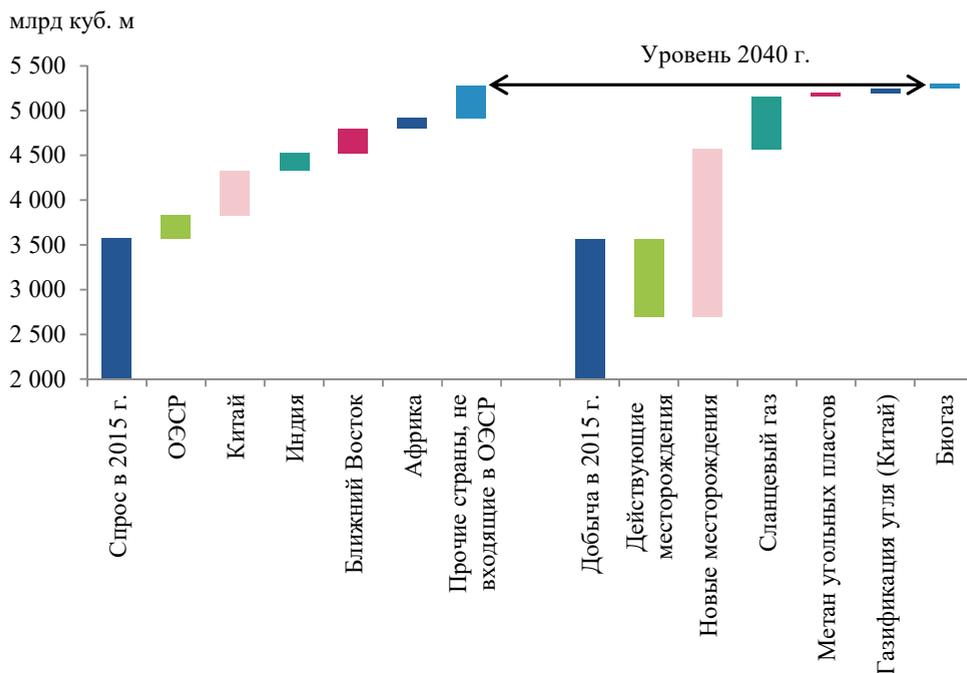
	2005	2010	2015	2020		2025		2030		2035		2040		Темпы роста в 2015-2040 гг.	
				Традиционный	Энергопереход	Традиционный	Энергопереход								
Индия	31	51	31	31	31	38	38	51	50	60	60	69	69	3,3 %	3,3 %
Индонезия	75	86	75	74	74	74	74	105	105	103	106	109	120	1,5 %	1,9 %
Китай	49	96	135	180	179	235	235	262	273	307	331	376	386	4,2 %	4,3 %
Малайзия	66	61	69	75	75	74	74	73	72	71	71	70	70	0,1 %	0,1 %
Ближний Восток	302	466	585	644	637	719	721	858	873	949	965	1 036	1 066	2,3 %	2,4 %
Ирак	2	5	7	11	13	15	20	22	30	33	45	46	64	7,8 %	9,3 %
Иран	99	144	184	205	200	238	235	298	307	360	377	422	452	3,4 %	3,7 %
Катар	45	121	164	182	181	187	194	247	252	246	252	250	255	1,7 %	1,8 %
Саудовская Аравия	56	73	87	105	102	115	110	124	115	136	114	147	113	2,1 %	1,1 %
Африка	187	210	198	233	235	273	276	295	301	334	351	437	457	3,2 %	3,4 %
Алжир	89	85	84	84	84	85	85	89	89	102	102	106	109	0,9 %	1,0 %
Египет	52	57	38	57	57	68	68	66	65	63	62	57	58	1,6 %	1,7 %
Мир	2 868	3 283	3 592	3 939	3 953	4 306	4 344	4 584	4 676	4 853	4 986	5 125	5 282	1,4 %	1,6 %

Источник: [2]

Крупнейшим производителем газа в мире останется североамериканский регион. Почти вдвое вырастет добыча газа в Мексике, в том числе за счет вовлечения в разработку месторождений сланцевого газа. Производство газа в Канаде к 2025 г. снизится почти на 15 %, но к 2040 г. восстановится за счет ускоренного роста добычи сланцевого газа.

Действующие месторождения постепенно истощаются и к 2040 г. смогут обеспечить уже менее 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 (Рисунок 103, Рисунок 104), 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 обоих сценариях, в том числе 19 % придется на сланцевый газ, 3 % — на метан угольных пластов и по 1 % — на газификацию угля и биогаз (Рисунок 104).

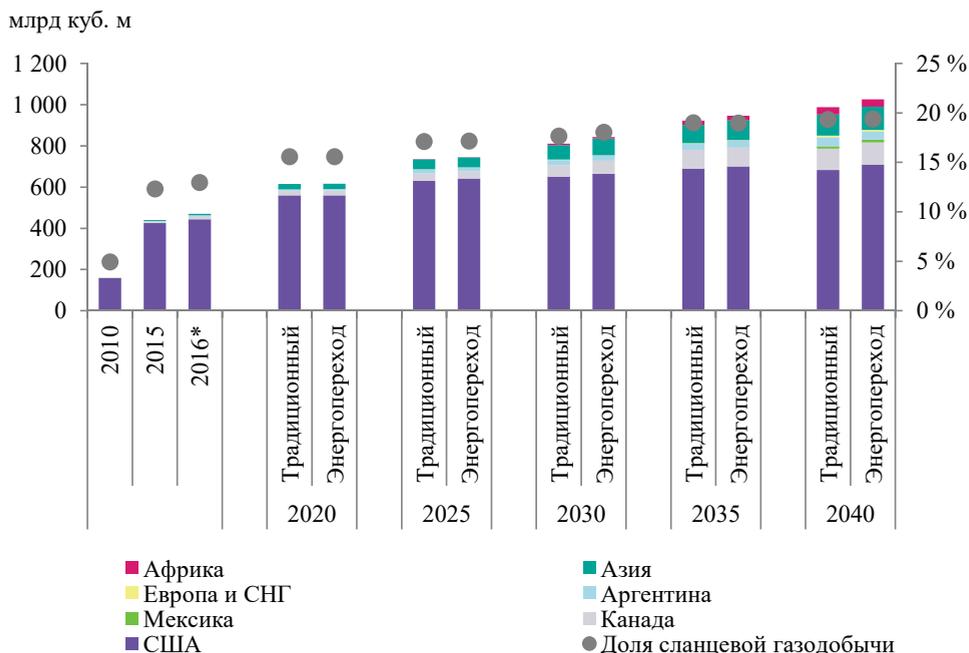
*Действующие месторождения смогут обеспечить менее 50 % добычи к 2040 г. Остальные поставки будут связаны с новыми проектами, включая нетрадиционные виды газа, газификацию угля и биогаз.*



**Рисунок 103 – Баланс спроса и предложения на газ в 2040 г. в сценарии Энергопереход**

Источник: [2]





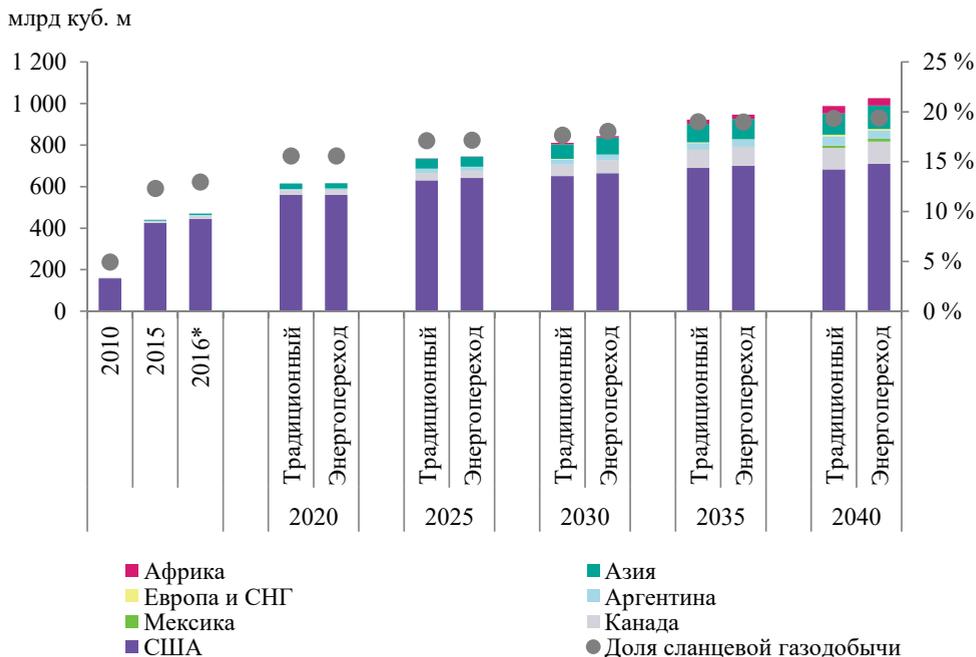
**Рисунок 105 – Добыча сланцевого газа по регионам и отдельным странам мира для двух сценариев, млрд куб. м**

Источник: [2]

*Объемы добычи газа низкопроницаемых пород будут увеличиваться, но подавляющая доля проектов будет концентрироваться в Северной Америке.*

Наиболее быстрыми темпами добыча сланцевого газа будет прирастать в период до 2025 г. К этому времени объемы добычи превысят 700 млрд куб. м, подавляющая часть которых придется на США. Затем производство в США стабилизируются, 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, немногим 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 из-за геологических и экономико-политических ограничений (Рисунок 106).

К 2040 г. доля сланцевого газа в мировой добыче достигнет 19 % в обоих сценариях. При этом в абсолютных объемах в сценарии Энергопереход по сравнению с Традиционным сценарием добыча сланцевого газа расширяется за счет США, Канады и Китая в связи с более высоким спросом на топливо и более высокими ценами на мировом рынке.



**Рисунок 106 – Доля США и других стран в объемах добычи сланцевого газа для двух сценариев**

Источник: [2]

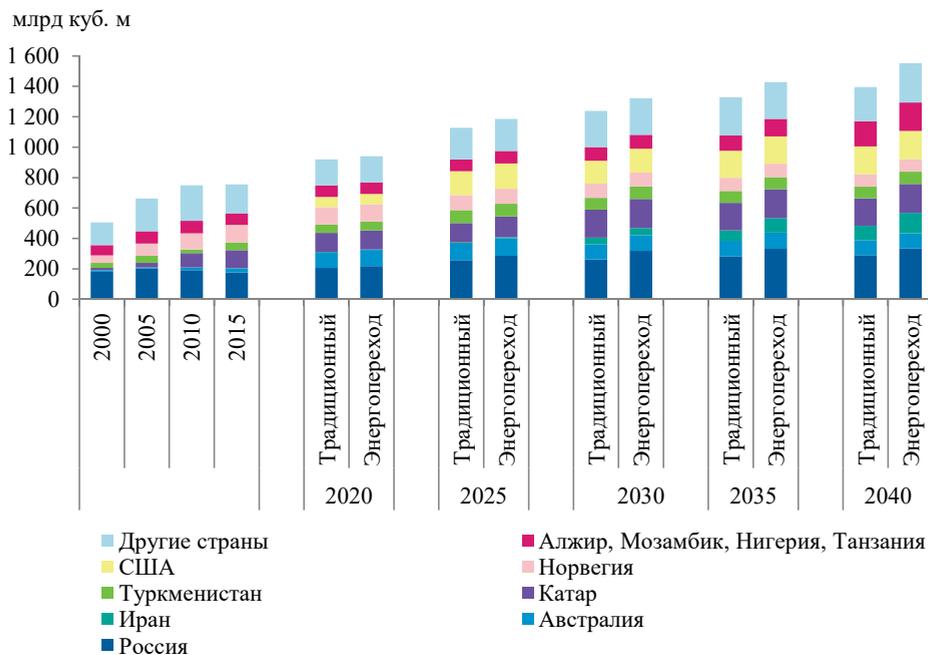
### Международная торговля газом

Конкуренция на ключевых газовых рынках усиливается как среди продавцов, так и среди покупателей. Мировая торговля газом продолжит набирать обороты – к 2040 г. её объемы увеличатся в 1,7-2 раза, превысив 1,4 трлн куб. м в Традиционном сценарии и 1,5 трлн куб. м в сценарии Энергопереход. При этом в течение прогнозного периода почти 85 % мирового чистого экспорта газа приходится всего на 11 стран, среди которых крупнейшим экспортером останется Россия с объемами экспорта 290 и 330 млрд куб. м в обоих сценариях. Помимо России в пятерку лидеров по объемам экспорта входят Катар, Иран, Австралия и США. Ускоренными темпами будут наращивать экспорт газа и африканские страны, преимущественно Нигерия, Мозамбик и Танзания (Рисунок 107).

### Объемы мировой торговли газом увеличатся в 1,7-2 раза к 2040 г.

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. приходятся всего на 10 стран. Среди них пятерка крупнейших импортеров газа – Китай, Индия, Япония, Германия и Корея, на которых приходится половина мирового чистого импорта газа. Япония уступит первое место среди импортеров природного газа Китаю и Индии, теперь лишь замыкающая тройку лидеров, в то время как Китай увеличит импорт в 3 раза в Традиционном сценарии и в 4 раза в сценарии Энергопереход, а Индия в 7 и 9 раз соответственно (Рисунок 108).



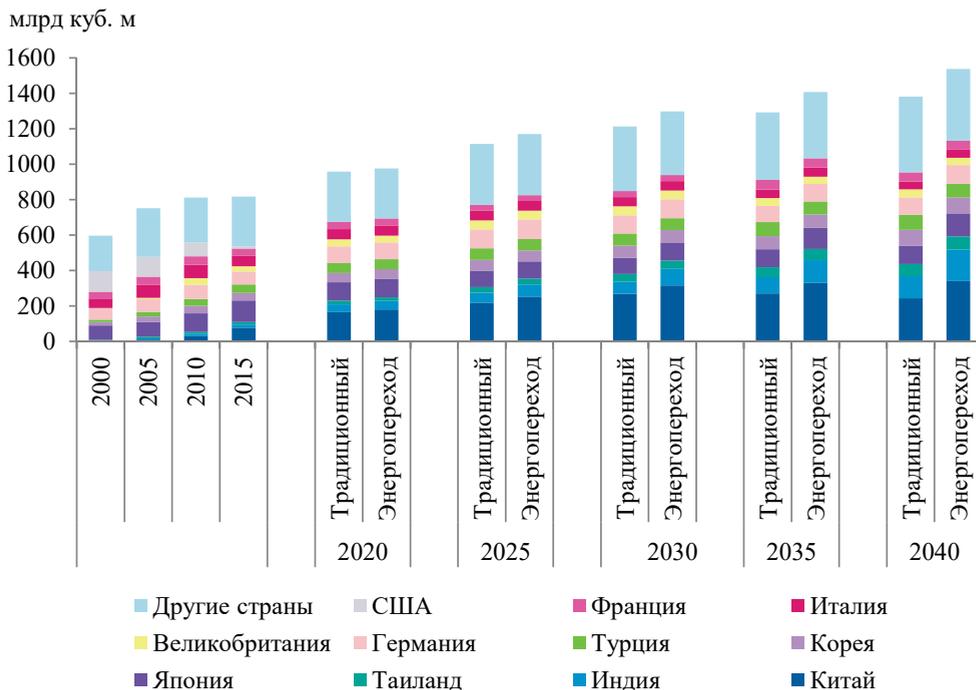
**Рисунок 107 – Мировой чистый экспорт газа по странам для двух сценариев**

Источник: [2]

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 пика импорта газа после 2035 г. в Традиционном сценарии, в сценарии Энергопереход прохождение пика импорта вероятно после 2040 г. В связи с этим появляется неопределенность для крупных газовых проектов с поставками в Китай, реализация которых планируется после 2035 г.

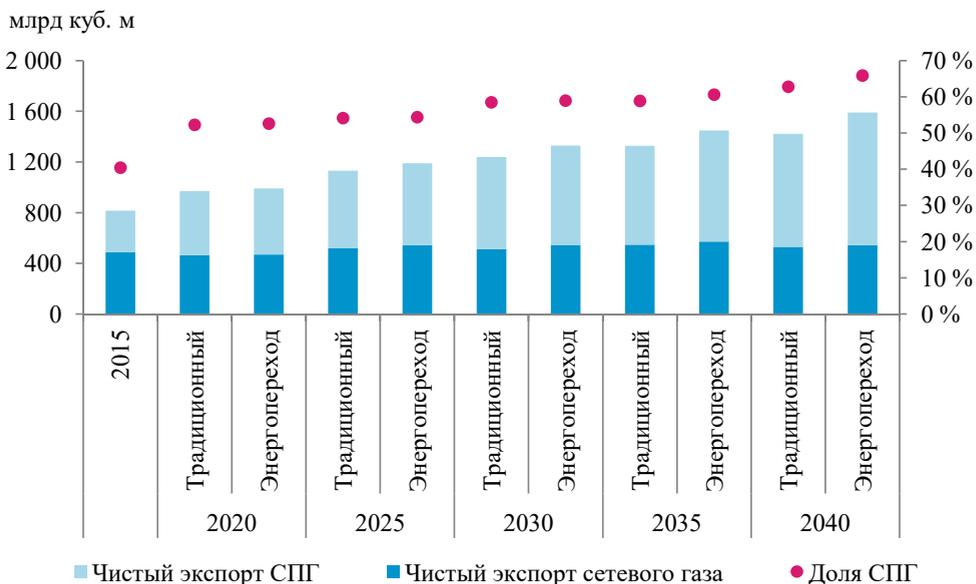
Поставки трубопроводного газа к 2040 г. увеличатся на 10 %, причем основной рост будет обусловлен увеличением импорта в Китай. В то же время поставки СПГ увеличатся почти на 70 %, а их доля в общих объемах мировой торговли вырастет до 65 % (Рисунок 109).

*Доля поставок СПГ в мировой торговле достигнет 65 %.*



**Рисунок 108 – Мировой чистый импорт газа по странам для двух сценариев**

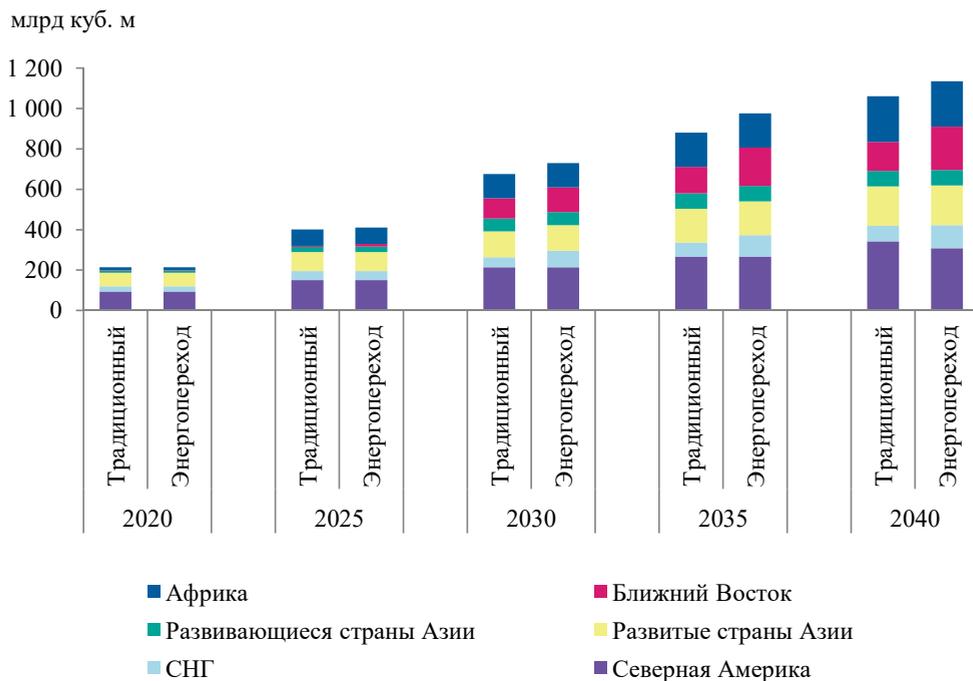
Источник: [2]



**Рисунок 109 – Мировой чистый экспорт сетевого газа и СПГ по двум сценариям**

Источник: [2]

Рост числа потребителей СПГ и расширение географии поставок, особенно на рынки значительно удаленные от центров производства газа, способствуют росту значимости СПГ в мировой торговле газом. В ответ на рост спроса, быстрыми темпами расширяется предложение СПГ, главным образом из США, Австралии и России (Рисунок 110). Еще одним потенциально крупным поставщиком СПГ может стать Иран, однако неопределенность относительно прироста мощностей в стране в условия геополитической напряженности достаточно высокая.



**Рисунок 110 – Накопленный прирост мощностей по сжижению газа по регионам мира по двум сценариям за период с 2015 г.**

Источник: [2]

В 2016 г. торговля СПГ достигла 258 млн т, и уже в 2017 г. продемонстрировала второй за всю историю СПГ-индустрии скачок почти на 40 млн т, достигнув 293 млн т. В 2018 г. объем мировой торговли СПГ увеличился ещё почти на 10 %. К 2025 г. ожидается увеличение мощностей по сжижению в мире примерно на четверть.

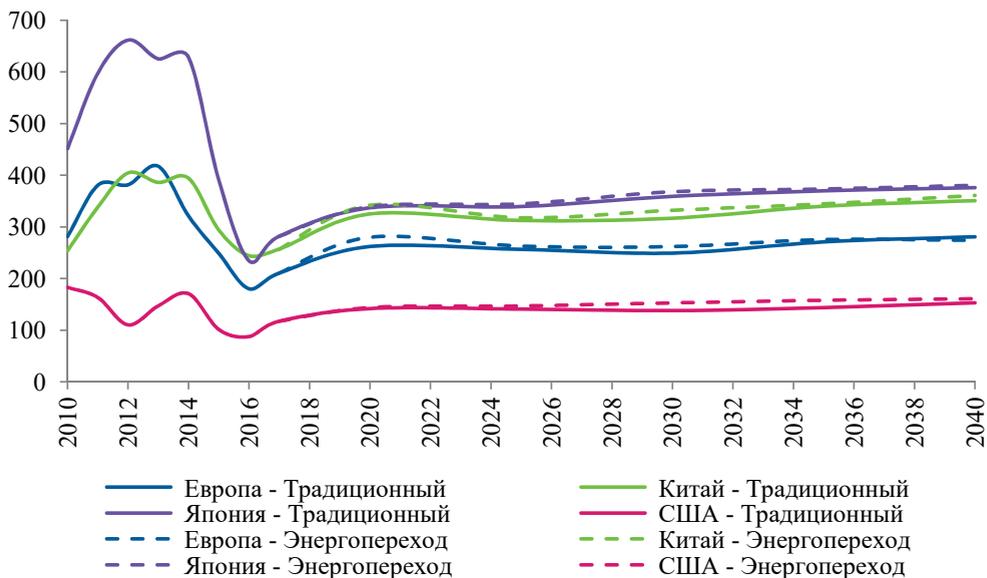
Быстрыми темпами увеличиваются и регазификационные мощности - на конец 2017 г. их суммарный объем составил почти 850 млн т/г, еще 88 млн т/г находились на стадии сооружения, почти три четверти которых расположились в Азии.

После существенного падения газовых цен на рынках Европы и Азии в 2014-2016 гг., во многом повторившего динамику нефтяных котировок, начал-

ся их рост, связанный, опять же, с восстановлением нефтяных цен, к которым по-прежнему привязана значительная часть газовых контрактов, а также с ускоренным ростом спроса на газ.

В перспективе в обоих сценариях до 2040 г. ожидается сохранение межрегиональной ценовой дифференциации и сдержанный рост цен во всех регионах мира, обусловливаемый увеличением мирового спроса на газ, в особенности, в развивающихся странах, издержек на его добычу, экологическими инициативами. Цены на газ в США будут расти в связи с развитием экспорта СПГ и удорожанием добычи сланцевого газа, достигая к 2040 г. 153-161 долл. 2017 г./тыс. куб. м (Рисунок 111).

долл. 2017 г./тыс. куб. м



**Рисунок 111 – Прогнозные средневзвешенные цены на газ на региональных рынках по двум сценариям**

Источник: [2]

**Цены газа приобретут ярко выраженную сезонную окраску с возможными перепадами более чем в 2 раза в отдельных регионах.**

Одним из ключевых изменений в ценовой ситуации на газовом рынке станет формирование ярко выраженной сезонности. На европейском рынке цены зимой и летом могут отличаться более чем в 2 раза. Это будет связано с постепенным уходом рынка от нефтяной привязки (где не наблюдается такой сезонности) и переходом на конкуренцию «газ-газ». При этом к стандартному для газового рынка дисбалансу спроса, связанному с периодами отопления, добавится новый дисбаланс, связанный с сезонной неравномерностью производ-

ства на ВИЭ. Если летом значительная часть выработки электроэнергии может обеспечиваться солнечной энергией, то зимой для этого потребуются другие источники, и происходить это будет в условиях увеличения спроса на электроэнергию и появления потребности в отоплении. Ситуация с балансировкой рынка будет отличаться по странам. Если вблизи экватора рост нагрузки можно ожидать летом в связи с потребностью в кондиционировании и отсутствием систем отопления в зимний период, то по мере удаления от экватора всё более ярко выраженный пик будет в зимний период. Таким образом, рынок будет формировать отличающиеся ценовые сигналы по регионам, что будет создавать экономические стимулы для развития гибких механизмов портфельной торговли с перенаправлением поставок.

*Разные условия балансировки рынка по регионам и странам и отличия в динамике спроса будут создавать экономические стимулы для развития гибких механизмов портфельной торговли с перенаправлением поставок.*

### *Комплексное сравнение сценариев*

Выделим особенности развития рынка газа, характерные для обоих сценариев:

- 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;
- 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.
- европейские страны продолжают наращивать импорт газа из-за снижения собственной добычи. Однако темпы прироста импорта будут снижаться из-за прохождения пика спроса на газ и замедления сокращения добычи в абсолютных объемах;
- спрос на газ продолжит увеличиваться как в ОЭСР, так и в не-ОЭСР, но темпы прироста сильно замедлятся в сравнении с предыдущими периодами. Часть стран ОЭСР пройдет пик потребления газа;
- доля нетрадиционного газа, в том числе сланцевого и биогаза, в общей структуре производства будет увеличиваться;
- газ будет высоко востребован в электроэнергетике. В промышленности и домохозяйствах есть потенциал увеличения доли газа по мере

сокращения использования угля, но после этого будет снижаться и доля газа, уступая более универсальной электроэнергии;

- неизбежен рост участников мировой торговли газом, как на стороне предложения, так и на стороне потребления.

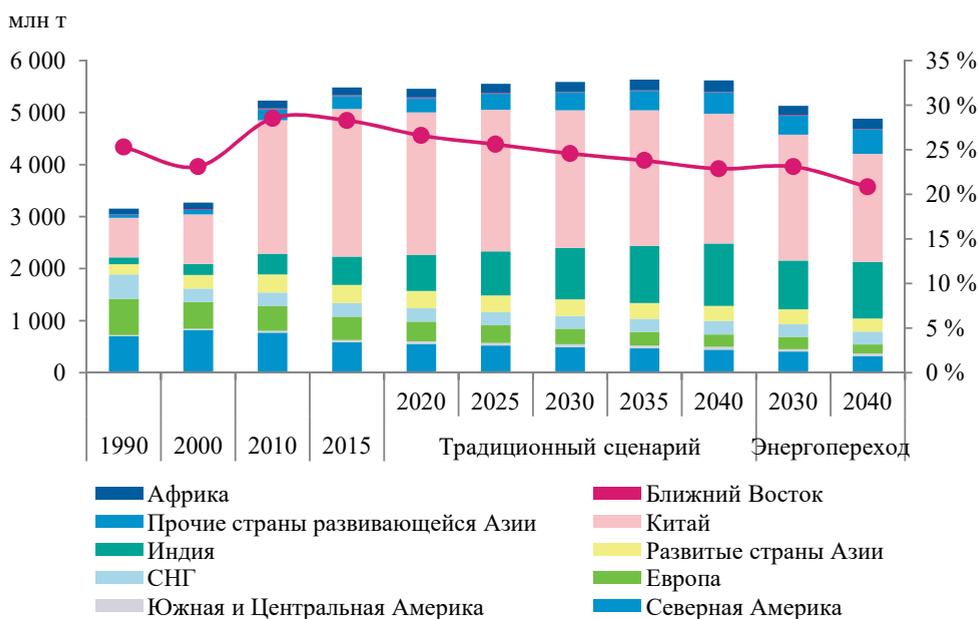
Реализация параметров, заложенных в сценарий Энергопереход, приведет к дополнительным изменениям на рынке:

- рост спроса на электроэнергию будет способствовать появлению дополнительных ниш в области её производства (в сравнении со сценарием Традиционный), 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;
- 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 транспортном рынке;
- всё большую популярность будут приобретать схемы автономного энергоснабжения, в том числе с использованием газа;
- газ получает новые возможности по использованию на морском транспорте. Но реализация этих возможностей будут 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  $\text{CO}_2$ ;
- 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;
- большинство из особенностей, выделенных выше для сценария Энергопереход, характерны и для Традиционного сценария, но в сценарии Энергопереход эффект их воздействия заметно усиливается.

### 3.8. РЫНОК ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

#### Спрос на твердое топливо

Твёрдые виды топлива (уголь, твёрдая биомасса и др.) в 2015 г. покрывали 38 % общего энергопотребления в мире, при этом на уголь приходилось 28,3 % от мирового энергопотребления. В прогнозном периоде во всех сценариях к 2040 г. ожидается снижение спроса на уголь в абсолютном выражении от нынешних отметок (Рисунок 112), и как следствие, – дальнейшее снижение его доли в мировом энергобалансе.



**Рисунок 112 – Прогноз потребления угля по регионам мира для двух сценариев**

Источник: [2]

В Китае доля угля в общем энергобалансе страны росла с 51,6 % в 1980 г. до 65,9 % в 2015 г., но период роста сменяется периодом неизбежного снижения. В Традиционном сценарии доля угля к 2040 г. сократится до уровня 45,4 %, в сценарии Энергопереход – до 41,1 %. Индия, увеличившая долю угля за 35 лет с 22 % в 1980 г. до 44,2 % в 2015 г., в перспективе на 2040 г. в Традиционном сценарии незначительно нарастит эту долю до 44,5 %, в сценарии Энергопереход наоборот, сократит ее до 42 % несмотря на общий рост объемов потребления угля. Развитые страны стабильно сокращают долю потребляемого угля в общем объеме потребляемой энергии, вне зависимости от сценария.

Уголь на протяжении рассматриваемого периода до 2040 г. останется одним из самых дешевых и доступных источников энергии. Соответственно именно он будет основой экономического роста для стран, которые пока не

готовы платить больше за другие ресурсы, а экологические проблемы которых имеют меньший приоритет, чем экономическое развитие.

Ещё десятилетие назад развитие чистых угольных технологий считалось одним из приоритетов технологического развития в энергетике, которое открывает для огромных запасов угля новые возможности использования по всему миру. Но, несмотря на большие усилия и масштабные НИОКР, эти надежды не оправдались. Сегодня действительно есть технологии, которые за счет систем очистки позволяют работать угольным электростанциям практически без вредных выбросов. Но стоимость этих систем (мембраны и пр.) нивелирует всю дешевизну угля в сравнении с другими источниками энергии. К тому же отфильтрованные вредные вещества хоть и не выбрасываются в воздух, но всё равно требуют утилизации. Технологии захоронения CO<sub>2</sub> под землей (CCS - Carbon Capture and Storage) также не получили широкого распространения из-за дополнительных затрат на транспортировку и закачку, ограниченных возможностей применения и возможных последующих негативных влияний – выбросов газа в атмосферу, стимулирования сейсмической активности и т.д.

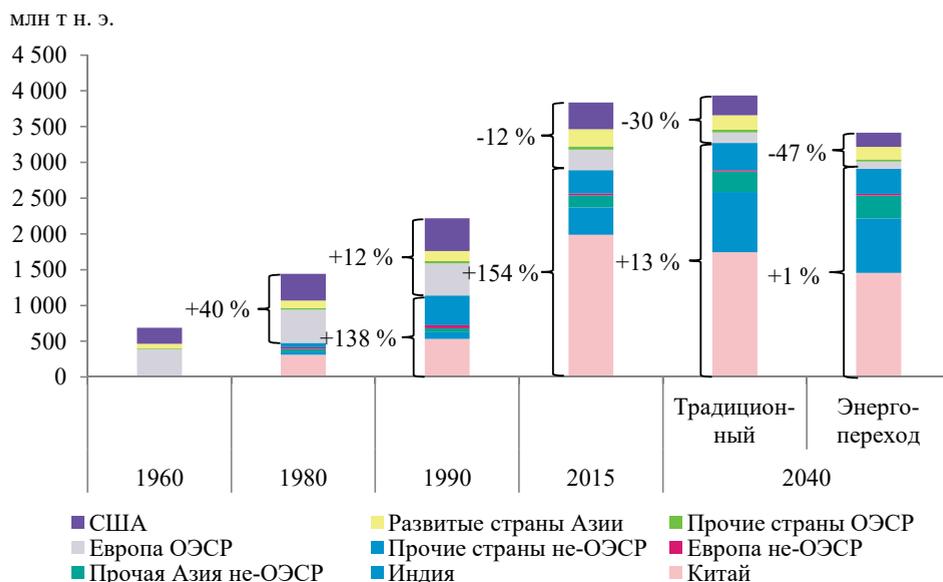
Страны с развитой экономикой и технологиями ставят задачу постепенного снижения доли угля в энергобалансе, главным образом, для уменьшения вредных выбросов в атмосферу.

Ключевым драйвером сокращения мирового спроса на уголь станет резкое сокращение потребления этого вида ископаемого топлива в странах ОЭСР, стимулируемое общим снижением энергопотребления, направленной 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 еще в 2013 г., в 2015 г. занимал 52 % в мировом потреблении угля (Рисунок 113).

***Сокращение потребления угля в странах ОЭСР только в Традиционном сценарии будет компенсировано приростом в не-ОЭСР. При этом в обоих сценариях мир пройдет к 2040 г. пик потребления угля.***

Во всех сценариях Индия становится новым ключевым рынком сбыта угля. Страна, апеллируя к дешевизне ресурса и наличию достаточно солидных собственных запасов (97,7 млрд т, что соответствует 136 годам текущего потребления) планирует, в отличие от всех остальных крупнейших мировых экономик, развивать угольную промышленность и существенно наращивать его потребление (Таблица 25).

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. Основная часть запасов, порядка 76 %, сосредоточена в США (24,2 %), России (15,5 %), Австралии (14 %), Китае (13,4 %) и Индии (9,4 %).



**Рисунок 113 – Прирост потребления угля в странах ОЭСР и в странах, не входящих в ОЭСР, за периоды 1960-1980 гг., 1980-1990 гг., 1990–2015 гг. и 2015–2040 гг., Традиционный сценарий и сценарий Энергопереход**

Источник: [2]

**Таблица 25 – Прогноз потребления угля по регионам и крупнейшим странам для двух сценариев, млн т у. т.**

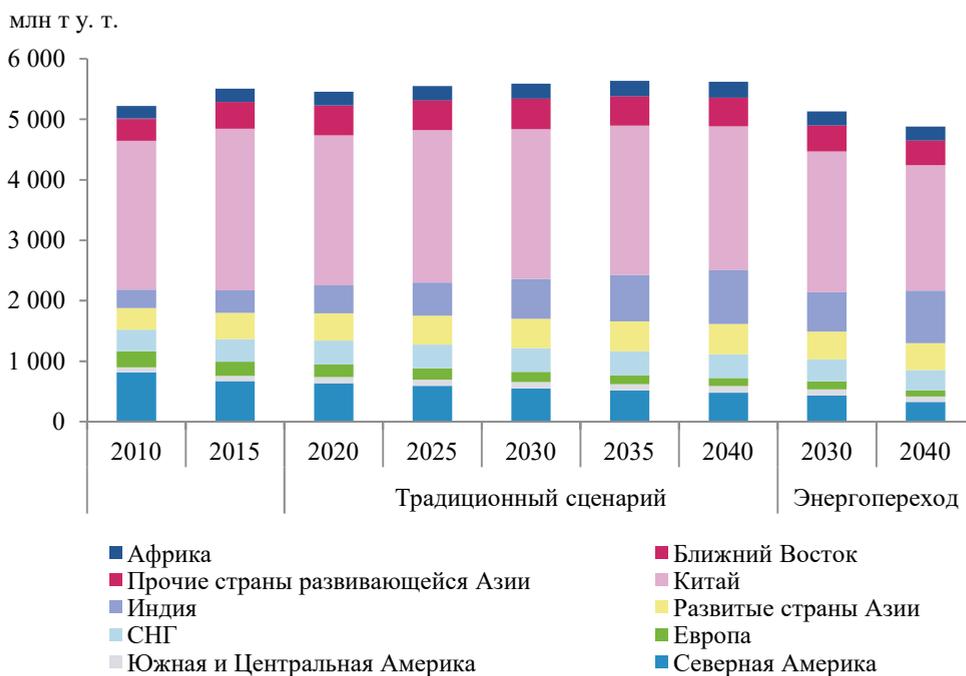
	Традиционный						Энергопереход		Темпы роста в 2015-2040 гг.	
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2030	2040	Традиц.	Энергопереход
Северная Америка	580	551	520	492	465	440	404	319	-1,1 %	-2,4 %
Юж. и Центр. Америка	48	51	54	55	56	58	49	50	0,8 %	0,1 %
Европа	446	379	336	297	264	236	237	174	-2,5 %	-3,7 %
СНГ	266	256	250	251	251	259	242	247	-0,1 %	-0,3 %
Развитые страны Азии	347	335	323	317	303	289	286	252	-0,7 %	-1,3 %
Развивающиеся страны Азии	3 630	3 706	3 879	3 974	4 076	4 104	3 721	3 627	0,5 %	0,0 %
Индия	541	695	850	987	1100	1 200	937	1 085	3,2 %	2,8 %
Китай	2 841	2 738	2 722	2 647	2 603	2 493	2418	2 078	-0,5 %	-1,2 %
Ближний Восток	14	12	12	12	11	11	12	10	-1,1 %	-1,3 %
Африка	153	166	178	192	210	224	177	200	1,5 %	1,1 %
Мир	5 484	5 456	5 552	5 589	5 636	5 621	5 128	4 880	0,1 %	-0,5 %

Источник: [2]

### Предложение твердого топлива

В 2017 г. основными регионами добычи являлись страны не-ОЭСР Азии (63,8 %), страны Азии ОЭСР (8 %), Северная Америка (10,8 %) и СНГ (7,2 %). При этом 84,6 % добычных мощностей сконцентрировано в 6 странах: Китае (46,4 %), США (9,8 %) Австралии (7,9 %), Индии (7,8 %), Индонезии (7,2 %) и России (5,5 %).

В прогнозном периоде ключевые страны производители продолжают обеспечивать основные объемы поставок на мировые рынки. К 2040 г. производство угля составит 5621 млн т в Традиционном сценарии и 4880 млн т в сценарии Энергопереход (Рисунок 114).



**Рисунок 114 – Прогноз добычи угля по регионам мира для двух сценариев**

Источник: [2]

До 2040 г. США будут сокращать добычу, оставаясь при этом нетто-экспортером. Австралия в Традиционном 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.

На протяжении прогнозного периода на рынке угля будет сохраняться высокая неопределенность, что связано с зависимостью от двух ключевых крупнейших игроков – Китая и Индии, обеспечивающих основной спрос.

Пик добычи угля в Китае, который ранее ожидался в период до 2025 г., наступил уже в 2013-2014 гг. Производство угля, как и спрос к 2018 г. частично

восстановились после существенного снижения в 2016 г., но скорее всего уже не вернется к рекордным уровням 2013 г. В Традиционном сценарии к 2040 г. собственная добыча Китая сократится на 5,3 % по отношению к 2016 г. В сценарии Энергопереход снижение пройдет ускоренными темпами – на 17,5 % до 2379 млн т и 2073 млн т соответственно. Снижение собственного спроса в отдельные временные периоды позволяет Китаю отказываться от импорта и осуществлять экспорт.

В целом до 2040 г. страны развитой и развивающейся Азии будут обеспечивать до 75 % добычи в Традиционном сценарии, и 78 % в сценарии Энергопереход.

**Таблица 26 – Прогноз добычи угля по регионам и крупнейшим странам для двух сценариев, млн т у. т.**

	Традиционный						Энергопереход		Темпы роста в 2015-2040 гг.	
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2030	2040	Традиц.	Энергопереход
Северная Америка	470	446	414	386	360	337	304	227	-1,3 %	-2,9 %
Южная и Центральная Америка	62	69	72	73	74	75	69	67	0,8 %	0,3 %
Европа	166	148	131	116	103	92	96	67	-2,3 %	-3,6 %
СНГ	261	276	276	276	277	278	253	238	0,3 %	-0,4 %
Развитые страны Азии	301	318	332	342	348	351	320	311	0,6 %	0,1 %
Развивающиеся страны Азии	2 442	2 402	2 496	2 547	2 604	2 617	2 387	2 343	0,3 %	-0,2 %
Индия	264	320	387	459	536	620	456	608	3,5 %	3,4 %
Китай	1 868	1 738	1 761	1 733	1 728	1 666	1 631	1 451	-0,5 %	-1,0 %
Ближний Восток	1	1	1	1	1	1	1	1	0,2 %	0,2 %
Африка	155	159	165	171	177	183	160	163	0,7 %	0,2 %
Мир	3 857	3 819	3 886	3 912	3 945	3 934	3 590	3 416	0,1 %	-0,5 %

Источник: [2]

### *Межрегиональная торговля углем и цены*

Межрегиональная торговля углем в Традиционном сценарии несколько увеличится, с нынешних 990 млн т до 1069 млн т к 2040 г., что объясняется более высоким объемом импорта прежде всего со стороны развивающихся стран Азии (кроме Китая), тогда как в сценарии Энергопереход объемы торговли сократятся до 854 млн т, что неизбежно приведет к росту концентрации рынка и усилению конкурентной борьбы между поставщиками за сужающуюся экспортную нишу (Рисунок 115).

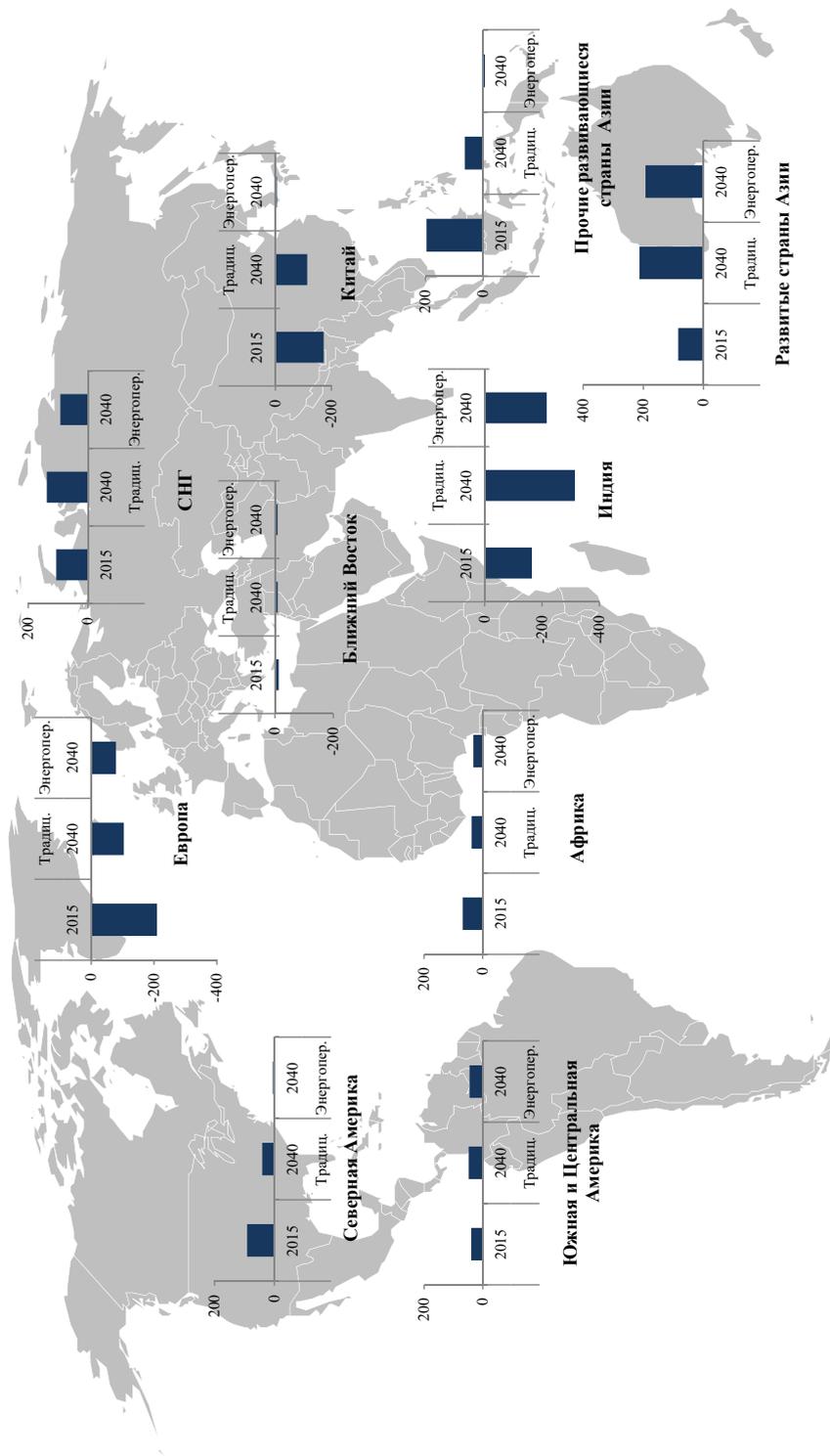


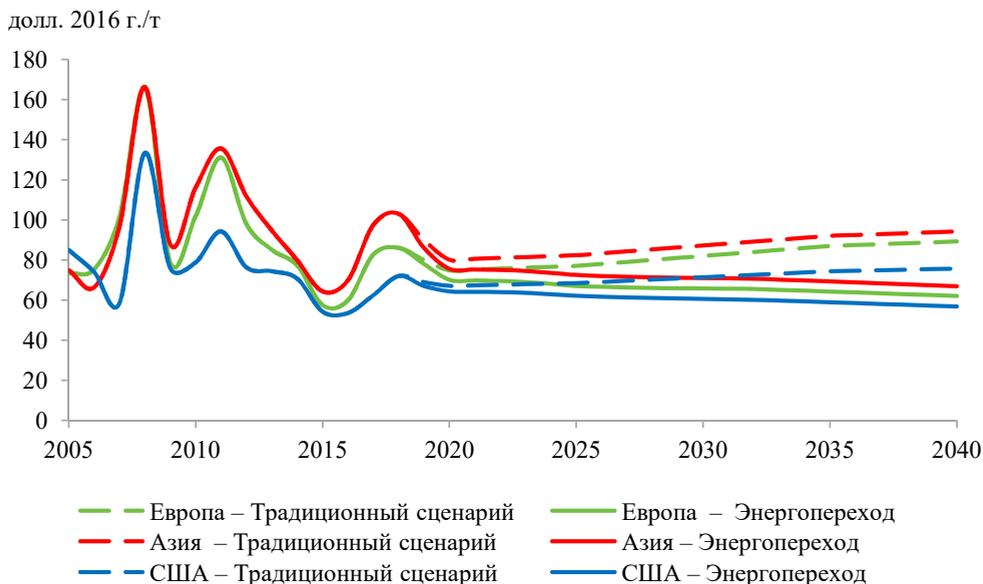
Рисунок 115 – Международная торговля углем в 2040 г. по сценариям в сравнении с 2015 г., млн т у. т. (положительные значения – экспорт, отрицательные – импорт)

Источник: [2]

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

В Традиционном сценарии, в начале прогнозного периода (до 2025 г.) ожидается, что цены угля будут возрастать от нынешних отметок в 68 долл. 2016 г./т, до 82 долл. 2016 г./т, под воздействием прироста спроса в Китае и Индии, который потребует увеличения объемов мирового производства угля. Азиатские рынки за счет ценового арбитража подтянут вверх и европейские цены, которые, однако, останутся ниже китайских и индийских на 5 долл. 2016 г./т. В период 2025-2030 гг. на фоне сокращения импорта угля в Китай цены мирового угольного рынка несколько снизятся, до отметок в 85 долл. 2016 г./т в Азии и 80 долл. 2016 г./т в Европе, после чего начнут восстанавливаться под воздействием естественной эскалации производственных затрат и необходимости перехода на более сложные месторождения для удовлетворения медленно растущего мирового спроса.

В сценарии Энергопереход развитие ВИЭ, накопителей и ускоренный прирост газовой генерации в условиях ужесточающейся политики в части выбросов CO<sub>2</sub> способствуют снижению мировой потребности в твердом топливе. Сочетание этих факторов закономерно приводит к тому, что цены в этом сценарии оказываются ниже значений Традиционного сценария, как для азиатского, так и для европейского рынков (Рисунок 116).



**Рисунок 116 – Ретроспектива и прогноз цен на уголь в период с 2010 по 2040 г. для двух сценариев**

Источник: [2]

### *Комплексное сравнение сценариев*

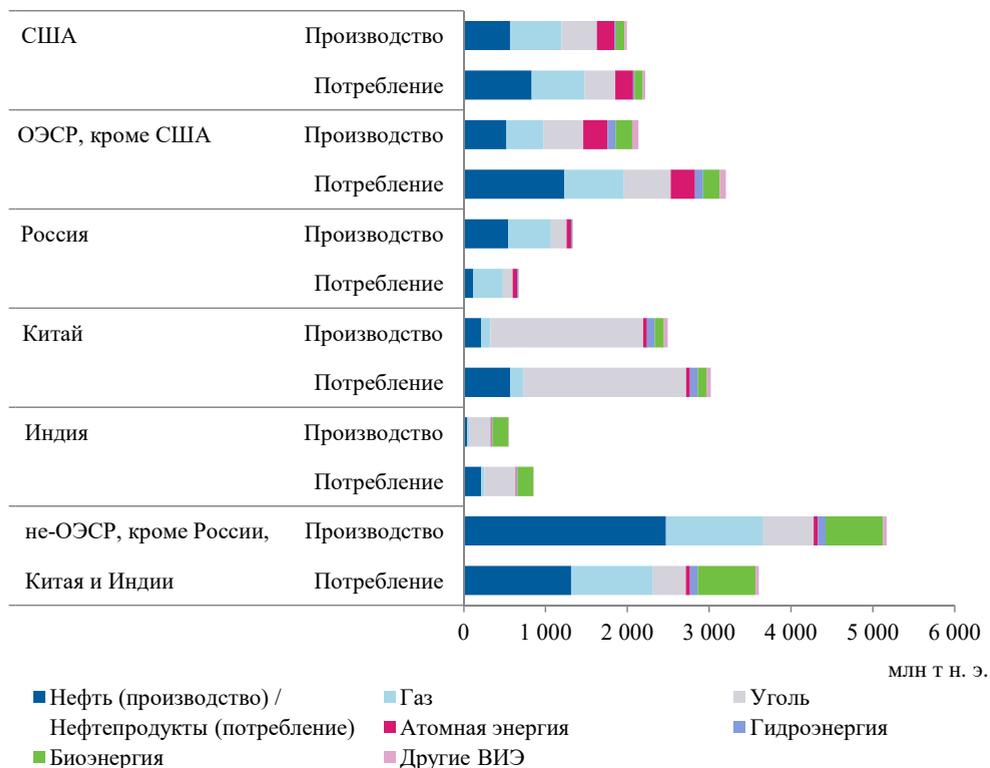
Выделим несколько важнейших направлений изменения рынка угля, характерных для обоих рассматриваемых сценариев:

- прохождение пика потребления угля в мире;
- снижение потребления угля в ОЭСР на всем протяжении до 2040 г.;
- Китай сокращает использование угля, но другие страны не-ОЭСР Азии наращивают его потребление на всем горизонте до 2040 г. Именно азиатский рынок становится основным торговым сегментом;
- 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 решений;
- в сценарии Энергопереход условия функционирования угольной отрасли существенно ухудшаются;
- если в Традиционном сценарии мир проходит пик потребления угля только к окончанию рассматриваемого периода, то в сценарии Энергопереход уже до 2020 г. При этом страны не-ОЭСР проходят пик в 2033 г.;
- если в Традиционном сценарии цены на уголь относительно устойчивы, поскольку сокращение потребления идет, в том числе, в крупных странах производителях, а объем мировой торговли поддерживается новыми импортерами, то в сценарии Энергопереход снижение цен угля становится неизбежным.

### 3.9. ПОЗИЦИИ КЛЮЧЕВЫХ ИГРОКОВ

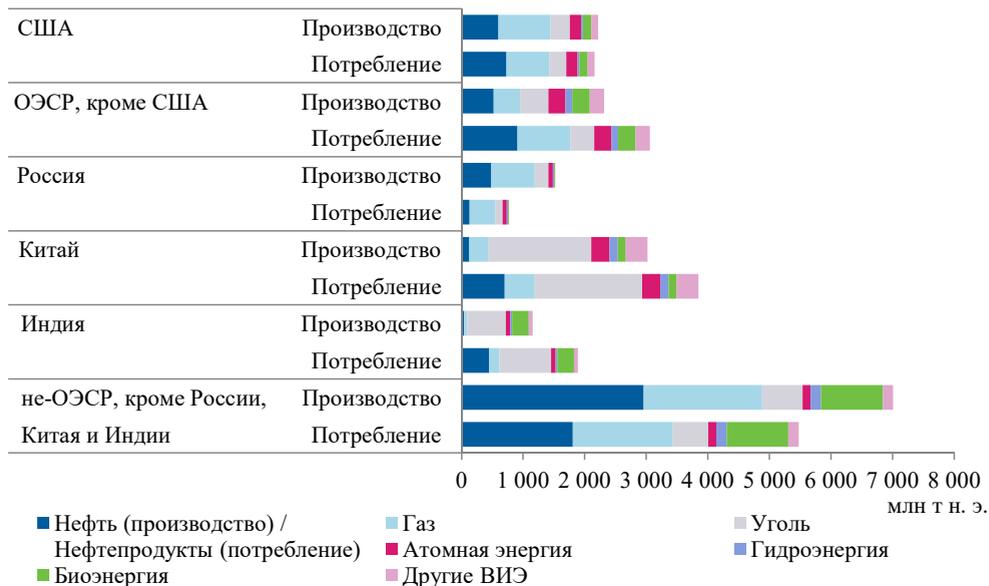
Основной рост производства энергоресурсов будет обеспечен странами, не входящими в ОЭСР, чья доля в обоих сценариях превысит 70 %. Среди ископаемых энергоресурсов наиболее высокими темпами будут расти объемы производства природного газа, нефть и уголь с высокой вероятностью пройдут пики своего потребления. Тем не менее, углеводородное топливо будет постепенно уступать свое доминирующее положение в пользу быстрорастущих ВИЭ и в отдельных странах атомной энергии.

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. Индия станет лидером по темпам роста производства и потребления первичной энергии, удвоив эти объемы (Рисунок 117, Рисунок 118).



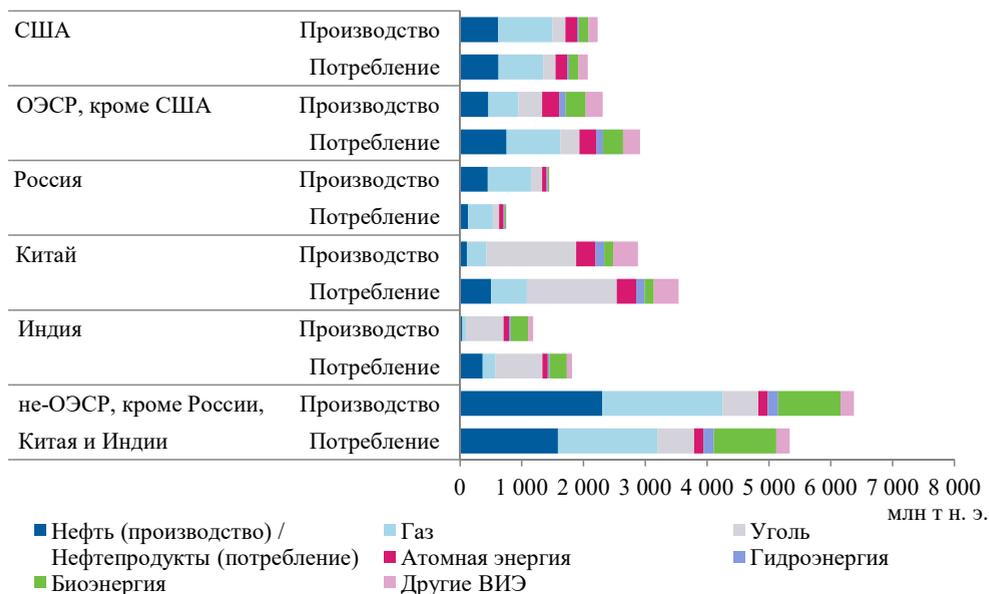
**Рисунок 117 – Производство и потребление энергоресурсов в мире по видам топлив в 2015 г.**

Источник: [2]



**Рисунок 118 – Производство и потребление энергоресурсов в мире по видам топлив в 2040 г., Традиционный сценарий**

Источник: [2]



**Рисунок 119 – Производство и потребление энергоресурсов в мире по видам топлив в 2040 г., сценарий Энергопереход**

Источник: [2]

## РАЗДЕЛ 4.

# ВОЗДЕЙСТВИЕ ИЗМЕНЕНИЯ МИРОВЫХ РЫНКОВ НА ЭНЕРГЕТИКУ РОССИИ

Стремительный ход научно-технологического прогресса, изменяющий конфигурацию мировых энергетических рынков, воздействует и на российский экспортный потенциал и перспективы добычи.

### *Нефтяная отрасль*

Перспективы России на мировом нефтяном рынке во многом будут определяться не только спросом, но и собственными возможностями добычи. Несмотря на то, что в перспективе до 2040 г. стране удастся сохранить позиции одного из лидеров среди экспортёров сырой нефти, снижение абсолютных объемов экспорта жидких углеводородов от текущих отметок видится практически неизбежным (Рисунок 120).

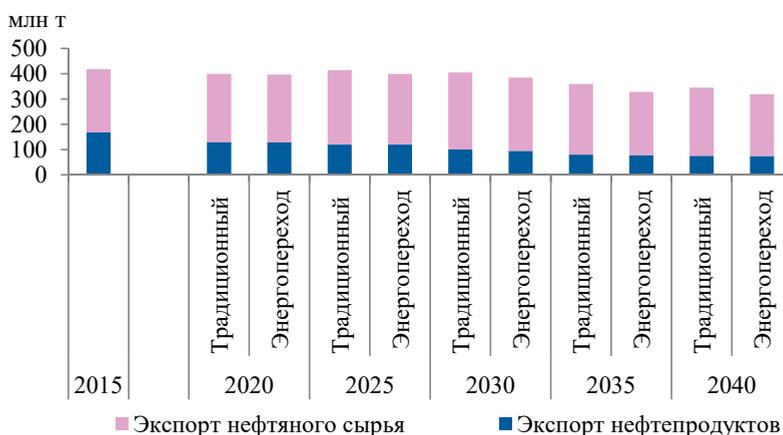


Рисунок 120 – Экспорт жидких углеводородов из России по сценариям

Источник: [2]

Экспортные поставки нефтяного сырья (нефти и газового конденсата) в перспективе до 2030 г. в Традиционном сценарии (до 2025 г. в сценарии Энергопереход) могут даже возрасти. Однако обусловлен этот рост будет не долгосрочным устойчивым увеличением добычи, а скорее опережающим снижением объемов переработки внутри страны (с 285 млн т в 2015 г. до 200 млн т к 2040 г.), что позволит высвободить дополнительные объемы сырья для осуществления экспортных поставок. При этом на фоне снижения поставок нефтяного сырья в западном направлении, есть потенциал для увеличения экспорта в Азию.

Снижение мощностей по переработке в сочетании с пусть и небольшим, но приростом спроса на нефтяные топлива внутри страны, приводит к существенному сокращению экспорта продукции российских НПЗ, которые обусловлено с одной стороны низким спросом со стороны ключевого экспортного рынка – Европы, с другой стороны – избыточностью собственных перерабатывающих мощностей в Азии. К 2040 г. экспорт нефтепродуктов составит в Традиционном сценарии 73 млн т н. э. и 63 млн т н. э. в сценарии Энергопереход (156 млн т н. э. в 2017 г.). Доминировать в корзине экспортируемых нефтепродуктов по-прежнему будут средние дистилляты.

К 2040 г. Россия 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.

***Россия остаётся одним из ключевых игроков мирового рынка нефти, выходя к 2040 г. на третье место по объемам добычи нефти, второе по объему экспорта нефти, и третье по объему экспорта нефтепродуктов. Но общие объемы экспорта нефти и нефтепродуктов, как и бюджетные поступления, будут неизбежно сокращаться.***

Поступления в российский бюджет от нефтяного экспорта будут сокращаться как из-за снижения его объемов, так и из-за потребности смягчения налоговой нагрузки на сектор в условиях перехода на более сложные запасы.

Для российской нефтяной отрасли при выработке долгосрочных стратегий видится целесообразным с учетом имеющихся особенностей технологического развития предпринять следующие действия:

- в рамках адаптации к общим для обоих сценариев рискам изменения рынков, связанных с потребностью повышения качества нефтепродуктов и изменения структуры спроса на различные нефтепродуктовые группы, необходимы преобразования российского перерабатывающего комплекса как в плане повышения глубины переработки, так и в плане сокращения объемов низкоэффективных производств, не обеспеченных вторичными процессами. Продукция подобных предприятий попросту не найдет спроса ни на мировом, ни на внутреннем

рынках, и только оттянет высокоценное сырье от комплексных технологических производств;

- поддерживать конкурентоспособность отрасли по затратам, в том числе за счет технологического развития, фискальной политики и освоения «коротких» с быстрым сроком окупаемости проектов;
- учитывая изменения в мировой торговле, выражающиеся в существенном усилении конкуренции за европейских потребителей на фоне падающего в регионе спроса, России целесообразно уже сейчас обеспечить производственный базис для осуществления в долгосрочном периоде максимально эффективного экспорта жидких топлив по азиатскому направлению;
- в рамках взаимодействия с партнерами по ОПЕК+ целесообразно не стремиться удерживать искусственно сильно завышенные цены (выше рыночного баланса), которые способны привести к последующим обвалам и перепроизводству, а исходить из политики балансировки, корректируя текущие временные дисбалансы, возникающие вследствие экономических спадов, погодных условий и т.д.

### *Газовая отрасль*

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.

Увеличение мирового спроса на газ в обоих рассмотренных сценариях создает условия для наращивания российского экспорта. В сценарии Энергопереход развитие электротранспорта вслед за ростом спроса на электроэнергию дает дополнительные возможности для всех источников производства электроэнергии, включая газ. Но, необходимо понимать, что в определенных конфигурациях этого сценария положительный для газа фактор роста спроса на электроэнергию может быть компенсирован развитием ВИЭ и систем накопления в условиях ускоренного технологического прогресса и соответствующей государственной поддержки.

Будут меняться и сами условия экспорта и работы на внешних рынках. Благодаря развитию ВИЭ и связанной с этим неравномерностью выработки электроэнергии, усилится неравномерность потребления газа. Спрос на рынках будет приобретать более ярко выраженную сезонную окраску, параллельно увеличится неравномерность отбора в течение каждого месяца. Соответственно усилится волатильность ежедневных цен газа с четким снижением среднего уровня летом и ростом зимой. Такая картина будет достаточно сильно контрастировать со ставшей уже привычной в предыдущие десятилетия привязкой к нефтяным индексам (не подверженным столь чувствительному снижению

летом из-за падения спроса) и хорошо предсказуемым спросом со значительно меньшими перепадами. В результате коммерческая эффективность экспорта будет сильно зависеть от способности компаний выстраивать гибкую стратегию работы на внешних рынках, в том числе за счет портфельных схем.

**Условия экспорта газа и работы на внешних рынках изменятся, в первую очередь за счет увеличения неравномерности спроса и волатильности цен.**

Коммерческая эффективность экспорта будет сильно зависеть от способности компаний выстраивать гибкую стратегию работы на внешних рынках, в том числе за счет портфельных схем.

Развитие экспорта газа в России во многом будет зависеть от налоговой политики. Реализация многих новых экспортных проектов без государственной поддержки будет крайне затруднена в условиях потребности выхода этих проектов на высоко конкурентные рынки. В зависимости от сценария к 2040 г. экспорт газа из России ожидается в диапазоне 300-360 млрд куб. м (Рисунок 121). Ключевым рынком сбыта остается европейский, но доля азиатского направления вырастет до 24-30 % в сравнении с 6 % в 2018 г. В сценарии Энергопереход спрос в Европе на газ оказывается ниже Традиционного, но за счет роста спроса в Азии часть поставщиков переориентируется на этот рынок, что открывает для России дополнительную нишу в Европе.

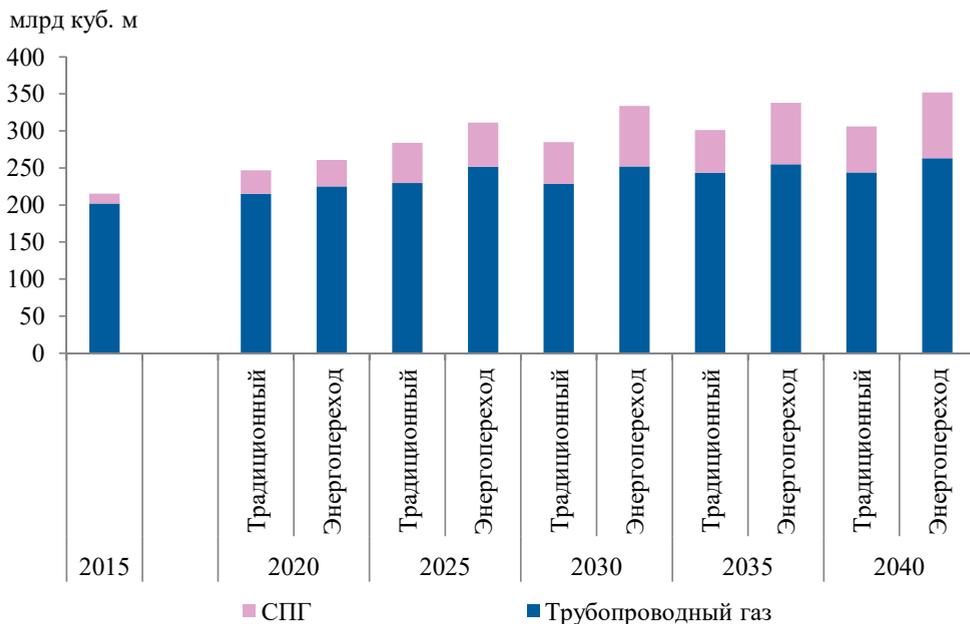


Рисунок 121 – Экспорт газа из России до 2040 г.

Источник: [2]

На основе сценарного анализа перспектив мирового газового рынка выделим несколько рекомендаций по развитию российской газовой отрасли:

- необходима разработка новых комплексных решений в части энергообеспечения, представляющих интерес для потребителей и конкурентоспособных на межтопливном рынке. Это могут быть решения по автономному энергоснабжению с использованием газа с одновременной генерацией электроэнергии. При этом возможны комбинированные схемы с подключением ВИЭ, что будет способствовать росту эффективности, надежности и улучшению публичного восприятия. В случае развития водородной энергетики возможно внедрение решений метано-водородного энергоснабжения. Такие инновации могут применяться как внутри страны, так и на внешних рынках;
- необходима проработка экономически эффективных решений в части газомоторного топлива с определением четких ниш на рынках России и других стран. Решения должны предполагать не только производство топлива, но и сопутствующие программы по развитию инфраструктуры и изготовлению (переоборудованию) транспортных средств, а также набор мер государственной поддержки;
- необходимо дальнейшее развитие отечественных технологий в добыче и транспортировке для обеспечения эффективной разработки и поставки ресурсов. Особые усилия здесь требуются для освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, арктических территорий, а также в области СПГ-индустрии;
- необходимо обеспечить расширение экономически эффективных возможностей экспорта газа на азиатском направлении;
- учитывая высокую неопределенность из-за неустойчивости экономической ситуации в разных странах мира, роста конкуренции на газовом рынке и межтопливной конкуренции, сохраняются высокие сценарные расхождения в возможностях поставок на внешние рынки. В этих условиях необходима адаптационная стратегия развития газовой отрасли в отношении ввода новых мощностей добычи, транспорта, хранения, заключения контрактов на поставки и т. д. Эта стратегия должна предусматривать постоянный мониторинг ситуации и возможности гибкой корректировки планов работы;
- необходима оптимизация затрат по всем направлениям с целью повышения конкурентных возможностей, особенно в условиях неизбежного перехода на более сложную ресурсную базу;
- газовым компаниям целесообразно или самим становиться одним из агрегаторов мировой портфельной торговли, имея возможность гибкого перенаправления поставок, или выстраивать экспортную деятельность во взаимодействии с такими компаниями.

Трансформация мировой энергетики формирует и определенные требования к внутреннему рынку газа России. Возможности использования компани-

ями доходов от экспорта для поддержания стабильной работы внутри страны будут сокращаться, поэтому необходимо как можно быстрее отказаться от механизмов перекрестного субсидирования и формировать окупаемый самодостаточный внутренний рынок с адресной государственной поддержкой потребителей, где это необходимо. Параллельно должны создаваться условия для модернизации и перехода на современное оборудование в генерации и секторах конечного потребления, что позволит значительно сократить неэффективное использование газа.

### *Угольная отрасль*

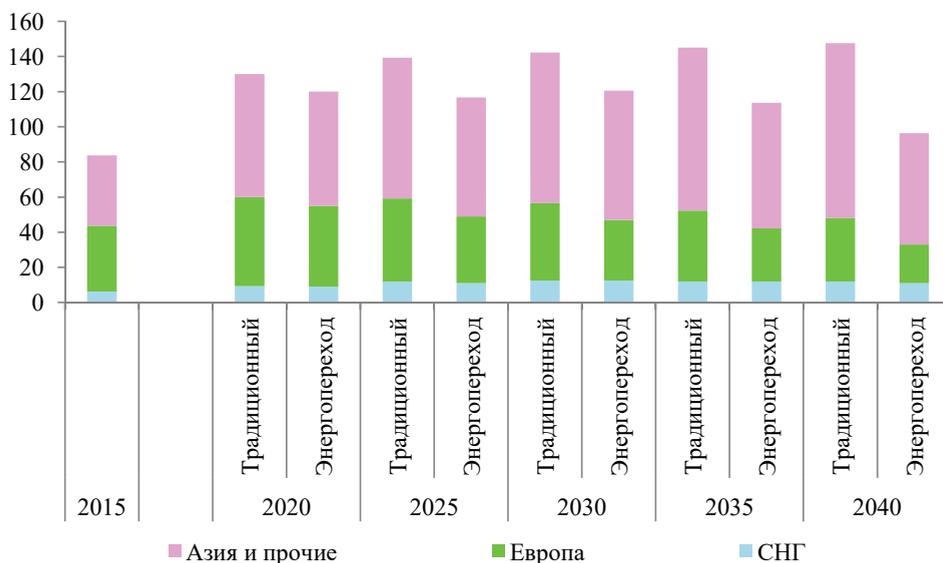
Сильная неустойчивость угольного рынка, неизбежное снижение потребления в ОЭСР и прохождение пика, или стабилизация спроса в не-ОЭСР ведут к изменению условий для российского экспорта. В период 2014-2018 гг. сложились благоприятные внешние обстоятельства для наращивания экспорта – снижение цен на уголь, обесценивание выбросов CO<sub>2</sub> в рамках проводимых торгов, решения Китая по закрытию угольных шахт – всё этого способствовало расширению объемов мировой торговли и появлению дополнительных ниш. Однако в перспективе ситуация будет меняться. Вывод малых угольных шахт в Китае в рамках пятилетней 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.

***Неизбежно снижение экспорта угля из России на западном направлении. На востоке сохраняется очень высокая неопределенность, связанная с зависимостью от действий ограниченного числа ключевых игроков. Для минимизации рисков целесообразно расширение мощностей осуществлять только при наличии долгосрочных гарантий сбыта.***

Для российского экспорта угля есть определенные возможности прироста поставок на азиатском направлении. Но окно этих возможностей может сильно меняться в зависимости от действий основных игроков. Главные сложности связаны с вероятностью больших перепадов объемов мировой торговли в зависимости от ситуации всего в 2-х странах – Китае и Индии. На европейском

направлении неизбежно снижение экспорта на фоне падения спроса, вопрос только в его темпах (Рисунок 122).

млн т н. э.



**Рисунок 122 – Экспорт угля из России до 2040 г.**

Источник: [2]

На основе проведенного анализа рынка угольной отрасли в России целесообразно:

- на европейском направлении не инвестировать в расширение мощностей, снижение спроса и импорта неизбежно;
- на азиатском направлении планировать расширение мощностей на основе долгосрочных контрактов с привлечением инвестиций в проекты со стороны стран-потребителей и созданием совместных предприятий на определенных этапах цепочек поставок, что позволит обеспечить их заинтересованность в стабильности производства и поставок и снизить собственные риски;
- минимизировать создание собственных активов на направлениях поставок с высокорисковым спросом (транспортные мощности и пр.);
- принимать меры по повышению эффективности для снижения затрат в достаточно жестких (в том числе ценовых) рыночных условиях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Научно-технологический прогресс создает принципиально новые условия для функционирования энергетики, существенно расширяя вариативность выбора способов энергоснабжения для потребителей. Энергетические компании получают новые возможности производства, транспортировки, переработки и реализации энергии. Государственные органы с одной стороны сталкиваются с дополнительными вызовами и возможностями при формировании энергетической политики, а с другой стороны через инструменты стимулирования сами оказывают влияние на ход НТП.

Мы переходим в эпоху активной конкуренции технологий, которые способны предложить большое количество вариантов энергообеспечения с использованием различных источников энергии. Одним из ключевых сегментов межтопливной конкуренции будет оставаться электроэнергетика, что особенно актуально в условиях роста доли электроэнергии в структуре конечного потребления энергоресурсов. Существенный прогресс в области удешевления технологий ВИЭ позволил заметно снизить себестоимость производства, но основная часть кривых обучения для многих из них уже пройдена, что ограничивает потенциал дальнейшего уменьшения затрат. При этом подошло время для ВИЭ научиться конкурировать на рынке самостоятельно без опоры на масштабную государственную поддержку. Не стоит на месте прогресс и у конкурирующих ископаемых топлив, которые за счет оптимизации затрат по всей цепочке и повышения КПД вносят свой вклад в обострение межтопливной конкуренции. Параллельно изменятся и сами механизмы функционирования энергосистем. Этому будет способствовать внедрение комплекса автоматизированных, цифровых и интеллектуальных решений, включая технологии предиктивной аналитики, роботизации, разноуровневой телеметрии, смарт-гридов, активно-адаптивных сетей и микрогридов, систем сбора, обработки и анализа больших массивов сложных данных (Big data), систем хранения и передачи больших массивов зашифрованных данных (блокчейн-платформы), «цифровых двойников», «интернета вещей» и др. Всё это открывает, в том числе, новые возможности для функционирования систем аккумулирования энергии и развития распределенной генерации. От прогресса в области накопления электроэнергии во многом будет зависеть будущая конфигурация энергосистем и роль ископаемых топлив в балансировании неравномерности производства и потребления. Эта проблема для многих стран обострилась с вводом мощностей ВИЭ – фактически к традиционной неравномерности на стороне потребления добавилась значительная неравномерность на стороне производства.

Главной задачей НТП в производстве ископаемых топлив будет увеличение экономической и технологической доступности ресурсной базы. Для этого необходимо совершенствование решений по добыче нетрадиционных запасов, глубоководным разработкам, интенсификации нефтегазоотдачи. На разных стадиях производственного процесса положительный эффект могут дать решения в

области автоматизации и цифровизации, в том числе предиктивной аналитики, цифровых двойников и др. Постепенно предстоит переход на технологии «умных скважин» с последующим движением к «умным промыслам». А от точечных инновационных решений необходим переход к постепенной комплексной трансформации отрасли.

В сфере трубопроводной транспортировки применение новых технологий и материалов дает возможность повысить износостойкость, увеличить давление при прокачке, снизить потери, обеспечивать оперативную диагностику и ремонт без остановки прокачки. Всё это позволяет снизить затраты, а в совокупности с интеллектуальными технологиями управления ГТС оптимизировать режимы работы.

В области СПГ ожидается совершенствование технологий сжижения и транспортировки, что позволит незначительно снизить затраты и обеспечить возможности работы в сложных, в том числе арктических, условиях. При этом интерес представляют новые решения в области малого и плавучего СПГ, которые дают возможность не только вовлечь в эксплуатацию дополнительную ресурсную базу в виде малых месторождений, но и расширяют возможности децентрализованного энергоснабжения.

Сам газовый рынок будет становиться более конкурентным не только за счет увеличения количества игроков, поставляющих природный газ, но и за счет выхода на рынок дополнительных объемов биогаза и метана угольных пластов. Развитие биогазовых технологий будет способствовать параллельному решению отдельных проблем в области утилизации сельскохозяйственных и бытовых отходов.

В нефтепереработке перспективными являются технологии гидроконверсии тяжелых нефтяных остатков, непрерывного коксования или флексикокинга, каталитического крекинга тяжелых остатков, изомеризации бензиновых фракций, гидроочистки и др. Комбинирование процессов гидроочистки, депарафинизации и производства базовых масел имеет большой потенциал, в первую очередь для повышения экономических показателей переработки.

В угольном секторе есть хороший потенциал развития технологий компьютерного многомерного моделирования в геологоразведке и добыче, поточного производства, применения высокопроизводительного оборудования в различных элементах производственной цепочки, роботизации, систем метано- и пылеудаления, предупреждения и защиты. Также есть возможности по повышению энергетической и экономической эффективности обогащения угля на промыслах, развитию нефтехимии и переработки.

Технологии в секторах потребления энергии развиваются по широкому спектру направлений. На энергетику развитие данных технологий оказывает воздействие по нескольким направлениям, ключевыми из которых являются:

- повышение эффективности использования энергии;
- изменение приоритетов при выборе источников энергообеспечения;
- изменение режимов энергопотребления, включая воздействие на пиковые показатели.

Достаточно серьезно стоит вопрос трансфера технологий по регионам и странам мира. Появление решения в условиях отсутствия возможности его применения в других странах сужает масштаб практической результативности инновации. В результате темпы мировой технологической трансформации замедляются. На фоне появления новых торговых барьеров между странами и расширения практики санкционных ограничений мир стал переходить в режим «новой реальности», которая заставляет государства думать о максимальной локализации ключевых технологий в рамках одной страны, или группы стран. От дальнейшего развития ситуации с межстрановыми барьерами во многом будет зависеть практическое внедрение инноваций в энергетике, причем сильнее всего это влияет на небольшие государства со слабыми экономиками, которые имеют мало возможностей для разработки собственных технологий.

Рассмотренные в исследовании сценарии учитывают особенности трансфера. В частности, в сценарии Энергопереход меньше барьеров, в том числе за счет реализации межгосударственных программ по ликвидации энергетической бедности, механизмов инвестиций в рамках климатических программ и других инструментов. Фактически Традиционный сценарий является более консервативным, как в плане темпов НТП и межгосударственного технологического трансфера, так и в плане амбициозности энергетических политик. Сценарий Энергопереход напротив ускоряет происходящие процессы изменений, что стимулируется повышенным вниманием к климатической повестке и становится достижимым во многом благодаря форсированному развитию технологий сразу в нескольких областях.

Результаты расчетов показывают, что направление изменений в энергетике становится отчетливо видно уже в Традиционном сценарии, но сценарий Энергопереход не только придает импульс этим изменениям, но и открывает дополнительные возможности для преобразований, в частности за счет удешевления стоимости накопления электроэнергии. Ключевыми фокусами трансформации мирового энергетического рынка становятся:

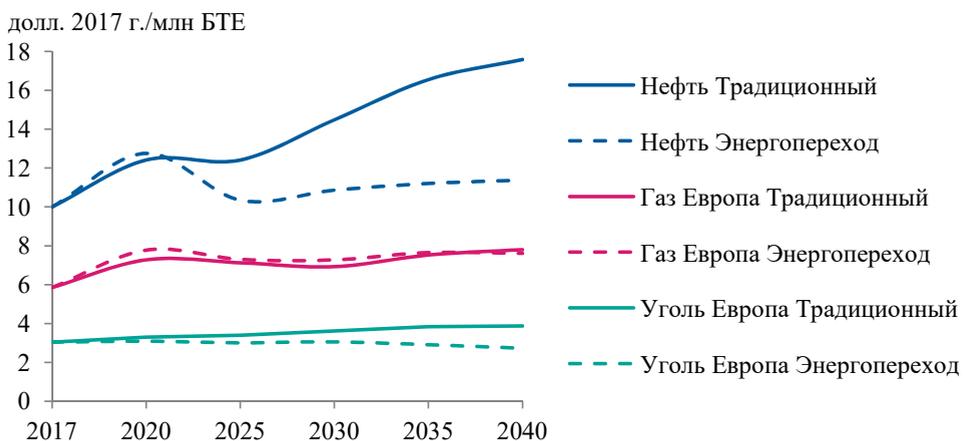
- уголь и нефть сократят свою долю в структуре энергобаланса, но, если в сценарии Традиционный прохождение пиков их потребления ожидается только к окончанию прогнозного периода, то в сценарии Энергопереход это становится возможным уже на горизонте 2025 г.;
- ископаемые топлива сократят свою долю в энергобалансе, но и к 2040 г. продолжат обеспечивать более 70% мирового первичного энергопотребления;
- мир входит в период сдержанных долгосрочных цен на углеводороды, что объясняется готовностью рынка в случае роста цен на одно из топлив в разумные сроки предложить альтернативу в рамках того же топливного рынка, или на межтопливном уровне. В результате потенциал скачков цен ограничивается краткосрочными горизонтами. Но и обвала цен ожидать не стоит, т.к. доминирующим ископаемым топливом приходится переходить на более сложную ресурсную базу. При этом

сценарий Энергопереход демонстрирует заметно более низкий уровень нефтяных цен после прохождения пика спроса;

- газу придется выполнять важнейшую роль балансирования неравномерностей в системе на фоне снижения интереса к углю во многих странах и расширения использования ветряной и солнечной энергетики;
- цены газа будут приобретать более выраженную сезонную окраску в условиях перехода на краткосрочную торговлю при одновременном усилении дисбаланса спроса в летний период за счет ВИЭ;
- в электроэнергетике доля неископаемых топлив в структуре производства превысит 50% в сценарии Энергопереход и 40% в Традиционном сценарии, из которых атомная энергетика будет на уровне 10-11%, остальное ВИЭ (Рисунок 124);
- рынки всех энергоресурсов станут более конкурентными и фактически мир перейдет от монотопливных рынков к единому межтопливному энергетическому рынку.

Наибольшее влияние технологический прогресс оказывает на межтопливную конкуренцию в транспортном секторе, где нефтепродукты замещаются главным образом электроэнергией, и в электроэнергетике, где ускоренно развивается ВИЭ, и появляются новые возможности организации энергосистем.

Несмотря на то, что в обоих сценариях Россия остается одним из ключевых экспортеров энергоресурсов на мировом рынке, рост конкуренции между производителями, межтопливной конкуренции, изменение архитектуры функционирования энергосистем и условий работы рынков приведут к необходимости адаптации внешнеэкономической политики, контрактных механизмов и отечественных производственных мощностей. При этом существенно усилится борьба не только за новые рыночные ниши, но и за сохранение уже традиционных.



**Рисунок 123 – Изменение равновесных цен на органическое топливо в Европе в сценариях Традиционный и Энергопереход**

Источник: [2]

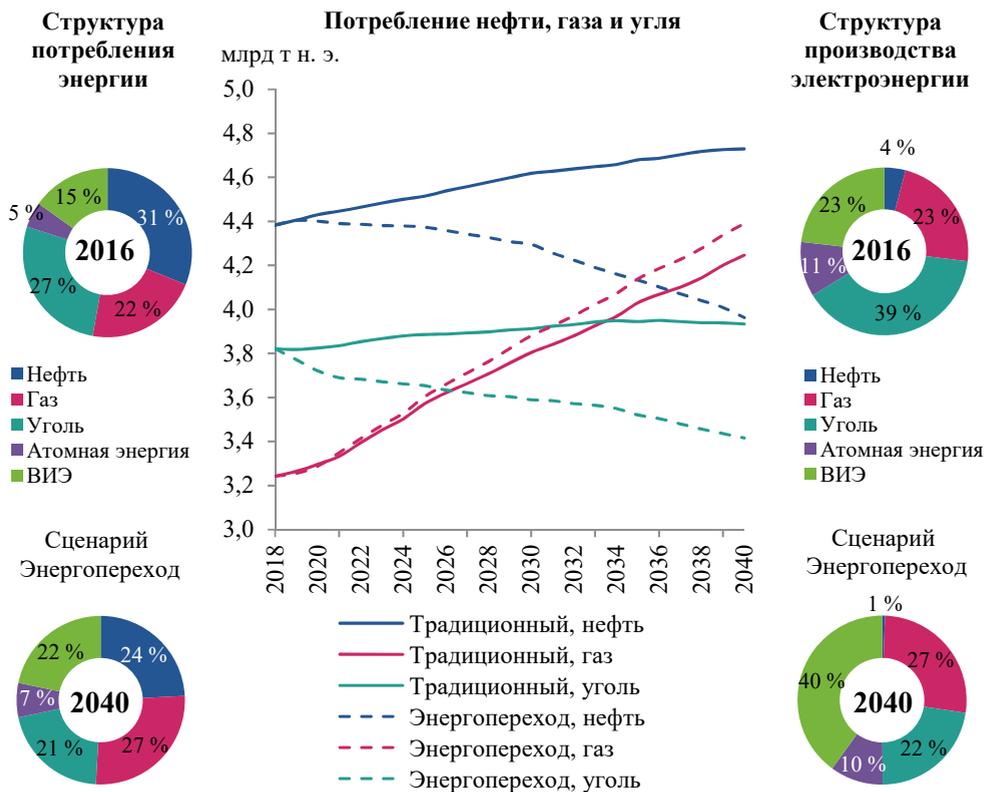


Рисунок 124 – Динамика добычи нефти, газа и угля и изменение структуры энергопотребления и производства электроэнергии

Источник: [2]

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. SCANNER. Суперкомплекс активной навигации в энергетических исследованиях / Макаров А.А. [и др.]. М.: ИНЭИ РАН, 2011.  
URL: [https://www.eriras.ru/files/skaner\\_light.pdf](https://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf)
2. Расчеты ИНЭИ РАН.
3. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / Под ред. А.А. Макарова [и др.]. М.: ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, 2015. URL: <https://www.eriras.ru/files/evolyutsiya-mirovyh-energeticheskikh-rynkov-i-ee-posledstviya-dlya-rossii.pdf>
4. Направления адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям // Под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2018. URL: [https://www.eriras.ru/files/napravleniya\\_adaptatsii\\_tipograf.pdf](https://www.eriras.ru/files/napravleniya_adaptatsii_tipograf.pdf)
5. Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики. М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
6. Технологические инновации как фактор спроса на энергоносители в секторе автомобильного транспорта / Митрова Т.А [и др.] // Форсайт, Vol. 9, № 4, 2015.
7. Integrated method of petroleum products demand forecasting considering economic, demographic and technological factors / Mitrova T., Kulagin V., Grushevenko D., Grushevenko E., Galkina A. Special Issue of 2015 Energy Demand Economics and business letters.
8. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6366> (дата обращения: 18.04.2019).
9. REN21, Renewables 2018 Global Status Report, 2018.  
URL: <https://ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf>
10. Biomethane – status and factors affecting market development and trade // IEA Bioenergy, September 2014. URL: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2014/09/biomethane-status-2014.pdf>
11. Агентство по защите окружающей среды США (United States Environmental Protection Agency) [Электронный ресурс] URL: <https://www.epa.gov/lmop/basic-information-about-landfill-gas> (дата обращения: 12.03.2019).
12. Eurobserv'er, Biogas Barometer, November 2017. [Электронный ресурс] URL: <https://www.eurobserv-er.org/pdf/biogas-barometer-2017-en>
13. Официальный сайт Программы «АВРР» [Электронный ресурс] URL: <https://www.africabiogas.org/about-us> (дата обращения: 29.04.2019).

14. Официальный сайт SNV [Электронный ресурс]  
URL: <https://www.snv.org/project/africa-biogas-partnership-programme-abpp>  
(дата обращения: 29.04.2019).
15. IEA and NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition. URL: <https://oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
16. IRENA (2018), Biogas for road vehicles: Technology brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA\\_Biogas\\_for\\_Road\\_Vehicles\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_Biogas_for_Road_Vehicles_2017.pdf)
17. IRENA (2015), Renewable Power Generation Costs in 2014. URL: [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf).
18. Lambe Martin, Biogas: A significant contribution to decarbonising gas markets? Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2017.
19. IEA-ETSAP, Energy Technology System Analysis Programme: Biogas and Bio-syngas Production, December 2013. URL: [https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P11\\_BiogasProd\\_ML\\_Dec2013\\_GSOK.pdf](https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P11_BiogasProd_ML_Dec2013_GSOK.pdf)
20. CEER, Status Review of Renewable Support Schemes in Europe, 2008-2016.
21. IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
22. IRENA (2017), 'Renewable Energy Auctions: Analysing 2016'. IRENA, Abu Dhabi. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Auctions\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf)
23. IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf)
24. BNetzA, EEG in Zahlen [Электронный ресурс] URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html)
25. CEER, Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017, Ref: C18-SD-63-03, 14 December 2018. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>
26. World Energy Council E-Storage / World Energy Council, London: WEC, 2016. 61 с. [https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources\\_E-storage\\_2016.pdf](https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_E-storage_2016.pdf) (дата обращения: 18.01.2018).
27. DOE, Global Energy Storage Database [Электронный ресурс]. URL: [https://www.energystorageexchange.org/projects/data\\_visualization](https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization)  
(дата обращения: 06.05.2019).

28. Рыкованов А., Руменцев А., Беляев С., Современные литий-ионные аккумуляторы. Батареи на их основе // Компоненты и технологии, 2015, № 5 (166). С. 81–85.
29. DOE/EPRI (2013). Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA (July 2013). URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/08/f2/ElecStorageHndbk2013.pdf>
30. Рыкованов А., Румянцев А., Беляев С., Современные Li-ion аккумуляторы. Типы и конструкция // Компоненты и технологии, 2013, № 11. С. 111–116.
31. Ярмоленко О.В., Хатмуллина К.Г., Аккумуляторы для гибридных автомобилей // Академия энергетики, No. 1 (39), 2011. С. 78-83.
32. Соколов М.А., Томасов В.С., Ястржебски Р.П., Сравнительный анализ систем запасаения энергии и определение оптимальных областей применения современных супермаховиков // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики, Vol. 4, No. 92, 2014.
33. Hawwash A.A. [и др.]. Long-term Thermal Energy Storage Using Thermochemical Materials // Energy Procedia. 2017. (141). С. 310–314.
34. Global CCS Institute Thermal Energy Storage // Strategic Research Priorities for Cross-Cutting Technology. URL: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/strategic-research-priorities-cross-cutting-technology/3-thermal-energy-storage> (дата обращения: 11.05.2018).
35. Kurnia J.C., Sasmito A.P., Ping S.I., Investigation of Heat Transfer on a Rotating Latent Heat Energy Storage // Energy Procedia. 2017. (105). С. 4173–4178.
36. Шпиганович А.Н., Телегин В.В., Энергетические потоки в замкнутой системе электроснабжения с аккумуляторами глубокого разряда // Известия Тульского Государственного Университета. Технические науки. 2016. No. 12-3. pp. 40-46.
37. Багдасаров Е., Как устроены гибридные автомобили // URL: <https://www.drive.ru/technic/4efb336400f11713001e4df5.html> (дата обращения: 06.10.2018).
38. Барбашов Н.Н., Леонов И.В. Энергетическая модель передаточного механизма с маховичным аккумулятором энергии // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Серия: Машиностроение, Vol. 4, 2010. pp. 61-68.
39. Bloomberg New Energy Finance (2017). Electric Cars to Reach Price Parity by 2025. URL: <https://about.bnef.com/blog/electric-cars-reach-price-parity-2025>
40. OECD/IEA (2017). Global EV Market Outlook 2017. URL: <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2017>
41. Boshlen M., A Look At The Lithium-Ion Battery Recycling Industry And Companies 23.01.2018, Seeking Alpha. URL: <https://seekingalpha.com/article/4139266-look-lithium-ion-battery-recycling-industry-companies> (дата обращения: 06.10.2018).

42. Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, Dan M. Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, and William D. Gauntlett. DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA // SANDIA REPORT New Mexico, 2016.
43. Антипов Е.В. Литий-ионные электрохимические накопители энергии: современное состояние, проблемы и перспективы развития производства в Российской Федерации // МГУ имени М.В. Ломоносова. (дата обращения: 14.05.2019).
44. IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)
45. A. Kay, 4 Top Vanadium-mining Countries // Investing news URL: <https://investingnews.com/daily/resource-investing/battery-metals-investing/vanadium-investing/vanadium-producing-countries/>
46. Refinery production of cadmium in selected countries between 2013 and 2018 (in metric tons) // Statista URL: <https://www.statista.com/statistics/264983/production-of-cadmium>
47. P. Barreta, Top Cobalt Production by Country // Investing news URL: <https://investingnews.com/daily/resource-investing/battery-metals-investing/cobalt-investing/top-cobalt-producing-countries-congo-china-canada-russia-australia>
48. P. Barreta, Top Lithium Production by Country // Investing news URL: <https://investingnews.com/daily/resource-investing/battery-metals-investing/lithium-investing/lithium-producing-countries>
49. A. Kay, 10 Top Countries for Nickel Production // Investing news URL: <https://investingnews.com/daily/resource-investing/base-metals-investing/nickel-investing/10-top-nickel-producing-countries>
50. Сандерсон Г., Электромобили спровоцировали борьбу за металлы // Газета «Ведомости». URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/10/25/739339-elektromobili-borbu-metalli> (дата обращения: 18.10.2018).
51. M. Kane, Global EV Sales In February 2019: Over 110,000 At 1.4 % Market Share // Inside EVs URL: <https://insideevs.com/news/343712/global-ev-sales-in-february-2019-over-110000-at-14-market-share>
52. Ferro Vanadium 80 % Price USD / kg. URL: <https://www.vanadiumprice.com>
53. Официальные цены лондонской биржи металлов LME. URL: <https://www.lme.com/en-GB/Metals/Non-ferrous/Zinc#tabIndex=2>
54. Портал Trading Economics, цены Lithium. URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/lithium>
55. Price commodity. URL: <https://markets.businessinsider.com/commodities/nickel-price>

56. Неудержимый ванадий // Металлургический бюллетень  
URL: <https://www.metalbulletin.ru/a/2DB>
57. Vanadium Market Overview // Bushfield minerals  
URL: <https://www.bushveldminerals.com/about-vanadium>
58. Новости с рынка никеля // БКС Брокер URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/novosti-s-rynka-nikelia> (дата обращения: 18.10.2018).
59. А. Покатович, Рынок никеля: угроза перепроизводства сохраняется 20.02.2018 // Финам URL: <https://www.finam.ru/analysis/forecasts/rynok-nikelya-ugroza-pereproizvodstva-soxranyaetsya-20180220-180840>
60. E. Berkay. Cobalt set for bearish 2019 but demand fundamentals remain strong // Proactive investors URL: <https://www.proactiveinvestors.com.au/companies/news/212832/cobalt-set-for-bearish-2019-but-demand-fundamentals-remain-strong-212832.html>
61. В. Сидорович, Tesla сократит использование Кобальта в аккумуляторах до нуля? // RenEn URL: <http://renen.ru/tesla-will-reduce-the-use-of-cobalt-in-batteries-to-zero>
62. Susan Zou, COBALT MONTHLY REVIEW – JANUARY 2019: Oversupply pressures metal prices below \$20 per lb; cobalt sulfate moves to premium // Fastmarkets MB URL: <https://www.metalbulletin.com/Article/3857005/COBALT-MONTHLY-REVIEWJANUARY-Oversupply-pressures-metal-prices-below-20-per-lb-cobalt-sulfate-moves.html>
63. U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, February 2019 URL: <https://prd-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs-2019-vanad.pdf>
64. Cadmium resources, reserves and production. URL: <http://metalpedia.asianmetal.com/metal/cadmium/resources&production.shtml>
65. Countries with the largest lithium reserves worldwide as of 2018 (in metric tons). URL: <https://www.statista.com/statistics/268790/countries-with-the-largest-lithium-reserves-worldwide>
66. IEA, Energy Technology Perspectives 2017 // International Energy Agency, Paris: OECD / IEA, 2017. 440 с.
67. IEA, World Energy Investment 2017. Paris. 2017.
68. Т. Paraskova, Offshore Oil Is Poised For Significant Growth 18.02.2018 [Электронный ресурс] Портал Oilprice.com URL: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Offshore-Oil-Is-Poised-For-Significant-Growth.html> (дата обращения: 18. 10.2018).
69. Rystad Energy: 100 Offshore Projects to be Sanctioned in 2018 03.06.2018 RIGZONE. URL: [https://www.rigzone.com/news/rystad\\_energy\\_100\\_offshore\\_projects\\_to\\_be\\_sanctioned\\_in\\_2018-03-may-2018-154495-article](https://www.rigzone.com/news/rystad_energy_100_offshore_projects_to_be_sanctioned_in_2018-03-may-2018-154495-article) (дата обращения: 18.10.2018).

70. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы // Д.А. Грушевенко, Н.О. Капустин, В.А. Кулагин, Н.В. Трошина. М.: ИНЭИ РАН, 2019. URL: [https://www.eriras.ru/files/unconventional\\_oil\\_2019.pdf](https://www.eriras.ru/files/unconventional_oil_2019.pdf)
71. IEA, Resources to Reserves 2013: Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future. URL: <https://www.oecd.org/publications/resources-to-reserves-2013-9789264090705-en.htm> (дата обращения: 06.10.2018).
72. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка / аналит. обзор, ноябрь 2012 - М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 45 с. URL: [https://www.eriras.ru/files/slancjevyj\\_gaz\\_5\\_ljet\\_nojabr\\_2012.pdf](https://www.eriras.ru/files/slancjevyj_gaz_5_ljet_nojabr_2012.pdf)
73. Портал Shale Profile [ Электронный ресурс ]. URL: <https://shaleprofile.com/2019/05/14/us-update-through-january-2019>
74. US Department of Energy, Drilling Productivity Report, Май 2019. URL: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/archive/2019/05/pdf/dpr-full.pdf>
75. Southwestern Energy Company URL: <https://www.swn.com/investors/lip/latestinvestorpresentation.pdf>
76. US Department of Energy, Drilling Productivity Report, Ноябрь 2017. URL: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/archive/2017/11/pdf/dpr-full.pdf>
77. Coalbed Methane: clean energy for the world, Oilfield Review Summer 2009: 21, no 2.
78. О перспективах добычи в России угольного газа // Официальный сайт ПАО «Газпром» URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan>
79. Г. Грицко, Внезапные выбросы метана в шахтах // Наука в Сибири. 23 августа 2007 г. No. № 32-33 (2617-2618).
80. Курта И.В., Методы и схемы дегазации угольных пластов [Текст] : метод. указания. Ухта : УГТУ, 2015. 35 pp.
81. Дегазация // Горная энциклопедия. URL: <http://www.mining-enc.ru/d/degazaciya>
82. Per Magnus Nysveen, Leslie Wei. US gas play developments // Oil and Gas Financial Journal, September 2015, p. 21. URL: [http://digital.ogfj.com/ogfj/201509?article\\_id=1264568&pg=22#pg22](http://digital.ogfj.com/ogfj/201509?article_id=1264568&pg=22#pg22)
83. Coalbed Methane Operational FAQ?s // Официальный сайт компании Ember URL: <https://emberresources.com/operations/cbm-faqs/>
84. А.Е. Воробьев, В.П. Малюков. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды, РУДН 2009.
85. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки, АЦ при Правительстве РФ, 2013.

86. И.Низаева, Ю.Макагон. Воздействие электромагнитных полей на нетрадиционные виды углеводородного сырья // Геология и полезные ископаемые мирового океана. 2013. No. 3.
87. И.Федоров, Ю.Васильев. Исследование перспективного метода воздействия на призабойную зону пласта фокусированным акустическим полем // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. No. 4 (20).
88. Логвинов М.И. Геология и разведка угольных месторождений // ВНИГРИУГОЛЬ, М., 26 с.
89. Б.П. Тарасов. Хранение водорода для накопления энергии  
URL: [https://www.hse.ru/data/2018/06/10/1149860616/Тарасов Б.В..pdf](https://www.hse.ru/data/2018/06/10/1149860616/Тарасов%20Б.В..pdf) (дата обращения: 31.05.2019).
90. Iain Staffell The Energy and Fuel Data Sheet // University of Birmingham, UK, March 2011.
91. U.S. DRIVE Hydrogen Production Technical Team Roadmap. URL: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/HPTT Roadmap FY17 Final\\_Nov 2017.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/HPTT_Roadmap_FY17_Final_Nov_2017.pdf)
92. О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, К.В. Романов, Р.В. Тетерелев, Е.А. Пыстина. Вклад газовой отрасли в формирование энергетической модели на основе водорода // Научно-технический сборник - Вести газовой науки.
93. Д. Холкин. RUSSIA'S PROSPECTS AND POSSIBILITIES FOR PARTICIPATION IN THE GLOBAL MARKET OF HYDROGEN FUEL. Центр стратегических разработок «Северо-Запад» // Национальная технологическая инициатива, Сколково, 2019.
94. D. Thomas. COST REDUCTION POTENTIAL FOR ELECTROLYSER TECHNOLOGY, 18 June 2018, Berlin (via conference call).
95. IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_from\\_renewable\\_power\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf)
96. Азминов Р.З., Байрамов А.Н. «Оценка конкурентной эффективности получения водорода методом электролиза воды на основе внепиковой электроэнергии // Известия академии наук. Энергетика. 2016. No. 4.
97. James, Brian David, DeSantis, Daniel Allan, and Saur, Genevieve. Final Report: Hydrogen Production Pathways Cost Analysis (2013 – 2016).. United States: N. p., 2016. Web. doi:10.2172/1346418.
98. ETSAP, Hydrogen Production & Distribution // URL: [https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12\\_H2\\_Feb2014\\_FINAL\\_3\\_CRE5-2a-GS Mz GSOK.pdf](https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL_3_CRE5-2a-GS_Mz_GSOK.pdf)
99. Nikolaidis P., Poullikkas A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 67. 597-611. 10.1016/j.rser.2016.09.044. URL: [https://www.researchgate.net/publication/308309135\\_A\\_comparative\\_overview\\_of\\_hydrogen\\_production\\_processes/link/5a63553b4585158bca4e7e4e/download](https://www.researchgate.net/publication/308309135_A_comparative_overview_of_hydrogen_production_processes/link/5a63553b4585158bca4e7e4e/download)

100. B. James, D. De Santis, G. Saur Final Report: Hydrogen Production Pathways Cost Analysis (2013 – 2016) URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1346418>
101. DOE, Hydrogen and Fuel Cells Program Record.
102. Прогноз развития энергетики мира и России 2016, под ред. А.Макарова, Т.Митровой, Л.Григорьева. М.: ИНЭИ РАН-АЦ, 2016. URL: [https://www.eriras.ru/files/forecast\\_2016\\_rus.pdf](https://www.eriras.ru/files/forecast_2016_rus.pdf)
103. UN Population Division World Population Prospects: The 2017 Revision URL: <https://esa.un.org/unpd/wpp>
104. IMF, World Economic Outlook April 2017 // URL: <https://www.imf.org/en/publications/weo>
105. IEA, World Energy Statistics Database – 2017 URL: <http://dx.doi.org/10.1787/enestats-data-en>
106. The Power Reactor Information System (PRIS), URL: <https://pris.iaea.org/pris>, (дата обращения: 31.05.2019)
107. World Nuclear Association, Nuclear Power in Ukraine, июль 2018. URL: <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/ukraine.aspx> (дата обращения: 10.07.2018)
108. ГП НАЭК Энергоатом (Украина). URL: <http://www.atom.gov.ua/ru> (дата обращения: 10.07.2018)
109. National Development and Reform Commission, China (2018). URL: [http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201806/t20180601\\_888639.html](http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201806/t20180601_888639.html)
110. Grushevenko D.A., Grushevenko E.V., Kapustin N.O., Kulagin V.A., Russia's road transport sector: prospects for alternative energy // Environmental Progress and Sustainable Energy. Volume 37. № 1. Pages. 498-504., 2018.
111. Грушевенко Е.В., Капустин Н.О., Рыжкова В.В., Системный анализ перспектив развития рынка газомоторного топлива в России // Экологический вестник России, No. 6, 2016. pp. 4-9.
112. Grushevenko E., Grushevenko D., Kulagin V. (2016). Long-term impact of technological development on European road transportation sector's fuel mix: Focus on electric vehicles. 165-170. 10.1109/PQ.2016.7724107.
113. IEA, World Energy Outlook 2014. Paris. 2014.
114. IEA, World Energy Outlook 2016. Paris. 2016.
115. IEA, World Energy Outlook 2018. Paris. 2018.
116. EIA DOE, International Energy Outlook 2015.
117. EIA DOE, International Energy Outlook 2016.
118. EIA DOE, International Energy Outlook 2017.

119. В.Андреев, В.Солозобов. Топливо для летательных аппаратов XXI века // Наука и жизнь, No. 3, 2001.
120. Л.С. Яновский, В.В. Крымов, И.В. Завалишин, П.Н. Берёзко. Структурно-функциональная схема авиационной вспомогательной силовой установки на базе топливных элементов [Электронный ресурс]. Труды МАИ, Выпуск №56. URL: [http://trudymai.ru/upload/iblock/b41/struktorno\\_funktionalnaya-skhemaviatsionnoy-vspomogatelnoy-silovoy-ustanovki-na-baze-toplivnykh-elementov.pdf](http://trudymai.ru/upload/iblock/b41/struktorno_funktionalnaya-skhemaviatsionnoy-vspomogatelnoy-silovoy-ustanovki-na-baze-toplivnykh-elementov.pdf)
121. The Kaiteki, Company Sustainability Report 7th March 2017, Официальный сайт компании Mitsubishi chemicals Holdings group, URL: [https://www.m-chemical.co.jp/en/csr/pdf/sr\\_mcc\\_2017.pdf](https://www.m-chemical.co.jp/en/csr/pdf/sr_mcc_2017.pdf) (дата обращения: 23.09.2018).
122. A. Topalov Saudi dumping in Europe threatens Russia's oil interests [Электронный ресурс] Russia Beyond. URL: [https://www.rbth.com/international/2016/06/08/saudi-dumping-in-europe-threatens-russias-oil-interests\\_601335](https://www.rbth.com/international/2016/06/08/saudi-dumping-in-europe-threatens-russias-oil-interests_601335) (дата обращения: 10.10.2018).
123. IHS, Markit Costs & Strategic Sourcing [Электронный ресурс] Официальный сайт IHS Markit, URL: <https://ihsmarkit.com/info/cera/ihsexindex> (дата обращения: 12.11.2018).
124. 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> (дата обращения: 15.02.2018).
125. Russia could soon turn deficit-free with oil at \$50, I. Slav // Информационное агентство Business insider. URL: <http://www.businessinsider.com/russias-budget-deficit-and-oil-price-2017-1> (дата обращения: 06.10.2018).
126. Kuwait is best off, Nigeria worst in 2017 oil break-even prices, Информационное агентство Arabian Business URL: <https://www.arabianbusiness.com/kuwait-is-best-off-nigeria-worst-in-2017-oil-break-even-prices-669989.html> (дата обращения: 06.10.2018).
127. L. Denning, Venezuela's Perfect Storm for Oil May Be About to Break [Электронный ресурс] информационное агентство Bloomberg: URL: <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2017-07-21/venezuela-oil-storm-may-be-about-to-hit-the-market> (дата обращения 06.10.2018).
128. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013.
129. Dutch Cabinet: termination of natural gas extraction in Groningen [Электронный ресурс]. URL: <https://www.government.nl/latest/news/2018/03/29/dutch-cabinet-termination-of-natural-gas-extraction-in-groningen> (дата обращения 01.10.2018).

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ	- Автомобильный бензин
АЗС	- Автозаправочная станция
АК	- Авиационный керосин
АКБ	- Аккумуляторная батарея
АТР	- Азиатско-Тихоокеанский регион
АЭС	- Атомная электростанция
БРИКС	- Бразилия, Россия, Индия, КНР и ЮАР
БТЕ	- Британская тепловая единица
ВВП	- Валовой внутренний продукт
ВИЭ	- Возобновляемые источники энергии
Вт	- Ватт
ГАЭС	- Гидроаккумулирующая электростанция
ГеоЭС	- Геотермальная электростанция
ГМТ	- Газомоторное топливо
ГПА	- Газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	- Газоперерабатывающий завод
ГРП	- Гидроразрыв пласта
ГТС	- Газотранспортная система
ГТУ	- Газотурбинные установки
ГЭС	- Гидроэлектростанция
ДВС	- Двигатель внутреннего сгорания
ДТ	- Дизельное топливо
ЕС	- Европейский Союз (28 стран)
ИМО	- Международная морская организация
Керогены	- Природные высокомолекулярные твердые полимерные вещества, диспергированные в осадочных породах, чаще всего в глинистых сланцах
КИГ	- Коэффициент извлечения газа
КИН	- Коэффициент извлечения нефти

---

КИУМ	- Коэффициент использования установленной мощности
КПГ	- Компримированный природный газ
КПД	- Коэффициент полезного действия
ЛИБ	- Литий-ионная батарея
МАРПОЛ	- Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов
МВС	- Метан-водородная смесь
МВФ	- Международный валютный фонд
МГРП	- Мультистадийный гидроразрыв пласта
ММЖТ	- Мировая модель рынков жидкого топлива
МРГ	- Мировая модель рынков газа
МРКУ	- Модель рынков коксующегося угля
МРЭУ	- Модель рынков энергетического угля
МТБЭ	- Метил-трет-бутиловый эфир
МУН	- Методы увеличения нефтеотдачи
МУП	- Метан угольных пластов
МЭА	- Международное энергетическое агентство
НВИЭ	- Новые возобновляемые источники энергии, такие как энергия солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.
НДПИ	- Налог на добычу полезных ископаемых
НИОКР	- Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	- Нефтеперерабатывающий завод
НТП	- Научно-технический прогресс
ООН	- Организация Объединённых Наций
ОПЕК	- Организация стран — экспортёров нефти
ОПЕК+	- Соглашение об ограничении добычи нефти
ОЭСР	- Организация экономического сотрудничества и развития
ПАВ	- Поверхностно-активные вещества
ПГЭ	- Полимерные гель-электролиты

---

ППС	- Паритет покупательной способности
ПСДТ	- Модель Прогнозирование спроса на топлива с учетом научно-технического прогресса и межтопливной конкуренции в сегменте дорожной транспортировки
ПХГ	- Подземное хранилище газа
РКИК	- Рамочная конвенция ООН об изменении климата
СЖТ	- Синтетическое жидкое топливо
СПГ	- Сжиженный природный газ
СУГ	- Сжиженный углеводородный газ
ТАМЭ	- Метил-трет-аминовый эфир
ТПЭ	- Твердые полимерные электролиты
ТС	- Транспортное средство
ТЭБ	- Топливо-энергетический баланс
ТЭК	- Топливо-энергетический комплекс
ТЭР	- Топливо-энергетический ресурс
ТЭС	- Тепловая электростанция
ТЭЦ	- Теплоэлектроцентраль
ХИТ	- Химический источник тока
ШФЛУ	- Широкая фракция лёгких углеводородов
ЭТБЭ	- Этил-трет-бутиловый эфир
ABPP ( Africa biogas partnership programme )	- Африканская программа партнерства в области биогаза
ATES ( aquifer thermal energy storage )	- Хранение тепловой энергии водоносного горизонта
BEV ( battery electric vehicle )	- Аккумуляторный электромобиль
BNetzA ( Bundesnetzagentur )	- Федеральное сетевое агентство - немецкий регулирующий орган для рынков электроэнергии, газа, телекоммуникаций, почты и железнодорожного транспорта
BTES ( borehole thermal energy storage )	- Хранение с использованием вертикальных грунтовых теплообменников;
CAES ( compressed-air energy storage )	- Подземные накопители сжатого воздуха

---

CAPEX ( capital expenditure )	- Капитальные затраты
CCS ( carbon capture and storage )	- Улавливание и хранение углерода
CO <sub>2</sub> ( carbon dioxide )	- Углекислый газ
CSP ( concentrated solar power )	- Концентрированная солнечная энергия
CTES ( cool thermal energy storage )	- Накопитель холодной тепловой энергии
CTL ( coal to liquids )	- Преобразование угольного сырья в жидкие топлива
DOE ( Department of Energy )	- Министерство энергетики США
EIA ( U.S. Energy Information Administration )	- Независимое агентство в составе федеральной статистической системы США
FeCr	- Железохромовый редокс-аккумулятор
FES ( flywheel energy storage )	- Накопитель энергии маховика
FID ( final investment decision )	- Итоговое инвестиционное решение
Flow batteries ( Redox-flow )	- Проточные редокс-аккумуляторы
GTL ( gas-to-liquids )	- Преобразование природного газа в жидкие топлива
HEV ( hybrid electric vehicle )	- Гибридный электрический автомобиль
IEA ( International Energy Agency )	- см. МЭА
IRENA ( International Renewable Energy Agency )	- Международное агентство по возобновляемым источникам энергии
LAES ( liquid air energy storage )	- Система хранения жидкого воздуха
LCOE ( levelised cost of energy )	- Удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии
LCOS ( levelized cost of storage )	- Удельные дисконтированные затраты на хранение электрической энергии
LeadAcid	- Свинцово-кислотные аккумуляторы
Li-ion	- Литий-ионные аккумуляторы
NaNiCl <sub>2</sub>	- Натрий никель-хлоридные аккумуляторы
NaS	- Натрий-сернистые аккумуляторы
NDRC ( National development and reform commission )	- Государственный комитет по делам развития и реформ КНР
Ni-Cd	- Никель-кадмиевые аккумуляторы
Ni-MH	- Никель-металлгидридные аккумуляторы

---

OPEC ( The Organization of the Petroleum Exporting Countries )	- см. ОПЕК
OPEX ( operating expense )	- Операционные затраты
P2G ( power-to-gas )	- Способ хранения энергии полученной из энергии ветра и фотоэлектрических систем
P2G H2 ( power-to-gas Hydrogen )	- Производство водорода (power-to-gas)
P2G SNG ( power-to-gas Syntetic Natural Gas )	- Производство синтетического газа метана (power-to-gas)
PSB ( polysulfide bromide battery )	- Полисульфид-бромная батарея
PSP ( pumped storage plants )	- Гидроаккумулирующие системы
PV ( photovoltaics )	- Солнечная фотоэлектрическая энергия
R/P ratio ( reserves-to-production ratio )	- Отношение запасов к добыче
SCANER ( Super Complex For Active Navigation in Energy Research )	- Суперкомплекс активной навигации в энергетических исследованиях
SIC ( specific investment cost )	- Особые инвестиционные затраты
SMES ( superconducting magnetic energy storage )	- Сверхпроводящая система накопления магнитной энергии
SNG ( syntetic natural gas )	- Синтетический природный газ
UCCI ( upstream capital costs index )	- Индекс капитальных затрат
UOCI ( upstream operational costs index )	- Индекс операционных затрат
UTES ( underground thermal energy storage )	- Подземный накопитель тепловой энергии
VLA ( vented lead-acid )	- Проветриваемый свинцово-кислотный аккумулятор
VRB ( vanadium redox battery )	- Ванадиевый редокс-аккумулятор
VRLA ( valve-regulated lead-acid )	- Свинцово-кислотный аккумулятор с клапанным регулированием
WACC ( weight average cost of capital)	- Средневзвешенная стоимость капитала
ZnBr2	- Цинк-бромные аккумуляторы

## СТРАНЫ И РЕГИОНЫ

Название региона	Страны региона
<b>Африка</b>	<b>Северная Африка:</b> Алжир, Египет, Ливия, Марокко, Тунис; <b>Центральная Африка:</b> Ангола, Бенин, Буркина-Фасо, Габон, Гамбия, Гана, Гвинея, Гвинея-Бисау, Джибути, ДР Конго, Западная Сахара, Камерун, Кабо-Верде, Кения, Коморос, Конго, Кот д'Ивуар, Либерия, Мавритания, Майотта, Мали, Нигер, Нигерия, Остров Святой Елены, Реюньон, Руанда, Сан-Томе и Принсипи, Сейшельские острова, Сенегал, Сомали, Судан, Сьерра-Леоне, Того, Уганда, Центральноафриканская Республика, Чад, Экваториальная Гвинея, Эритрея, Эфиопия, Южный Судан; <b>Южная Африка:</b> Ботсвана, Замбия, Зимбабве, Лесото, Маврикий, Мадагаскар, Малави, Мозамбик, Намибия, Свазиленд, Танзания, ЮАР
<b>Ближний Восток</b>	Бахрейн, Израиль, Иордания, Ирак, Иран, Йемен, Катар, Кувейт, Ливан, Объединенные Арабские Эмираты, Оман, Саудовская Аравия, Сирия
<b>Европа</b>	Австрия, Албания, Бельгия, Болгария, Босния и Герцеговина, Великобритания, Венгрия, Германия, Гибралтар, Греция, Дания (включает Гренландию), Ирландия, Исландия, Испания, Италия (включает Сан Марино и Ватикан), Кипр, Латвия, Литва, Люксембург, Северная Македония, Мальта, Нидерланды, Польша, Португалия, Румыния, Сербия, Словакия, Словения, Турция, Финляндия, Франция (включает Монако), Хорватия, Черногория, Чехия, Швейцария (включает Лихтенштейн), Швеция, Эстония
<b>Не-ОЭСР Азия</b>	Афганистан, Бангладеш, Бруней, Бутан, Восточный Тимор, Вьетнам, Индия, Индонезия, Камбоджа, Китай, Лаос, Малайзия, Мальдивы, Монголия, Мьянма, Непал, Пакистан, Северная Корея, Сингапур, Таиланд, Филиппины, Шри Ланка, <b>страны Океании:</b> Американское Самоа, Вануату, Гуам, Кирибати, Маршалловы острова, Науру, Ниуэ, Нью Каледония, Острова Кука, Палау, Папуа Новая Гвинея, Самоа, Северные Марианские острова, Соломоновы острова, Токелау, Тонга, Тувалу, Уоллис и Футуна, Федеративные Штаты Микронезии, Фиджи, Французская Полинезия
<b>ОЭСР Азия</b>	Австралия, Южная Корея, Новая Зеландия, Япония
<b>Северная Америка</b>	Канада, Мексика, Соединенные Штаты Америки
<b>СНГ</b>	Азербайджан, Армения, Белоруссия, Грузия, Казахстан, Киргизия, Молдова, Россия, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан, Украина
<b>Южная и Центральная Америка</b>	Американские Виргинские острова, Ангилья, Антигуа и Барбуда, Аргентина, Аруба, Багамские острова, Барбадос, Белиз, Боливия, Бразилия, Британские Виргинские острова, Венесуэла, Гаити, Гайана, Гваделупа, Гватемала, Гондурас, Гренада, Доминика, Доминиканская Республика, Каймановы острова, Карибские Нидерланды, Колумбия, Коста-Рика, Куба, Кюрасао, Мартиника, Монтсеррат, Никарагуа, Панама, Парагвай, Перу, Пуэрто-Рико, Сент-Винсент и Гренадины, Сент-Китс и Невис, Сент-Люсия, Синт-Мартен, Суринам, Теркс и Кайкос, Тринидад и Тобаго, Уругвай, Фолклендские острова, Французская Гвиана, Чили, Эквадор, Эл Салвадор, Ямайка

## ПРИЛОЖЕНИЕ А – ПРОГНОЗНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ С УЧЕТОМ НТП С ВЫБОРКОЙ ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА (ТРАДИЦИОННЫЙ СЦЕНАРИЙ)

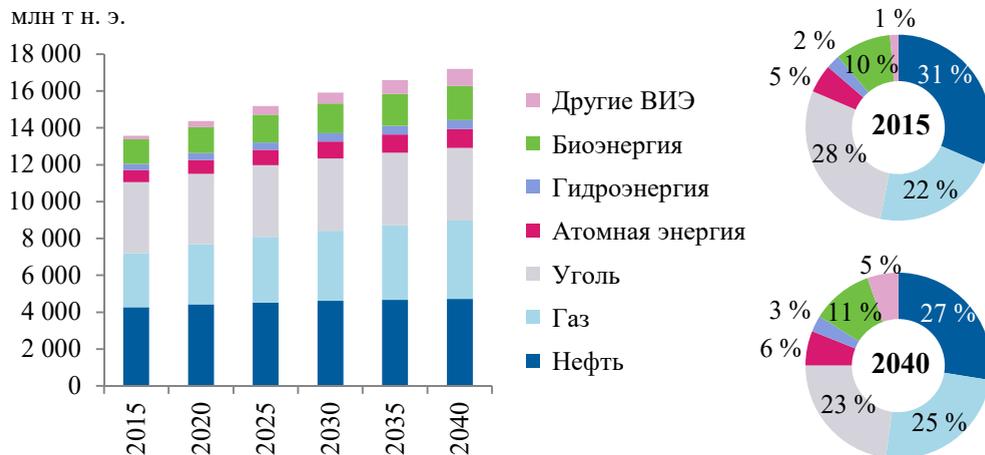


Рис А.1 – Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура в Традиционном сценарии в мире, млн т н. э.

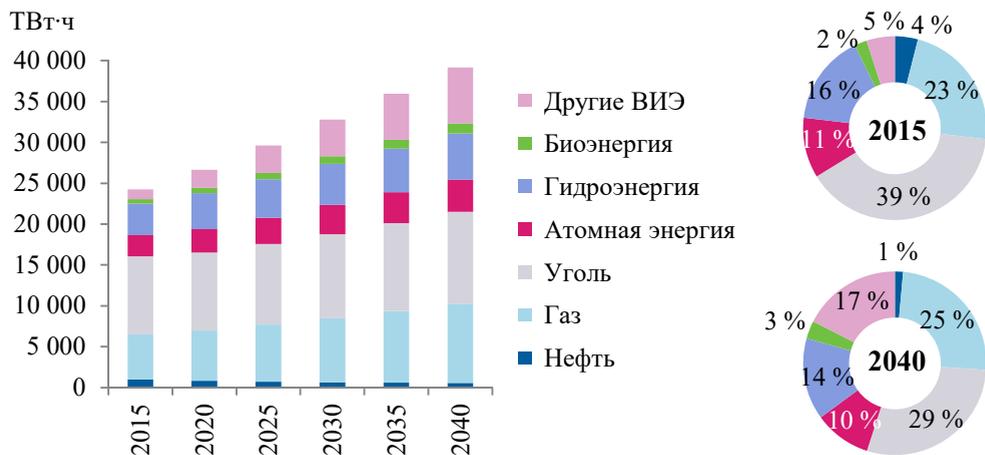


Рис А.2 – Генерация электроэнергии по видам топлив и его структура в Традиционном сценарии в мире, ТВт·ч

**Таблица А.1 – Основные показатели развития в мире**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	116381	135430	157814	181849	206735	231787	2,8 %
Население, млн чел.	7386	7800	8192	8559	8902	9222	0,9 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	15758	17364	19266	21246	23222	25135	1,9 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-1,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,84	1,84	1,84	1,86	1,86	1,87	0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	31918	32639	33583	34252	34855	35261	0,4 %

**Таблица А.2 – Потребление первичных энергоресурсов в мире, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	13578	14367	15181	15924	16589	17205	1,0 %
Нефть	4267	4430	4514	4618	4679	4729	0,4 %
Газ	2944	3266	3571	3804	4030	4247	1,5 %
Уголь	3839	3819	3886	3912	3945	3934	0,1 %
Атомная энергия	671	744	833	935	988	1033	1,7 %
Гидроэнергия	334	378	407	435	461	487	1,5 %
Биоэнергия	1322	1409	1514	1623	1736	1844	1,3 %
Другие ВИЭ	201	320	455	597	751	931	6,3 %

**Таблица А.3 – Генерация электроэнергии в мире, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	24250	26649	29626	32792	35968	39170	1,9 %
Нефть	990	835	736	655	602	566	-2,2 %
Газ	5532	6141	6960	7824	8779	9691	2,3 %
Уголь	9536	9548	9868	10277	10743	11250	0,7 %
Атомная энергия	2571	2849	3198	3583	3786	3954	1,7 %
Гидроэнергия	3890	4405	4713	5022	5328	5634	1,5 %
Биоэнергия	528	652	794	938	1085	1237	3,5 %
Другие ВИЭ	1204	2221	3357	4495	5644	6838	7,2 %

**Таблица А.4 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в мире, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	8609	9065	9405	9627	9788	9888	0,6 %
Нефть	4013	4214	4320	4441	4513	4568	0,5 %
Газ	1786	2001	2154	2228	2285	2342	1,1 %
Уголь	1608	1599	1609	1559	1505	1400	-0,6 %
Биоэнергия	1164	1203	1257	1313	1371	1422	0,8 %
Другие ВИЭ	39	49	64	86	115	156	5,7 %

**Таблица А.5 – Основные показатели развития в Северной Америке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	22329	24664	27211	30158	33147	36084	1,9 %
Население, млн чел.	482	503	524	543	560	575	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	46349	49043	51973	55552	59193	62780	1,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-1,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,58	5,50	5,40	4,99	4,83	4,69	-0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	5900	5841	5714	5587	5480	5351	-0,4 %

**Таблица А.6 – Потребление первичных энергоресурсов в Северной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	2687	2716	2710	2711	2703	2697	0,0 %
Нефть	1021	1009	986	964	944	923	-0,4 %
Газ	798	840	861	873	887	887	0,4 %
Уголь	406	386	364	344	325	308	-1,1 %
Атомная энергия	246	237	229	228	215	214	-0,5 %
Гидроэнергия	57	63	64	65	66	67	0,7 %
Биоэнергия	121	125	132	141	150	161	1,1 %
Другие ВИЭ	38	57	75	96	116	136	5,2 %

**Таблица А.7 – Генерация электроэнергии в Северной Америке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5279	5415	5646	5930	6150	6308	0,7 %
Нефть	79	54	37	25	17	12	-7,3 %
Газ	1626	1708	1833	1934	2026	2042	0,9 %
Уголь	1571	1432	1372	1341	1307	1236	-1,0 %
Атомная энергия	943	909	878	874	822	821	-0,6 %
Гидроэнергия	662	727	741	754	767	780	0,7 %
Биоэнергия	95	105	126	149	170	191	2,8 %
Другие ВИЭ	303	479	660	853	1040	1227	5,8 %

**Таблица А.8 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Северной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1648	1688	1665	1637	1616	1605	-0,1 %
Нефть	1002	996	977	958	940	920	-0,3 %
Газ	507	538	538	536	537	538	0,2 %
Уголь	41	56	52	42	34	35	-0,6 %
Биоэнергия	94	94	95	97	99	104	0,4 %
Другие ВИЭ	3	3	4	5	6	8	4,4 %

**Таблица А.9 – Основные показатели развития в Южной и Центральной Америке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	7275	7589	8455	9377	10317	11255	1,8 %
Население, млн чел.	506	531	552	571	587	599	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	14363	14302	15312	16423	17585	18780	1,1 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	-0,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,36	1,35	1,36	1,45	1,50	1,55	0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1235	1261	1329	1400	1474	1543	0,9 %

**Таблица А.10 – Потребление первичных энергоресурсов в Южной и Центральной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	688	722	772	826	880	931	1,2 %
Нефть	310	323	336	350	363	376	0,8 %
Газ	143	142	158	176	194	209	1,5 %
Уголь	34	36	37	38	39	41	0,8 %
Атомная энергия	6	6	10	14	17	18	4,7 %
Гидроэнергия	58	69	75	81	87	93	2,0 %
Биоэнергия	131	137	142	146	151	157	0,7 %
Другие ВИЭ	7	10	15	20	28	37	7,0 %

**Таблица А.11 – Генерация электроэнергии в в Южной и Центральной Америке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1287	1399	1559	1725	1891	2056	1,9 %
Нефть	167	145	130	116	103	91	-2,4 %
Газ	250	230	267	311	358	400	1,9 %
Уголь	73	59	62	57	52	47	-1,7 %
Атомная энергия	22	23	39	55	64	68	4,7 %
Гидроэнергия	671	798	870	942	1014	1087	2,0 %
Биоэнергия	67	80	89	99	109	119	2,3 %
Другие ВИЭ	38	63	102	144	191	243	7,7 %

**Таблица А.12 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Южной и Центральной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	495	523	552	583	614	645	1,1 %
Нефть	275	292	308	325	341	357	1,1 %
Газ	91	94	103	114	123	129	1,4 %
Уголь	16	21	23	25	27	30	2,5 %
Биоэнергия	113	115	116	117	118	119	0,2 %
Другие ВИЭ	1	1	2	3	6	10	11,0 %

**Таблица А.13 – Основные показатели развития в Европе**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	22658	24691	26650	28553	30388	32119	1,4 %
Население, млн чел.	618	628	632	635	636	636	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	36647	39332	42186	44999	47763	50475	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	-1,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,07	3,08	2,97	2,80	2,71	2,63	-0,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	3809	3557	3344	3073	2864	2684	-1,4 %

**Таблица А.14 – Потребление первичных энергоресурсов в Европе, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1897	1863	1819	1774	1723	1671	-0,5 %
Нефть	678	631	584	539	493	448	-1,6 %
Газ	407	442	457	440	439	444	0,4 %
Уголь	312	265	235	208	185	165	-2,5 %
Атомная энергия	230	220	198	207	191	178	-1,0 %
Гидроэнергия	54	55	56	57	58	59	0,4 %
Биоэнергия	160	172	190	208	224	229	1,4 %
Другие ВИЭ	57	77	98	116	133	147	3,9 %

**Таблица А.15 – Генерация электроэнергии в Европе, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3763	3912	4042	4194	4319	4418	0,6 %
Нефть	64	45	32	22	16	12	-6,6 %
Газ	600	754	831	857	954	1026	2,2 %
Уголь	944	757	675	569	479	414	-3,2 %
Атомная энергия	880	844	758	792	731	683	-1,0 %
Гидроэнергия	623	640	651	662	672	681	0,4 %
Биоэнергия	206	234	265	293	317	336	2,0 %
Другие ВИЭ	446	636	830	1000	1150	1265	4,3 %

**Таблица А.16 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Европе, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1160	1128	1091	1036	987	937	-0,9 %
Нефть	661	620	577	533	489	445	-1,6 %
Газ	301	310	313	293	277	272	-0,4 %
Уголь	88	85	76	73	73	69	-1,0 %
Биоэнергия	103	106	116	125	134	133	1,0 %
Другие ВИЭ	7	8	9	11	13	17	3,6 %

**Таблица А.17 – Основные показатели развития в ЕС-28**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	19629	21277	22787	24235	25608	26903	1,3 %
Население, млн чел.	508	512	513	513	512	510	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	38632	41593	44429	47228	49993	52717	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,29	3,31	3,18	2,94	2,83	2,73	-0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	3324	3050	2827	2555	2340	2162	-1,7 %

**Таблица А.18 – Потребление первичных энергоресурсов в ЕС-28, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1672	1624	1567	1511	1451	1391	-0,7 %
Нефть	604	557	512	469	426	384	-1,8 %
Газ	358	383	390	368	357	358	0,0 %
Уголь	263	214	184	157	137	117	-3,2 %
Атомная энергия	223	215	190	194	179	164	-1,2 %
Гидроэнергия	29	31	31	31	31	31	0,2 %
Биоэнергия	149	161	179	195	211	215	1,5 %
Другие ВИЭ	46	63	81	96	111	123	4,0 %

**Таблица А.19 – Генерация электроэнергии в ЕС-28, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3204	3287	3358	3454	3525	3578	0,4 %
Нефть	61	44	31	21	15	11	-6,5 %
Газ	497	613	671	680	741	799	1,9 %
Уголь	826	628	548	452	374	318	-3,7 %
Атомная энергия	857	824	728	743	685	627	-1,2 %
Гидроэнергия	341	358	359	360	361	362	0,2 %
Биоэнергия	201	228	257	284	307	324	1,9 %
Другие ВИЭ	421	592	765	913	1042	1137	4,1 %

**Таблица А.20 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в ЕС-28, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1023	989	946	888	835	783	-1,1 %
Нефть	588	546	505	464	422	381	-1,7 %
Газ	269	275	273	250	229	222	-0,8 %
Уголь	69	66	57	52	51	46	-1,6 %
Биоэнергия	95	98	107	116	125	124	1,1 %
Другие ВИЭ	3	4	5	6	8	10	5,1 %

**Таблица А.21 – Основные показатели развития в СНГ**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5355	5902	6595	7296	8021	8712	2,0 %
Население, млн чел.	290	296	300	302	303	304	0,2 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	18474	19967	22010	24165	26460	28640	1,8 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	-1,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,35	3,33	3,41	3,60	3,63	3,63	0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2248	2288	2347	2390	2394	2399	0,3 %

**Таблица А.22 – Потребление первичных энергоресурсов в СНГ, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	970	1009	1054	1086	1099	1104	0,5 %
Нефть	168	184	185	187	188	184	0,4 %
Газ	508	526	563	583	588	590	0,6 %
Уголь	186	179	175	175	176	182	-0,1 %
Атомная энергия	75	82	88	93	95	90	0,8 %
Гидроэнергия	20	23	24	25	25	26	0,9 %
Биоэнергия	12	14	18	21	25	30	3,8 %
Другие ВИЭ	0	1	1	2	3	4	10,1 %

**Таблица А.23 – Генерация электроэнергии в СНГ, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1529	1631	1740	1856	1968	2079	1,2 %
Нефть	14	9	6	4	3	2	-7,6 %
Газ	679	716	784	867	943	1041	1,7 %
Уголь	298	306	308	321	333	354	0,7 %
Атомная энергия	286	315	346	355	366	343	0,7 %
Гидроэнергия	237	273	279	287	292	297	0,9 %
Биоэнергия	3	4	5	7	10	13	5,7 %
Другие ВИЭ	12	9	11	15	21	28	3,6 %

**Таблица А.24 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в СНГ, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	546	567	590	593	583	561	0,1 %
Нефть	163	181	182	186	187	183	0,5 %
Газ	280	291	313	313	301	280	0,0 %
Уголь	94	85	82	79	77	78	-0,8 %
Биоэнергия	9	11	13	15	17	19	3,1 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	2	17,2 %

**Таблица А.25 – Основные показатели развития в развитых странах Азии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	8396	9006	9601	10165	10697	11186	1,2 %
Население, млн чел.	207	208	208	208	206	204	-0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	40563	43248	46065	48935	51878	54861	1,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	-1,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,25	4,31	4,35	4,35	4,36	4,38	0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2243	2185	2086	2019	1943	1886	-0,7 %

**Таблица А.26 – Потребление первичных энергоресурсов в развитых странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	879	906	907	905	900	892	0,1 %
Нефть	367	361	338	317	292	272	-1,2 %
Газ	176	181	182	188	202	218	0,9 %
Уголь	243	234	226	222	212	202	-0,7 %
Атомная энергия	45	72	91	95	97	89	2,7 %
Гидроэнергия	11	11	12	12	12	12	0,6 %
Биоэнергия	24	26	29	32	35	37	1,8 %
Другие ВИЭ	14	20	30	39	50	61	6,1 %

**Таблица А.27 – Генерация электроэнергии в развитых странах Азии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1881	1954	2049	2204	2407	2619	1,3 %
Нефть	122	83	57	40	28	20	-7,0 %
Газ	592	588	598	674	789	935	1,8 %
Уголь	740	694	657	660	669	693	-0,3 %
Атомная энергия	174	277	349	363	371	340	2,7 %
Гидроэнергия	125	133	136	139	142	145	0,6 %
Биоэнергия	49	47	51	55	60	65	1,2 %
Другие ВИЭ	79	132	200	272	348	421	6,9 %

**Таблица А.28 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в развитых странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	505	520	505	480	447	412	-0,8 %
Нефть	341	344	326	308	286	268	-1,0 %
Газ	72	79	80	75	72	67	-0,3 %
Уголь	77	80	80	76	65	52	-1,6 %
Биоэнергия	14	16	18	20	21	23	2,0 %
Другие ВИЭ	1	1	1	1	2	3	3,1 %

**Таблица А.29 – Основные показатели развития в развивающихся странах Азии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	38756	50345	63952	78429	93449	108607	4,2 %
Население, млн чел.	3846	4019	4168	4292	4389	4460	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	10076	12527	15342	18273	21290	24350	3,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,07	-2,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,26	1,28	1,34	1,50	1,57	1,64	1,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	13464	14207	15163	15886	16477	16880	0,9 %

**Таблица А.30 – Потребление первичных энергоресурсов в развивающихся странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	4862	5373	5945	6448	6899	7309	1,6 %
Нефть	1149	1290	1403	1530	1617	1691	1,6 %
Газ	407	577	717	840	938	1041	3,8 %
Уголь	2541	2594	2715	2782	2853	2873	0,5 %
Атомная энергия	65	111	200	271	339	397	7,5 %
Гидроэнергия	123	141	156	170	183	195	1,9 %
Биоэнергия	497	524	552	582	613	647	1,1 %
Другие ВИЭ	79	136	202	273	356	466	7,4 %

**Таблица А.31 – Генерация электроэнергии в развивающихся странах Азии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	8620	10127	11984	13858	15774	17768	2,9 %
Нефть	135	115	101	89	79	71	-2,5 %
Газ	763	939	1173	1446	1713	1987	3,9 %
Уголь	5623	6001	6495	7028	7595	8194	1,5 %
Атомная энергия	251	424	766	1039	1299	1521	7,5 %
Гидроэнергия	1434	1643	1793	1942	2093	2245	1,8 %
Биоэнергия	106	174	243	313	384	458	6,0 %
Другие ВИЭ	309	831	1414	2001	2612	3293	9,9 %

**Таблица А.32 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в развивающихся странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3104	3370	3615	3794	3914	3979	1,0 %
Нефть	1115	1261	1378	1508	1597	1674	1,6 %
Газ	259	396	494	569	620	675	3,9 %
Уголь	1250	1225	1243	1200	1155	1054	-0,7 %
Биоэнергия	453	453	454	455	458	462	0,1 %
Другие ВИЭ	26	34	46	62	84	115	6,1 %

**Таблица А.33 – Основные показатели развития на Ближнем Востоке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5726	6466	7333	8340	9399	10465	2,4 %
Население, млн чел.	242	263	285	305	324	342	1,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	23704	24585	25705	27312	28996	30564	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	-0,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,29	3,30	3,35	3,49	3,58	3,66	0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1891	2047	2228	2403	2581	2738	1,5 %

**Таблица А.34 – Потребление первичных энергоресурсов на Ближнем Востоке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	795	881	973	1066	1161	1254	1,8 %
Нефть	385	422	451	477	504	530	1,3 %
Газ	397	429	483	537	592	650	2,0 %
Уголь	10	9	9	9	7	7	-1,1 %
Атомная энергия	1	11	13	19	26	31	16,1 %
Гидроэнергия	2	2	2	2	3	3	2,4 %
Биоэнергия	1	2	2	3	4	5	7,1 %
Другие ВИЭ	1	6	12	18	24	28	15,7 %

**Таблица А.35 – Генерация электроэнергии на Ближнем Востоке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1111	1259	1458	1666	1871	2075	2,5 %
Нефть	322	294	282	267	264	265	-0,8 %
Газ	737	845	1017	1185	1336	1480	2,8 %
Уголь	30	22	16	9	1	1	-12,4 %
Атомная энергия	3	42	49	72	100	120	16,0 %
Гидроэнергия	18	23	26	28	30	32	2,4 %
Биоэнергия	0	2	5	8	11	13	22,3 %
Другие ВИЭ	2	30	63	96	130	163	19,8 %

**Таблица А.36 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации на Ближнем Востоке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	519	573	623	671	722	774	1,6 %
Нефть	290	332	364	392	418	442	1,7 %
Газ	225	235	252	271	295	324	1,5 %
Уголь	3	4	5	6	7	7	3,1 %
Биоэнергия	1	1	1	1	1	0	-2,6 %
Другие ВИЭ	1	1	1	1	1	1	3,3 %

**Таблица А.37 – Основные показатели развития в Африке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5887	6767	8017	9531	11316	13359	3,3 %
Население, млн чел.	1194	1353	1522	1704	1897	2100	2,3 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	4929	5003	5266	5595	5966	6361	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,13	0,12	0,12	0,11	0,10	-1,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,67	0,66	0,66	0,65	0,65	0,64	-0,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1128	1253	1373	1494	1642	1780	1,8 %

**Таблица А.38 – Потребление первичных энергоресурсов в Африке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	800	897	1000	1109	1225	1347	2,1 %
Нефть	189	212	231	254	279	305	1,9 %
Газ	108	129	151	166	188	207	2,6 %
Уголь	107	116	124	134	147	157	1,5 %
Атомная энергия	3	3	3	8	9	15	6,5 %
Гидроэнергия	10	14	19	23	27	32	4,6 %
Биоэнергия	377	410	450	491	534	580	1,7 %
Другие ВИЭ	5	13	22	31	41	51	9,9 %

**Таблица А.39 – Генерация электроэнергии в Африке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	781	953	1148	1360	1588	1847	3,5 %
Нефть	88	89	91	91	92	94	0,3 %
Газ	285	361	458	549	661	780	4,1 %
Уголь	257	276	283	291	307	311	0,8 %
Атомная энергия	12	13	13	32	33	59	6,5 %
Гидроэнергия	121	167	217	267	317	367	4,6 %
Биоэнергия	2	5	9	15	25	40	12,9 %
Другие ВИЭ	16	42	76	113	154	197	10,5 %

**Таблица А.40 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Африке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	631	695	764	832	905	975	1,8 %
Нефть	166	188	207	230	254	280	2,1 %
Газ	51	58	61	59	60	58	0,5 %
Уголь	37	42	50	58	67	75	2,8 %
Биоэнергия	376	407	446	484	523	562	1,6 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	4,5 %

**Таблица А.41 – Основные показатели развития в странах ОЭСР**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	53091	57995	63049	68439	73790	78956	1,6 %
Население, млн чел.	1284	1319	1346	1371	1391	1407	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	41358	43982	46828	49924	53040	56121	1,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	-1,7 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,23	4,21	4,13	3,90	3,80	3,71	-0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	11874	11497	11063	10598	10222	9872	-0,7 %

**Таблица А.42 – Потребление первичных энергоресурсов в странах ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5424	5448	5399	5352	5289	5223	-0,2 %
Нефть	2060	1996	1903	1815	1726	1641	-0,9 %
Газ	1374	1458	1497	1500	1529	1551	0,5 %
Уголь	948	869	809	755	707	663	-1,4 %
Атомная энергия	514	523	510	522	490	464	-0,4 %
Гидроэнергия	119	126	129	131	133	135	0,5 %
Биоэнергия	301	322	350	377	405	422	1,4 %
Другие ВИЭ	108	154	203	252	299	346	4,7 %

**Таблица А.43 – Генерация электроэнергии в странах ОЭСР, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	10858	11222	11684	12286	12847	13322	0,8 %
Нефть	261	180	124	87	61	44	-6,9 %
Газ	2847	3093	3319	3539	3858	4101	1,5 %
Уголь	3228	2845	2662	2517	2410	2306	-1,3 %
Атомная энергия	1971	2004	1952	1997	1877	1779	-0,4 %
Гидроэнергия	1381	1470	1498	1524	1550	1575	0,5 %
Биоэнергия	354	390	445	499	550	595	2,1 %
Другие ВИЭ	818	1240	1685	2122	2541	2922	5,2 %

**Таблица А.44 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3289	3312	3237	3128	3023	2927	-0,5 %
Нефть	2000	1956	1876	1796	1712	1631	-0,8 %
Газ	869	915	920	892	873	864	0,0 %
Уголь	204	217	203	188	169	154	-1,1 %
Биоэнергия	205	212	224	235	246	250	0,8 %
Другие ВИЭ	11	13	15	18	22	28	3,7 %

**Таблица А.45 – Основные показатели развития в странах не-ОЭСР**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	63291	77435	94764	113410	132945	152831	3,6 %
Население, млн чел.	6102	6481	6845	7188	7511	7815	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	10372	11948	13844	15777	17700	19557	2,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,08	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,34	1,34	1,38	1,47	1,50	1,53	0,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	20044	21142	22521	23654	24633	25389	1,0 %

**Таблица А.46 – Потребление первичных энергоресурсов в странах не-ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	8154	8919	9782	10572	11300	11982	1,6 %
Нефть	2207	2435	2611	2803	2954	3088	1,4 %
Газ	1570	1809	2075	2304	2501	2695	2,2 %
Уголь	2891	2950	3078	3157	3238	3272	0,5 %
Атомная энергия	157	221	323	414	498	569	5,3 %
Гидроэнергия	216	252	279	304	328	351	2,0 %
Биоэнергия	1021	1087	1165	1245	1331	1422	1,3 %
Другие ВИЭ	92	165	252	345	452	585	7,7 %

**Таблица А.47 – Генерация электроэнергии в странах не-ОЭСР, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	13392	15427	17943	20506	23121	25849	2,7 %
Нефть	729	655	612	568	541	522	-1,3 %
Газ	2684	3047	3641	4284	4921	5590	3,0 %
Уголь	6308	6702	7206	7759	8334	8944	1,4 %
Атомная энергия	601	845	1247	1585	1908	2175	5,3 %
Гидроэнергия	2509	2935	3215	3497	3777	4059	1,9 %
Биоэнергия	175	262	349	440	536	642	5,3 %
Другие ВИЭ	386	981	1672	2373	3104	3917	9,7 %

**Таблица А.48 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах не-ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5320	5752	6167	6499	6765	6962	1,1 %
Нефть	2013	2258	2444	2645	2801	2937	1,5 %
Газ	917	1085	1234	1337	1412	1478	1,9 %
Уголь	1404	1382	1406	1371	1336	1246	-0,5 %
Биоэнергия	959	991	1034	1078	1124	1172	0,8 %
Другие ВИЭ	28	36	49	67	93	128	6,3 %

**Таблица А.49 – Основные показатели развития в странах БРИКС**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	35934	45555	56894	68699	80702	92496	3,9 %
Население, млн чел.	3122	3236	3330	3401	3451	3480	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	11511	14076	17086	20198	23387	26583	3,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,08	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,60	1,62	1,68	1,88	1,96	2,04	1,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	13876	14449	15237	15796	16191	16344	0,7 %

**Таблица А.50 – Потребление первичных энергоресурсов в странах БРИКС, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	4997	5447	5958	6398	6777	7108	1,4 %
Нефть	1047	1174	1256	1356	1416	1459	1,3 %
Газ	608	750	887	1000	1077	1149	2,6 %
Уголь	2603	2636	2734	2780	2829	2819	0,3 %
Атомная энергия	113	161	251	320	385	452	5,7 %
Гидроэнергия	153	178	194	210	224	238	1,8 %
Биоэнергия	419	440	462	486	514	545	1,1 %
Другие ВИЭ	54	108	173	246	331	445	8,8 %

**Таблица А.51 – Генерация электроэнергии в странах БРИКС, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	9161	10596	12351	14111	15912	17794	2,7 %
Нефть	72	54	42	33	25	19	-5,1 %
Газ	824	918	1077	1280	1466	1642	2,8 %
Уголь	5594	5883	6313	6766	7253	7740	1,3 %
Атомная энергия	431	617	961	1225	1476	1731	5,7 %
Гидроэнергия	1783	2071	2233	2401	2570	2743	1,7 %
Биоэнергия	142	212	280	349	423	504	5,2 %
Другие ВИЭ	315	841	1445	2057	2699	3414	10,0 %

**Таблица А.52 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах БРИКС, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3093	3331	3544	3691	3773	3793	0,8 %
Нефть	1027	1159	1244	1347	1409	1453	1,4 %
Газ	369	494	602	675	719	760	2,9 %
Уголь	1299	1275	1287	1243	1196	1093	-0,7 %
Биоэнергия	371	367	363	360	359	359	-0,1 %
Другие ВИЭ	27	35	48	66	91	127	6,4 %

**Таблица А.53 – Основные показатели развития в странах G-20**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	93559	108921	126416	144839	163521	181880	2,7 %
Население, млн чел.	4725	4890	5025	5133	5212	5263	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	19800	22272	25156	28219	31375	34555	2,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	-1,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,30	2,31	2,34	2,41	2,45	2,49	0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	26802	27123	27584	27775	27891	27785	0,1 %

**Таблица А.54 – Потребление первичных энергоресурсов в странах G-20, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	10887	11422	11944	12395	12769	13091	0,7 %
Нефть	3336	3419	3432	3467	3458	3439	0,1 %
Газ	2127	2380	2574	2701	2823	2933	1,3 %
Уголь	3590	3550	3592	3591	3594	3542	-0,1 %
Атомная энергия	629	688	769	858	900	949	1,7 %
Гидроэнергия	258	291	310	328	344	361	1,3 %
Биоэнергия	776	817	870	926	985	1039	1,2 %
Другие ВИЭ	171	277	397	524	663	830	6,5 %

**Таблица А.55 – Генерация электроэнергии в странах G-20, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	20460	22331	24666	27146	29628	32120	1,8 %
Нефть	528	398	313	247	196	157	-4,7 %
Газ	3950	4345	4822	5300	5872	6378	1,9 %
Уголь	8938	8870	9118	9456	9853	10244	0,5 %
Атомная энергия	2412	2637	2947	3288	3448	3633	1,7 %
Гидроэнергия	3006	3385	3576	3773	3970	4170	1,3 %
Биоэнергия	491	600	726	852	980	1108	3,3 %
Другие ВИЭ	1134	2097	3164	4231	5309	6429	7,2 %

**Таблица А.56 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах G-20, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	6699	7004	7173	7241	7248	7199	0,3 %
Нефть	3202	3319	3353	3404	3408	3398	0,2 %
Газ	1313	1499	1607	1651	1676	1706	1,1 %
Уголь	1512	1502	1505	1444	1378	1261	-0,7 %
Биоэнергия	635	638	647	660	674	682	0,3 %
Другие ВИЭ	37	46	61	82	111	152	5,8 %

**Таблица А.57 – Основные показатели развития в Китае**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	20020	26183	32670	38895	44578	49494	3,6 %
Население, млн чел.	1405	1433	1447	1450	1442	1426	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	14250	18275	22573	26826	30905	34696	3,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,15	0,12	0,11	0,09	0,08	0,08	-2,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,15	2,18	2,25	2,50	2,60	2,70	0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	9348	9370	9540	9514	9399	9125	-0,1 %

**Таблица А.58 – Потребление первичных энергоресурсов в Китае, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3019	3231	3466	3632	3753	3847	1,0 %
Нефть	569	644	673	714	707	700	0,8 %
Газ	161	271	358	420	457	489	4,5 %
Уголь	1989	1916	1906	1853	1822	1745	-0,5 %
Атомная энергия	45	88	158	206	251	291	7,8 %
Гидроэнергия	96	107	116	124	131	137	1,4 %
Биоэнергия	114	117	118	121	125	132	0,6 %
Другие ВИЭ	46	87	137	193	260	353	8,5 %

**Таблица А.59 – Генерация электроэнергии в Китае, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5882	6755	7844	8861	9902	11009	2,5 %
Нефть	10	4	2	1	0	0	-16,5 %
Газ	158	230	312	403	493	571	5,3 %
Уголь	4134	4197	4373	4547	4733	4947	0,7 %
Атомная энергия	171	338	604	789	963	1116	7,8 %
Гидроэнергия	1114	1248	1328	1408	1488	1569	1,4 %
Биоэнергия	64	113	161	209	258	311	6,5 %
Другие ВИЭ	231	625	1064	1505	1967	2495	10,0 %

**Таблица А.60 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Китае, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1881	1970	2029	2039	2001	1920	0,1 %
Нефть	567	643	673	714	707	700	0,8 %
Газ	133	230	303	350	372	392	4,4 %
Уголь	1063	986	946	865	803	691	-1,7 %
Биоэнергия	92	78	63	49	36	25	-5,1 %
Другие ВИЭ	26	33	45	61	82	112	6,0 %

**Таблица А.61 – Основные показатели развития в США**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	18407	20373	22486	24991	27535	30026	2,0 %
Население, млн чел.	320	331	343	355	365	374	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	57536	61470	65507	70453	75433	80268	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	6,94	6,82	6,73	6,19	5,96	5,78	-0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	4959	4880	4714	4583	4460	4333	-0,5 %

**Таблица А.62 – Потребление первичных энергоресурсов в США, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	2219	2231	2209	2196	2177	2162	-0,1 %
Нефть	830	818	797	775	753	731	-0,5 %
Газ	646	673	671	682	690	693	0,3 %
Уголь	374	356	334	314	294	276	-1,2 %
Атомная энергия	216	207	208	201	190	186	-0,6 %
Гидроэнергия	22	26	26	27	28	28	1,1 %
Биоэнергия	99	102	109	116	125	135	1,2 %
Другие ВИЭ	31	47	64	81	97	113	5,3 %

**Таблица А.63 – Генерация электроэнергии в США, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	4297	4388	4557	4783	4949	5063	0,7 %
Нефть	39	27	18	12	8	5	-7,7 %
Газ	1373	1424	1482	1570	1641	1663	0,8 %
Уголь	1471	1342	1283	1264	1228	1163	-0,9 %
Атомная энергия	830	794	796	769	726	714	-0,6 %
Гидроэнергия	251	301	308	314	320	326	1,1 %
Биоэнергия	80	89	107	126	144	161	2,8 %
Другие ВИЭ	253	411	564	728	882	1030	5,8 %

**Таблица А.64 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в США, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1339	1366	1334	1301	1275	1259	-0,2 %
Нефть	822	812	793	772	751	730	-0,5 %
Газ	405	425	415	414	413	414	0,1 %
Уголь	33	48	43	29	21	20	-2,0 %
Биоэнергия	77	78	79	81	85	90	0,6 %
Другие ВИЭ	3	3	4	4	5	6	3,4 %

**Таблица А.65 – Основные показатели развития в Индии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	8109	11143	15268	20108	25651	31769	6,5 %
Население, млн чел.	1309	1383	1452	1513	1565	1605	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	6194	8056	10516	13290	16395	19789	5,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,65	0,67	0,76	0,98	1,08	1,18	3,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2074	2568	3108	3612	4087	4516	3,2 %

**Таблица А.66 – Потребление первичных энергоресурсов в Индии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	857	1046	1262	1479	1690	1888	3,2 %
Нефть	212	244	290	341	402	450	3,1 %
Газ	43	63	80	101	128	162	5,4 %
Уголь	379	486	595	691	770	840	3,2 %
Атомная энергия	10	12	27	45	59	73	8,4 %
Гидроэнергия	12	15	18	22	26	30	3,8 %
Биоэнергия	196	211	226	240	255	270	1,3 %
Другие ВИЭ	5	15	27	39	51	63	10,8 %

**Таблица А.67 – Генерация электроэнергии в Индии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1383	1794	2303	2856	3431	4008	4,3 %
Нефть	23	20	18	15	13	10	-3,2 %
Газ	68	87	110	136	168	202	4,5 %
Уголь	1042	1259	1507	1777	2076	2370	3,3 %
Атомная энергия	37	46	103	172	225	281	8,4 %
Гидроэнергия	138	177	214	255	299	347	3,8 %
Биоэнергия	27	40	54	68	83	97	5,3 %
Другие ВИЭ	48	165	298	432	567	701	11,3 %

**Таблица А.68 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Индии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	540	654	773	884	988	1079	2,8 %
Нефть	204	237	284	336	398	447	3,2 %
Газ	30	46	58	74	96	124	5,9 %
Уголь	125	182	235	271	283	290	3,4 %
Биоэнергия	182	189	196	202	209	215	0,7 %
Другие ВИЭ	0	1	1	2	2	3	327,0 %

**Таблица А.69 – Основные показатели развития в Японии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5186	5368	5507	5621	5725	5820	0,5 %
Население, млн чел.	128	126	124	122	118	115	-0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	40524	42432	44299	46235	48308	50519	0,9 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	-1,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,44	3,40	3,42	3,35	3,32	3,30	-0,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1165	1074	959	866	800	736	-1,8 %

**Таблица А.70 – Потребление первичных энергоресурсов в Японии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	441	433	420	407	394	381	-0,6 %
Нефть	196	180	158	136	115	100	-2,6 %
Газ	100	91	82	80	90	91	-0,4 %
Уголь	117	112	104	95	87	80	-1,5 %
Атомная энергия	2	21	42	54	55	56	13,3 %
Гидроэнергия	7	7	7	8	8	8	0,2 %
Биоэнергия	11	12	13	14	15	16	1,3 %
Другие ВИЭ	6	10	14	20	25	31	6,6 %

**Таблица А.71 – Генерация электроэнергии в Японии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1035	1001	992	1031	1082	1145	0,4 %
Нефть	103	68	46	30	20	13	-7,9 %
Газ	410	374	338	345	380	418	0,1 %
Уголь	343	288	235	214	214	220	-1,8 %
Атомная энергия	9	80	161	208	209	215	13,3 %
Гидроэнергия	85	85	86	87	89	90	0,2 %
Биоэнергия	41	38	39	41	42	44	0,2 %
Другие ВИЭ	44	68	86	106	128	145	4,9 %

**Таблица А.72 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Японии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	255	252	235	211	189	164	-1,8 %
Нефть	175	166	149	130	111	97	-2,3 %
Газ	28	26	24	22	26	21	-1,2 %
Уголь	48	55	57	53	46	37	-1,0 %
Биоэнергия	3	4	5	6	6	7	2,9 %
Другие ВИЭ	1	0	0	0	0	1	1,2 %

**Таблица А.73 – Основные показатели развития в Германии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	3911	4183	4388	4591	4791	4987	1,0 %
Население, млн чел.	82	83	82	82	82	81	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	47864	50674	53217	55866	58623	61492	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	-1,7 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,95	3,99	3,81	3,49	3,36	3,28	-0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	729	689	659	594	540	517	-1,4 %

**Таблица А.74 – Потребление первичных энергоресурсов в Германии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	322	314	300	287	275	266	-0,8 %
Нефть	111	100	93	86	80	75	-1,6 %
Газ	65	80	89	84	76	80	0,8 %
Уголь	79	70	62	53	48	43	-2,4 %
Атомная энергия	24	17	0	0	0	0	-100,0 %
Гидроэнергия	2	2	2	2	2	2	0,8 %
Биоэнергия	30	33	38	42	46	40	1,2 %
Другие ВИЭ	11	13	16	20	23	26	3,4 %

**Таблица А.75 – Генерация электроэнергии в Германии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	641	642	651	671	695	727	0,5 %
Нефть	6	4	3	2	2	1	-6,8 %
Газ	63	105	143	164	186	207	4,9 %
Уголь	284	247	244	205	168	147	-2,6 %
Атомная энергия	92	63	0	0	0	0	-100,0 %
Гидроэнергия	19	20	21	22	22	23	0,8 %
Биоэнергия	57	62	67	71	75	79	1,3 %
Другие ВИЭ	120	141	173	207	242	270	3,3 %

**Таблица А.76 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Германии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	197	194	187	175	164	153	-1,0 %
Нефть	110	99	92	86	80	74	-1,5 %
Газ	53	60	62	54	42	43	-0,9 %
Уголь	16	16	9	9	12	12	-1,2 %
Биоэнергия	16	18	22	25	28	21	1,1 %
Другие ВИЭ	1	1	1	1	2	2	3,6 %

**Таблица А.77 – Основные показатели развития в Российской Федерации**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	3809	4145	4516	4896	5321	5747	1,7 %
Население, млн чел.	146	148	149	148	148	147	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	26009	28041	30410	32990	36025	39090	1,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	-1,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,59	4,61	4,77	5,11	5,20	5,25	0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1547	1596	1641	1676	1670	1649	0,3 %

**Таблица А.78 – Потребление первичных энергоресурсов в Российской Федерации, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	672	705	735	758	768	772	0,6 %
Нефть	115	131	131	134	135	132	0,6 %
Газ	364	380	407	421	424	421	0,6 %
Уголь	121	115	113	114	112	112	-0,3 %
Атомная энергия	51	54	56	59	63	71	1,3 %
Гидроэнергия	14	17	17	17	17	18	0,8 %
Биоэнергия	7	8	11	12	15	18	3,9 %
Другие ВИЭ	0	1	1	1	2	2	10,5 %

**Таблица А.79 – Генерация электроэнергии в Российской Федерации, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1067	1140	1204	1297	1384	1483	1,3 %
Нефть	10	7	5	3	2	1	-7,7 %
Газ	518	558	606	675	731	792	1,7 %
Уголь	162	167	174	184	190	196	0,8 %
Атомная энергия	195	206	215	224	243	270	1,3 %
Гидроэнергия	170	194	196	200	202	204	0,7 %
Биоэнергия	3	3	4	6	8	11	5,6 %
Другие ВИЭ	9	5	5	5	6	8	-0,7 %

**Таблица А.80 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Российской Федерации, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	363	383	399	400	390	373	0,1 %
Нефть	111	129	130	133	134	132	0,7 %
Газ	183	190	207	206	197	182	0,0 %
Уголь	65	58	54	52	49	47	-1,3 %
Биоэнергия	5	6	8	8	9	10	3,1 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	21,8 %

**Таблица А.81 – Основные показатели развития в Бразилии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	3258	3301	3579	3845	4093	4315	1,1 %
Население, млн чел.	206	214	220	225	229	232	0,5 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	15821	15434	16241	17054	17857	18633	0,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,10	0,09	0,09	0,10	0,10	0,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,46	1,46	1,47	1,61	1,70	1,80	0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	464	466	488	522	551	574	0,9 %

**Таблица А.82 – Потребление первичных энергоресурсов в Бразилии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	301	314	336	363	390	416	1,3 %
Нефть	125	129	134	136	138	140	0,5 %
Газ	35	32	38	51	62	69	2,7 %
Уголь	18	18	19	19	20	20	0,6 %
Атомная энергия	4	4	7	7	8	9	3,2 %
Гидроэнергия	31	39	42	46	50	53	2,2 %
Биоэнергия	86	87	90	93	97	101	0,6 %
Другие ВИЭ	3	4	7	11	16	23	9,2 %

**Таблица А.83 – Генерация электроэнергии в Бразилии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	582	637	715	792	867	937	1,9 %
Нефть	29	22	17	13	10	8	-5,2 %
Газ	79	42	46	55	56	49	-1,9 %
Уголь	27	13	13	14	12	9	-4,3 %
Атомная энергия	15	15	26	26	30	33	3,2 %
Гидроэнергия	360	451	494	536	578	621	2,2 %
Биоэнергия	49	56	59	63	67	71	1,5 %
Другие ВИЭ	22	37	60	85	113	148	7,9 %

**Таблица А.84 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Бразилии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	228	242	255	275	295	315	1,3 %
Нефть	118	124	130	133	136	138	0,6 %
Газ	20	24	29	40	51	60	4,6 %
Уголь	11	15	16	16	17	18	1,9 %
Биоэнергия	78	77	79	82	85	88	0,5 %
Другие ВИЭ	1	1	2	3	6	10	11,3 %

**Таблица А.85 – Основные показатели развития в Индонезии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2887	3619	4519	5539	6678	7924	4,1 %
Население, млн чел.	258	272	285	296	305	312	0,8 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	11184	13296	15870	18740	21914	25385	3,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,88	0,89	0,93	1,02	1,07	1,11	0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	424	472	518	560	599	635	1,6 %

**Таблица А.86 – Потребление первичных энергоресурсов в Индонезии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	226	252	278	302	325	345	1,7 %
Нефть	72	77	82	87	93	98	1,2 %
Газ	38	50	59	68	74	80	3,0 %
Уголь	41	45	49	53	56	60	1,5 %
Атомная энергия	0	0	2	4	6	6	-
Гидроэнергия	1	1	2	2	2	2	2,6 %
Биоэнергия	57	58	60	63	65	68	0,7 %
Другие ВИЭ	17	21	24	26	28	31	2,4 %

**Таблица А.87 – Генерация электроэнергии в Индонезии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	234	293	357	427	500	577	3,7 %
Нефть	20	19	17	15	13	11	-2,1 %
Газ	59	97	151	190	234	284	6,5 %
Уголь	131	147	147	166	183	198	1,7 %
Атомная энергия	0	0	8	16	24	24	-
Гидроэнергия	14	17	20	22	24	26	2,6 %
Биоэнергия	1	2	2	2	3	4	5,0 %
Другие ВИЭ	10	12	14	16	19	30	4,4 %

**Таблица А.88 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Индонезии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	159	169	179	187	193	198	0,9 %
Нефть	68	72	78	84	89	95	1,4 %
Газ	25	29	27	28	26	22	-0,6 %
Уголь	10	10	14	14	14	14	1,6 %
Биоэнергия	56	57	59	62	64	67	0,7 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	-

**Таблица А.89 – Основные показатели развития в Великобритании**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2736	2956	3190	3417	3645	3877	1,4 %
Население, млн чел.	66	68	69	71	72	73	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	41642	43690	45964	48194	50468	52784	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	-2,7 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,93	2,87	2,71	2,27	2,06	1,86	-1,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	411	357	325	283	247	228	-2,3 %

**Таблица А.90 – Потребление первичных энергоресурсов в Великобритании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	192	183	172	161	149	136	-1,4 %
Нефть	73	69	62	55	48	40	-2,4 %
Газ	61	68	67	61	54	55	-0,4 %
Уголь	24	9	6	3	2	2	-9,4 %
Атомная энергия	18	18	14	14	13	5	-4,7 %
Гидроэнергия	1	1	1	1	1	1	0,2 %
Биоэнергия	11	14	17	19	21	22	2,8 %
Другие ВИЭ	4	5	7	8	9	11	3,8 %

**Таблица А.91 – Генерация электроэнергии в Великобритании, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	336	324	316	313	313	314	-0,3 %
Нефть	2	1	1	1	0	0	-8,6 %
Газ	100	149	140	116	101	118	0,7 %
Уголь	77	0	0	0	0	0	-100,0 %
Атомная энергия	70	70	52	53	52	21	-4,7 %
Гидроэнергия	6	6	6	6	6	7	0,2 %
Биоэнергия	33	38	43	46	48	48	1,5 %
Другие ВИЭ	48	59	74	90	105	120	3,7 %

**Таблица А.92 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Великобритании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	128	126	119	109	99	90	-1,4 %
Нефть	72	68	62	55	48	40	-2,3 %
Газ	45	43	45	43	38	37	-0,8 %
Уголь	6	9	6	3	2	2	-4,5 %
Биоэнергия	4	5	7	8	10	11	4,3 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	6,9 %

**Таблица А.93 – Основные показатели развития во Франции**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2701	2890	3115	3337	3555	3764	1,3 %
Население, млн чел.	65	66	67	68	69	70	0,3 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	41874	43944	46570	49115	51595	54004	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,02	3,89	3,73	3,38	3,20	3,03	-1,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	311	278	241	227	248	230	-1,2 %

**Таблица А.94 – Потребление первичных энергоресурсов во Франции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	260	245	238	229	221	211	-0,8 %
Нефть	79	68	62	57	52	46	-2,1 %
Газ	35	36	28	30	48	46	1,1 %
Уголь	9	7	6	5	4	4	-3,4 %
Атомная энергия	114	108	114	107	84	80	-1,4 %
Гидроэнергия	5	5	5	5	5	5	-0,1 %
Биоэнергия	16	16	17	17	18	18	0,5 %
Другие ВИЭ	3	5	6	8	11	12	6,0 %

**Таблица А.95 – Генерация электроэнергии во Франции, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	563	563	579	592	601	595	0,2 %
Нефть	2	1	1	1	0	0	-7,9 %
Газ	20	23	9	26	96	95	6,5 %
Уголь	12	2	0	0	0	0	-100,0 %
Атомная энергия	437	415	435	410	320	307	-1,4 %
Гидроэнергия	54	60	58	56	55	53	-0,1 %
Биоэнергия	8	11	12	13	13	13	1,9 %
Другие ВИЭ	29	51	64	86	116	126	6,0 %

**Таблица А.96 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации во Франции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	128	118	106	100	99	93	-1,3 %
Нефть	78	68	62	57	51	46	-2,1 %
Газ	31	32	26	25	31	30	-0,2 %
Уголь	6	6	6	5	4	4	-1,9 %
Биоэнергия	12	11	12	12	12	12	0,0 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	5,5 %

**Таблица А.97 – Основные показатели развития в Мексике**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2264	2498	2794	3099	3412	3729	2,0 %
Население, млн чел.	126	134	141	148	153	158	0,9 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	17980	18661	19799	21007	22289	23649	1,1 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	-1,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,52	1,50	1,48	1,46	1,46	1,48	-0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	436	448	461	465	477	489	0,5 %

**Таблица А.98 – Потребление первичных энергоресурсов в Мексике, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	192	198	207	215	224	234	0,8 %
Нефть	95	97	98	100	101	103	0,3 %
Газ	65	68	71	70	73	75	0,6 %
Уголь	14	15	16	17	18	19	1,4 %
Атомная энергия	3	3	3	7	8	9	4,3 %
Гидроэнергия	3	3	3	3	3	4	1,3 %
Биоэнергия	9	9	9	10	11	12	1,4 %
Другие ВИЭ	4	5	6	7	9	12	4,3 %

**Таблица А.99 – Генерация электроэнергии в Мексике, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	311	337	364	395	426	455	1,5 %
Нефть	32	21	14	9	6	4	-8,3 %
Газ	186	213	238	249	264	270	1,5 %
Уголь	34	34	32	28	28	27	-0,9 %
Атомная энергия	12	11	11	27	30	33	4,3 %
Гидроэнергия	31	35	37	39	40	42	1,3 %
Биоэнергия	2	3	3	4	6	7	5,4 %
Другие ВИЭ	15	21	29	39	52	73	6,4 %

**Таблица А.100 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Мексике, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	129	132	136	139	143	149	0,6 %
Нефть	87	91	95	98	100	102	0,6 %
Газ	30	29	28	26	26	27	-0,4 %
Уголь	5	6	7	10	11	12	3,9 %
Биоэнергия	7	6	6	6	5	5	-1,0 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	1	2	9,9 %

**Таблица А.101 – Основные показатели развития в Италии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2217	2299	2378	2452	2520	2579	0,6 %
Население, млн чел.	60	59	59	58	58	57	-0,2 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	37237	38859	40548	42178	43767	45315	0,8 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	-1,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,58	2,54	2,44	2,29	2,21	2,14	-0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	318	276	243	219	196	174	-2,4 %

**Таблица А.102 – Потребление первичных энергоресурсов в Италии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	154	145	139	133	127	122	-0,9 %
Нефть	59	52	46	40	35	31	-2,5 %
Газ	55	51	49	45	41	37	-1,6 %
Уголь	12	8	6	5	5	5	-3,9 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	4	4	4	4	4	4	-0,2 %
Биоэнергия	15	16	18	20	22	23	1,8 %
Другие ВИЭ	9	12	16	18	21	23	3,8 %

**Таблица А.103 – Генерация электроэнергии в Италии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	282	297	306	315	323	332	0,7 %
Нефть	13	8	4	2	1	1	-11,4 %
Газ	111	118	118	118	118	117	0,2 %
Уголь	45	23	0	0	0	0	-100,0 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	46	46	45	45	44	43	-0,2 %
Биоэнергия	22	25	27	28	28	29	1,1 %
Другие ВИЭ	45	78	111	122	132	142	4,7 %

**Таблица А.104 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Италии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	100	92	89	81	74	67	-1,6 %
Нефть	54	50	45	40	35	31	-2,2 %
Газ	35	30	27	24	21	16	-3,0 %
Уголь	2	3	6	5	5	5	3,6 %
Биоэнергия	8	9	10	12	13	14	2,2 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	1	1	4,3 %

**Таблица А.105 – Основные показатели развития в Турции**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1933	2217	2543	2876	3217	3540	2,5 %
Население, млн чел.	78	84	86	88	91	93	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	24693	26443	29532	32528	35384	38075	1,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	-1,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,70	1,74	1,75	1,92	1,97	2,01	0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	327	353	366	365	378	382	0,6 %

**Таблица А.106 – Потребление первичных энергоресурсов в Турции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	133	147	159	170	179	186	1,4 %
Нефть	43	47	46	45	44	43	0,0 %
Газ	39	47	56	58	66	71	2,4 %
Уголь	35	35	35	34	34	34	-0,1 %
Атомная энергия	0	0	2	10	10	12	-
Гидроэнергия	6	5	6	6	7	7	1,0 %
Биоэнергия	3	3	3	3	3	3	0,0 %
Другие ВИЭ	7	9	11	13	15	17	3,6 %

**Таблица А.107 – Генерация электроэнергии в Турции, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	262	308	344	380	417	450	2,2 %
Нефть	2	1	1	0	0	0	-11,6 %
Газ	99	126	138	137	156	167	2,1 %
Уголь	76	84	78	65	60	51	-1,6 %
Атомная энергия	0	0	9	37	37	47	-
Гидроэнергия	67	61	67	74	80	86	1,0 %
Биоэнергия	1	2	3	3	4	4	4,8 %
Другие ВИЭ	16	33	48	64	79	95	7,5 %

**Таблица А.108 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Турции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	86	93	100	105	110	114	1,1 %
Нефть	42	46	46	45	44	43	0,0 %
Газ	22	26	33	35	40	43	2,7 %
Уголь	16	15	16	19	20	22	1,3 %
Биоэнергия	3	3	3	2	2	2	-1,2 %
Другие ВИЭ	3	3	3	4	4	4	1,7 %

**Таблица А.109 – Основные показатели развития в Республике Корея**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1881	2132	2412	2690	2952	3182	2,1 %
Население, млн чел.	51	52	52	53	53	52	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	37176	41387	46197	51046	55903	60711	2,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,15	0,15	0,13	0,12	0,12	0,11	-1,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,66	5,89	6,03	6,29	6,43	6,56	0,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	691	706	725	758	756	769	0,4 %

**Таблица А.110 – Потребление первичных энергоресурсов в Республике Корея, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	286	310	322	331	339	344	0,7 %
Нефть	117	126	125	125	123	118	0,1 %
Газ	39	47	54	61	66	81	2,9 %
Уголь	81	76	79	85	84	83	0,1 %
Атомная энергия	43	52	49	41	42	33	-1,1 %
Гидроэнергия	0	0	0	0	0	0	3,5 %
Биоэнергия	6	7	8	10	11	12	3,0 %
Другие ВИЭ	1	2	6	10	13	17	13,2 %

**Таблица А.111 – Генерация электроэнергии в Республике Корея, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	549	643	727	825	961	1095	2,8 %
Нефть	13	8	5	3	2	1	-8,5 %
Газ	123	153	192	255	328	430	5,1 %
Уголь	237	251	266	292	302	325	1,3 %
Атомная энергия	165	198	188	156	162	125	-1,1 %
Гидроэнергия	2	4	4	4	5	5	3,5 %
Биоэнергия	3	4	6	8	11	13	5,9 %
Другие ВИЭ	7	25	65	106	151	195	14,1 %

**Таблица А.112 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Республике Корея, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	162	170	172	172	162	152	-0,3 %
Нефть	112	124	124	124	122	118	0,2 %
Газ	20	23	25	23	17	17	-0,7 %
Уголь	24	17	17	17	15	9	-3,9 %
Биоэнергия	5	6	6	7	8	8	2,0 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	3,9 %

**Таблица А.113 – Основные показатели развития в Саудовской Аравии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1727	1827	1999	2198	2397	2573	1,6 %
Население, млн чел.	32	35	37	39	41	43	1,2 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	54717	52648	53593	55677	58008	60155	0,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	7,21	7,37	7,45	7,98	8,38	8,81	0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	556	615	665	715	772	827	1,6 %

**Таблица А.114 – Потребление первичных энергоресурсов в Саудовской Аравии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	228	258	286	315	346	377	2,0 %
Нефть	156	168	183	198	212	227	1,5 %
Газ	71	86	94	101	111	120	2,1 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Атомная энергия	0	0	0	2	3	5	-
Гидроэнергия	0	0	0	0	0	0	-
Биоэнергия	0	1	2	3	3	4	29,6 %
Другие ВИЭ	0	4	8	12	17	21	64,2 %

**Таблица А.115 – Генерация электроэнергии в Саудовской Аравии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	338	362	421	477	530	581	2,2 %
Нефть	150	124	111	98	84	71	-2,9 %
Газ	189	220	268	308	348	382	2,9 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Атомная энергия	0	0	0	8	12	20	-
Гидроэнергия	0	0	0	0	0	0	-
Биоэнергия	0	2	5	8	10	13	-
Другие ВИЭ	0	16	36	56	76	96	58,2 %

**Таблица А.116 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Саудовской Аравии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	137	166	181	197	216	236	2,2 %
Нефть	113	134	152	171	189	207	2,5 %
Газ	24	32	28	26	27	29	0,8 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	0,9 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	-

**Таблица А.117 – Основные показатели развития в Испании**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1634	1814	1940	2061	2172	2273	1,3 %
Население, млн чел.	47	47	46	46	46	46	-0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	35133	38947	41801	44577	47242	49785	1,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,80	2,82	2,71	2,50	2,39	2,29	-0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	259	233	211	191	171	171	-1,7 %

**Таблица А.118 – Потребление первичных энергоресурсов в Испании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	130	126	121	116	110	104	-0,9 %
Нефть	61	59	55	51	47	43	-1,3 %
Газ	25	23	21	19	17	22	-0,4 %
Уголь	13	9	7	6	5	4	-4,9 %
Атомная энергия	15	15	15	15	15	7	-3,1 %
Гидроэнергия	2	3	3	3	3	3	1,1 %
Биоэнергия	7	8	9	9	10	11	1,8 %
Другие ВИЭ	7	10	11	12	13	14	2,5 %

**Таблица А.119 – Генерация электроэнергии в Испании, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	278	290	299	307	313	316	0,5 %
Нефть	17	13	10	7	6	4	-5,6 %
Газ	52	60	64	67	68	98	2,5 %
Уголь	53	38	31	25	21	18	-4,3 %
Атомная энергия	57	56	56	57	57	26	-3,1 %
Гидроэнергия	28	35	36	36	37	37	1,1 %
Биоэнергия	7	8	10	13	15	17	3,8 %
Другие ВИЭ	63	80	91	101	110	116	2,4 %

**Таблица А.120 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Испании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	80	76	71	65	59	57	-1,3 %
Нефть	57	56	53	50	46	42	-1,2 %
Газ	16	14	12	9	6	8	-2,9 %
Уголь	1	0	0	0	0	0	-11,8 %
Биоэнергия	5	5	6	6	6	6	0,8 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	3,8 %

**Таблица А.121 – Основные показатели развития в Канаде**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1659	1793	1931	2068	2200	2329	1,4 %
Население, млн чел.	36	38	39	41	42	43	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	46137	47678	49293	50909	52528	54149	0,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,17	0,16	0,15	0,15	0,14	0,13	-1,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	7,69	7,86	7,65	7,38	7,21	7,00	-0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	504	513	539	538	542	529	0,2 %

**Таблица А.122 – Потребление первичных энергоресурсов в Канаде, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	276	288	295	300	302	301	0,3 %
Нефть	95	95	90	89	89	89	-0,3 %
Газ	87	99	118	121	124	120	1,3 %
Уголь	18	15	14	14	13	13	-1,4 %
Атомная энергия	26	27	18	20	17	19	-1,2 %
Гидроэнергия	33	34	34	35	35	35	0,3 %
Биоэнергия	14	14	14	14	14	14	0,1 %
Другие ВИЭ	3	4	6	7	9	11	5,9 %

**Таблица А.123 – Генерация электроэнергии в Канаде, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	671	690	724	752	775	791	0,7 %
Нефть	8	7	5	4	4	3	-4,0 %
Газ	67	72	112	115	121	109	2,0 %
Уголь	66	56	57	50	52	46	-1,4 %
Атомная энергия	101	104	70	77	66	74	-1,2 %
Гидроэнергия	381	391	396	402	407	412	0,3 %
Биоэнергия	13	14	16	18	21	23	2,4 %
Другие ВИЭ	35	47	67	86	105	124	5,2 %

**Таблица А.124 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Канаде, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	180	190	195	197	198	197	0,4 %
Нефть	93	93	89	88	88	88	-0,2 %
Газ	72	84	94	96	99	97	1,2 %
Уголь	3	2	1	3	2	3	-0,5 %
Биоэнергия	11	11	10	10	9	9	-0,8 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	1,3 %

**Таблица А.125 – Основные показатели развития в Иране**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1365	1669	1983	2284	2576	2858	3,0 %
Население, млн чел.	79	84	87	89	90	92	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	17202	19968	22861	25705	28465	31096	2,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,16	0,15	0,15	0,15	0,15	-0,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,06	3,08	3,23	3,84	4,18	4,52	1,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	559	621	695	768	841	918	2,0 %

**Таблица А.126 – Потребление первичных энергоресурсов в Иране, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	243	270	305	341	378	415	2,2 %
Нефть	84	98	105	110	114	118	1,4 %
Газ	155	168	195	223	252	285	2,5 %
Уголь	1	1	1	1	1	1	0,3 %
Атомная энергия	1	1	3	5	8	9	10,6 %
Гидроэнергия	1	1	1	2	2	2	1,7 %
Биоэнергия	1	0	0	0	0	0	-5,5 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	5,1 %

**Таблица А.127 – Генерация электроэнергии в Иране, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	281	339	407	474	539	603	3,1 %
Нефть	40	33	27	21	16	12	-4,7 %
Газ	222	286	352	414	470	531	3,5 %
Уголь	0	1	1	1	1	1	3,5 %
Атомная энергия	3	4	10	18	30	36	10,6 %
Гидроэнергия	14	16	17	19	20	22	1,7 %
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	7,9 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	5,1 %

**Таблица А.128 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Иране, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	180	195	216	239	263	288	1,9 %
Нефть	72	88	97	104	110	114	1,8 %
Газ	106	105	118	134	152	173	2,0 %
Уголь	1	1	1	1	1	1	-0,5 %
Биоэнергия	1	0	0	0	0	0	-6,4 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	5,2 %

**Таблица А.129 – Основные показатели развития в Австралии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1159	1312	1466	1618	1767	1912	2,0 %
Население, млн чел.	24	25	27	28	30	31	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	48685	51660	54598	57316	59830	62140	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-1,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,46	5,69	5,53	5,06	4,84	4,65	-0,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	352	370	366	358	350	342	-0,1 %

**Таблица А.130 – Потребление первичных энергоресурсов в Австралии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	130	140	143	143	143	143	0,4 %
Нефть	47	47	46	46	45	44	-0,2 %
Газ	32	39	42	42	43	43	1,1 %
Уголь	43	44	43	41	40	38	-0,5 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	1	2	2	2	2	2	1,7 %
Биоэнергия	5	6	7	7	8	9	1,9 %
Другие ВИЭ	2	3	4	5	6	7	5,7 %

**Таблица А.131 – Генерация электроэнергии в Австралии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	252	266	285	301	316	329	1,1 %
Нефть	7	6	6	6	6	5	-1,0 %
Газ	52	57	63	70	76	83	1,9 %
Уголь	159	155	155	154	151	147	-0,3 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	13	18	19	19	20	20	1,7 %
Биоэнергия	4	4	5	5	6	7	2,7 %
Другие ВИЭ	17	27	36	46	57	67	5,5 %

**Таблица А.132 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Австралии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	74	84	84	83	81	81	0,3 %
Нефть	45	45	45	44	44	43	-0,2 %
Газ	20	26	28	27	26	25	0,8 %
Уголь	4	7	5	4	4	4	0,0 %
Биоэнергия	4	5	6	6	7	7	1,9 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	1	1	5,7 %

**Таблица А.133 – Основные показатели развития в Египте**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1086	1327	1625	1893	2166	2442	3,3 %
Население, млн чел.	94	103	111	120	128	137	1,5 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	11577	12894	14577	15805	16885	17819	1,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	-1,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,86	0,88	0,88	0,88	0,85	0,83	-0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	184	206	222	222	231	233	0,9 %

**Таблица А.134 – Потребление первичных энергоресурсов в Египте, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	80	91	99	105	110	114	1,4 %
Нефть	40	41	41	44	44	45	0,4 %
Газ	37	46	53	50	54	54	1,5 %
Уголь	0	0	1	1	1	1	5,0 %
Атомная энергия	0	0	0	5	5	7	-
Гидроэнергия	1	1	1	1	1	2	1,2 %
Биоэнергия	2	2	2	2	2	3	1,4 %
Другие ВИЭ	0	1	1	2	2	3	12,6 %

**Таблица А.135 – Генерация электроэнергии в Египте, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	182	220	258	294	335	378	3,0 %
Нефть	38	38	36	33	30	28	-1,3 %
Газ	129	160	193	207	243	273	3,1 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Атомная энергия	0	0	0	19	19	28	-
Гидроэнергия	13	15	16	17	17	18	1,2 %
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	-
Другие ВИЭ	2	7	13	19	25	31	12,6 %

**Таблица А.136 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Египте, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	46	51	54	52	52	49	0,2 %
Нефть	30	31	32	35	36	37	0,9 %
Газ	14	18	19	15	12	7	-2,5 %
Уголь	0	0	1	1	1	1	5,0 %
Биоэнергия	2	2	2	2	2	3	1,4 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б – ПРОГНОЗНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ С УЧЕТОМ НТП С ВЫБОРКОЙ ПО РЕГИОНАМ И КРУПНЕЙШИМ СТРАНАМ МИРА (СЦЕНАРИЙ ЭНЕРГОПЕРЕХОД)

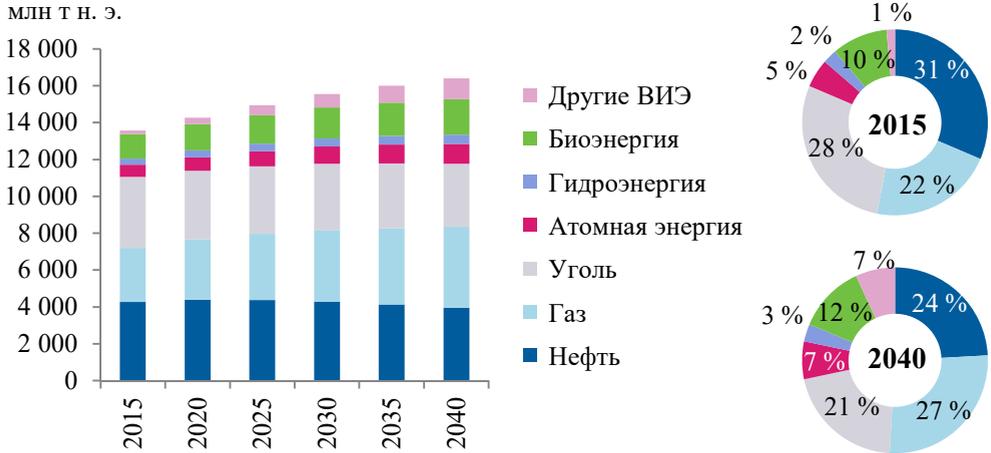


Рис Б.1 – Потребление первичной энергии по видам топлив и его структура в сценарии Энергопереход в мире, млн т н. э.

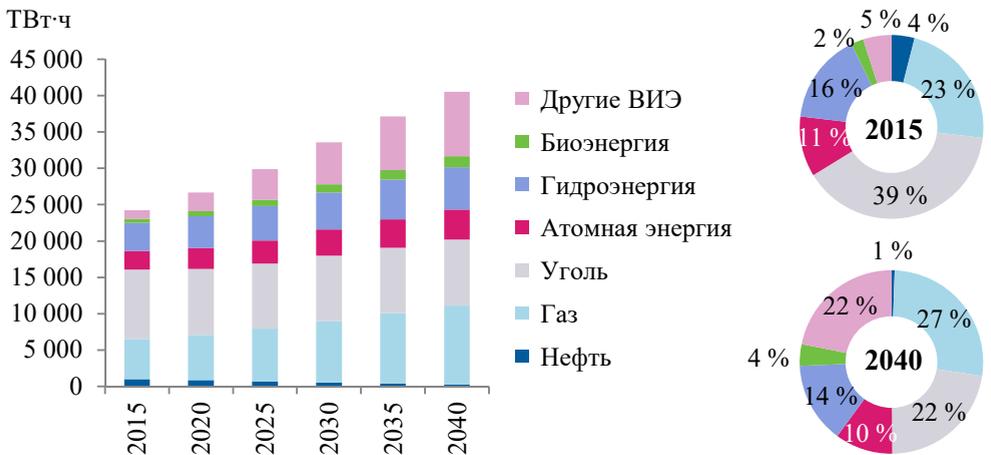


Рис Б.2 – Генерация электроэнергии по видам топлив и его структура в сценарии Энергопереход в мире, ТВт·ч

**Таблица Б.1 – Основные показатели развития в мире**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	116381	135430	157814	181849	206735	231787	2,8 %
Население, млн чел.	7386	7800	8192	8559	8902	9222	0,9 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	15758	17364	19266	21246	23222	25135	1,9 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,07	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,84	1,83	1,82	1,82	1,80	1,78	-0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	31918	32151	32439	32427	32187	31784	0,0 %

**Таблица Б.2 – Потребление первичных энергоресурсов в мире, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	13577	14274	14941	15542	16005	16405	0,8 %
Нефть	4267	4401	4374	4296	4133	3963	-0,3 %
Газ	2944	3279	3603	3880	4138	4390	1,6 %
Уголь	3839	3701	3654	3590	3521	3416	-0,5 %
Атомная энергия	671	741	821	938	1022	1079	1,9 %
Гидроэнергия	334	378	410	440	468	496	1,6 %
Биоэнергия	1322	1419	1543	1672	1802	1932	1,5 %
Другие ВИЭ	200	356	536	727	921	1129	7,2 %

**Таблица Б.3 – Генерация электроэнергии в мире, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	24250	26687	29889	33598	37130	40534	2,1 %
Нефть	990	835	671	524	377	230	-5,7 %
Газ	5532	6258	7288	8467	9686	10893	2,7 %
Уголь	9537	9083	8943	8983	9019	9089	-0,2 %
Атомная энергия	2571	2839	3146	3594	3913	4133	1,9 %
Гидроэнергия	3890	4395	4745	5093	5441	5786	1,6 %
Биоэнергия	528	692	901	1121	1332	1535	4,4 %
Другие ВИЭ	1203	2586	4194	5816	7362	8868	8,3 %

**Таблица Б.4 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в мире, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	8604	9002	9213	9247	9184	9078	0,2 %
Нефть	4013	4184	4198	4157	4032	3898	-0,1 %
Газ	1786	1991	2122	2185	2228	2270	1,0 %
Уголь	1603	1580	1580	1523	1462	1354	-0,7 %
Биоэнергия	1164	1199	1248	1297	1349	1403	0,8 %
Другие ВИЭ	39	49	64	85	113	153	5,6 %

**Таблица Б.5 – Основные показатели развития в Северной Америке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	22329	24664	27211	30158	33147	36084	1,9 %
Население, млн чел.	482	503	524	543	560	575	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	46349	49043	51973	55552	59193	62780	1,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,58	5,37	5,08	4,85	4,66	4,50	-0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	5900	5747	5468	5226	5020	4806	-0,8 %

**Таблица Б.6 – Потребление первичных энергоресурсов в Северной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	2687	2699	2658	2635	2609	2586	-0,2 %
Нефть	1021	999	956	905	859	804	-0,9 %
Газ	798	842	859	878	901	914	0,5 %
Уголь	406	367	319	283	249	223	-2,4 %
Атомная энергия	246	237	229	229	215	216	-0,5 %
Гидроэнергия	57	61	63	65	66	68	0,7 %
Биоэнергия	121	128	139	152	166	181	1,6 %
Другие ВИЭ	38	65	93	123	152	179	6,4 %

**Таблица Б.7 – Генерация электроэнергии в Северной Америке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5279	5423	5648	6029	6337	6623	0,9 %
Нефть	79	54	43	30	17	4	-11,3 %
Газ	1626	1725	1847	2003	2154	2266	1,3 %
Уголь	1571	1349	1175	1072	969	855	-2,4 %
Атомная энергия	943	909	878	875	825	828	-0,5 %
Гидроэнергия	662	706	728	751	773	795	0,7 %
Биоэнергия	95	118	153	193	232	268	4,2 %
Другие ВИЭ	303	562	824	1105	1368	1607	6,9 %

**Таблица Б.8 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Северной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1648	1676	1629	1569	1521	1475	-0,4 %
Нефть	1002	987	946	898	855	803	-0,9 %
Газ	507	536	533	529	529	527	0,2 %
Уголь	41	56	51	41	33	34	-0,7 %
Биоэнергия	94	94	94	95	98	102	0,3 %
Другие ВИЭ	3	3	4	5	6	8	4,3 %

**Таблица Б.9 – Основные показатели развития в Южной и Центральной Америке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	7275	7589	8455	9377	10317	11255	1,8 %
Население, млн чел.	506	531	552	571	587	599	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	14363	14302	15312	16423	17585	18780	1,1 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	-0,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,36	1,36	1,39	1,43	1,47	1,51	0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1235	1257	1307	1366	1407	1450	0,6 %

**Таблица Б.10 – Потребление первичных энергоресурсов в Южной и Центральной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	688	722	768	819	862	905	1,1 %
Нефть	310	323	331	341	342	345	0,4 %
Газ	143	141	158	177	196	212	1,6 %
Уголь	34	34	35	34	34	35	0,1 %
Атомная энергия	6	6	10	14	18	19	5,0 %
Гидроэнергия	58	69	75	82	89	95	2,0 %
Биоэнергия	131	137	141	146	151	156	0,7 %
Другие ВИЭ	7	11	17	24	32	43	7,5 %

**Таблица Б.11 – Генерация электроэнергии в в Южной и Центральной Америке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1287	1407	1562	1731	1902	2071	1,9 %
Нефть	167	145	111	84	57	30	-6,6 %
Газ	250	231	273	322	374	427	2,2 %
Уголь	73	55	51	41	32	24	-4,4 %
Атомная энергия	22	23	39	56	69	74	5,0 %
Гидроэнергия	671	802	878	954	1030	1107	2,0 %
Биоэнергия	67	79	88	99	110	123	2,4 %
Другие ВИЭ	38	72	122	176	229	286	8,4 %

**Таблица Б.12 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Южной и Центральной Америке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	495	522	549	578	599	621	0,9 %
Нефть	275	292	307	323	330	338	0,8 %
Газ	91	94	103	112	121	127	1,3 %
Уголь	16	21	22	24	27	29	2,4 %
Биоэнергия	113	114	115	115	116	116	0,1 %
Другие ВИЭ	1	1	2	3	6	10	10,9 %

**Таблица Б.13 – Основные показатели развития в Европе**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	22658	24691	26650	28553	30388	32119	1,4 %
Население, млн чел.	618	628	632	635	636	636	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	36647	39332	42186	44999	47763	50475	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,07	2,92	2,80	2,70	2,59	2,51	-0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	3809	3441	3127	2799	2544	2334	-1,9 %

**Таблица Б.14 – Потребление первичных энергоресурсов в Европе, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1897	1833	1767	1711	1650	1594	-0,7 %
Нефть	678	620	551	488	428	373	-2,4 %
Газ	407	439	457	443	440	441	0,3 %
Уголь	312	243	200	166	141	122	-3,7 %
Атомная энергия	230	220	198	205	189	171	-1,2 %
Гидроэнергия	54	55	56	57	58	59	0,4 %
Биоэнергия	160	173	197	219	240	258	1,9 %
Другие ВИЭ	57	82	109	132	153	170	4,5 %

**Таблица Б.15 – Генерация электроэнергии в Европе, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3763	3888	4103	4329	4487	4566	0,8 %
Нефть	64	45	40	28	16	4	-10,6 %
Газ	600	743	839	886	974	1028	2,2 %
Уголь	944	697	576	448	349	273	-4,8 %
Атомная энергия	880	844	757	787	725	655	-1,2 %
Гидроэнергия	623	643	655	666	677	688	0,4 %
Биоэнергия	206	239	291	337	375	404	2,7 %
Другие ВИЭ	446	676	945	1176	1370	1514	5,0 %

**Таблица Б.16 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Европе, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1160	1108	1039	965	901	853	-1,2 %
Нефть	661	609	541	481	424	372	-2,3 %
Газ	301	309	311	290	273	266	-0,5 %
Уголь	88	77	63	59	59	58	-1,7 %
Биоэнергия	103	106	115	123	132	140	1,2 %
Другие ВИЭ	7	8	9	11	13	16	3,5 %

**Таблица Б.17 – Основные показатели развития в ЕС-28**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	19629	21277	22787	24235	25608	26903	1,3 %
Население, млн чел.	508	512	513	513	512	510	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	38632	41593	44429	47228	49993	52717	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,29	3,12	2,97	2,84	2,72	2,61	-0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	3324	2948	2641	2325	2070	1870	-2,3 %

**Таблица Б.18 – Потребление первичных энергоресурсов в ЕС-28, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1672	1598	1523	1459	1392	1332	-0,9 %
Нефть	604	548	485	427	372	320	-2,5 %
Газ	358	381	391	373	361	361	0,0 %
Уголь	263	194	152	120	97	78	-4,7 %
Атомная энергия	223	215	190	193	180	159	-1,4 %
Гидроэнергия	29	31	31	31	32	32	0,3 %
Биоэнергия	149	162	184	205	225	241	1,9 %
Другие ВИЭ	46	66	89	110	127	140	4,6 %

**Таблица Б.19 – Генерация электроэнергии в ЕС-28, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3204	3266	3413	3574	3677	3717	0,6 %
Нефть	61	44	39	27	15	4	-10,5 %
Газ	497	607	685	719	782	836	2,1 %
Уголь	826	577	465	352	260	194	-5,6 %
Атомная энергия	857	824	727	738	688	608	-1,4 %
Гидроэнергия	341	361	363	365	367	369	0,3 %
Биоэнергия	201	232	280	323	358	384	2,6 %
Другие ВИЭ	421	621	854	1050	1207	1322	4,7 %

**Таблица Б.20 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в ЕС-28, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1023	971	901	826	760	712	-1,4 %
Нефть	588	537	475	420	368	319	-2,4 %
Газ	269	274	271	248	225	217	-0,8 %
Уголь	69	58	44	38	37	34	-2,8 %
Биоэнергия	95	98	106	115	123	131	1,3 %
Другие ВИЭ	3	4	5	6	7	10	5,0 %

**Таблица Б.21 – Основные показатели развития в СНГ**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5355	5902	6595	7296	8021	8712	2,0 %
Население, млн чел.	290	296	300	302	303	304	0,2 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	18474	19967	22010	24165	26460	28640	1,8 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	-1,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,35	3,40	3,46	3,52	3,52	3,50	0,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2248	2277	2306	2328	2307	2294	0,1 %

**Таблица Б.22 – Потребление первичных энергоресурсов в СНГ, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	970	1005	1038	1064	1068	1064	0,4 %
Нефть	168	183	183	185	180	171	0,1 %
Газ	508	523	551	568	572	570	0,5 %
Уголь	186	178	172	169	167	173	-0,3 %
Атомная энергия	75	82	88	93	96	91	0,8 %
Гидроэнергия	20	23	24	25	26	27	1,1 %
Биоэнергия	12	14	19	22	26	29	3,8 %
Другие ВИЭ	0	1	1	2	3	3	9,8 %

**Таблица Б.23 – Генерация электроэнергии в СНГ, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1529	1630	1743	1866	1991	2123	1,3 %
Нефть	14	9	8	6	3	1	-11,5 %
Газ	679	721	801	886	972	1076	1,9 %
Уголь	298	299	297	305	320	348	0,6 %
Атомная энергия	286	315	338	357	366	349	0,8 %
Гидроэнергия	237	273	279	287	299	310	1,1 %
Биоэнергия	3	4	7	9	12	15	6,2 %
Другие ВИЭ	12	9	12	15	20	24	3,0 %

**Таблица Б.24 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в СНГ, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	541	557	565	563	543	509	-0,2 %
Нефть	163	180	180	183	179	171	0,2 %
Газ	280	287	295	292	276	250	-0,5 %
Уголь	89	79	76	73	70	69	-1,1 %
Биоэнергия	9	11	13	14	16	18	3,0 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	17,1 %

**Таблица Б.25 – Основные показатели развития в развитых странах Азии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	8396	9006	9601	10165	10697	11186	1,2 %
Население, млн чел.	207	208	208	208	206	204	-0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	40563	43248	46065	48935	51878	54861	1,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	-1,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,25	4,33	4,27	4,23	4,20	4,11	-0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2243	2161	2017	1903	1785	1665	-1,2 %

**Таблица Б.26 – Потребление первичных энергоресурсов в развитых странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	879	901	890	880	866	838	-0,2 %
Нефть	367	359	329	291	250	200	-2,4 %
Газ	176	184	188	200	219	242	1,3 %
Уголь	243	227	210	201	187	176	-1,3 %
Атомная энергия	45	70	86	93	97	87	2,6 %
Гидроэнергия	11	11	12	12	13	13	0,9 %
Биоэнергия	24	26	30	34	38	43	2,4 %
Другие ВИЭ	14	24	35	48	61	76	7,0 %

**Таблица Б.27 – Генерация электроэнергии в развитых странах Азии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1881	1957	2056	2272	2520	2796	1,6 %
Нефть	122	83	62	44	25	7	-11,0 %
Газ	592	607	636	750	897	1086	2,5 %
Уголь	740	665	592	574	569	591	-0,9 %
Атомная энергия	174	267	330	357	370	333	2,6 %
Гидроэнергия	125	129	136	143	149	155	0,9 %
Биоэнергия	49	50	56	66	76	90	2,5 %
Другие ВИЭ	79	155	244	338	433	534	8,0 %

**Таблица Б.28 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в развитых странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	505	518	493	452	403	339	-1,6 %
Нефть	341	342	316	282	245	199	-2,1 %
Газ	72	79	79	74	71	65	-0,4 %
Уголь	77	79	79	75	64	51	-1,7 %
Биоэнергия	14	16	18	19	21	22	1,9 %
Другие ВИЭ	1	1	1	1	2	3	3,0 %

**Таблица Б.29 – Основные показатели развития в развивающихся странах Азии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	38756	50345	63952	78429	93449	108607	4,2 %
Население, млн чел.	3846	4019	4168	4292	4389	4460	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	10076	12527	15342	18273	21290	24350	3,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	-2,7 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,26	1,33	1,41	1,46	1,51	1,55	0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	13464	13988	14679	15016	15162	15125	0,5 %

**Таблица Б.30 – Потребление первичных энергоресурсов в развивающихся странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	4861	5341	5862	6285	6635	6932	1,4 %
Нефть	1149	1283	1353	1375	1358	1347	0,6 %
Газ	407	594	760	917	1049	1184	4,4 %
Уголь	2541	2531	2593	2605	2602	2539	0,0 %
Атомная энергия	65	111	194	278	362	431	7,8 %
Гидроэнергия	123	142	158	173	186	198	1,9 %
Биоэнергия	497	530	567	608	649	690	1,3 %
Другие ВИЭ	78	151	237	330	428	544	8,1 %

**Таблица Б.31 – Генерация электроэнергии в развивающихся странах Азии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	8620	10148	12151	14293	16342	18306	3,1 %
Нефть	135	115	92	69	46	24	-6,7 %
Газ	763	1036	1432	1905	2385	2863	5,4 %
Уголь	5623	5733	5981	6279	6522	6741	0,7 %
Атомная энергия	251	424	742	1066	1387	1650	7,8 %
Гидроэнергия	1434	1649	1821	1990	2155	2319	1,9 %
Биоэнергия	106	193	289	389	487	581	7,1 %
Другие ВИЭ	309	999	1794	2594	3359	4129	10,9 %

**Таблица Б.32 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в развивающихся странах Азии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3104	3356	3550	3617	3627	3601	0,6 %
Нефть	1115	1254	1330	1357	1347	1341	0,7 %
Газ	259	395	490	562	610	661	3,8 %
Уголь	1250	1221	1234	1186	1137	1033	-0,8 %
Биоэнергия	453	452	450	450	451	453	0,0 %
Другие ВИЭ	26	34	46	62	83	113	6,0 %

**Таблица Б.33 – Основные показатели развития на Ближнем Востоке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5726	6466	7333	8340	9399	10465	2,4 %
Население, млн чел.	242	263	285	305	324	342	1,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	23704	24585	25705	27312	28996	30564	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,14	0,13	0,13	0,12	0,11	-0,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,29	3,35	3,39	3,45	3,46	3,48	0,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1891	2040	2199	2348	2430	2494	1,1 %

**Таблица Б.34 – Потребление первичных энергоресурсов на Ближнем Востоке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	795	880	967	1054	1122	1191	1,6 %
Нефть	385	421	444	463	462	462	0,7 %
Газ	397	427	479	528	571	616	1,8 %
Уголь	10	9	9	8	7	7	-1,3 %
Атомная энергия	1	11	13	19	36	51	18,3 %
Гидроэнергия	2	2	2	2	3	3	2,4 %
Биоэнергия	1	2	2	3	3	3	4,7 %
Другие ВИЭ	1	9	19	30	41	49	18,3 %

**Таблица Б.35 – Генерация электроэнергии на Ближнем Востоке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1111	1274	1466	1685	1901	2114	2,6 %
Нефть	322	294	231	183	136	88	-5,0 %
Газ	737	835	1004	1153	1256	1351	2,5 %
Уголь	30	20	13	7	1	1	-14,7 %
Атомная энергия	3	42	49	72	138	194	18,3 %
Гидроэнергия	18	23	26	28	30	32	2,4 %
Биоэнергия	0	2	5	6	7	7	19,3 %
Другие ВИЭ	2	57	140	236	334	440	24,7 %

**Таблица Б.36 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации на Ближнем Востоке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	519	572	630	682	718	758	1,5 %
Нефть	290	332	373	407	419	432	1,6 %
Газ	225	234	250	268	290	317	1,4 %
Уголь	3	4	5	6	7	7	3,1 %
Биоэнергия	1	1	1	1	1	0	-2,6 %
Другие ВИЭ	1	1	1	1	1	1	3,2 %

**Таблица Б.37 – Основные показатели развития в Африке**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5887	6767	8017	9531	11316	13359	3,3 %
Население, млн чел.	1194	1353	1522	1704	1897	2100	2,3 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	4929	5003	5266	5595	5966	6361	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,10	-1,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	-0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1128	1240	1337	1443	1532	1616	1,4 %

**Таблица Б.38 – Потребление первичных энергоресурсов в Африке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	800	894	991	1095	1192	1293	1,9 %
Нефть	189	212	228	247	253	261	1,3 %
Газ	108	129	151	168	190	210	2,7 %
Уголь	107	113	117	124	133	140	1,1 %
Атомная энергия	3	3	3	6	8	13	5,8 %
Гидроэнергия	10	15	19	24	28	33	4,7 %
Биоэнергия	377	409	448	488	529	573	1,7 %
Другие ВИЭ	5	14	25	37	50	64	10,8 %

**Таблица Б.39 – Генерация электроэнергии в Африке, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	781	960	1160	1393	1649	1934	3,7 %
Нефть	88	89	84	80	76	73	-0,8 %
Газ	285	361	458	562	673	796	4,2 %
Уголь	258	265	258	255	259	256	0,0 %
Атомная энергия	12	13	13	23	32	50	5,8 %
Гидроэнергия	121	170	222	275	327	380	4,7 %
Биоэнергия	2	7	13	21	32	47	13,7 %
Другие ВИЭ	15	56	112	177	249	333	13,2 %

**Таблица Б.40 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Африке, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	631	694	758	821	872	922	1,5 %
Нефть	166	188	205	226	232	241	1,5 %
Газ	51	57	60	58	59	57	0,4 %
Уголь	37	42	49	57	66	74	2,8 %
Биоэнергия	376	406	442	479	515	550	1,5 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	4,4 %

**Таблица Б.41 – Основные показатели развития в странах ОЭСР**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	53091	57995	63049	68439	73790	78956	1,6 %
Население, млн чел.	1284	1319	1346	1371	1391	1407	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	41358	43982	46828	49924	53040	56121	1,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	-1,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,23	4,09	3,92	3,79	3,66	3,54	-0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	11874	11267	10534	9852	9275	8742	-1,2 %

**Таблица Б.42 – Потребление первичных энергоресурсов в странах ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5424	5397	5279	5190	5089	4982	-0,3 %
Нефть	2060	1974	1832	1683	1537	1377	-1,6 %
Газ	1374	1459	1500	1518	1556	1595	0,6 %
Уголь	948	821	712	632	560	506	-2,5 %
Атомная энергия	514	521	504	519	493	460	-0,4 %
Гидроэнергия	119	125	128	132	135	138	0,6 %
Биоэнергия	301	327	364	403	440	477	1,9 %
Другие ВИЭ	108	171	237	305	368	428	5,7 %

**Таблица Б.43 – Генерация электроэнергии в странах ОЭСР, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	10858	11210	11748	12576	13301	13949	1,0 %
Нефть	261	180	143	100	58	15	-10,9 %
Газ	2847	3117	3373	3702	4094	4454	1,8 %
Уголь	3228	2673	2299	2040	1831	1669	-2,6 %
Атомная энергия	1971	1994	1932	1988	1887	1763	-0,4 %
Гидроэнергия	1381	1448	1489	1529	1569	1607	0,6 %
Биоэнергия	354	410	501	595	682	762	3,1 %
Другие ВИЭ	818	1388	2011	2622	3181	3680	6,2 %

**Таблица Б.44 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3289	3279	3139	2964	2801	2643	-0,9 %
Нефть	2000	1934	1800	1660	1524	1373	-1,5 %
Газ	869	912	913	881	859	847	-0,1 %
Уголь	204	209	190	173	154	141	-1,5 %
Биоэнергия	205	211	222	232	243	255	0,9 %
Другие ВИЭ	11	13	15	18	22	27	3,7 %

**Таблица Б.45 – Основные показатели развития в странах не-ОЭСР**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	63291	77435	94764	113410	132945	152831	3,6 %
Население, млн чел.	6102	6481	6845	7188	7511	7815	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	10372	11948	13844	15777	17700	19557	2,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,34	1,37	1,41	1,44	1,45	1,46	0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	20044	20884	21905	22576	22911	23042	0,6 %

**Таблица Б.46 – Потребление первичных энергоресурсов в странах не-ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	8153	8878	9662	10351	10916	11423	1,4 %
Нефть	2207	2427	2542	2613	2597	2586	0,6 %
Газ	1570	1820	2103	2362	2582	2794	2,3 %
Уголь	2891	2880	2942	2958	2961	2910	0,0 %
Атомная энергия	157	221	317	419	529	619	5,6 %
Гидроэнергия	216	253	282	308	334	358	2,0 %
Биоэнергия	1021	1092	1178	1269	1362	1455	1,4 %
Другие ВИЭ	92	185	299	422	552	700	8,5 %

**Таблица Б.47 – Генерация электроэнергии в странах не-ОЭСР, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	13392	15478	18141	21022	23829	26585	2,8 %
Нефть	729	655	528	424	319	215	-4,8 %
Газ	2684	3141	3915	4766	5592	6439	3,6 %
Уголь	6309	6409	6645	6942	7189	7420	0,7 %
Атомная энергия	601	845	1214	1606	2026	2369	5,6 %
Гидроэнергия	2509	2947	3256	3564	3873	4179	2,1 %
Биоэнергия	175	282	400	526	650	773	6,1 %
Другие ВИЭ	385	1198	2183	3194	4181	5189	11,0 %

**Таблица Б.48 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах не-ОЭСР, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5315	5724	6074	6283	6383	6435	0,8 %
Нефть	2013	2250	2399	2497	2508	2524	0,9 %
Газ	917	1079	1210	1304	1369	1424	1,8 %
Уголь	1399	1371	1391	1350	1308	1213	-0,6 %
Биоэнергия	959	988	1026	1065	1106	1148	0,7 %
Другие ВИЭ	28	36	49	67	91	126	6,2 %

**Таблица Б.49 – Основные показатели развития в странах БРИКС**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	35934	45555	56894	68699	80702	92496	3,9 %
Население, млн чел.	3122	3236	3330	3401	3451	3480	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	11511	14076	17086	20198	23387	26583	3,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	-2,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,60	1,67	1,76	1,82	1,87	1,92	0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	13876	14202	14686	14813	14735	14443	0,2 %

**Таблица Б.50 – Потребление первичных энергоресурсов в странах БРИКС, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	4996	5406	5851	6192	6456	6666	1,2 %
Нефть	1047	1169	1220	1224	1194	1161	0,4 %
Газ	608	762	914	1052	1158	1259	3,0 %
Уголь	2603	2566	2594	2572	2533	2433	-0,3 %
Атомная энергия	113	161	245	327	409	484	6,0 %
Гидроэнергия	153	179	196	212	227	242	1,8 %
Биоэнергия	419	445	474	505	538	572	1,2 %
Другие ВИЭ	54	124	209	300	398	515	9,5 %

**Таблица Б.51 – Генерация электроэнергии в странах БРИКС, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	9161	10583	12436	14378	16230	18041	2,7 %
Нефть	72	54	46	33	20	6	-9,2 %
Газ	824	1009	1322	1698	2082	2478	4,5 %
Уголь	5594	5589	5731	5900	6011	6089	0,3 %
Атомная энергия	431	617	937	1253	1565	1853	6,0 %
Гидроэнергия	1783	2077	2262	2448	2638	2828	1,9 %
Биоэнергия	142	226	315	407	497	586	5,8 %
Другие ВИЭ	315	1011	1823	2639	3419	4201	10,9 %

**Таблица Б.52 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах БРИКС, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3089	3310	3470	3509	3490	3420	0,4 %
Нефть	1027	1154	1207	1214	1188	1159	0,5 %
Газ	369	490	582	650	687	720	2,7 %
Уголь	1295	1265	1273	1224	1171	1064	-0,8 %
Биоэнергия	371	366	360	356	353	352	-0,2 %
Другие ВИЭ	27	35	48	66	90	124	6,3 %

**Таблица Б.53 – Основные показатели развития в странах G-20**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	93559	108921	126416	144839	163521	181880	2,7 %
Население, млн чел.	4725	4890	5025	5133	5212	5263	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	19800	22272	25156	28219	31375	34555	2,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,30	2,32	2,33	2,34	2,35	2,35	0,1 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	26802	26637	26481	26008	25404	24631	-0,3 %

**Таблица Б.54 – Потребление первичных энергоресурсов в странах G-20, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	10886	11326	11708	12015	12227	12379	0,5 %
Нефть	3336	3392	3321	3194	3029	2847	-0,6 %
Газ	2127	2391	2599	2764	2914	3060	1,5 %
Уголь	3590	3431	3355	3258	3151	3002	-0,7 %
Атомная энергия	629	686	758	863	935	995	1,9 %
Гидроэнергия	258	290	311	331	350	369	1,4 %
Биоэнергия	776	827	896	969	1043	1117	1,5 %
Другие ВИЭ	170	309	468	635	804	989	7,3 %

**Таблица Б.55 – Генерация электроэнергии в странах G-20, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	20460	22311	24819	27713	30424	33033	1,9 %
Нефть	528	398	319	230	141	52	-8,8 %
Газ	3950	4451	5104	5854	6662	7464	2,6 %
Уголь	8938	8402	8174	8114	8038	7976	-0,5 %
Атомная энергия	2412	2627	2902	3306	3582	3813	1,8 %
Гидроэнергия	3006	3372	3602	3833	4068	4303	1,4 %
Биоэнергия	491	636	818	1008	1186	1356	4,1 %
Другие ВИЭ	1134	2426	3900	5369	6747	8070	8,2 %

**Таблица Б.56 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в странах G-20, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	6695	6949	7001	6893	6733	6525	-0,1 %
Нефть	3202	3293	3241	3137	2993	2833	-0,5 %
Газ	1313	1490	1580	1614	1629	1647	0,9 %
Уголь	1508	1484	1477	1409	1338	1218	-0,9 %
Биоэнергия	635	635	642	652	664	678	0,3 %
Другие ВИЭ	37	46	61	81	109	149	5,8 %

**Таблица Б.57 – Основные показатели развития в Китае**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	20020	26183	32670	38895	44578	49494	3,6 %
Население, млн чел.	1405	1433	1447	1450	1442	1426	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	14250	18275	22573	26826	30905	34696	3,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,15	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	-2,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,15	2,23	2,34	2,40	2,45	2,48	0,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	9348	9180	9128	8768	8361	7776	-0,7 %

**Таблица Б.58 – Потребление первичных энергоресурсов в Китае, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	3019	3200	3390	3474	3531	3536	0,6 %
Нефть	569	639	645	609	560	503	-0,5 %
Газ	161	283	387	468	524	577	5,2 %
Уголь	1989	1862	1796	1692	1597	1455	-1,2 %
Атомная энергия	45	88	152	210	267	314	8,1 %
Гидроэнергия	96	107	116	124	131	137	1,4 %
Биоэнергия	114	121	128	135	142	149	1,1 %
Другие ВИЭ	46	100	165	235	310	401	9,0 %

**Таблица Б.59 – Генерация электроэнергии в Китае, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	5882	6734	7864	8986	10005	10990	2,5 %
Нефть	10	4	6	4	2	0	-20,1 %
Газ	158	300	489	702	917	1133	8,2 %
Уголь	4134	3965	3906	3855	3749	3649	-0,5 %
Атомная энергия	171	338	582	803	1021	1201	8,1 %
Гидроэнергия	1114	1243	1334	1426	1517	1609	1,5 %
Биоэнергия	64	126	189	252	310	364	7,2 %
Другие ВИЭ	231	759	1357	1944	2489	3035	10,8 %

**Таблица Б.60 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Китае, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1881	1961	1990	1917	1832	1699	-0,4 %
Нефть	567	638	644	608	559	503	-0,5 %
Газ	133	229	301	346	366	384	4,3 %
Уголь	1063	983	939	855	791	677	-1,8 %
Биоэнергия	92	78	63	48	36	24	-5,2 %
Другие ВИЭ	26	33	44	60	81	110	5,9 %

**Таблица Б.61 – Основные показатели развития в США**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	18407	20373	22486	24991	27535	30026	2,0 %
Население, млн чел.	320	331	343	355	365	374	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	57536	61470	65507	70453	75433	80268	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	6,94	6,68	6,30	6,01	5,75	5,53	-0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	4959	4795	4499	4266	4058	3853	-1,0 %

**Таблица Б.62 – Потребление первичных энергоресурсов в США, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	2219	2215	2164	2131	2098	2069	-0,3 %
Нефть	830	809	772	722	676	622	-1,1 %
Газ	646	676	672	692	709	724	0,5 %
Уголь	374	339	293	258	225	200	-2,5 %
Атомная энергия	216	207	208	201	190	188	-0,6 %
Гидроэнергия	22	24	25	27	28	29	1,2 %
Биоэнергия	99	106	115	127	140	154	1,8 %
Другие ВИЭ	31	55	79	105	129	151	6,5 %

**Таблица Б.63 – Генерация электроэнергии в США, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	4297	4396	4555	4875	5130	5371	0,9 %
Нефть	39	27	22	15	8	2	-11,6 %
Газ	1373	1446	1508	1655	1789	1900	1,3 %
Уголь	1471	1266	1102	1016	919	817	-2,3 %
Атомная энергия	830	794	796	771	729	721	-0,6 %
Гидроэнергия	251	280	295	311	326	341	1,2 %
Биоэнергия	80	102	132	168	203	237	4,4 %
Другие ВИЭ	253	482	699	938	1156	1354	6,9 %

**Таблица Б.64 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в США, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1339	1355	1303	1241	1190	1141	-0,6 %
Нефть	822	802	767	719	675	622	-1,1 %
Газ	405	424	412	409	406	406	0,0 %
Уголь	33	48	43	29	21	20	-2,1 %
Биоэнергия	77	77	78	80	83	88	0,6 %
Другие ВИЭ	3	3	4	4	5	6	3,3 %

**Таблица Б.65 – Основные показатели развития в Индии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	8109	11143	15268	20108	25651	31769	6,5 %
Население, млн чел.	1309	1383	1452	1513	1565	1605	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	6194	8056	10516	13290	16395	19789	5,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,65	0,75	0,86	0,96	1,04	1,13	3,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2074	2530	3030	3467	3798	4116	2,8 %

**Таблица Б.66 – Потребление первичных энергоресурсов в Индии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	856	1040	1251	1458	1633	1810	3,0 %
Нефть	212	243	283	317	339	367	2,2 %
Газ	43	66	90	121	160	207	6,5 %
Уголь	379	474	572	656	714	759	2,8 %
Атомная энергия	10	12	26	48	66	84	9,0 %
Гидроэнергия	12	16	20	24	29	33	4,1 %
Биоэнергия	196	212	227	244	261	278	1,4 %
Другие ВИЭ	4	17	32	48	64	80	12,6 %

**Таблица Б.67 – Генерация электроэнергии в Индии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1383	1804	2357	2984	3615	4230	4,6 %
Нефть	23	20	15	11	7	3	-7,4 %
Газ	68	105	165	244	342	452	7,9 %
Уголь	1042	1213	1419	1642	1859	2047	2,7 %
Атомная энергия	37	46	101	183	252	323	9,0 %
Гидроэнергия	138	188	236	285	333	381	4,1 %
Биоэнергия	27	41	59	79	99	120	6,2 %
Другие ВИЭ	48	191	361	540	722	903	12,4 %

**Таблица Б.68 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Индии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	540	652	764	856	917	986	2,4 %
Нефть	204	236	278	313	337	366	2,4 %
Газ	30	45	58	74	94	121	5,8 %
Уголь	125	182	233	267	279	285	3,3 %
Биоэнергия	182	188	194	200	206	211	0,6 %
Другие ВИЭ	0	1	1	2	2	3	326,6 %

**Таблица Б.69 – Основные показатели развития в Японии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	5186	5368	5507	5621	5725	5820	0,5 %
Население, млн чел.	128	126	124	122	118	115	-0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	40524	42432	44299	46235	48308	50519	0,9 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	-1,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,44	3,43	3,36	3,33	3,32	3,26	-0,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1165	1072	949	845	773	694	-2,1 %

**Таблица Б.70 – Потребление первичных энергоресурсов в Японии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	441	434	417	405	393	376	-0,6 %
Нефть	196	178	152	117	85	52	-5,2 %
Газ	100	93	86	90	104	114	0,5 %
Уголь	117	112	103	97	91	88	-1,2 %
Атомная энергия	2	21	40	54	56	56	13,3 %
Гидроэнергия	7	7	7	8	8	8	0,6 %
Биоэнергия	11	12	13	14	16	18	1,8 %
Другие ВИЭ	6	12	18	25	32	41	7,8 %

**Таблица Б.71 – Генерация электроэнергии в Японии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1035	1014	1018	1130	1243	1384	1,2 %
Нефть	103	68	48	33	19	4	-11,8 %
Газ	410	385	362	403	470	557	1,2 %
Уголь	343	284	232	225	238	264	-1,0 %
Атомная энергия	9	80	152	208	216	215	13,3 %
Гидроэнергия	85	82	86	90	94	98	0,6 %
Биоэнергия	41	39	40	44	49	55	1,1 %
Другие ВИЭ	44	76	98	127	157	190	6,1 %

**Таблица Б.72 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Японии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	255	250	228	190	158	116	-3,1 %
Нефть	175	165	142	110	81	51	-4,8 %
Газ	28	26	24	21	25	21	-1,2 %
Уголь	48	55	56	53	45	37	-1,1 %
Биоэнергия	3	4	5	6	6	7	2,8 %
Другие ВИЭ	1	0	0	0	0	1	1,1 %

**Таблица Б.73 – Основные показатели развития в Германии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	3911	4183	4388	4591	4791	4987	1,0 %
Население, млн чел.	82	83	82	82	82	81	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	47864	50674	53217	55866	58623	61492	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	-1,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,95	3,75	3,54	3,38	3,21	3,19	-0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	729	668	619	541	475	437	-2,0 %

**Таблица Б.74 – Потребление первичных энергоресурсов в Германии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	322	309	292	277	262	259	-0,9 %
Нефть	111	97	88	79	69	60	-2,4 %
Газ	65	81	92	89	81	85	1,1 %
Уголь	79	65	53	41	34	28	-4,1 %
Атомная энергия	24	17	0	0	0	0	-100,0 %
Гидроэнергия	2	2	2	2	2	2	0,8 %
Биоэнергия	30	33	39	44	49	54	2,4 %
Другие ВИЭ	11	14	19	23	27	30	4,0 %

**Таблица Б.75 – Генерация электроэнергии в Германии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	641	638	661	694	723	752	0,6 %
Нефть	6	4	4	3	2	0	-10,8 %
Газ	63	112	161	192	218	240	5,5 %
Уголь	284	224	202	150	106	76	-5,1 %
Атомная энергия	92	63	0	0	0	0	-100,0 %
Гидроэнергия	19	20	21	22	22	23	0,8 %
Биоэнергия	57	63	73	82	89	96	2,1 %
Другие ВИЭ	120	150	201	247	286	317	4,0 %

**Таблица Б.76 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Германии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	197	192	181	166	151	146	-1,2 %
Нефть	110	96	87	78	69	60	-2,4 %
Газ	53	60	62	54	41	42	-1,0 %
Уголь	16	16	9	8	12	12	-1,3 %
Биоэнергия	16	18	21	25	28	31	2,6 %
Другие ВИЭ	1	1	1	1	2	2	3,5 %

**Таблица Б.77 – Основные показатели развития в Российской Федерации**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	3809	4145	4516	4896	5321	5747	1,7 %
Население, млн чел.	146	148	149	148	148	147	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	26009	28041	30410	32990	36025	39090	1,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	-1,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,59	4,75	4,87	4,99	5,04	5,06	0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1547	1589	1609	1625	1603	1569	0,1 %

**Таблица Б.78 – Потребление первичных энергоресурсов в Российской Федерации, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	672	703	723	740	745	744	0,4 %
Нефть	115	131	131	134	135	132	0,6 %
Газ	364	377	394	406	406	399	0,4 %
Уголь	121	115	112	109	104	103	-0,6 %
Атомная энергия	51	54	56	59	64	71	1,3 %
Гидроэнергия	14	17	17	17	18	19	1,0 %
Биоэнергия	7	8	12	13	16	19	4,2 %
Другие ВИЭ	0	1	1	1	2	2	10,6 %

**Таблица Б.79 – Генерация электроэнергии в Российской Федерации, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	1067	1139	1214	1304	1401	1508	1,4 %
Нефть	10	7	6	4	2	0	-11,6 %
Газ	518	560	618	686	749	813	1,8 %
Уголь	162	163	168	174	180	186	0,6 %
Атомная энергия	195	206	215	227	246	273	1,3 %
Гидроэнергия	170	194	196	200	208	216	1,0 %
Биоэнергия	3	3	6	8	11	13	6,3 %
Другие ВИЭ	9	5	5	5	6	7	-1,1 %

**Таблица Б.80 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Российской Федерации, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	359	374	377	374	361	336	-0,3 %
Нефть	111	129	129	133	134	132	0,7 %
Газ	183	187	190	187	174	154	-0,7 %
Уголь	60	52	49	46	42	39	-1,8 %
Биоэнергия	5	6	8	8	9	10	3,0 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	21,7 %

**Таблица Б.81 – Основные показатели развития в Бразилии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	3258	3301	3579	3845	4093	4315	1,1 %
Население, млн чел.	206	214	220	225	229	232	0,5 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	15821	15434	16241	17054	17857	18633	0,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,46	1,46	1,51	1,58	1,66	1,74	0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	464	463	479	506	525	541	0,6 %

**Таблица Б.82 – Потребление первичных энергоресурсов в Бразилии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	301	313	332	357	379	402	1,2 %
Нефть	125	129	132	133	131	130	0,2 %
Газ	35	31	37	49	60	68	2,7 %
Уголь	18	18	18	18	18	19	0,3 %
Атомная энергия	4	4	7	7	8	9	3,4 %
Гидроэнергия	31	39	42	46	50	53	2,2 %
Биоэнергия	86	87	89	92	96	99	0,6 %
Другие ВИЭ	3	5	8	12	17	24	9,3 %

**Таблица Б.83 – Генерация электроэнергии в Бразилии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	582	636	715	792	867	937	1,9 %
Нефть	29	22	18	13	8	3	-9,3 %
Газ	79	41	43	50	51	48	-2,0 %
Уголь	27	12	10	10	7	5	-6,9 %
Атомная энергия	15	15	26	26	31	34	3,4 %
Гидроэнергия	360	451	494	536	578	621	2,2 %
Биоэнергия	49	54	57	61	66	72	1,6 %
Другие ВИЭ	22	41	67	96	125	155	8,1 %

**Таблица Б.84 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Бразилии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	228	241	252	270	286	302	1,1 %
Нефть	118	124	128	130	129	129	0,4 %
Газ	20	24	29	40	50	59	4,5 %
Уголь	11	15	16	16	17	18	1,8 %
Биоэнергия	78	77	78	81	84	86	0,4 %
Другие ВИЭ	1	1	2	3	6	10	11,2 %

**Таблица Б.85 – Основные показатели развития в Индонезии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2887	3619	4519	5539	6678	7924	4,1 %
Население, млн чел.	258	272	285	296	305	312	0,8 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	11184	13296	15870	18740	21914	25385	3,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	-2,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,88	0,92	0,97	1,01	1,05	1,09	0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	424	471	512	553	587	623	1,6 %

**Таблица Б.86 – Потребление первичных энергоресурсов в Индонезии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	226	252	275	299	321	341	1,7 %
Нефть	72	77	80	85	87	90	0,9 %
Газ	38	50	59	67	73	77	2,9 %
Уголь	41	44	49	53	58	64	1,8 %
Атомная энергия	0	0	2	4	6	6	-
Гидроэнергия	1	1	2	2	2	2	2,6 %
Биоэнергия	57	58	60	62	65	68	0,7 %
Другие ВИЭ	17	21	23	26	30	35	2,8 %

**Таблица Б.87 – Генерация электроэнергии в Индонезии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	234	296	361	438	520	610	3,9 %
Нефть	20	19	14	10	7	4	-6,3 %
Газ	59	99	150	188	227	270	6,3 %
Уголь	131	145	146	168	191	218	2,1 %
Атомная энергия	0	0	8	16	24	24	-
Гидроэнергия	14	17	20	22	24	26	2,6 %
Биоэнергия	1	2	3	4	6	8	7,9 %
Другие ВИЭ	10	15	21	30	42	61	7,5 %

**Таблица Б.88 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Индонезии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	159	168	178	184	188	189	0,7 %
Нефть	68	72	77	82	85	89	1,1 %
Газ	25	29	27	27	25	21	-0,7 %
Уголь	10	10	14	14	14	14	1,5 %
Биоэнергия	56	57	59	61	63	65	0,6 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	-

**Таблица Б.89 – Основные показатели развития в Великобритании**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2736	2956	3190	3417	3645	3877	1,4 %
Население, млн чел.	66	68	69	71	72	73	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	41642	43690	45964	48194	50468	52784	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	-2,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,93	2,65	2,34	2,13	1,93	1,76	-2,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	411	347	300	258	225	209	-2,7 %

**Таблица Б.90 – Потребление первичных энергоресурсов в Великобритании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	192	179	163	151	139	129	-1,6 %
Нефть	73	66	54	47	40	35	-2,9 %
Газ	61	66	65	60	53	53	-0,6 %
Уголь	24	9	6	3	2	2	-9,5 %
Атомная энергия	18	18	14	14	13	5	-4,7 %
Гидроэнергия	1	1	1	1	1	1	0,2 %
Биоэнергия	11	14	16	18	20	22	2,8 %
Другие ВИЭ	4	6	7	9	10	11	4,1 %

**Таблица Б.91 – Генерация электроэнергии в Великобритании, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	336	320	316	315	314	312	-0,3 %
Нефть	2	1	2	1	1	0	-12,5 %
Газ	100	142	130	109	97	109	0,3 %
Уголь	77	0	0	0	0	0	-100,0 %
Атомная энергия	70	70	52	53	52	21	-4,7 %
Гидроэнергия	6	6	6	6	6	7	0,2 %
Биоэнергия	33	37	43	45	46	47	1,4 %
Другие ВИЭ	48	63	84	100	113	128	4,0 %

**Таблица Б.92 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Великобритании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	128	123	110	100	90	84	-1,7 %
Нефть	72	66	53	46	40	35	-2,9 %
Газ	45	43	44	42	37	36	-0,9 %
Уголь	6	9	6	3	2	2	-4,6 %
Биоэнергия	4	5	7	8	10	11	4,2 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	6,8 %

**Таблица Б.93 – Основные показатели развития во Франции**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2701	2890	3115	3337	3555	3764	1,3 %
Население, млн чел.	65	66	67	68	69	70	0,3 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	41874	43944	46570	49115	51595	54004	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,10	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,02	3,69	3,52	3,33	3,12	2,90	-1,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	311	270	235	215	219	201	-1,7 %

**Таблица Б.94 – Потребление первичных энергоресурсов во Франции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	260	243	236	226	215	202	-1,0 %
Нефть	79	67	60	53	46	38	-2,8 %
Газ	35	36	28	30	46	45	1,0 %
Уголь	9	6	6	4	1	2	-5,2 %
Атомная энергия	114	108	113	106	83	73	-1,7 %
Гидроэнергия	5	5	5	5	5	5	-0,1 %
Биоэнергия	16	16	17	19	22	24	1,8 %
Другие ВИЭ	3	5	6	9	12	15	6,8 %

**Таблица Б.95 – Генерация электроэнергии во Франции, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	563	560	583	603	616	607	0,3 %
Нефть	2	1	1	1	0	0	-11,9 %
Газ	20	22	12	31	86	88	6,2 %
Уголь	12	2	0	0	0	0	-100,0 %
Атомная энергия	437	415	434	407	317	282	-1,7 %
Гидроэнергия	54	60	58	56	55	53	-0,1 %
Биоэнергия	8	10	13	16	23	28	5,0 %
Другие ВИЭ	29	50	65	93	134	156	6,9 %

**Таблица Б.96 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации во Франции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	128	116	103	94	90	83	-1,7 %
Нефть	78	67	60	52	45	38	-2,8 %
Газ	31	32	26	25	31	29	-0,3 %
Уголь	6	5	6	4	1	2	-3,7 %
Биоэнергия	12	11	12	12	12	12	-0,1 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	5,4 %

**Таблица Б.97 – Основные показатели развития в Мексике**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2264	2498	2794	3099	3412	3729	2,0 %
Население, млн чел.	126	134	141	148	153	158	0,9 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	17980	18661	19799	21007	22289	23649	1,1 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	-1,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,52	1,47	1,43	1,42	1,41	1,42	-0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	436	442	444	440	446	452	0,1 %

**Таблица Б.98 – Потребление первичных энергоресурсов в Мексике, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	192	197	202	209	216	224	0,6 %
Нефть	95	96	96	96	97	98	0,1 %
Газ	65	66	69	67	68	69	0,3 %
Уголь	14	14	14	15	15	16	0,5 %
Атомная энергия	3	3	3	7	8	9	4,3 %
Гидроэнергия	3	3	3	3	3	4	1,3 %
Биоэнергия	9	9	10	11	12	13	1,8 %
Другие ВИЭ	4	6	8	10	12	16	5,4 %

**Таблица Б.99 – Генерация электроэнергии в Мексике, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	311	335	368	399	428	455	1,5 %
Нефть	32	21	17	12	6	1	-12,3 %
Газ	186	206	225	230	238	242	1,0 %
Уголь	34	31	26	20	17	14	-3,6 %
Атомная энергия	12	11	11	27	30	33	4,3 %
Гидроэнергия	31	35	37	39	40	42	1,3 %
Биоэнергия	2	3	4	5	7	8	6,0 %
Другие ВИЭ	15	29	47	67	90	116	8,4 %

**Таблица Б.100 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Мексике, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	129	132	133	135	139	144	0,4 %
Нефть	87	91	92	94	96	98	0,5 %
Газ	30	28	28	25	25	27	-0,5 %
Уголь	5	6	7	10	11	12	3,8 %
Биоэнергия	7	6	6	6	5	5	-1,1 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	1	2	9,8 %

**Таблица Б.101 – Основные показатели развития в Италии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	2217	2299	2378	2452	2520	2579	0,6 %
Население, млн чел.	60	59	59	58	58	57	-0,2 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	37237	38859	40548	42178	43767	45315	0,8 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	-1,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,58	2,38	2,25	2,18	2,11	2,02	-1,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	318	261	215	189	164	140	-3,2 %

**Таблица Б.102 – Потребление первичных энергоресурсов в Италии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	154	141	132	127	121	115	-1,2 %
Нефть	59	52	43	35	28	21	-4,0 %
Газ	55	51	49	47	43	40	-1,3 %
Уголь	12	5	0	0	0	0	-13,6 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	4	4	4	4	4	4	-0,2 %
Биоэнергия	15	16	18	20	22	24	2,0 %
Другие ВИЭ	9	13	18	21	24	26	4,4 %

**Таблица Б.103 – Генерация электроэнергии в Италии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	282	295	318	338	354	364	1,0 %
Нефть	13	8	8	5	3	0	-15,2 %
Газ	111	116	121	127	132	135	0,8 %
Уголь	45	21	0	0	0	0	-100,0 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	46	46	45	45	44	43	-0,2 %
Биоэнергия	22	25	28	30	32	33	1,6 %
Другие ВИЭ	45	80	116	131	144	153	5,0 %

**Таблица Б.104 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Италии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	100	89	79	69	61	52	-2,5 %
Нефть	54	50	41	33	27	21	-3,7 %
Газ	35	30	27	24	20	16	-3,1 %
Уголь	2	0	0	0	0	0	-6,9 %
Биоэнергия	8	9	10	11	13	14	2,1 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	1	1	4,2 %

**Таблица Б.105 – Основные показатели развития в Турции**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1933	2217	2543	2876	3217	3540	2,5 %
Население, млн чел.	78	84	86	88	91	93	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	24693	26443	29532	32528	35384	38075	1,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	-1,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,70	1,72	1,77	1,81	1,83	1,85	0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	327	341	341	331	333	331	0,0 %

**Таблица Б.106 – Потребление первичных энергоресурсов в Турции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	133	144	153	160	167	172	1,0 %
Нефть	43	45	43	41	39	37	-0,6 %
Газ	39	46	54	55	62	65	2,0 %
Уголь	35	33	31	29	28	27	-1,0 %
Атомная энергия	0	0	2	10	10	12	-
Гидроэнергия	6	5	6	6	7	7	1,0 %
Биоэнергия	3	4	4	4	4	5	1,3 %
Другие ВИЭ	7	10	13	15	17	19	4,3 %

**Таблица Б.107 – Генерация электроэнергии в Турции, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	262	305	340	373	405	432	2,0 %
Нефть	2	1	1	1	0	0	-15,4 %
Газ	99	122	128	123	134	136	1,3 %
Уголь	76	76	62	45	35	24	-4,5 %
Атомная энергия	0	0	9	37	37	47	-
Гидроэнергия	67	61	67	74	80	86	1,0 %
Биоэнергия	1	3	5	6	8	10	8,1 %
Другие ВИЭ	16	41	67	87	111	130	8,8 %

**Таблица Б.108 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Турции, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	86	91	97	100	104	107	0,9 %
Нефть	42	45	43	41	39	37	-0,5 %
Газ	22	26	32	35	40	43	2,6 %
Уголь	16	15	16	19	19	21	1,2 %
Биоэнергия	3	3	3	2	2	2	-1,3 %
Другие ВИЭ	3	3	3	3	4	4	1,6 %

**Таблица Б.109 – Основные показатели развития в Республике Корея**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1881	2132	2412	2690	2952	3182	2,1 %
Население, млн чел.	51	52	52	53	53	52	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	37176	41387	46197	51046	55903	60711	2,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	-1,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,66	5,94	5,97	6,01	6,11	6,11	0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	691	695	692	705	692	685	0,0 %

**Таблица Б.110 – Потребление первичных энергоресурсов в Республике Корея, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	286	306	312	317	323	320	0,4 %
Нефть	117	125	123	121	118	110	-0,2 %
Газ	39	48	56	63	68	81	2,9 %
Уголь	81	73	71	72	68	65	-0,9 %
Атомная энергия	43	49	47	39	40	31	-1,3 %
Гидроэнергия	0	0	0	0	1	1	4,8 %
Биоэнергия	6	7	9	11	12	14	3,6 %
Другие ВИЭ	1	3	7	11	15	19	13,7 %

**Таблица Б.111 – Генерация электроэнергии в Республике Корея, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	549	634	715	804	926	1046	2,6 %
Нефть	13	8	11	7	4	0	-12,4 %
Газ	123	159	203	269	341	436	5,2 %
Уголь	237	238	233	238	236	248	0,2 %
Атомная энергия	165	188	178	149	155	118	-1,3 %
Гидроэнергия	2	4	4	5	6	7	4,8 %
Биоэнергия	3	5	8	11	15	20	7,7 %
Другие ВИЭ	7	33	79	124	169	217	14,6 %

**Таблица Б.112 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Республике Корея, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	162	170	168	166	156	143	-0,5 %
Нефть	112	123	120	119	117	109	-0,1 %
Газ	20	23	25	22	17	17	-0,8 %
Уголь	24	17	16	17	14	9	-4,0 %
Биоэнергия	5	6	6	7	8	8	1,9 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	3,9 %

**Таблица Б.113 – Основные показатели развития в Саудовской Аравии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1727	1827	1999	2198	2397	2573	1,6 %
Население, млн чел.	32	35	37	39	41	43	1,2 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	54717	52648	53593	55677	58008	60155	0,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	7,21	7,39	7,56	7,78	7,95	8,19	0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	556	609	649	686	698	710	1,0 %

**Таблица Б.114 – Потребление первичных энергоресурсов в Саудовской Аравии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	228	257	282	307	328	350	1,7 %
Нефть	156	168	180	192	198	204	1,1 %
Газ	71	83	90	94	93	92	1,0 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Атомная энергия	0	0	0	2	13	24	-
Гидроэнергия	0	0	0	0	0	0	-
Биоэнергия	0	1	1	2	2	2	25,8 %
Другие ВИЭ	0	5	10	17	22	28	66,0 %

**Таблица Б.115 – Генерация электроэнергии в Саудовской Аравии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	338	363	424	483	539	591	2,3 %
Нефть	150	124	99	74	49	24	-7,1 %
Газ	189	210	253	280	277	268	1,4 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Атомная энергия	0	0	0	8	49	94	-
Гидроэнергия	0	0	0	0	0	0	-
Биоэнергия	0	2	4	6	6	6	-
Другие ВИЭ	0	27	68	115	157	199	62,9 %

**Таблица Б.116 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Саудовской Аравии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	137	165	181	198	211	226	2,0 %
Нефть	113	134	153	172	184	197	2,3 %
Газ	24	31	28	26	27	28	0,7 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	0,8 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	-

**Таблица Б.117 – Основные показатели развития в Испании**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1634	1814	1940	2061	2172	2273	1,3 %
Население, млн чел.	47	47	46	46	46	46	-0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	35133	38947	41801	44577	47242	49785	1,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,80	2,69	2,60	2,52	2,42	2,29	-0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	259	229	206	185	164	159	-1,9 %

**Таблица Б.118 – Потребление первичных энергоресурсов в Испании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	130	125	121	116	111	105	-0,9 %
Нефть	61	59	55	51	47	43	-1,3 %
Газ	25	23	21	19	16	20	-0,8 %
Уголь	13	8	6	4	3	2	-7,1 %
Атомная энергия	15	15	15	15	15	7	-3,1 %
Гидроэнергия	2	3	3	3	3	3	1,4 %
Биоэнергия	7	8	9	10	11	11	2,0 %
Другие ВИЭ	7	10	12	14	16	18	3,5 %

**Таблица Б.119 – Генерация электроэнергии в Испании, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	278	288	307	325	336	339	0,8 %
Нефть	17	13	11	8	5	1	-9,6 %
Газ	52	57	62	65	66	83	1,9 %
Уголь	53	34	26	19	14	10	-6,6 %
Атомная энергия	57	56	56	57	57	26	-3,1 %
Гидроэнергия	28	37	38	38	39	40	1,4 %
Биоэнергия	7	9	11	14	16	19	4,3 %
Другие ВИЭ	63	82	103	123	139	160	3,8 %

**Таблица Б.120 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Испании, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	80	76	70	65	59	57	-1,3 %
Нефть	57	56	53	50	46	43	-1,1 %
Газ	16	14	11	9	6	8	-3,0 %
Уголь	1	0	0	0	0	0	-11,9 %
Биоэнергия	5	5	6	6	6	6	0,7 %
Другие ВИЭ	0	0	0	1	1	1	3,7 %

**Таблица Б.121 – Основные показатели развития в Канаде**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1659	1793	1931	2068	2200	2329	1,4 %
Население, млн чел.	36	38	39	41	42	43	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	46137	47678	49293	50909	52528	54149	0,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	-1,1 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	7,69	7,63	7,44	7,26	7,05	6,82	-0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	504	509	525	519	517	501	0,0 %

**Таблица Б.122 – Потребление первичных энергоресурсов в Канаде, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	276	287	291	295	295	293	0,2 %
Нефть	95	94	88	87	85	84	-0,5 %
Газ	87	99	118	120	124	121	1,3 %
Уголь	18	14	12	11	9	8	-3,2 %
Атомная энергия	26	27	18	20	17	19	-1,2 %
Гидроэнергия	33	34	34	35	35	35	0,3 %
Биоэнергия	14	14	14	14	14	14	0,1 %
Другие ВИЭ	3	4	7	9	11	12	6,3 %

**Таблица Б.123 – Генерация электроэнергии в Канаде, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	671	692	726	756	780	797	0,7 %
Нефть	8	7	5	3	2	1	-8,2 %
Газ	67	73	113	118	127	124	2,5 %
Уголь	66	52	47	37	33	25	-3,8 %
Атомная энергия	101	104	70	77	66	74	-1,2 %
Гидроэнергия	381	391	396	402	407	412	0,3 %
Биоэнергия	13	14	17	19	22	24	2,5 %
Другие ВИЭ	35	51	78	100	122	137	5,7 %

**Таблица Б.124 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Канаде, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	180	189	193	193	193	190	0,2 %
Нефть	93	93	87	86	85	83	-0,5 %
Газ	72	84	94	95	97	95	1,1 %
Уголь	3	2	1	2	2	3	-0,6 %
Биоэнергия	11	11	10	10	9	9	-0,9 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	1,2 %

**Таблица Б.125 – Основные показатели развития в Иране**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1365	1669	1983	2284	2576	2858	3,0 %
Население, млн чел.	79	84	87	89	90	92	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	17202	19968	22861	25705	28465	31096	2,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	-1,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,06	3,22	3,48	3,78	4,06	4,34	1,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	559	619	686	754	812	874	1,8 %

**Таблица Б.126 – Потребление первичных энергоресурсов в Иране, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	243	269	302	336	367	399	2,0 %
Нефть	84	98	104	108	107	106	0,9 %
Газ	155	167	193	220	247	278	2,4 %
Уголь	1	1	1	1	1	1	-0,4 %
Атомная энергия	1	1	3	5	8	9	10,6 %
Гидроэнергия	1	1	1	2	2	2	1,7 %
Биоэнергия	1	0	0	0	0	0	-6,0 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	2	2	21,3 %

**Таблица Б.127 – Генерация электроэнергии в Иране, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	281	340	407	474	539	603	3,1 %
Нефть	40	33	26	18	11	4	-8,8 %
Газ	222	284	347	405	457	513	3,4 %
Уголь	0	1	1	1	1	1	0,8 %
Атомная энергия	3	4	10	18	30	36	10,6 %
Гидроэнергия	14	16	17	19	20	22	1,7 %
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	5,0 %
Другие ВИЭ	0	3	7	13	19	27	21,3 %

**Таблица Б.128 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Иране, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	180	195	214	236	255	275	1,7 %
Нефть	72	88	96	102	104	105	1,5 %
Газ	106	105	117	132	150	169	1,9 %
Уголь	1	1	1	1	1	1	-0,6 %
Биоэнергия	1	0	0	0	0	0	-6,5 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	5,1 %

**Таблица Б.129 – Основные показатели развития в Австралии**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1159	1312	1466	1618	1767	1912	2,0 %
Население, млн чел.	24	25	27	28	30	31	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	48685	51660	54598	57316	59830	62140	1,0 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,46	5,46	5,13	4,79	4,32	3,88	-1,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	352	359	340	318	285	252	-1,3 %

**Таблица Б.130 – Потребление первичных энергоресурсов в Австралии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	130	139	138	135	128	119	-0,3 %
Нефть	47	47	46	45	38	30	-1,7 %
Газ	32	39	42	43	43	44	1,2 %
Уголь	43	41	36	31	26	22	-2,6 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	1	2	2	2	2	2	1,7 %
Биоэнергия	5	6	7	8	9	10	2,5 %
Другие ВИЭ	2	3	5	7	9	11	7,6 %

**Таблица Б.131 – Генерация электроэнергии в Австралии, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	252	265	279	292	305	319	0,9 %
Нефть	7	6	4	4	3	2	-5,2 %
Газ	52	58	66	74	82	89	2,2 %
Уголь	159	142	127	111	94	79	-2,7 %
Атомная энергия	0	0	0	0	0	0	-
Гидроэнергия	13	18	19	19	20	20	1,7 %
Биоэнергия	4	5	7	9	11	14	5,5 %
Другие ВИЭ	17	35	56	75	95	115	7,8 %

**Таблица Б.132 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Австралии, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	74	84	84	82	75	67	-0,4 %
Нефть	45	45	45	44	38	30	-1,6 %
Газ	20	26	28	27	26	24	0,7 %
Уголь	4	7	5	4	4	4	-0,1 %
Биоэнергия	4	5	6	6	6	7	1,8 %
Другие ВИЭ	0	0	1	1	1	1	5,6 %

**Таблица Б.133 – Основные показатели развития в Египте**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
ВВП (ППС), млрд долл. 2016 г.	1086	1327	1625	1893	2166	2442	3,3 %
Население, млн чел.	94	103	111	120	128	137	1,5 %
Душевой ВВП, долл. 2016 г./чел.	11577	12894	14577	15805	16885	17819	1,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,86	0,88	0,88	0,86	0,83	0,79	-0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	184	205	219	221	220	217	0,6 %

**Таблица Б.134 – Потребление первичных энергоресурсов в Египте, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	80	91	98	103	106	108	1,2 %
Нефть	40	41	41	42	40	38	-0,2 %
Газ	37	46	52	52	54	54	1,6 %
Уголь	0	0	1	1	1	1	4,9 %
Атомная энергия	0	0	0	2	5	7	-
Гидроэнергия	1	1	1	1	1	2	1,2 %
Биоэнергия	2	2	2	2	2	2	1,4 %
Другие ВИЭ	0	1	2	2	3	4	14,3 %

**Таблица Б.135 – Генерация электроэнергии в Египте, ТВт·ч**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	182	220	259	301	348	395	3,2 %
Нефть	38	38	36	33	30	28	-1,3 %
Газ	129	159	190	215	246	277	3,1 %
Уголь	0	0	0	0	0	0	-
Атомная энергия	0	0	0	9	18	27	-
Гидроэнергия	13	15	16	17	17	18	1,2 %
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	-
Другие ВИЭ	2	9	17	27	36	46	14,3 %

**Таблица Б.136 – Потребление энергоресурсов в прочих секторах кроме электрогенерации в Египте, млн т н. э.**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2015-2040 гг.
Всего	46	51	53	51	47	41	-0,4 %
Нефть	30	31	31	34	32	31	0,1 %
Газ	14	18	19	14	12	7	-2,6 %
Уголь	0	0	1	1	1	1	4,9 %
Биоэнергия	2	2	2	2	2	2	1,4 %
Другие ВИЭ	0	0	0	0	0	0	-

*Научное издание*

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ  
С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА  
под ред. В.А. Кулагина

Формат 70x100/16. Гарнитура Таймс.  
Усл. печ. л. 26. Тираж 500 экз.

Издательство «ИНЭИ РАН».  
117186, г. Москва, ул. Нагорная, д.31, корп.2.  
[www.eriras.ru](http://www.eriras.ru)