

Институт энергетических исследований Российской академии наук



ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ 2024



Москва, 2024

Институт энергетических исследований Российской академии наук



ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ 2024

Москва, 2024

УДК 620.9:327

ББК 31.15:65

Э11

ПРОГНОЗ ПОДГОТОВЛЕН:

ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук» с привлечением профильных экспертов

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

Руководитель проекта В.А. Кулагин - заведующий Отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН

В книге представлены результаты исследования по долгосрочному прогнозированию развития мировой энергетики и рынков энергоносителей, проведенного с использованием модельно-информационного комплекса, разработанного в ИНЭИ РАН. Выполнена комплексная оценка ключевых направлений развития энергетики мира, регионов и стран, включая объемы и структуру потребления топлив и энергии по секторам конечного потребления с выделением транспорта (по видам), промышленности, сектора коммерции и бытовых потребителей, прочих секторов, сформирована структура потребления первичных энергоносителей. Проведен анализ параметров межтопливной конкуренции и спрогнозированы объемы производства и торговли энергоресурсами, цены, потребность во вводе мощностей, объемы выбросов парниковых газов.

Три прогнозных сценария – Туман, Раскол и Ключ отображают основные неопределенности в развитии энергетики, связанные с будущими темпами экономического роста, ходом НТП, наличием торговых ограничений. С учетом влияния ситуации на внешних рынках и возможностей по адаптации к изменениям выполнена комплексная оценка развития энергетики России.

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

Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А.А. Макарова, В.А. Кулагина, Д.А.Грушевенко, А.А.Галкиной; ИНЭИ РАН – Москва, 2024. – 208 с. - ISBN 978-5-91438-038-7

ISBN 978-5-91438-038-7

© Институт энергетических исследований РАН, 2024

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ

Галкин Ю.В.	старший инженер ИНЭИ РАН
Галкина А.А.	старший научный сотрудник ИНЭИ РАН
Григорьев Л.М.	научный руководитель департамента мировой экономики НИУ ВШЭ, профессор, к.э.н.
Грушевенко Д.А.	старший научный сотрудник ИНЭИ РАН
Грушевенко Е.А.	старший научный сотрудник ИНХС РАН им. Топчиева, к.х.н.
Грушевенко Е.В.	старший аналитик, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколковский институт науки и технологий (Сколтех)
Дементьев К.И.	заместитель директора по науке ИНХС РАН им. Топчиева, доцент НИУ ВШЭ, к.х.н.
Дунаева Н.В.	инженер ИНЭИ РАН
Капустин Н.О.	научный сотрудник ИНЭИ РАН, ст. преподаватель РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Козина Е.О.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Куклина А.К.	инженер ИНЭИ РАН
Кулагин В.А.	заведующий Отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН
Макаров А.А.	академик РАН, научный руководитель ИНЭИ РАН, д.э.н.
Мамедова О.А.	инженер ИНЭИ РАН
Мельникова С.И.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Овчинникова И.Н.	главный специалист ИНЭИ РАН
Яковлева Д.Д.	инженер ИНЭИ РАН
Рецензенты:	
Широв А.А.	член-корреспондент РАН, директор ИНП РАН, д.э.н.
Яновский А.Б.	руководитель рабочей группы по вопросам экологической безопасности Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности, д.э.н., к.т.н.

При подготовке монографии были использованы иллюстрации, сгенерированные нейросетями PromeAI и Playground AI

ОГЛАВЛЕНИЕ

Основные выводы Прогноза 2024.....	6
Раздел 1. Мировая энергетика: возможности и ограничения	9
Приоритеты энергополитики.....	10
Технологический ландшафт мировой энергетики	12
Раздел 2. Трансформация мировой энергетики	45
Сценарные условия.....	46
Конечное потребление энергии.....	51
Электроэнергетика.....	67
Атомная энергетика.....	74
Возобновляемая энергетика.....	77
Потребление первичной энергии.....	80
Рынок жидких топлив.....	83
Рынок газа	96
Рынок твердых топлив.....	104
Позиции ключевых игроков на энергетическом рынке.....	110
Выбросы CO ₂	114
Раздел 3. Прогноз развития энергетики России	117
Конечное потребление энергии.....	118
Электроэнергетика.....	119
Потребление первичной энергии.....	120
Нефтяная отрасль	120
Угольная отрасль	125
Газовая отрасль.....	126
Заключение.....	129
Приложение 1. Методология.....	133
Приложение 2. Экономико-демографические показатели и энергетические балансы.....	135
Приложение 3. Сравнение прогнозов.....	204

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПРОГНОЗА:

- Прирост объемов потребления первичной энергии существенно замедлится к 2050 г., а в сценарии Туман будет пройден исторический пик.
- Более половины потенциального мирового спроса на энергию не удовлетворено из-за неплатежеспособности, что показывает сравнение уровней душевого потребления стран ОЭСР с остальным миром. До 2050 г. ожидается сохранение почти двукратного разрыва между потенциальным спросом на энергию и ее реальным потреблением.
- Мир долгое время ждал и боялся пиков производства нефти и газа из-за исчерпания запасов. На горизонте ближайших десятилетий произойдет исторический момент – эти пики будут пройдены. Но причиной станет вовсе не исчерпание запасов, а сокращение спроса. Возможности ресурсной базы останутся на высоких уровнях.
- Быстрое увеличение численности населения в беднейших странах создает предпосылки для роста энергетической бедности.
- Себестоимость производства электроэнергии на базе солнечных установок и ветрогенерации для многих стран мира становится ниже стоимости генерации на ископаемых топливах, но чем выше их доля в балансе выработки, тем быстрее растут системные затраты (резервирование, хранение, сетевая инфраструктура и пр.).
- Переход на безуглеродную электроэнергетику технически реализуем, но потребует роста затрат на электроснабжение конечных потребителей в 3–7 раз, в зависимости от региона.
- На рассматриваемом горизонте до 2050 г. ВИЭ и ископаемые топлива будут не только конкурирующими, но и взаимодополняющими частями развивающейся энергосистемы.
- Нет универсального решения по структуре энерго и электробаланса. Для каждой страны есть свой рациональный выбор, который определяется многими показателями, главные из которых – природные условия, неравномерность спроса, доступность ископаемых ресурсов, возможности синхронизации энергосистем с соседними странами, приемлемость ценовых решений для потребителей, наличие и амбициозность ориентиров по выбросам.
- Во всех сценариях мир проходит пик выбросов CO₂ экв. от сжигания топлив на горизонте 2035–2040 гг.
- В развитых странах развитие технологий и повышение надежности транспортных средств (сроки службы двигателя, трансмиссии и т.д.) приводят к неожиданному для многих результату – увеличению сроков эксплуатации автомобилей и замедлению темпов обновления автопарка.
- Транспортный сектор уходит от эпохи доминирования нефти и вступает в новую эпоху активной межтопливной конкуренции – на морском транспорте станут востребованы СПГ, аммиак, метанол, в дорожном – электричество, газ, биотопливо. Расширяется запрос на средства новой малой мобильности, которые преимущественно используют электричество. Только в авиации пока не просматривается доступных альтернатив нефтепродуктам.
- Ключевые центры потребления энергии смещаются из развитого мира в развивающийся: если в 1970 г. на страны ОЭСР приходилось 70 % первичного энергопотребления, то за последующие 50 лет их доля снизилась до 36 %. К 2050 г. она сократится до 28 %.
- К 2050 г. страны БРИКС будут обеспечивать половину мирового производства и потребления энергии.
- Нефтегазовый рынок до 2050 г. останется стоять на «трех китах»: Северной Америке, СНГ и Ближнем Востоке, которые в совокупности будут обеспечивать свыше 70 % добычи.

- Цены газа и угля ждёт сильная волатильность. К традиционной сезонности прибавятся дисбалансы на неравномерности производства ВИЭ.
- Учитывая растущую потребность в мощностях по хранению электрической энергии и привлекательность Li-ion решений во всех сегментах хранения, можно с уверенностью назвать литий «новым золотом».
- Расчёты показывают, что реальный прогресс в достижении глобальных целей (снижение выбросов, сокращение энергетической бедности и др.) возможен, только если страны научатся договариваться и запускать единые согласованные механизмы развития, как это происходит в сценарии Ключ.
- Доля ВИЭ и атома в мировом ТЭБ к 2050 г. увеличится до 27 – 35 % при росте объёмов производства энергии на них в 1,6 – 2,2 раза.
- Доля ВИЭ и атома в электрогенерации достигнет к 2050 г. 57 – 70 %.



Рисунок 1 – Прогнозная структура мирового потребления первичной энергии по видам

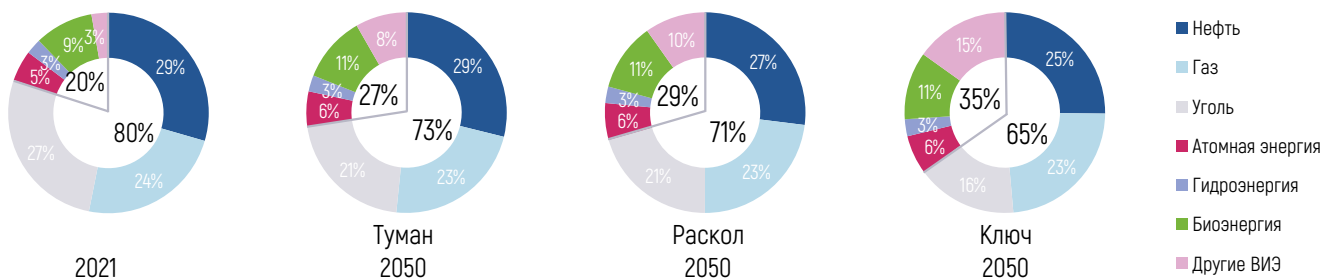
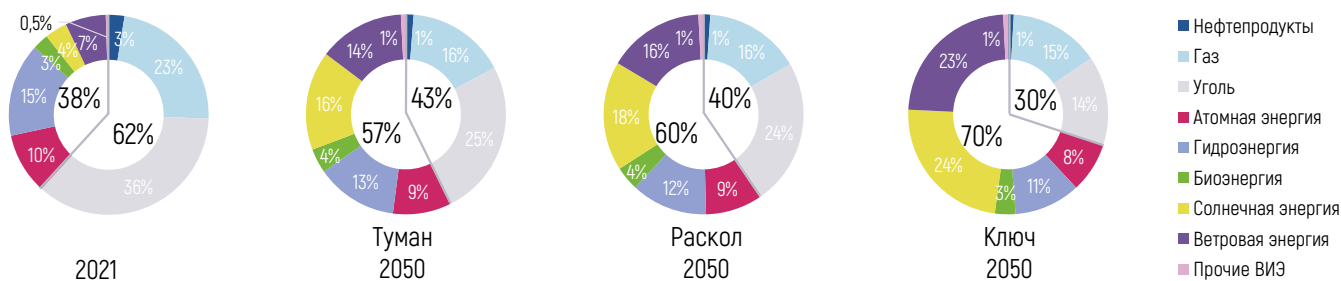


Рисунок 2 – Прогнозная структура мирового производства электроэнергии по видам





МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ВОЗМОЖНОСТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ

- Приоритеты энергополитики
- Технологический ландшафт мировой энергетики

РАЗДЕЛ 1



ПРИОРИТЕТЫ ЭНЕРГОПОЛИТИКИ

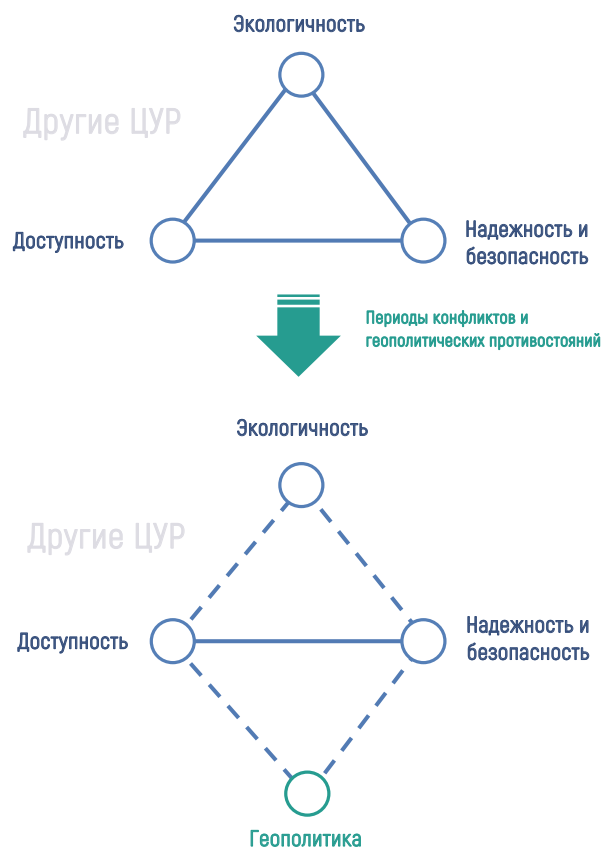
Энергетическая политика оказывает значительное влияние на будущий ландшафт мировой энергетики. Применение фискальных инструментов (налогов и субсидий), стандартов и нормативов для топлив, потребительской инфраструктуры и оборудования, прямые запреты на использование отдельных технологий – все это меняет конкурентные условия и приоритеты работы энергетического сектора.

Государства при формировании своей энергетической политики, прежде всего, исходят из трилеммы со следующими ориентирами:

- доступность энергии в необходимых объемах и по приемлемым ценам;
- надежность и безопасность энергоснабжения;
- экологичность.

Всегда в зоне внимания должны находиться и другие составляющие Целей устойчивого развития, разработанных Генеральной ассамблеей ООН. В частности, там, где население сталкивается с нищетой, голодом, большими проблемами с медициной и образованием, до решения этих проблем ключевым ориентиром энергетической политики будет оставаться доступность энергии.

Рисунок 1.1 – Ключевые ориентиры энергетической политики



В периоды крупных конфликтов и геополитических противостояний трилемма превращается в квадрилемму за счет добавления нового важного ориентира – Геополитики, которая устанавливает прямые ограничения на торговое взаимодействие, вступающие в противоречие с другими элементами трилеммы:

- снижается ценовая и физическая доступность топлив и технологий;
- повышаются риски надежности энергоснабжения из-за отказа от использования проверенной года-

ми инфраструктуры, разрыва контрактов, физического воздействия на объекты ТЭК;

- ухудшаются экологические показатели из-за неоптимальных и удлинённых маршрутов поставок, необходимости перехода на менее экологичные, но более доступные источники энергии.

В результате воздействия дополнительного ориентира государствам приходится искать новые оптимумы работы, в которых отдельные задачи, в частности по экологии, могут временно уходить на второй план (Рисунок 1.1).

В ПЕРИОДЫ КОНФЛИКТОВ И ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ ПРОТИВОСТОЯНИЙ КЛАССИЧЕСКАЯ ТРИЛЕММА (ДОСТУПНОСТЬ – НАДЕЖНОСТЬ – ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ) ПРЕВРАЩАЕТСЯ В КВАДРИЛЕММУ, ГДЕ НА ПЕРВЫЙ ПЛАН ВЫХОДИТ ГЕОПОЛИТИКА, КОТОРАЯ МОЖЕТ ВСТУПАТЬ В ПРОТИВОРЕЧИЯ С ТРАДИЦИОННЫМИ ОРИЕНТИРАМИ И ЗАСТАВЛЯЕТ ИСКАТЬ НОВЫЕ ОПТИМУМЫ ПОСТРОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ.





ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЛАНДШАФТ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Технологии в мировой энергетике стремительно развиваются. Этому способствуют расширение запроса от энергетического сектора и конечных потребителей, прогресс в смежных отраслях (IT, микроэлектроника и пр.), увеличение объема научных исследований. Благодаря НТП становятся доступными новые ранее не востребованные источники энергии, расширяется список альтернатив энергоснабжения, значительно трансформируются параметры межтопливной конкуренции. Одновременно существенно меняются требования к энергосистемам и организации их работы.

От способности верно определить приоритетные направления НТП будет зависеть эффективность использования трудовых и финансовых ресурсов. При этом необходимо учитывать не только потенциал улучшения параметров и удешевления разрабатываемой технологии, но и её способность конкурировать с другими решениями, которые также не стоят на месте и совершенствуются.

Инновации в энергетике, пока не оправдавшие надежд

Даже самые совершенные и перспективные технологии, которые, как казалось, способны совершить революцию на энергетических рынках и даже полностью изменить ландшафт мировой энергетике, в период их отработки, коммерциализации и последующего масштабирования могут сталкиваться с непредвиденными проблемами и ограничениями различного характера. В результате не-

которые из них так и остаются на бумаге, другие выходят на рынок, но занимают ниши существенно меньше планируемых (Таблица 1.1).

В прогнозном периоде не ожидается революционного воздействия рассмотренных в таблице инноваций на глобальную энергетику. Но для некоторых из них, в частности атомной энергетики, возможен технический прогресс, который повысит их рыночную привлекательность. В ближайшие 30 лет этот список может расширяться и новыми технологиями, которые сейчас считаются перспективными, но с практическим завоеванием ими рыночных ниш возникнут сложности.

Сроки завоевания рынка технологиями

Практическое внедрение даже самых совершенных технологий и завоевание ими рынков зависит как от сроков обновления оборудования и инфраструктуры, так и от длительности пути от научных экспериментов до коммерциализации.

Новый тип батареи в мобильных телефонах с момента коммерциализации завоевывает рынок (будет использоваться более чем в 50 % оборудования) через 2-3 года, новый тип установки для нефтепереработки – через 25-30 лет, новый тип реакторов АЭС – через 60 лет (Рисунок 1.2). Понимание темпов трансформации различных секторов крайне важно для корректной оценки динамики изменения спроса на энергоресурсы.

Таблица 1.1 – Инновации в энергетике, пока не оправдавшие надежд

Инновация	Ожидания	Реальность	Причины неудачи
Гелий-3	Начало разработки на Луне уже в середине 2010-х гг.	Технология существует только на бумаге.	Наличие других более дешевых и доступных ресурсов, отсутствие технологической базы.
Атомная энергетика	Доминирование в энергобалансе благодаря несравнимой с другими источниками энергетической плотности.	5 % мирового производства первичной энергии.	Опасения повторения техногенных катастроф, высокие капитальные затраты, угрозы распространения ядерного оружия, конкуренция со стороны других решений.
Биотоплива, синтетические топлива из газа, угля	10 % потребления моторных топлив в США, ЕС к 2020 г., масштабное распространение по всему миру.	Около 5 % потребления моторных топлив в США и ЕС. Единичные проекты GTL и CTL.	Продовольственные проблемы в случае масштабного использования земель под производство биотоплив, высокая себестоимость, низкая энергетическая эффективность по циклу производство – потребление, низкая экологичность в сравнении с электромоторными и газомоторными решениями.
Кероген	Производство 1 млн барр./сут. синтетической нефти из керогена, в первую очередь в странах, не имеющих больших запасов традиционной нефти.	Менее 0,1 млн барр./сут. синтетической нефти, преимущественно в США и Бразилии. Небольшие разработки в Эстонии.	Расширение «дешевого», по сравнению с керогеновой, предложения нефти.
Газовые гидраты	10 % в мировом балансе к 2025 г.	Только опытные проекты.	Расширение «дешевого» предложения газа. Не достижение приемлемых технико-экономических параметров.
Магнетогидродинамические насосы, магнетогидродинамические генераторы	Принципиальное повышение КПД электростанций к 1990-2000 гг.	Только экспериментальные установки.	Недостижение приемлемых технико-экономических параметров.

Рисунок 1.2 – Сроки обновления оборудования и инфраструктуры



Лаборатория



Испытания, промышленная апробация, сертификация, создание производственного оборудования, обоснование инвестиций и т.д.

Коммерческое производство

Технологии конечного потребления

НТП открывает новые возможности для потребителей энергии, а сами потребители и работающий с ними бизнес формируют запрос на дальнейшее развитие технологий.

Коммунально-бытовой сектор

В этом сегменте расширяются требования к функциональности бытовых приборов, электронных устройств, используемого коммерческого оборудования, систем приготовления пищи, отопления и кондиционирования жилищ:

- **Снижение затрат времени.** Потребители заинтересованы в бытовом оборудовании, которое не только может быстро работать, но и способно выполнять часть домашних задач самостоятельно, без участия человека;
- **Интеллектуальность и управляемость.** Все больше потребителей хотят иметь возможность запрограммировать режим кондиционирования/обогрева, стирку, уборку помещения, и даже приготовление чашечки кофе на удобное для хозяина время, а также иметь возможность удаленного наблюдения и управления домашними приборами;
- **Удобство.** Часто критическим параметром при выборе вещи выступает не ее цена, а потребительские характеристики. Важным при выборе электроплиты становится возможность быстро протереть стеклокерамическую панель, при выборе пылесоса – пройти с ним по всей квартире, не перемещая шнур из розетки в розетку, или просто наблюдать как пылесос убирает сам, при выборе мышки и клавиатуры возможность их перемещения без привязки к проводам;
- **Экономичность и экологичность.** Энергоэффективное оборудование часто позволяет получить хорошую экономию за период использования, даже если его начальная цена выше аналогов. Многие потребители обращают внимание на экологические показатели товаров, включая не только расход энергии, но и происхождение, и характеристики материалов, из которых они сделаны;



- **Мощность и длительность работы заряжаемых устройств.** Пользователи отдают предпочтение устройствам, которые дольше могут работать без подзарядки и позволяют демонстрировать наиболее высокие показатели вычислительной мощности и т.д.;
- **Универсализация.** Многие потребители устают от больших мотков проводов из-за того, что каждое устройство имеет свой разъем. Сложности возникают и с разнотипными умными устройствами, которые нельзя синхронизировать в единую систему управления. В не подключенных к системам централизованного энергоснабжения загородных домах часто тепло в доме обеспечивает дровяная печь, электричество – дизельный генератор, а приготовление пищи осуществляется на пропане, в результате домовладелец вынужден следить за запасом сразу нескольких топлив, что создает бытовые неудобства. Поэтому всё более востребованными становятся универсальные решения;
- **Устойчивость энергоснабжения.** С каждым годом человечество всё более активно использует различные виды энергопотребляющего оборудования. Электронные устройства и линии связи становятся неотъемлемыми элементами повседневной

жизни. Одновременно существенно возрастают требования к надежности энергоснабжения;

- **Автономность.** Развитие технологий расширяет возможности по обеспечению качественных условий пребывания на удаленных территориях. Это не только дает основу для улучшения уровня жизни на объектах, не подключенных к централизованным системам, но и позволяет создавать новые точки роста для бизнеса, включая туристический, делать более комфортными частные поездки. Во многом эти возможности определяются решениями в области энергоснабжения.

Существенное влияние на развитие технологий в коммунально-бытовом секторе и использование энергоресурсов оказывает государственная политика, которая позволяет «корректировать» потребительские запросы и привлекательность использования конкретных решений. Среди наиболее ярких примеров:

- **Тарифное и ценовое регулирование.** Установление завышенных (путем налоговых инструментов) или заниженных (субсидируемых) цен, введение дифференцированных по времени суток тарифов на электроэнергию и т. д.;
- **Стандарты.** Установление стандартов для оборудования, зданий, топлив;
- **Прямые запреты и ограничения.** Как правило, вводятся запреты на производство и продажу, например ламп накаливания, отдельных видов пакетов и т. д.;
- **Прямое и косвенное субсидирование.** Наглядным примером является газификация в отдельных странах, когда значительную часть расходов на подключение несет не потребитель.

Под действием решений государства потребители ищут возможности сокращения затрат путем изменения источников обогрева и приготовления пищи, оптимизации использования электроэнергии за счет стирки и зарядки устройств в период низкого тарифа и т. д. Одновременно производители оборудования стремятся предложить решения, которые более соответствуют как потребностям пользователей, так и вводимым стандартам и ограничениям.

Конфигурация этих решений, в свою очередь, формирует требования к системам энергоснабжения. Для обеспечения выполнения большинства обозначенных запросов пользователей необходима электроэнергия, и именно электрификация становится ключевым направлением изменения энергобаланса сектора.

Развитие технологий позволило существенно увеличить количество используемых в быту электроприборов, повысить уровень освещенности, расширило возможности регулирования климата в помещениях (Рисунок 1.3).

Это должно было стать причиной кратного прироста использования электроэнергии, но энергоэффективность оказала сдерживающее влияние на рост электропотребления.

Потребность домохозяйств в различном оборудовании, улучшающем качество жизни, стремительно растет, параллельно с появлением таких решений на рынке. Но некоторые устройства стали объединять в себе функции других. Например, мобильный телефон сегодня не только обеспечивает связь, но одновременно выполняет функции фотоаппарата, видеокамеры, плеера, фонарика, калькулятора, диктофона, портативной консоли для игр, мини-ПК для просмотра почты, сайтов, управления банковскими услугами и т. д.

Во многих странах вводится обязательная стандартизация бытовых приборов по классам эффективности, а продажа техники низкого класса вовсе запрещена. Под эти требования подстраиваются производственные мощности. В условиях глобализации мировой торговли это ведет к тому, что регуляторные решения в отдельных крупных странах и объединениях ведут к вынужденному «трансферу» требований в другие.

БЛАГОДАРЯ НТП ПОЯВЛЯЕТСЯ ВСЕ БОЛЬШЕ УСТРОЙСТВ, СПОСОБНЫХ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ЖИЗНИ. НЕКОТОРЫЕ ИЗ НИХ СТАНОВЯТСЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫМИ, СРАЗУ ЗАМЕНЯЯ ДЕСЯТОК ДРУГИХ. В БУДУЩЕМ В ДОМОХОЗЯЙСТВАХ ВСЕ БОЛЬШЕ ОБОРУДОВАНИЯ БУДЕТ ИНТЕГРИРОВАТЬСЯ В ЕДИНУЮ СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ.

Рисунок 1.3 – Потребности семей в бытовом электрооборудовании и устройствах в 1980 г., 2024 г. и 2050 г.





Повышение энергетической эффективности бытовых приборов стимулируется как соображениями экономии, так и регуляторными инструментами. Например, для холодильников, стиральных машин и зданий переход с класса эффективности C на класс A позволяет снизить энергозатраты на 40-60 %. Замена электрической плиты с ТЭН на индукционную не только позволяет снизить расход электроэнергии, но и сокращает время нагрева, дает возможность оперативно менять температурные режимы, упрощает уход, повышает безопасность за счет автоматического отключения при попадании жидкости на поверхность (в отдельных моделях). Замена лампы накаливания на светодиодную позволит снизить расход энергии на освещение в 8 раз, при замене старого телевизора с электронно-лучевой трубкой на современную LED панель затраты энергии на его просмотр сокращаются на треть.

ЗАМЕНА УСТАРЕВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЕ И ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ ПОЗВОЛЯЮТ СНИЗИТЬ ЕЖЕМЕСЯЧНЫЕ РАСХОДЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ЭНЕРГИЮ БОЛЕЕ ЧЕМ ВДВОЕ.

Рост интереса к оборудованию, использующему электроэнергию, очевиден. Но не во всех случаях электроэнергия оказывается наиболее предпочтительным выбором. Например, часто дешевле использовать газ для обогрева. Широкое поле для межтопливной конкуренции есть и в сегменте автономного энергоснабжения, где появляется выбор между бензиновыми и дизельными генераторами, газовыми установками на СУГ и метане, углем, дровяными печами, а также новыми технологиями: солнечными панелями, тепловыми насосами, биогазовыми установками. Эта конкуренция стимулирует бизнес предлагать потребителям всё более совершенные решения практически по каждому из направлений. Таким образом, если в одних сегментах потребления домохозяйств нишу уверенно захватывает электричество, в других активизируется межтопливная конкуренция.

Транспортный сектор

НТП и рост среднего уровня доходов населения меняют спрос на решения по обеспечению мобильности. Важную роль играют инструменты госполитики, способные стимулами (например субсидиями на покупку электрокаров, разрешениями на бесплатную парковку отдельных видов ТС и т. д.) или запретительными механизмами (ограничениями на продажу или въезд в город авто с ДВС) изменить привлекательность и доступность решений.

Традиционно потребитель заинтересован в постоянном улучшении потребительских характеристик ТС: повышении динамики разгона, наличии в авто ассистентов водителя, установке в самолетах и поездах систем кондиционирования, мультимедиа, повышении уровня безопасности и пр. Одновременно сохраняются требования по экономичности транспорта, что вынуждает производителей искать новые решения – повышение эффективности работы двигательных установок, совершенствование обтекаемости корпуса, внедрение систем «старт-стоп» и др.

Меняющееся отношение к экологичности транспортного средства стимулирует потребителей во многих странах выбирать то, которое в большей степени отвечает требованиям «зеленой» жизни, чтобы внести свой вклад в снижение глобальных выбросов с одной стороны, и просто создать более здоровую среду вокруг себя, с другой. Особенно остро эта проблема стоит для потребите-

лей в крупных густонаселенных городах, где качество воздуха создает существенную проблему для здоровья. При наличии финансовых возможностей и устойчивого электроснабжения муниципалитеты также стремятся расширить использование общественного транспорта на электрической тяге.

НТП, ИЗМЕНЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОГО СПРОСА И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА СОЗДАЛИ ОСНОВУ ДЛЯ ПЕРЕХОДА К НОВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭПОХЕ В ТРАНСПОРТНОМ СЕКТОРЕ, КОТОРАЯ БУДЕТ ОСНОВАНА НА АКТИВНОЙ МЕЖТОПЛИВНОЙ КОНКУРЕНЦИИ, РАЗВИТИИ БЕСПИЛОТНЫХ РЕШЕНИЙ И КОМПАКТНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ С РАЗЛИЧНЫМ ФУНКЦИОНАЛОМ.

Комфортная эксплуатация транспортного средства напрямую связана с доступностью топлива и бесперебойностью его поставок. В приоритете для массового потребителя всегда будет то транспортное средство, дозаправка/дозарядка которого может осуществляться быстрее и во многих местах.

В настоящее время наблюдается принципиальная смена потребительского поведения, формирующая новые виды мобильности. Человек находится в поиске решений по упрощению своей жизни: делать покупки не выходя из дома, воспользоваться автомобилем в любом удобном месте, быстро преодолеть путь до остановок общественного транспорта и находящихся на небольших расстояниях объектов. Все это создаёт спрос на принципиально новые услуги со стороны транспортного сектора: электросамокаты и электровелосипеды, каршеринг, роботы-доставщики, дроны и пр. Этот спрос частично трансформирует потребности в энергоснабжении сектора.

На водном транспорте ужесточение требований по выбросам стимулирует поиск альтернативных технических решений, которые могли бы обеспечить лучшие экономические показатели перевозок с учетом меняющегося регулирования. В результате эпоха доминирования нефтепродуктов в секторе сменяется следующей, где им предстоит активно конкурировать с технологиями на основе использования газа, метанола, а в отдельных узких нишах и с другими решениями, например с электричеством в речном муниципальном транспорте.



Промышленный сектор

В промышленном секторе развитие технологий и их ориентир на используемые энергоресурсы традиционно опирались на соблюдение следующих требований:

- решения и используемая энергия должны быть максимально дешевыми, чтобы минимизировать себестоимость производства;
- энергоноситель и сам производственный процесс должны быть безопасными;
- необходимо обеспечить устойчивость поставок энергоносителя, чтобы не останавливать техпроцесс.

Эти требования сохраняют свою актуальность, но современный мир формирует и новые запросы:

- соответствие техпроцесса имиджу компании. Это часто заставляет принимать решения, противоречащие экономической логике выбора наиболее дешевого варианта энергоснабжения в пользу, например, наиболее низкоуглеродного;
- обеспечение автономности энергоснабжения. Освоение удаленных территорий и новых экономических зон приводит к тому, что новые промышленные предприятия могут находиться вдали от мест централизованного энергоснабжения. В данном случае становятся востребованными решения, которые могут обеспечить устойчивое энергоснабжение независимо от централизованных систем;

- поддержание высокого уровня качества поставляемых энергоресурсов и обеспечение стабильной работы вспомогательных устройств. Новое оборудование становится более требовательным к используемым энергоресурсам – стандартам топлива, параметрам электричества на входе на предприятие. Развитие получают умные системы, которые требуют обеспечения устойчивой работы сетевых систем.

Госрегулирование стало устанавливать дополнительные приоритеты технологического развития в промышленном секторе. Это связано, прежде всего, с введением углеродного регулирования в отдельных странах и механизмов трансграничных углеродных налогов. В ответ на это активно разрабатываются технологии, обеспечивающие низкоуглеродное и безуглеродное производства. Темпы дальнейшего НТП в этой области, как и практическое внедрение этих технологий и их распространение по странам мира, будут зависеть от формируемых уровней цен на выбросы CO₂, внедряемых стандартов и ограничений, согласований учета подходов ТУР в международной торговле, доступности трансфера технологий.

Совершенствование технологий производства и поставок традиционных энергоносителей

Развитие конкуренции на межтопливном уровне и внутри каждого из топливных рынков заставляет производителей искать способы снижения стоимости ископаемых топлив. Для этого разрабатываются новые технологии по всему спектру производственных цепочек – от геологоразведки и добычи, до транспортировки, переработки и распределительных систем. Прогресс в смежных областях (ИТ, микроэлектроника, специальные материалы, каталитическая химия, химический синтез, теплофизика, электротехника, беспилотные летательные аппараты и пр.) предоставляет хорошие возможности для совершенствования технологий в сегменте производства, переработки и поставок углеводородов.

В сегментах разведки, добычи, хранения и транспорта углеводородов акцент в разработке технологий делается на:

- повышении нефтегазоотдачи (применение и улучшение ПАВ, отработка решений по закачке CO₂, термическое воздействие на пласт);
- расширении возможностей и росте эффективности шельфовой и глубоководной добычи (совершенствование подводных роботизированных и добычных комплексов и систем управления ими, оборудования трехмерной сейсморазведки с внедрением алгоритмов искусственного интеллекта для обработки больших массивов данных, улучшение параметров морских платформ, обеспечение защиты от ледовых нагрузок в Арктической зоне и др.);
- повышении эффективности добычи низкопроницаемых коллекторов (развитие программных средств для моделирования пластов и внутрипластовых процессов и оборудования для сбора данных, рост продуктивности скважин за счет многокустового бурения и удлинения латералей, снижение расходования пропанта на ГРП);
- снижении энергозатрат и повышении КИН при разработке сверхтяжёлых нефтей и керогена за счет отказа от поверхностного ретортинга в пользу внутривластовых технологий добычи (внутрипластовое фракционирование, электролиз, внутривластовое горение, циклическая закачка пара);
- разработке и внедрении «умных» и цифровых решений на разных стадиях производственных цепочек от моделирования пласта до цифровой АЗС, что позволяет снижать затраты по всем переделам;
- повышении пропускной способности трубопроводов, срока службы и снижении энергозатрат на транспортировку за счет отработки технологий гладкостных покрытий, совершенствования используемых материалов, повышения эффективности компрессоров, увеличения давления при прокачке, применения антифрикционных присадок, роботизации дефектоскопии и ремонта;
- развитии криогенного транспорта (совершенствование оборудования для СПГ, отработка малотоннажных и модульных технологий, технологии криогенного и криогенно-мембранного разделения газов, мембранных модулей для хранения СПГ).

НТП ПОЗВОЛЯЕТ ВОВЛЕКАТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫЕ РАНЕЕ НЕДОСТУПНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА, ОБЕСПЕЧИВАЕТ СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ДОБЫЧНЫМ ПРОЕКТАМ И ОБЩИХ ЗАТРАТ ПО ЦЕПОЧКАМ ПОСТАВОК. ВСЕ ЭТО УЧИТЫВАЕТСЯ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ РЫНКОВ ЖИДКИХ ТОПЛИВ И ПРИРОДНОГО ГАЗА.

В сегменте переработки нефтяного сырья акцент делается на:

- совершенствовании режимов работы и катализаторов процессов гидроконверсии, что позволяет производить из тяжелого нефтяного сырья легкую синтетическую нефть, углублять переработку нефтяных остатков, в отдаленной перспективе – использовать такие установки для переработки вторичных пластиков;
- совершенствовании технологий каталитических (крекинг, гидрокрекинг) и термических (замедленное коксование и пр.) углубляющих процессов, что позволяет повысить глубину переработки, увеличить выход светлых фракций и темных нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью (кокс, битум и пр.).

Добываемый в мире природный газ становится все более многокомпонентным за счет увеличения доли других составляющих:

- кислых газов, вызывающих коррозию оборудования, снижающих теплотворную способность газа;
- воды, которая способствует гидратообразованию и снижает точку росы;
- инертных газов и «жирных» углеводородов, которые меняют калорийность газа, а, следовательно, его потребительские свойства, оставаясь сами по себе ценными для потребительских рынков.

НТП в отношении разделения многокомпонентных газов направлен на:

- 1) Выделение кислых газов (CO_2 , H_2S , и др.), что реализуется главным образом абсорбцией алканоламиновыми абсорбентами (аминовая очистка). Данный крупнотоннажный процесс позволяет достигать

снижения концентрации кислых газов до товарной кондиции, однако, для поддержания стабильной работы системы требуется периодическая регенерация абсорбента. Современными технологиями регенерации абсорбентов являются комбинации фильтрации и электродиализного разделения или ионного обмена. Такой комбинированный подход позволяет извлечь как продукты уплотнения алканоламинов, так и термостабильные соли (соединения, снижающие эффективность выделения кислых газов, приводящих к коррозии оборудования и трубопроводов), вследствие чего восстанавливаются не только сорбционные, но и физико-химические свойства абсорбентов, позволяющие продлить срок их эксплуатации, тем самым снизив эксплуатационные затраты при сохранении эффективности выделения кислых газов.

В случае если аминовая очистка невозможна или низкоэффективна (требуется выделение не только кислых газов, но и других компонент, или невозможно подать газ под большим давлением), применяются мембранные технологии:

- а) мембранно-абсорбционное и криогенное разделение (актуально в случаях, когда давление разделяемого газа низкое, и дополнительное сжатие увеличивает энергозатраты, или невозможно ввиду значительного содержания «жирных» фракций);
 - б) мембранное газоразделение (требует избыточного давления газа 20-100 атм, однако за счет модульной конфигурации установок позволяет одновременно решить задачу не только выделения кислых газов, но также осушки и частичного выделения углеводородов C_2^+ , что в свою очередь приводит к снижению капитальных и эксплуатационных затрат на подготовку газа).
- 2) Выделение и фракционирование «жирных» компонент (этан, пропановая, бутановая и пентан-гексановая фракции). Это не только важный этап подготовки товарного газа, но и источник сырья для дальнейшей переработки. На промыслах выделение конденсирующихся углеводородов проводят путем 3-х ступенчатой низкотемпературной сепарации, однако при снижении пластового давления данный процесс теряет свою эффективность

за счет уменьшения движущей силы потока. Для сохранения степени извлечения применяют низкотемпературную конденсацию с внешним хладагентом или мембранное газоразделение, которые позволяют без дополнительной компрессии извлекать «жирные» компоненты из газового потока и подготовить его к дальнейшей транспортировке;

- 3) Выделение инертных газов (гелий, азот). Это более сложная технологическая задача. Криогенная ректификация - металло- и энергоемкий процесс, поскольку требует полной конденсации метана для выделения гелия. Сильный мультипликативный эффект может быть достигнут за счет производства одновременно гелия, азота и СПГ. Комбинация мембранной и криогенной разделительных технологий позволяет снизить капитальные и эксплуатационные затраты на производство товарного гелия на 51 % и 35 % по сравнению с традиционной криогенной технологией и получить на выходе СПГ, сопоставимый по затратам с получаемым на традиционных криогенных установках.

НАБЛЮДАЕМОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ХИМИКО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИСХОДНОГО ПРОИЗВОДИМОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ СТАВИТ ВЫЗОВЫ ПЕРЕД НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКОЙ. ПРИ ЭТОМ ПОЯВЛЯЮТСЯ РЕШЕНИЯ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ НЕ ТОЛЬКО РЕШАТЬ ЛОКАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, НО И ОБЕСПЕЧИВАТЬ СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ И ЭКОНОМИЮ НА ЗАТРАТАХ, НАПРИМЕР, ЗА СЧЕТ ОДНОВРЕМЕННОГО ВЫДЕЛЕНИЯ ИЗ ГАЗА ЦЕННЫХ КОМПОНЕНТ И ПРОИЗВОДСТВА СПГ.

В угольной отрасли основной технологический акцент делается на:

- компьютерное моделирование пластов и совершенствование комплексов геофизики для геологоразведки;
- повышение эффективности роботизированных комплексов и высокопроизводительного добычного оборудования (проходческие комплексы, горнотранспортные системы, блоки управления, электроприводы и пр.);
- развитие систем математического моделирования, дистанционного зондирования и мониторинга процесса выработки;
- улучшение систем предупреждения и защиты, метано- и пылеудаления;
- повышение эффективности обогащения угля;
- расширение возможностей полезного использования метана из угольных пластов;
- отработку возможностей использования угля в смежных направлениях за счет переработки и углехимии, включая новые материалы (углепластики и пр.), производство синтез-газа и продукции из него.

ВИЭ

Солнечная энергетика

С 2010 по 2022 гг. НТП, концентрация производственных мощностей в странах с относительно низкими затратами и эффект масштабирования позволили достичь радикального снижения затрат на солнечную генерацию. Полные приведенные затраты (LCOE) фотоэлектрических солнечных станций ФЭС (PV, наиболее распространенный вид СЭС, которые преобразуют солнечный свет непосредственно в электричество с помощью солнечных элементов) снизилось с 0,43 долл. 2023/кВт·ч до 0,08 долл. 2023/кВт·ч (средневзвешенное значение по миру).

Наибольший вклад (51 %) в сокращение капитальных затрат внесло снижение себестоимости модуля из кристаллического кремния (с-Si), которые занимают 95 % рынка. При этом считается, что технология кристаллического кремния уже находится почти на «нижнем» отрезке U-образной кривой обучения. Дальнейшее технологическое удешевление, возможное за счет уменьшения толщины ячеек, увеличения срока службы и оптимизации архитектуры модуля, может обеспечить сокращение текущих капзатрат еще в пределах 5 - 10 %.

Менее распространены (порядка 5 % мирового рынка) тонкопленочные солнечные модули из теллурида кадмия (CdTe) и селенида меди, индия, галлия (CIGS). Они пока в среднем дороже по капитальным затратам, чем кремниевые, обладают более коротким сроком службы, не пре-

вышающим 10 лет, и более низким КПД. Для них потенциал снижения затрат оценивается в 20 - 30 % и может достигаться за счет масштабирования выпуска и повышения срока службы. Однако в абсолютных значениях это только позволит им встать по конкурентоспособности в один ряд с самой распространенной технологией.

Капиталовложения в солнечную генерацию крайне неоднородны по регионам мира. В зависимости от стоимости труда, земли, самого модуля они в среднем варьируются в интервале 0,7 - 1,2 долл. 2023/Вт. Наиболее дешевые СЭС строятся в развивающихся странах Азии. В перспективе перенос производств панелей по отработанным технологиям в страны с дешевым трудом и исходным сырьем позволят обеспечить дальнейшее удешевление затрат в среднем по миру.

В странах с высокими температурами солнечная энергетика позволяет обеспечивать высокие показатели производства в моменты пикового спроса на кондиционировании, что дает возможность гибко её встраивать в энергобалансы. Но периодически неизбежны провалы в выработке из-за погодных условий. Проблемы не только в облачности и дождливой погоде, есть и другие сложности. В частности, песчаные бури не только снижают степень прохождения до земли солнечных лучей, но и покрывают панели песком. Для их очистки требуется время и соответствующие расходы.

Теоретически, прорыв в солнечной генерации может быть осуществлен в случае успешной апробации солнечных элементов из перовскита и перовскит/кремниевых тандема. На данный момент лабораторные образцы таких панелей показывают существенно более высокие, чем у традиционных панелей, КПД. Ключевая проблема – высокая скорость деградации перовскита, которая приводит к быстрому разрушению модулей (самый долгий достигнутый срок службы – 1 месяц). Разработчики надеются, что решение существующих проблем и масштабирование выпуска обеспечат снижение стоимости перовскитных модулей и сделают их конкурентоспособнее панелей из кристаллического кремния к 2030 г.

Еще одним перспективным направлением в солнечной энергетике является концентрированная солнечная энергия (CSP). Ее основное преимущество перед ФЭС заключается в возможности хранения нагретого до 600 °С теплоносителя до 12 часов, что обеспечивает бесперебойное снабжение электроэнергией, произведенной на основе

К 2050 г. ОЖИДАЕТСЯ СНИЖЕНИЕ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОГО ПО МИРУ ПОКАЗАТЕЛЯ LCOE СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ НА 30 % ОТ ТЕКУЩИХ ЗНАЧЕНИЙ ЗА СЧЕТ ПРОГРЕССА В СФЕРЕ C-SI ПАНЕЛЕЙ И ТОНКОПЛЕНОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПЕРЕНОСА ПРОИЗВОДСТВА В БОЛЕЕ ДЕШЕВЫЕ СТРАНЫ И ОСВОЕНИЯ ПЕРОВСКИТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.

солнца, даже после заката. Современные исследования в области совершенствования систем CSP направлены, в первую очередь, на снижение стоимости гелиостатов, доля которых в общих затратах системы составляет 30 - 50 %. Ведутся работы над улучшением эффективности теплоносителей (повышение рабочей температуры до 700 - 800 °С, с увеличением времени хранения энергии). Благодаря новым разработкам и сокращению капитальных затрат, LCOE по таким проектам может быть снижено с текущих 0,22 долл. 2022/кВт·ч до 0,14 долл. 2022/кВт·ч к 2050 г., однако, даже этого уровня недостаточно для масштабного распространения таких систем и достижения их конкурентоспособности с PV технологиями. Недостатками CSP являются потребность в больших площадях и наличии водных ресурсов.

СРСП СИСТЕМЫ ИМЕЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ ЗАНИМАТЬ ЛОКАЛЬНЫЕ НИШИ В МЕСТАХ С ВЫСОКОЙ ИНСОЛЯЦИЕЙ И НАЛИЧИЕМ ВОДЫ. ОСНОВНЫМ ИХ ПРЕИМУЩЕСТВОМ ЯВЛЯЕТСЯ СПОСОБНОСТЬ ХРАНИТЬ ЭНЕРГИЮ И ОБЕСПЕЧИВАТЬ ОТНОСИТЕЛЬНО СБАЛАНСИРОВАННУЮ ПОДАЧУ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В СЕТЬ.

Ветроэнергетика

За период 2010-2022 гг. наблюдалось снижение средневзвешенного мирового LCOE для ветровых электростанций (ВЭС) с 0,11 долл. 2023/кВт·ч до 0,07 долл. 2023/кВт·ч для береговых ВЭС и с 0,20 долл. 2023/кВт·ч до 0,11 долл. 2023/кВт·ч для офшорных ВЭС.

Основными причинами удешевления ветровой генерации стали масштабирование производства, ввод большого количества мощностей в странах с относительно низкой

себестоимостью и постепенный выход на более оптимальные параметры работы с учетом высоты мачты, размеров лопастей, единичной мощности установок.

В перспективе основные надежды по снижению LCOE материковой ветровой генерации связаны с совершенствованием материалов и комплектующих для повышения прочности установки и срока службы, а также повышением эффективности роторных систем для улучшения показателей КИУМ. К 2050 г. ожидаемое снижение затрат по береговым ВЭС составляет 10 %.

Значительно больший потенциал удешевления у офшорных ветровых станций. В последние годы прогресс по этой категории в основном был сосредоточен на повышении единичной мощности установки. В период 2015–2022 гг. средняя мощность ветровой офшорной установки выросла с 4 до 11 МВт¹. С 2024 г. начнется промышленный выпуск турбин мощностью 14 МВт, а к 2030 г. планируется 20 МВт. Также есть потенциал для снижения затрат за счет оптимизации стоимости управления системой и передачи электроэнергии с ветропарков. Общее сокращение LCOE офшорных ВЭС прогнозируется на уровне 30 %.

Для ряда стран использование офшорных стационарных турбин затруднено сложностью рельефа и быстрым переходом к большим глубинам (более 60 м) в прибрежной зоне. Поэтому ведутся активные работы в направлении производства плавучих офшорных станций, которые в перспективе могут быть размещены на глубине до 80 м и более². Текущий LCOE плавучих ВЭС находится в интервале 0,18 - 0,22 долл. 2023/кВт·ч, что значительно выше уровня береговых и офшорных стационарных ВЭС. Ожидается, что расширение производства, отработка и совершенствование имеющихся технологий позволят сократить LCOE плавучих ВЭС и приблизить их к уровню стационарных офшорных ВЭС.

Значительный вклад в развитие солнечной и ветровой энергетики вносят инструменты господдержки. В перспективе для многих стран они останутся определяющими при принятии бизнесом решений по целесообразности ввода новых мощностей.

ТЕХНОЛОГИИ НАЗЕМНЫХ ВЕТРОВЫХ УСТАНОВОК ПРОШЛИ ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ КРИВОЙ ОБУЧЕНИЯ, ДАЛЬНЕЙШИЙ ПОТЕНЦИАЛ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ ОЦЕНИВАЕТСЯ В ПРЕДЕЛАХ 10 %. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ БЕРЕГОВЫЕ И ПЛАВУЧИЕ ВЭС МОГУТ ПОДЕШЕВЕТЬ В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ В СРЕДНЕМ ПО МИРУ НА ТРЕТЬ. К 2050 Г. LCOE ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ОЦЕНИВАЕТСЯ В 0,05 - 0,07 ДОЛЛ. 2023/КВТ·Ч.

Энергия океана

В океане концентрируются огромные объемы кинетической и тепловой энергии. Потенциальные возможности её использования для нужд человека стимулировали развитие НТП по нескольким направлениям получения электрической энергии:

- а) **Преобразование энергии приливов**, для чего разрабатываются:
 - **технологии использования приливного диапазона.** Это станции, представляющие собой плотины со встроенными турбинами. Во время прилива и отлива вода проходит через водопропускные отверстия, обеспечивая вращение турбин и генерацию электрической энергии. Такие станции уже действуют в России, Китае, Южной Корее, Франции и других странах. Ключевая проблема – необходимость строительства мощных защитных сооружений (от штормов и высоких волн) и систем очистки прибывающих вод (для защиты турбин от механических повреждений). Также эти станции характеризуются низким КИУМ, поскольку генерация осуществляется только в период прилива или отлива;
 - **технологии использования приливного течения.** Турбины – генераторы устанавливаются на морском дне около берега. Приливные течения (обычно более сильные, чем поверхностные) обеспечивают вращение лопастей турбины и выработку электрической энергии. Эта технология находится на стадии испытаний.

1 LCOE Update of recent trends (Offshore) Morten Kofoed Jensen 30th August 2022. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nrel.gov/wind/assets/pdfs/engineering-wkshp2022-1-1-jensen.pdf>

2 Платформа с ветровой турбиной пришвартовывается к морскому дну при помощи якорей, аналогично плавучим нефтяным и газовым добывающим платформам

- б) **Преобразование энергии волн.** Обрабатывается технология плавучего генератора-буя. Буй качается на волнах, закрепленный к морскому дну направляющими. Линейные поступательные движения буя через шестереночную систему приводят во вращение ротор генератора. Генератор преобразует механическую энергию в электрическую. Имеющиеся на сегодняшний день образцы генератора-буя обладают мощностью 850 кВт. Сам буй представляет собой конструкцию 19 м в высоту и 9 м в диаметре. Открытыми остаются вопросы защиты буя и кабельной инфраструктуры от штормов.
- в) **Преобразование тепловой энергии океана.** Производится на станциях ОТЭК (океанотермическая энергоконверсия), размещаемых на суше или на плавучих платформах. Теплая вода с поверхности океана забирается насосами и отдает тепло хладагенту (фреону, аммиаку и пр.), хладагент испаряется, и струя пара подается на турбину генератора, после чего уходит в конденсатор. Для конденсации пара хладагента подается холодная вода со дна океана. Цикл хладагента повторяет-

ся. Главный недостаток систем ОТЭК – низкая эффективность – большая часть вырабатываемой энергии расходуется на работу насосов. Однако, работа таких станций может быть направлена не только на генерацию электроэнергии, но и, например, на опреснение воды, что способно улучшить их экономику. Так же рассматриваются варианты повышения эффективности ОТЭК за счет питания насосов от солнечных панелей, либо других источников (так называемые гибридные ОТЭК системы). Их технологическим аналогом по принципу работы являются тепловые насосы.

Станции, использующие энергию океана, в настоящее время являются достаточно дорогой по показателю LCOE альтернативой среди ВИЭ-станций. Даже планируемое до 2050 г. удешевление не позволит им войти в зону конкурентоспособности (Таблица 1.2). Кроме того, до конца не изучены риски их применения с точки зрения экологии – воздействия на морскую флору и фауну. В прогнозном периоде целесообразно ожидать ограниченного распространения этого вида ВИЭ станций в пределах тех мест, где их размещение оптимально.

Таблица 1.2 – Ключевые технологии, использующие для генерации электроэнергии энергию океана

Технология	Стадия отработки	LCOE 2023, долл. 2023/кВт·ч	LCOE 2050, долл. 2023/кВт·ч
Приливного диапазона (станции – плотины)	Действуют коммерческие станции	0,11 – 0,24	0,11 – 0,24
Приливного течения (донные турбины-генераторы)	Обрабатываются пилотные проекты	≈ 0,90	< 0,14
Преобразования энергии волн (генераторы – буи)	Обрабатываются опытные проекты	≈ 1,02	< 0,21
Преобразование тепловой энергии океана (ОТЭК станции)	Имеются экспериментальные станции	≈ 0,26	≈ 0,13

Источник: Scaling up investment in clean energy technologies. IRENA 2023. [Электронный ресурс], URL: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/ETIPOCEAN_2030_Ocean_Energy_Vision. URL: https://www.etipocean.eu/knowledge_hub/2030-ocean-energy-vision/, EU Strategic Energy Technology (SET) Plan. [Электронный ресурс], URL: https://setis.ec.europa.eu/implementing-actions/ocean-energy_en



Гидроэнергетика

Электроэнергию с использованием ГЭС производят уже более 100 лет, но инновации в этой области не прекращаются и сегодня – совершенствуется оборудование станций, обрабатываются и внедряются технологии разнотипных малых и микроГЭС с адаптацией для работы в различных условиях.

Единая мировая классификация видов ГЭС не разработана. Если в одних странах малыми ГЭС считаются станции, мощность которых менее 1,5 - 2 МВт, то в других это граничное значение достигает 10, 25, 30 и даже 100 МВт. В России, согласно ГОСТ, выделены 3 вида: крупные ГЭС (свыше 10 МВт), малые ГЭС (менее 10 МВт) и микроГЭС (до 100 кВт).

Для получения электроэнергии на ГЭС используются в основном две ключевые технологии:

- **ГЭС плотинного типа.** Формируется водоем, в котором происходит скопление воды для создания напора необходимой мощности. В процессе работы вода сбрасывается на турбину, которая вращается и запускает в работу генератор, преобразующий механическую энергию воды в электрическую.
- **Деривационные ГЭС.** Их строят на реках с достаточным перепадом высоты. Необходимый напор создается отводом воды из речного русла через специальные каналы или системы водоводов, возводящиеся под необходимым уклоном. Так удается избежать затопления прилегающих территорий для строительства плотины, а также более высоких затрат.

LCOE ГЭС высокочувствителен к мощности станции и конкретной локации (полноводность реки, сложность ландшафта и пр.). Для крупных ГЭС LCOE начинается от 0,01 долл. 2023/кВт·ч и в отдельных случаях доходит до 0,1 долл. 2023/кВт·ч. В большинстве случаев крупная гидроэнергетика является практически самым дешевым способом генерации, однако зона их применения ограничена природными условиями.

Малые ГЭС дороже по стоимости генерации, чем крупные примерно в 2 раза, но диапазоны затрат сильно варьируются в зависимости от размера станции, места расположения, устойчивости водного потока в течение года и других факторов.

Для микро ГЭС также применяются деривационные системы, требующие отвода воды от русла реки каналами или водоводами на небольшие по мощности турбины. Также используются подводные турбины, устанавливаемые на дне реки. Принцип их работы схож с подводными турбинами для приливного течения, но они меньше по размеру и мощности (единичная мощность представленных на рынке подводных речных турбин не превышает 5 кВт), легче по весу и подходят для установки на глубине от 1 м.

LCOE микроГЭС в среднем по миру начинается от 0,13 долл. 2023/кВт·ч. Но они имеют свою нишу – в удаленных регионах на небольших реках.

Геотермальная энергия

Использование энергии из природных гидротермальных резервуаров уже получило широкое распространение во многих странах мира. Но остается хороший потенциал как для повышения эффективности работы таких объектов, так и для ввода новых мощностей.

Активные работы ведутся по разработке технологий усовершенствованных геотермальных систем нового поколения, позволяющих использовать геотермальную энергию с больших глубин. Эти системы основаны на получении из скважины (часто проекты реализуются с глубиной от 2 до 5,5 км) пара или высокотемпературной жидкости, которые используются для получения тепла или электроэнергии. Нагрев теплоносителя происходит за счет температуры недр. Для обеспечения работы системы используют различные подходы, в частности

закачку через вторую скважину специального жидкого состава на основе воды. Если проект предполагает образование подземного резервуара, то может применяться гидроразрыв пласта с образованием системы открытого цикла. При прямом соединении скважин на глубине без гидроразрыва получается система замкнутого цикла.

Пока затраты на получение геотермальной энергии с больших глубин достаточно высоки – капитальные затраты в среднем составляют 8,7 млн долл. 2023/МВт, а LCOE около 0,45 долл. 2023/кВт·ч, но у разработчиков есть надежды на их сокращение в 10 раз.³

Привлекательность использования глубоководных геотермальных систем сильно зависит от геотермического градиента (уровня температур на различных глубинах от поверхности земли) – чем раньше удастся перейти к высоким температурам, тем выше вероятность вхождения станции в зону экономической эффективности. Наибольший интерес специалисты проявляют к местам повышенной вулканичности.

Для задействования потенциала разницы температур внешней среды и небольших глубин развиваются технологии геотермальных тепловых насосов. Это устройство для отопления/охлаждения, использующее температуру грунта или водоема. Температура грунта ниже глубины промерзания стабильна все время и составляет в среднем 5 - 10 °С выше нуля, что является достаточным условием работы геотермального теплового насоса. Теплоноситель отбирает тепло из грунта/воды (в режиме охлаждения – отдает) и, проходя через теплообменник, передает тепловую энергию во внутренний контур теплового насоса хладагенту.

В режиме нагрева содержащийся во внутреннем контуре теплового насоса хладагент с низкой температурой кипения, проходя через испаритель, превращается в газ, который затем поступает в компрессор, где хладагент сжимается, при этом значительно увеличивается его давление и температура (50 - 55 °С). Далее разогретый до высоких температур хладагент в газообразном состоянии поступает в конденсатор, где происходит теплообмен между этим самым газом и теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления здания. Газообразный хладагент отдает свое тепло в систему отопления, охлаждается и снова переходит в жидкое состояние.

А нагретый теплоноситель системы отопления поступает к отопительным приборам. При прохождении хладагента через редукционный клапан давление понижается, хладагент попадает в испаритель, и цикл повторяется снова. В режиме охлаждения идет обратный процесс.

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ НАИБОЛЕЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫ В МЕСТАХ С ВЫСОКИМИ ЦЕНАМИ НА ТЕПЛО И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ, ВКЛЮЧАЯ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ОТ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ. ОНИ ТРЕБУЮТ НАЛИЧИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И БОЛЬШОГО ДОСТУПНОГО ПРОСТРАНСТВА ВОКРУГ ОБЪЕКТА ИЛИ ПОД НИМ.

Несмотря на то, что устройство требует использования электроэнергии, его высокая эффективность (при использовании 1 кВт электроэнергии производится 4,5 - 5 кВт тепла) может обеспечить экономию до 80 % в сравнении с электрообогревом/охлаждением. Различные конфигурации подземного контура позволяют производить установку системы как в условиях большого свободного пространства вокруг здания (горизонтальный контур помещается на глубину 1,5 м из расчета 1 кВт тепловой энергии на 40 м трубы), так и в условиях ограниченного свободного пространства (вертикальный контур устанавливается из соотношения 1 кВт тепла на глубину 10 - 30 м. Более высокая эффективность связана с ростом температуры при увеличении глубины скважины).



3 Next-Generation Geothermal Technologies Are Heating Up. URL: <https://about.bnef.com/blog/next-generation-geothermal-technologies-are-heating-up/>

Водород

Водородная энергетика как перспективное направление развития рассматривается с середины 20 века, а исследования в области получения и сжигания водорода ведутся около 200 лет. Однако по состоянию на 2024 г. использование водорода как энергоносителя в мире крайне незначительно. Практически все его потребление приходится на использование в качестве сырья при производстве аммиака и метанола, а также в металлургии, нефтепереработке и нефтехимии. Как правило, водород является промежуточным элементом производственных цепочек – получается в одних техпроцессах и расходуется в других в рамках одной технологической площадки.

В настоящее время достаточно отработаны три основных способа получения водорода: высокотемпературная конверсия углеводородных газов, парокислородная конверсия угля и электролиз воды.

Себестоимость производства водорода из угля и газа во многом определяется исходной стоимостью сырья и параметрами конкретной технологической установки и в среднем по миру варьируется от 1,2 до 4 долл./кг. Технологии являются зрелыми и широко распространенными, их существенного удешевления за счет НТП в будущем не предвидится. Но возможно увеличение затрат из-за сборов за выбросы в случае высоких цен CO₂, т. к. при производстве водорода из ископаемых топлив неизбежно выделение парниковых газов.

В качестве основного безуглеродного способа производства водорода рассматривается электролиз воды на основе электроэнергии с ВИЭ и АЭС. Себестоимость целевого продукта для этого процесса зависит от исходной стоимости электроэнергии и загрузки электролизера. При снижении его загрузки со 100 % до 10 % удельные затраты на производство могут возрасти в 3 раза. Водород из энергии АЭС может быть получен по себестоимости от 6 до 20 долл./кг, а из ВИЭ от 3,3 до 19,1 долл./кг. Многие зависит от функционального назначения процесса. Нижняя граница диапазонов отражает почти постоянное производство на базе подключенных источников

в географических локациях с небольшими затратами на выработку исходной электроэнергии. Верхняя граница отражает себестоимость, когда водород производится только в условиях избытка выработки в периоды низкого спроса.

Перспективы использования водорода в энергетике связывают с его применением в нескольких сегментах:

- на транспорте в качестве топлива;
- в промышленности вместо традиционных топлив;
- в электроэнергетике как накопителя и энергоносителя.

По текущей себестоимости производства на выходе с установки водород является едва ли не самой дорогой альтернативой во всех этих секторах⁴. На конечную стоимость водорода у потребителя и, следовательно, на его конкурентоспособность, помимо факторов, определяющих производственные затраты, влияет то, в каком виде водород будет храниться, и какой метод его транспортировки будет использоваться. В случае создания водородных трубопроводных сетей и подключения к ним множества пользователей, они должны стать наиболее экономически приемлемым вариантом. В отсутствие таких систем розничным потребителям потребуются баллоны. На значительных дистанциях (6 – 7 тыс. км) и при трансконтинентальных поставках целесообразна морская транспортировка. Существуют варианты осуществлять ее в высокомолекулярных углеводородах, аммиаке, в криогенных контейнерах.

Все вышеперечисленные технологии транспорта в настоящее время совершенствуются. Международные исследовательские организации^{5,6,7} сходятся во мнении, что на горизонте до 2050 г. на расстояниях до 7 тыс. км водородопроводы – оптимальное решение. Однозначного мнения по предпочтительной технологии морского транспорта нет, многое будет зависеть от хода удешевления решений.

Необходимость транспорта водорода от мест производства к местам потребления увеличивает

4 В. А. Кулагин, Д. А. Грушевенко. Сможет ли водород стать топливом будущего? // Теплоэнергетика, 2020, No 4, с. 1-14

5 European Union, 2021 – JRC124206 Assessment of Hydrogen Delivery Options [Электронный ресурс], URL: <https://joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021->

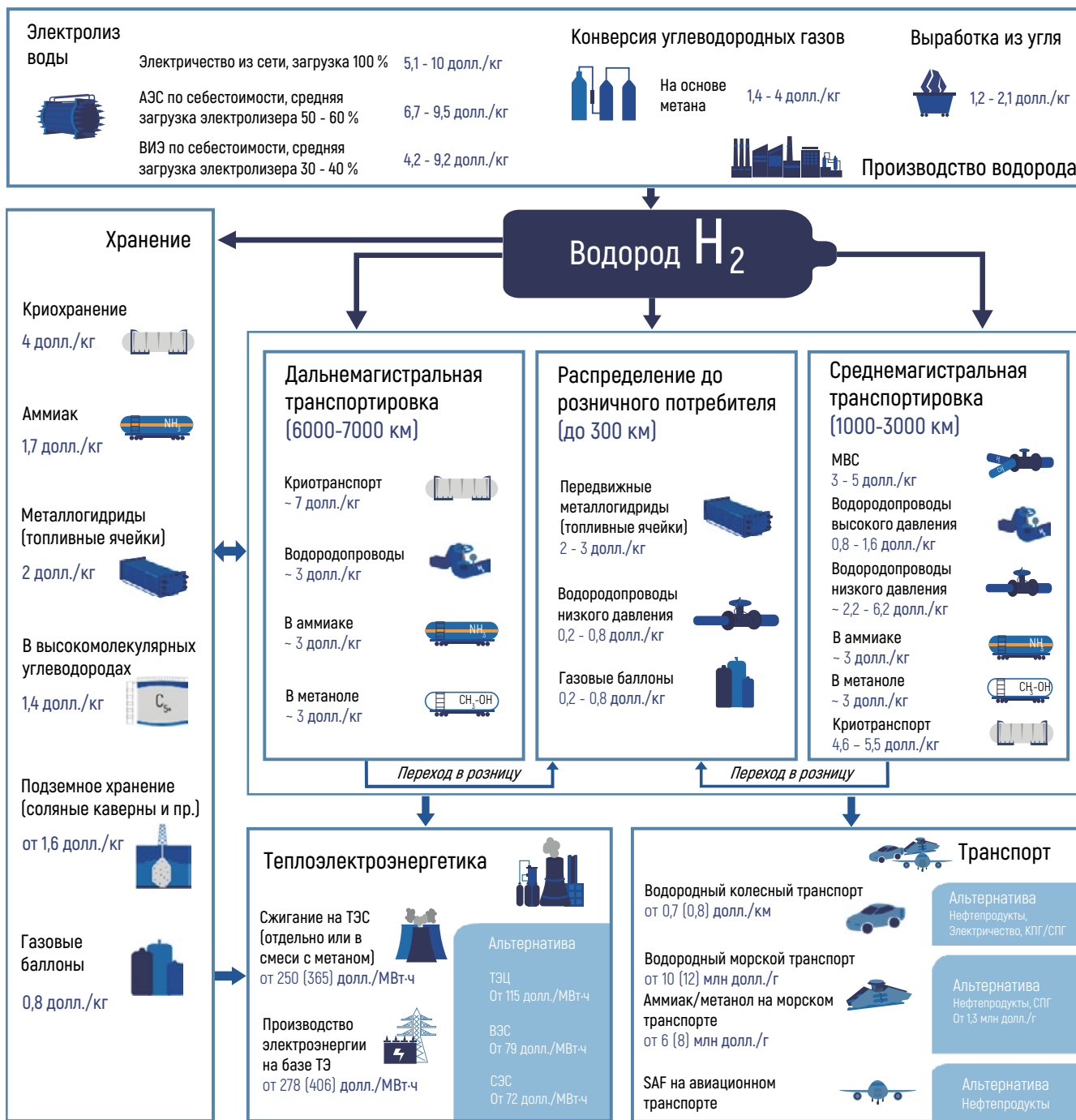
6 IRENA (2022), Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

7 International Energy Agency Energy Technology Perspectives 2023

затраты на его поставку на 3 - 7 долл./кг, распределение водорода для розничных продаж добавляет еще 0,2 - 5 долл./кг (Рисунок 1.4).

Даже при удешевлении производства и транспорта водорода вдвое он остается самым дорогим решением для потенциальных секторов потребления.

Рисунок 1.4 – Производственно-сбытовые цепочки водорода



Примечание: В сегментах конечного потребления первая цифра в затратах - при использовании водорода, полученного из метана, в скобках – водорода из ВИЭ.

ВО ВСЕХ СЕГМЕНТАХ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОД СТОЛКНЕТСЯ С КОНКУРЕНЦИЕЙ С АЛЬТЕРНАТИВАМИ, ВКЛЮЧАЯ НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ.

Дороговизна поставки водорода до потребителя является ключевым фактором, обуславливающим его ограниченное использование массовым потребителем в энергетике будущего. Еще один серьезный вопрос – способность преодолеть технологическую неготовность к работе в широких масштабах с водородом, который не только имеет высокую взрывоопасность, но и способен оказывать деструктивное воздействие на материалы.

Потенциальный интерес для последующего изучения представляет использование водородсодержащих топлив (аммиак, метанол, синтетические топлива), в которых сам водород будет только одной из составляющих этого источника энергии. Преимуществами таких решений в сравнении с чистым водородом являются отсутствие потребности в радикальном изменении силовых установок, снижение взрывоопасности, менее строгие требования к используемым материалам. В этих случаях проще достичь конкурентоспособности в сравнении с традиционными топливами.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ НИШИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДА СВЯЗАНЫ С СЕГМЕНТАМИ, ГДЕ ПЕРВОСТЕПЕННУЮ РОЛЬ ИГРАЮТ НЕ ЗАТРАТЫ, А ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДА. В ЧАСТНОСТИ, ЭТО ВОЕННО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС, КОСМОНАВТИКА, ДОРОГОЙ ПРЕМИАЛЬНЫЙ АВТОТРАНСПОРТ. ИНТЕРЕС ПРЕДСТАВЛЯЮТ БЕСПЛОТНЫЕ ЛЕТАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ С ТОПЛИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ НА ВОДОРОДЕ, БЛАГОДАРЯ ВОЗМОЖНОСТЯМ ДЛИТЕЛЬНОГО ПОЛЕТА, БЕСШУМНОСТИ, ОТСУТСТВИЮ ТЕПЛООВОГО СЛЕДА. В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ВОДОРОД МОЖЕТ БЫТЬ ВОСТРЕБОВАН КАК НАКОПИТЕЛЬ ТОЛЬКО В СЛУЧАЕ ДИРЕКТИВНОГО ОТКАЗА ОТ БАЛАНСИРУЮЩЕЙ РОЛИ БОЛЕЕ ДЕШЕВЫХ РЕШЕНИЙ НА ИСКОПАЕМОМ ТОПЛИВЕ.

Передача электроэнергии – новая «война токов»

Изменения в сфере электроэнергетики вновь заставляют задуматься о выборе между переменным и постоянным токами для решения стоящих задач.

Переменный ток получил широкое распространение, благодаря своим преимуществам, главные из которых:

- доступные простые решения по повышению/снижению напряжения;
- легкость прерывания подачи питания;
- отсутствие рисков перепутать «плюс» и «минус».

При передаче на расстояние свои плюсы есть у постоянного тока, среди которых:

- задействование всего сечения проводника;
- отсутствие реактивной мощности;
- отсутствие потребности согласований по частоте и фазе.

В результате перечисленных преимуществ у постоянного тока ниже потери, и получается экономия на затратах по передаче. Однако, учитывая высокие затраты на преобразование напряжения, общие затраты у постоянного тока могут быть ниже только при транспортировке на большие расстояния, или в местах, где есть повышенные требования к размерам и функциональности кабеля, в частности при строительстве подводных линий.

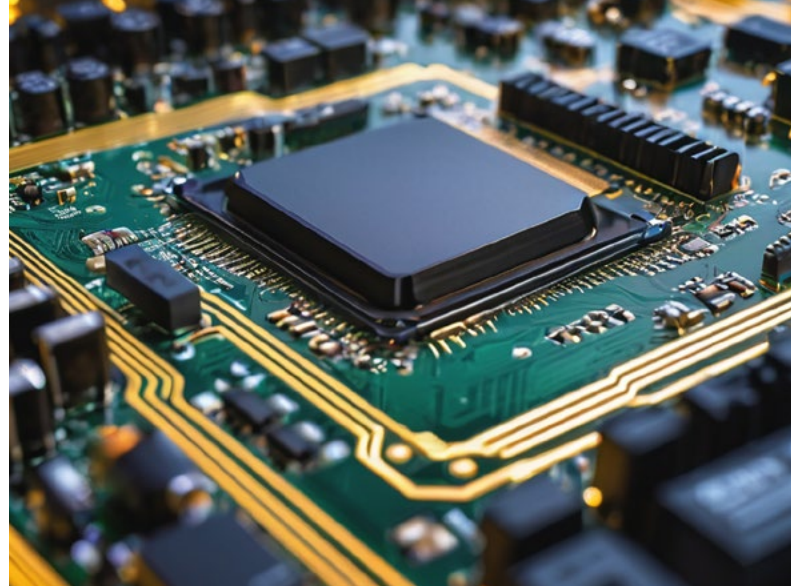
Раньше энергосистемы строились преимущественно исходя из принципа генерации на ископаемых топливах вблизи мест потребления, и потребности в дорогостоящей переброске на большие расстояния практически не было. Но в энергосистемах будущего такая потребность появляется. Расширение использования ВИЭ делает актуальной передачу электроэнергии между зонами с разными условиями выработки или от удаленных объектов ВИЭ к центрам потребления. Это позволит оптимизировать нагрузку в системе и лучше её балансировать между районами, в одном из которых благоприятно использование солнечной энергии, а в другом – ветровой. Возможности оперативной переброски в больших объемах позволяют также лучше балансировать систему с использованием резервной ископаемой генерации. Поэтому актуальной становится проработка вариантов со строительством высоковольтных линий (высокое,

сверхвысокое и ультравысокое напряжение) постоянного тока для передачи электроэнергии на большие расстояния, которые позволяют снизить потери и могут стать экономически выгоднее аналогичных решений на переменном токе.

Технологии в области развития высоковольтных линий постоянного тока отрабатываются в нескольких странах. Основное внимание направлено на снижение затрат при преобразовании тока из постоянного в переменный и обратно, повышение устойчивости работы системы, решение проблем реактивной мощности на конечных точках преобразования, обеспечение возможностей строительства разветвленных линий и подключения к ним для подачи/отбора мощности в промежуточных точках.

Если рассматривать мир без государственных границ, то рациональным вариантом было бы использование локальных систем переменного тока и дополнительно к ним создание высоковольтных линий постоянного тока для передачи электроэнергии на большие расстояния между зонами с последующим преобразованием в переменный ток. Но в энергетике важнейшую роль играет вопрос энергобезопасности и способности государств контролировать цепочки производства и поставок электроэнергии, за счет которых обеспечиваются потребности национальных экономик. Поэтому применение решений с высоковольтными линиями постоянного тока следует ожидать только в странах с большой территорией или в межстрановых объединениях, где риски дестабилизации взаимоотношений низкие, и созданы согласованные механизмы и правила работы энергосистем. Создание таких систем, с одной стороны, увеличивает риски энергоснабжения (не только из-за возможных политических проблем, но и вследствие ограниченной способности одних стран контролировать своевременность обслуживания и модернизации оборудования в других), а с другой стороны, усиливает интеграционные связи.

ПЕРЕМЕННЫЙ ТОК ОСТАНЕТСЯ ОСНОВОЙ ЛОКАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ. ПОСТОЯННЫЙ ТОК В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ВИЭ ИМЕЕТ ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ БОЛЕЕ АКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫМИ ЛИНИЯМИ НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ, НО ТОЛЬКО НА ТЕРРИТОРИЯХ, ГДЕ СТРАНА-ПОЛУЧАТЕЛЬ МОЖЕТ ГАРАНТИРОВАТЬ СТАБИЛЬНОСТЬ ПОСТАВОК.



«Умные» технологии

Развитие IT сектора создает хорошую основу для внедрения «умных» решений по всей цепочке поставок энергии от разведки полезных ископаемых до конечного потребления:

- В разведке полезных ископаемых «умные технологии» имеют хороший потенциал для расширения применения при моделировании пластов и залежей, использовании предиктивной аналитики, обработке больших массивов данных. Это позволяет сократить затраты и время на изучение нефтегазоносных бассейнов, угольных разрезов и отдельных залежей, вовлечь в эксплуатацию новые, ранее недоступные ресурсы;
- В разработке месторождений умные технологии позволяют оптимизировать процесс бурения, осуществлять мониторинг состояния разработки в режиме реального времени, обеспечивать согласованную работу оборудования, что особенно важно при реализации сложных решений, в частности использовании подводных добычных комплексов. Всё это дает возможность снизить затраты, повысить эффективность разработки запасов, обеспечить более безопасные условия работы персонала за счет своевременного выявления угрозы нештатных ситуаций;
- Современный трубопроводный транспорт углеводородов уже сложно представить без «умных» систем диспетчеризации потоков. Также всё более

востребованными становятся технологии умной диагностики и ремонта трубопроводов с использованием дронов;

- В нефтегазопереработке и на химических комбинатах востребовано использование «умных» систем для управления внутризаводскими производственными процессами, осуществления контроля качества, предотвращения чрезвычайных ситуаций;
- В электроэнергетике «умные» системы позволяют повысить гибкость и адаптивность работы, снизить аварийность, обеспечить синхронизацию работы большого числа оборудования, что особенно важно в условиях расширения использования распределенной генерации и накопителей электроэнергии. Дополнительные возможности балансировка энергосистем в режиме «реального времени» открывает и для краткосрочной торговли электроэнергией. Большое значение имеет появление «умных» устройств у потребителей электроэнергии. Они позволяют уже не только оптимизировать объемы отбора электроэнергии в зависимости от тарифной зоны, но и осуществлять ее подачу в сеть после накопления или выработки на локальном объекте (например, на солнечной панели). В результате обычное домохозяйство становится активной частью сетевого комплекса;
- Расширяется использование «умных» технологий в **сбытовой деятельности** – появились «цифровые» АЭС, активно используются мобильные приложения и цифровые сервисы, газовые smart-счетчики и пр.

Во многих сегментах ТЭК востребованы **цифровые двойники** объектов, которые позволяют отрабатывать нештатные ситуации, обучать персонал, тестировать новое ПО и совместимость оборудования перед их применением на реальных дорогостоящих объектах.

Развитие технологий **искусственного интеллекта** позволит заменить часть персонала, обеспечить снижение затрат и повышение эффективности по всем производственным цепочкам в ТЭК. В отдельных случаях они дают возможность обеспечить удаленную работу объектов и взаимодействие между производственными объектами и с потребителем в режиме реального времени.



Накопители электроэнергии

Технологии накопления электрической энергии становятся всё более востребованными в различных сегментах – в потребительской электронике, на транспорте, в электроэнергетике, при реализации автономных схем энергоснабжения. Только за период с 2016 по 2022 гг. рынок мощностей хранения электроэнергии в натуральном выражении вырос в 3 раза, а в стоимостном – в 2,6 раза.

В этой области представлен широкий спектр технологий накопителей, каждой из которых присущи свои преимущества и недостатки, которые в конечном итоге определяют нишу для их применения:

- **Физические** – к ним относятся системы, в которых электрическая энергия преобразуется в один из видов физической энергии – потенциальную, кинетическую, тепловую, а затем – обратно в электрическую: ГАЭС, тепловые накопители, системы со сжатым воздухом, маховики и т. д.;
- **Электрохимические** – системы, использующие энергию химических реакций для накопления и последующей отдачи электроэнергии. К таким накопителям относится большинство широко распространенных батареек: щелочные, литий-ионные, свинцово-кислотные и т. д., а также проточные батареи;
- **Водородные**, где сначала электролизом воды производится водород, который затем, поступая на топливный элемент, снова превращается в электричество;

- Химико-термические, где электрическая энергия преобразуется в топливо, которое впоследствии сжигается, когда необходимо вновь получить электричество. Это системы SNG, где получаемый электролизом водород перерабатывается в синтез-газ (метан), который в последующем подается на турбину электростанции. Также к ним относятся системы хранения чистого водорода с его последующим сжиганием и подачей пара на турбину электростанции;
- Электрические – хранят и отдают электрическую энергию без ее преобразования, к ним относятся суперконденсаторы, ионисторы и сверхпроводники.

Физические накопители

Самые распространенные физические накопители – гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), использующие электронасосы для закачки воды в верхний резервуар и обеспечивающие выработку электроэнергии сбросом воды через турбины в нижний. Технология является относительно простой и хорошо отработанной, её нормированная стоимость хранения энергии LCOS⁸ находится на уровне 105 долл. 2023/МВт·ч. В прогнозном периоде ожидается снижение LCOS ГАЭС в пределах до 5%. Существенным ограничением для ГАЭС является потребность в значительной по площади территории с обязательным перепадом высот.

Другие физические накопители рассматривались как более компактная альтернатива ГАЭС, в том числе в транспортном секторе, однако так и не смогли достичь массового внедрения. Главным ограничением для их использования (помимо высокой себестоимости) является узкая специализация, продиктованная природой каждой конкретной технологии. Так, **маховики, системы со сжатым воздухом и гравитационные накопители** хорошо подходят для сглаживания кратковременных пиков, но быстро разряжаются и не способны обеспечить потребность в длительном электроснабжении. **Тепловые аккумуляторы**, наоборот, подходят для более продолжительной отдачи энергии, но обладают плохой маневренностью. В перспективе до 2050 г. для крупных электроэнергетических систем ГАЭС останутся самым рациональным

и дешевым решением среди физических накопителей. Удешевление по другим технологиям имеет ограниченный потенциал.

ГАЭС ОСТАЮТСЯ САМЫМИ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫМИ СРЕДИ ФИЗИЧЕСКИХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ, НО ТРЕБУЮТ НАЛИЧИЯ ТЕРРИТОРИИ БОЛЬШОГО РАЗМЕРА С РАЗНОУРОВНЕВЫМИ ВЫСОТАМИ.

Если для стационарных систем основное значение имеет стоимость хранения, то для переносных устройств и транспортных средств критическими параметрами также являются размеры, емкость на единицу веса, время заряда/разряда и другие потребительские характеристики. Именно эти потребности стимулировали научно-технологический прогресс в области электрохимических накопителей.

Электрохимические накопители

В электрохимических накопителях для зарядки, хранения и последующей отдачи электрической энергии используются химические реакции.

Одними из первых массово применяемых электрохимических накопителей стали **Свинцово-кислотные (Lead-Acid)** батареи. Они использовались в первых поколениях носимых электронных устройств (например, полевых рациях), но наиболее широкое применение получили в качестве источников тока для электрических пусковых устройств в автомобилях с двигателем внутреннего сгорания. Низкая цена, широкая доступность, относительная неприхотливость в эксплуатации и хорошая перерабатываемость позволили свинцово-кислотным аккумуляторам также получить распространение в качестве накопителей для резервных систем бесперебойного питания и аккумуляторов средств малой электромобильности (электропогрузчики, гольф-кары, электровелосипеды и т. п.). Однако конструктивные особенности ячеек и очень низкие показатели удельной энергоемкости делают свинцово-кислотные батареи плохо пригодными для более компактных устройств и транспортных средств, требующих большую мощность.

Первым массовым решением для малых электроприборов с низким энергопотреблением (плееры, радиотелефоны, магнитофоны) еще в 1970-е гг. стали одноразовые (primary) батареи, среди которых наиболее распространенными являются солевые и щелочные (alkaline)⁹, масштабно используемые до сих пор, несмотря на малый срок службы и невысокую мощность. Их преимущества – низкая цена и относительно высокая удельная энергоемкость, благодаря которым они становятся лучшим выбором для электроприборов низкой мощности.

Тем не менее, использование одноразовых накопителей далеко не всегда практично и может негативно сказываться на окружающей среде. На протяжении 70 - 80-х гг. велись поиски перезаряжаемого варианта батареек, которые требовались новому поколению носимых электроприборов – портативным электронно-вычислительным и телекоммуникационным устройствам, требующим много энергии и способным разрядить щелочную батарейку за считанные минуты, а за один день потребовать несколько циклов заряда-разряда. На какое-то время таким решением стали никель-кадмиевые (NiCd) и никель-металлгидридные (NiMH) аккумуляторы, которые даже устанавливались в ранние заряжаемые гибридные автомобили. Однако очень высокая стоимость и ограниченная энергоемкость (даже в сравнении с свинцово-кислотными батарейками) тормозили развитие и внедрение этих накопителей. К настоящему времени они уже практически полностью вытеснены из массовых сегментов электроприборов более совершенными по большинству ключевых параметров литий-ионными аккумуляторами, оставаясь востребованными только в узкоспециализированных нишах.

Литий-ионные электрохимические аккумуляторы (Li-ion; LIB) показывают наилучшие, по сравнению с основными аналогами, характеристики удельной энергетической плотности, что обеспечивает их компактность и легковесность. Так же Li-ion батареи имеют хорошие показатели удельной мощности. Одним из главных преимуществ Li-ion аккумуляторов является относительно быстрая в сравнении с аналогами зарядка. Данные факторы позволили литий-ионным аккумуляторам занять доминирующую позицию в энергоемкой портативной электронике в 2000-х и стать основной технологией для нового поколения электромобилей и гибридов во второй половине

2010-х гг., а их удешевление в 10 раз за период с 2010 по 2021 гг. обеспечило интерес к ним при использовании в стационарных системах.

Сегодня самыми распространенными литий-ионными батарейками являются так называемые «высокониكلевые» Li-MNC и Li-NCA, которые, помимо самого лития требуют таких дорогих и редких металлов как кобальт, никель, и др. Процесс их удешевления до начала 2020-х гг. в основном был связан с оптимизацией технологий изготовления и масштабированием производств. Однако с 2022 г. основным источником уменьшения стоимости Li-ion становится сокращение использования редких металлов и переход на более дешевые решения, уступающие по техническим характеристикам. К 2022-2023 гг. НТП в области «высокониكلевых» решений значительно затормозился. В частности, в 2022 г. средняя стоимость литий-ионного аккумулятора на рынке даже выросла на фоне кризиса на рынке ценных металлов. Тем не менее, в отличие от других более зрелых электрохимических технологий, развитие литий-ионных продолжается. Одновременно все более широкое применение находят альтернативные разновидности литиевых батарей со специфическими характеристиками, позволяющими им лучше отвечать потребностям различных сегментов:

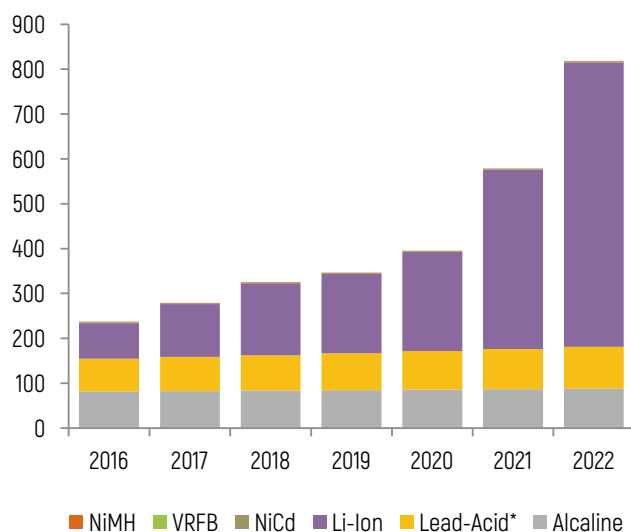
- более дешевые за счет стоимости материалов и более простых технологий производства, но худшие по ряду ключевых характеристик батареи с литий-феррофосфатным катодом (LFP);
- более быстрые по скорости заряда и устойчивые к условиям эксплуатации, но дорогие, тяжелые и маломощные батареи с анодом из титаната лития (LTO).

Перспективным направлением развития Li-ion технологии являются твердотельные (solid-state) батареи, которые за счет перехода на аноде от графита к чистому литию и отказа от жидкого электролита в пользу твердых систем потенциально смогуткратно увеличить удельную энергоемкость, улучшить скорость заряда и долговечность ячеек.

Удешевление затрат в сегменте Li-ion позволило им всего за несколько лет значительно расширить свою рыночную нишу и стать ключевой электрохимической технологией (Рисунок 1.5).

⁹ Некоторые щелочные батарейки возможно перезаряжать, но число циклов не превышает 20-30 (в 100 раз меньше, чем у литий-ионных)

Рисунок 1.5 – Емкость продаваемых электрохимических накопителей по видам, ГВт·ч



* – без учета сегмента пусковых батарей для ДВС

Хорошие перспективы могут быть у технологий **Натрий-ионных (Na-ion)** батарей, которые, в случае успешной реализации планов по совершенствованию, способны войти в зону конкуренции с литием во многих сегментах. Na-ion аккумуляторы конструктивно схожи с Li-ion, но более стабильны, безопасны и потенциально значительно дешевле в производстве, в том числе за счет меньшей зависимости от редких и дорогих металлов (лития, кобальта, никеля). Но замена лития на натрий приводит к заметно худшим параметрам энергоёмкости и выдаваемой мощности ячеек.

В перспективе ближайших 30 лет ожидается сохранение уровня затрат в сегменте отработанных технологий, удешевление на 18 % Li-ion накопителей и в 2,3 раза Na-ion.

Особым видом электрохимических накопителей, не обеспечивающим портативности, но рассматриваемым как решение для стационарного хранения, являются **проточные электрохимические аккумуляторы**, преимущественно представленные проточными ванадиевыми окислительно-восстановительными батареями (VRFB). Цикл разряда в данных системах осуществляется непрерывной подачей энергоносителя из внешнего хранилища в гальваническую ячейку, где происходит окисление энергоносителя, в результате которого возникает электрический ток. Зарядка электролита производится в том же гальваническом узле.

К преимуществам проточных накопителей с использованием ванадия можно отнести продолжительный срок службы за счет независимого хранения заряженных ионов во внешних резервуарах, что позволяет избежать деградации свойств анода и катода. Помимо этого, проточные системы практически не подвержены саморазряду и способны неограниченно долго сохранять потенциал. Ключевыми недостатками таких систем являются их большие размеры, заметные потери энергии при циклах заряда-разряда, высокая себестоимость хранения. На данный момент VRFB являются одними из самых дорогих вариантов с LCOS на уровне 300 долл. 2023/кВт·ч. В прогнозном периоде можно ожидать снижения их стоимости до 190 долл. 2023/кВт·ч.

Водородные системы

Водородные системы (Hydrogen fuel cell) – тип стационарного накопителя, состоящий из электролизера, хранилища для водорода и топливной ячейки. В цикле зарядки избыточная электроэнергия используется для выработки водорода из воды, который запасается и, когда это необходимо, перерабатывается обратно в электроэнергию в топливной ячейке.

Недостатками водородных систем являются:

- высокая себестоимость хранения;
- медленная зарядка;
- наибольшие среди рассматриваемых систем энергопотери (КПД системы ниже 40 %);
- проблемы с хранением водорода, для которого характерны значительные утечки и большая материалоёмкость хранилищ.

Однако у водородных систем есть и весомое преимущество – возможность накопления водорода в специальных хранилищах в больших объемах. Таким образом, водородная система способна как долго накапливать топливо, так и работать на протяжении многих суток, аналогично газовым и угольным ТЭС, покрывая длительные простои в генерации ВИЭ.

Текущий LCOS водородных систем оценивается на уровне 350 долл. 2023/МВт·ч. В прогнозном периоде можно ожидать его снижения до 250 долл. 2023/МВт·ч, что, тем

не менее, не позволит водородным системам конкурировать с альтернативами вне сегмента долгосрочной балансировки.

Химико-термические накопители

Данный вид накопителей предполагает получение топлива из электроэнергии химическим способом и его последующее сжигание на электростанции. Это может быть водород или образованный из водорода синтетический газ, например с использованием CO_2 , захваченного на внешнем источнике. Пока такие решения очень дороги и далеки от реальной промышленной апробации. Единственные их преимущества – относительная экологичность и возможность использования имеющейся инфраструктуры ТЭЦ при сжигании синтез-газа. КПД по циклу заряд – разряд для таких решений не превышает 40 %, и по оценочным расчетам LCOS составит не менее 400 долл. 2023/МВт-ч.

Электрические накопители

К ним относятся суперконденсаторы (ионисторы) и накопители на сверхпроводниках.

Ионисторы – это подвид конденсаторов с органическим или неорганическим электролитом и обкладками, покрытыми слоем активированного угля или графена. Этот двойной слой позволяет суперконденсаторам хранить на несколько порядков больше энергии, чем в «сухих» конденсаторах. В конденсаторах электроэнергия хранится за счет электромагнитного напряжения и может быть высвобождена в доли секунды. Из-за повышенной, относительно обычных конденсаторов, емкости и некоторых конструктивных схожестей суперконденсаторы часто ставят в один ряд с электрохимическими накопителями, что не вполне корректно. В отличие от электрохимических батарей и других типов накопителей, суперконденсаторы не предназначены для длительного хранения и равномерной отдачи электроэнергии на протяжении нескольких часов с устойчивыми характеристиками напряжения. Наоборот, суперконденсаторы больше подходят для ситуаций, где требуется мгновенная реакция системы на кратковременные флуктуации в электроснабжении и отдача большого количества электроэнергии за минимальное время. Эти свойства позволили ионисторам найти широкое использование

в электротехнике. Стоит отметить, что существуют примеры использования ионисторов для обеспечения ограниченной автономности электропотребителям, например, в пассажирских капабусах (разновидность электробуса). Однако, их применение возможно только при работе в предсказуемом режиме с непродолжительным периодом отдачи напряжения, например капбусы могут без подзарядки пройти до 4 км. Таким образом, ионисторы могут конкурировать с вышеописанными накопителями только в узких сегментах и являются скорее самостоятельной и дополняющей технологией.

Перспективной считается технология накопления на сверхпроводниках. Активные работы ведутся в отработке сверхпроводникового индуктивного накопителя энергии (СПИН, SMES). Технология основана на явлении магнитной индукции, когда электрический ток, двигаясь по свернутому в спираль проводнику (катушке), генерирует электромагнитное поле, что позволяет накапливать, сохранять и отдавать электрический заряд. Емкость катушки индуктивности при нормальных условиях и использовании обычных материалов невелика, однако, при использовании сверхпроводника, охлажденного до соответствующей температуры, она повышается многократно, а нулевое сопротивление позволяет магнитному полю, теоретически, существовать без ограничений по времени. К преимуществам СПИН относятся мгновенная скорость реакции системы, практически неограниченное число циклов, устойчивость к неоптимальным режимам работы и сверхвысоким токам, быстрый заряд, низкий саморазряд и минимальные потери, поскольку при накоплении электроэнергии не происходит ее преобразования. Вместе с этим СПИН-системы требуют поддержания крайне специфических условий работы, поскольку все известные современной науке материалы приобретают свойство сверхпроводимости только при сверхнизких температурах (ниже -120°C), или сверхвысоком давлении (свыше 150 000 атм). Это делает СПИН-системы крайне дорогими и сложными в эксплуатации. Сейчас они в основном находят применение в исследовательских реакторах термоядерного синтеза. Перспективы СПИН сильно будут зависеть от технологического прорыва в создании высокотемпературных суперпроводников и от стоимостных параметров.

Можно выделить пять основных секторов, генерирующих потребность в хранении электроэнергии, в каждом из

которых развернется конкуренция между различными технологиями накопителей с уникальным набором параметров:

- Для энергоемкой портативной электроники накопитель энергии должен быть прежде всего легким и компактным, имея умеренную цену. Конкуренция технологий в секторе зависит от удельной энергоемкости и цены единицы этой емкости. Чрезвычайно значимым показателем является и скорость зарядки (Таблица 1.3).
- В сегменте **малой мобильности** ключевую роль играет стоимость накопителя. Так же значима удельная выдаваемая мощность, поскольку аккумуляторы, как правило, небольшого размера из-за конструктивных особенностей средств малой мобильности (Таблица 1.4).
- Для автономного электротранспорта важнейшими показателями в равной степени являются стоимость накопителя (выражаемая в приведенной стоимости аккумулятора на цикл зарядки за срок владения), его компактность и скорость перезарядки (Таблица 1.5).
- Для накопителей на стороне потребителей (источников бесперебойного/резервного питания) на первый план выходит стоимость приобретения накопителя. Помимо этого, важными, но второстепенными параметрами являются срок службы накопи-

теля (в данном случае он определяется не циклами перезарядки, которые для ИБП могут исчисляться считанными десятками за все время эксплуатации, а естественным устареванием и деградацией) и гибкость эксплуатации по температурными условиям (Таблица 1.6).

ЛИТИЙ-ИОННЫЕ АККУМУЛЯТОРЫ НА ТЕКУЩИЙ МОМЕНТ ВЫИГРАЛИ КОНКУРЕНЦИЮ СРЕДИ ПЕРЕЗАРЯЖАЕМЫХ БАТАРЕЙ В СЕГМЕНТЕ ЭНЕРГОЕМКИХ ПОРТАТИВНЫХ УСТРОЙСТВ, ОБЕСПЕЧИЛИ ЭЛЕКТРОМОТОРНУЮ РЕВОЛЮЦИЮ НА ТРАНСПОРТЕ И ЗА СЧЕТ УДЕШЕВЛЕНИЯ АКТИВНО НАВЯЗЫВАЮТ КОНКУРЕНЦИЮ ФИЗИЧЕСКИМ НАКОПИТЕЛЯМ В СТАЦИОНАРНЫХ СИСТЕМАХ ХРАНЕНИЯ. УЧИТЫВАЯ ОЖИДАЕМЫЙ РОСТ СПРОСА НА НАКОПЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, МОЖНО С УВЕРЕННОСТЬЮ НАЗВАТЬ ЛИТИЙ НОВЫМ ЗОЛОТОМ. НО КОНКУРЕНТНАЯ БОРЬБА НА РЫНКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОДОЛЖИТСЯ, И В ПЕРСПЕКТИВЕ СРАЗУ НЕСКОЛЬКО ВИДОВ НАКОПИТЕЛЕЙ МОГУТ ПРЕТЕНДОВАТЬ НА ЗАВОЕВАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НИШ В СЕГМЕНТАХ СПРОСА, ЧТО БУДЕТ ОПРЕДЕЛЯТЬСЯ УСПЕХАМИ НТП, РЕГУЛИРОВАНИЕМ И ЦЕНАМИ НА РЕДКИЕ МЕТАЛЛЫ.

Таблица 1.3 – Ключевые характеристики технологий хранения электроэнергии для энергоемкой портативной электроники

	Удельная энергоемкость, Вт·ч/кг (объем энергии, вмещаемый в единицу массы)		Средняя удельная стоимость массы единицы емкости, долл.2023/г (стоимость единицы массы)		Время цикла полного заряда
	2023	2050	2023	2050	
Li-ion	200 - 300	250 - 350 (потенциально более 1000)	0,45	0,35	5 - 60 мин
Na-ion	80 - 120	100 - 150	0,65	0,45	20 - 60 мин
NiCd	40 - 60	40 - 60	7	7	4 - 6 ч
NiMH	140 - 300	140 - 300	2,75	2,75	4 - 6 ч

Таблица 14 – Ключевые характеристики технологий хранения электроэнергии для средств малой мобильности

	Удельная стоимость единицы емкости, долл. 2023/кВт·ч		Удельная мощность, Вт/кг	
	2023	2050	2023	2050
Lead-acid	90	90	100 - 250	100 - 250
Li-ion	141	110	200 - 500	250 - 800
Na-ion	150	65	100 - 200	150 - 300
NiMH	550	550	250 - 1000	250 - 1000

Таблица 1.5 – Ключевые характеристики технологий хранения электроэнергии для автономного транспорта

	Приведенная стоимость батареи на цикл, долл. 2023/цикл заряд-разряд		Масса стандартной батареи*, кг	Продолжительность цикла полного заряда
	2023	2050		
Li-ion	28	25	150 - 700	5 - 60 мин
Na-ion	30	13	350 - 700	20 - 60 мин
NiMH	111	111	200 - 400	4 - 6 ч
Lead-acid	20	18	1100 - 1800	6 - 8 ч

* Емкость средней батареи электромобиля составляет 55 кВт·ч

Таблица 1.6 – Ключевые характеристики технологий хранения электроэнергии для накопителей на стороне потребителей (в сегменте бесперебойного/резервного питания)

	Удельная стоимость емкости, долл. 2023/кВт·ч		Срок службы системы, лет	Оптимальный рабочий диапазон температур, °С
	2023	2050		
Lead-acid	90	90	3 - 5	+15 - +25
Li-ion	120 - 400	95-300	~ 10	0 - +40
Na-ion	151	65	10 - 15	0 - +40
NiCd	350	350	До 20	-20 - +40
VRFB	650	430	20 - 30	+10 - +40
Hydrogen fuel cell	750	550	До 30	0 - +80
Маховики	1500	1350	До 30	Теоретически не ограничен

Большое значение имеет также число циклов заряда/разряда, которое для большинства технологий в рассмотренных выше сегментах показывает приемлемые показатели с учетом срока службы оборудования.

Основным фактором конкуренции технологий в сегменте балансирующих систем в электроэнергетике станет нормированная стоимость хранения электроэнергии (LCOS). Важным ограничением для использования тех или иных систем может стать их компактность, которая выражается в занимаемом пространстве на единицу емкости.

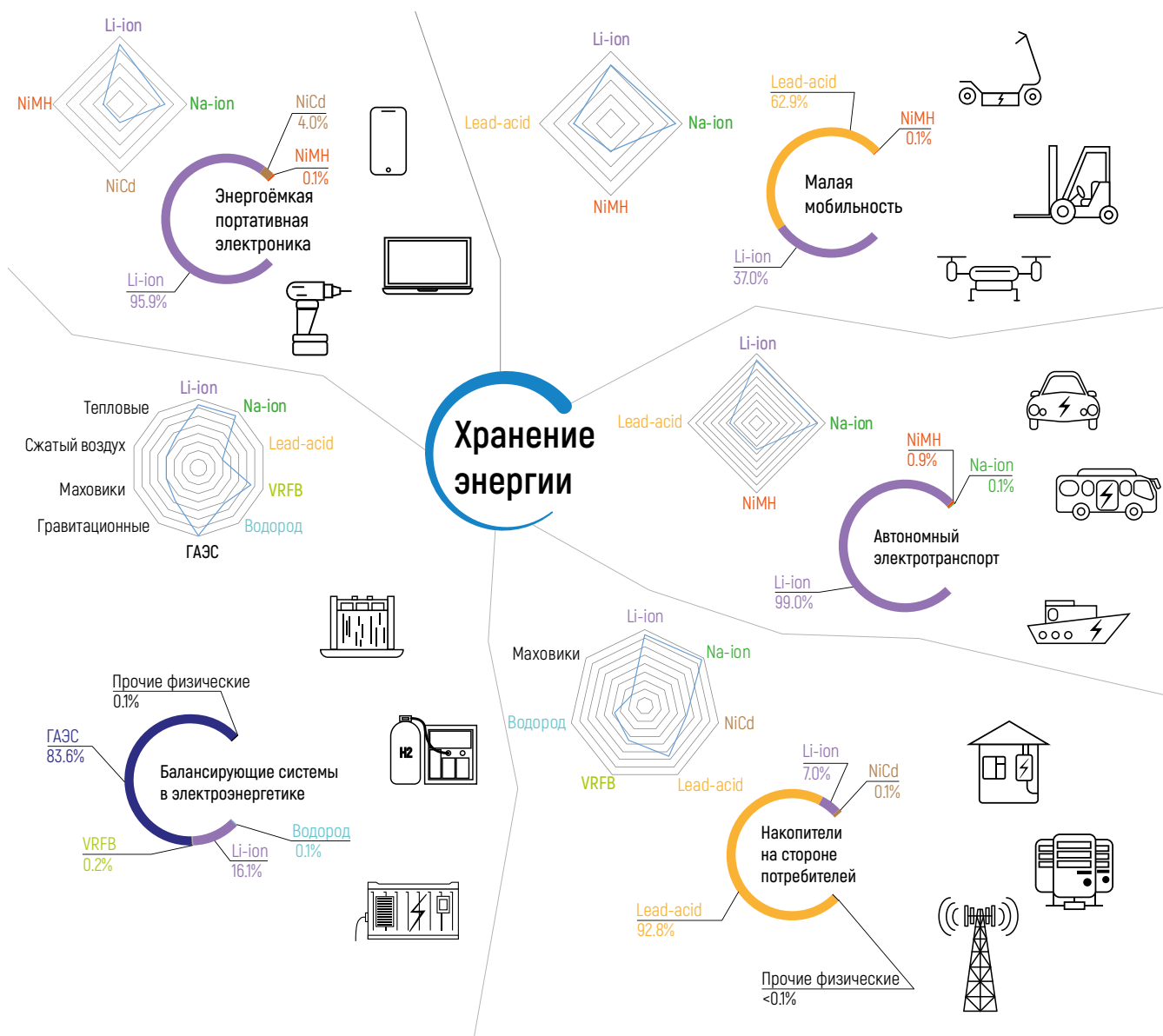
На выбор той или иной технологии может повлиять срок службы (зависящий от конструктивных особенностей систем или рабочего количества циклов перезарядки для электрохимических аккумуляторов) и энергопотери на цикл заряда-разряда (Таблица 1.7).

Совокупность характеристик технологий хранения определит их конкурентоспособность в различных сегментах в прогнозном периоде и далеко не всегда ключевым показателем является цена решения (Рисунок 1.6).

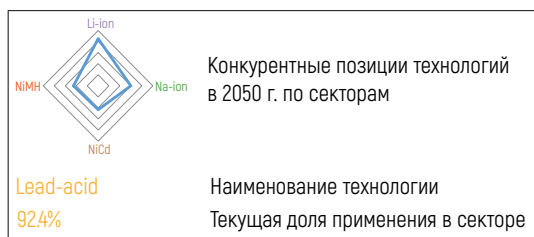
Таблица 1.7 – Ключевые характеристики технологий хранения электроэнергии для балансирующих систем в электроэнергетике

	LCOS, долл. /МВт·ч		Компактность системы, м куб./МВт·ч	Срок службы в циклах заряда-разряда и годах	КПД на цикл накопление-отдача, %
	2023	2050			
ГАЭС	105	100	500 - 5000	30 - 60 лет	70 - 85
Гравитационные	350	315	более 100	30 лет	70 - 80
Тепловые	211	180	5 - 15	30 лет	50 - 60
Маховики	620	555	13 - 50	20 000 - 100 000 циклов (более 50 лет)	70 - 85
Сжатый воздух	230	200	150 - 500	20 - 40 лет	40 - 50
Lead-acid	881	724	10 - 15	500-600 циклов (1 - 2 года)	85 - 95
Li-ion	175	135	1 - 5	1 000-8 000 циклов (3 - 20 лет)	85 - 95
Na-ion	230	120	3 - 5	~5 000 циклов (15 лет)	85 - 95
VRFB	315	205	25 - 50	~20 000 циклов (до 60 лет)	70 - 80
Hydrogen fuel cell	350	250	1 - 2	5 - 30 лет	25 - 45
Hydrogen-to-power	400	350	н/д	20 - 40 лет	25 - 40
SNG-to-power	450	380	н/д	20 - 40 лет	20 - 30
СПИН	более 3000	более 2000	более 100	20 - 30 лет	более 95

Рисунок 1.6 – Выбор перспективных технологий хранения для различных сегментов потребления



Условные обозначения:



Технологии улавливания, использования и хранения углерода CCUS

Технологическая цепочка CCUS состоит из следующих компонентов:

1. **Улавливание углекислого газа** – самая сложная и дорогостоящая часть технологической цепочки. Существуют различные способы улавливания:
 - а) Химическая или физическая адсорбция газообразных продуктов горения¹⁰:
 - в нефтегазовом секторе применяется аминовая очистка;
 - электростанции из-за низкой плотности газового потока требуют применения более сложных дорогих технологий (технология «после сжигания») и других адсорбентов;
 - б) Осаждение содержащейся в исходном сырье углекислоты на растворителях, твердых сорбентах и в мембранных системах¹¹ (технологии «перед сжиганием»¹²) считается перспективным для промышленности (производство удобрений, водорода, нефтепереработка и т. д.) и на установках газификации угля;
 - в) Кислородное сжигание рассматривается к применению на угольных ТЭЦ, что позволяет получать на выходе дымовые газы с высоким содержанием CO₂, которые впоследствии улавливаются¹³;
 - г) Промышленная сепарация углекислого газа¹⁴ используется в процессах производства аммиака и газопереработки. Данный процесс проще и дешевле, чем улавливание;
 - д) Прямое улавливание CO₂ из воздуха (DAC) с помощью больших вентиляторов, которые пропускают окружающий воздух через фильтр

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОСНОВНАЯ ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УЛАВЛИВАНИЯ – АМИНОВАЯ ОЧИСТКА. ВСЕ ОСТАЛЬНЫЕ ОПРОБОВАНЫ ТОЛЬКО НА ДЕМОСТРАЦИОННЫХ «ПИЛОТАХ», ИЛИ СУЩЕСТВУЮТ В ВИДЕ ТЕОРИИ. ПЛОХО ОТРАБОТАНЫ И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ТРУБОПРОВОДНЫХ). ХРАНЕНИЕ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРОЕКТАХ ОГРАНИЧИВАЕТСЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКОЙ В ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.

с использованием химического адсорбента для получения потока чистого CO₂. Это технология, в которой CO₂ получается непосредственно из атмосферы.

2. После улавливания CO₂ очищается от примесей, осушается, сжимается на компрессорах для последующей транспортировки.
3. Транспортировка CO₂ в настоящее время осуществляется в основном в небольших объемах по трубопроводам. Перевозка танкерами в рамках цепочки CCUS пока не распространена, несмотря на имеющийся опыт мелкомасштабной перевозки коммерческого CO₂ судами. Стоимость транспортировки зависит от используемой технологии (трубопроводы, судно, грузовой автотранспорт) и от объемов перевозки. При транспортировке CO₂ важно учитывать прочность металла для труб и резервуаров танкеров и грузовых автотранспортных средств, а также его коррозионную стойкость. Ещё одним важным параметром является степень осушки CO₂ – как правило, требуется не ниже 95 %, из-за его высокой коррозионной способности.
4. **Подземное хранение, или полезное использование CO₂**. Хранение CO₂ может осуществляться в истощенных нефтегазовых коллекторах или в минерализованных водоносных пластах, угольных пластах и базальтовых породах. Ранее использованные нефтегазовые коллекторы уже

¹⁰ Bhadola, V. Patel, S. Potdar, S. Mallick. Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies / Concaawe, September 2020.

¹¹ POINT SOURCE CARBON CAPTURE PROGRAM / National Energy Technology Laboratory, 2022. URL: <https://netl.doe.gov/coal/carbon-capture/pre-combustion-0>

¹² Climate Technology Centre and Network (CTCN)

¹³ Oxyfuel Combustion / Official website ScienceDirect, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oxyfuel-combustion>

¹⁴ Специальный доклад МГЭИК Улавливание и хранение двуокиси углерода Резюме для лиц, определяющих политику Доклад рабочей группы III МГЭИК и Техническое резюме. Доклад, принят рабочей группой III МГЭИК и утвержден в общем виде. Редакторы: Б. Метц, О. Д. Хелен де Конинк, М. Лоос, Л. Мейер, 2005

хорошо изучены и поэтому являются предсказуемыми и, как правило, более дешевыми для хранения, чем альтернативы. К полезному использованию относят применение CO_2 в промышленных процессах. В настоящее время большая часть улавливаемого CO_2 (70 %) используется нефтегазовым сектором в процессах по увеличению нефтеотдачи (Рисунок 1.7). Также CO_2 используется при производстве цемента и карбамида из аммиака как часть промышленного процесса.

5. Для мониторинга утечки CO_2 используются системы обнаружения газа, мониторинга давления и инфракрасные датчики. Системы сигнализации настраиваются для уведомления операторов о любых потенциальных опасностях. Помимо разовых затрат на установку и настройку системы мониторинга, есть и постоянные операционные затраты на её последующее поддержание в рабочем состоянии и организацию самого процесса мониторинга, который фактически должен осуществляться бесконечно долгий период. Учитывая, что CO_2 просто лежит в пласте, эти затраты невозможно окупить.

В случае полезного использования CO_2 в месте его получения потребность в транспортировке, очистке, осушке и сжатию отсутствует.

В энергетике решения в сфере CCUS уже сегодня используются при очистке природного газа на месторождениях с последующей обратной закачкой CO_2 в пласт для вытеснения дополнительного объема ЖУВ. Во всех других случаях (при снижении выбросов генерации, декарбонизации процессов производства водорода, энергетическом сжигании в промышленности и пр.) пока всё ограничивается стадией оценок и экспериментов из-за высоких затрат и необходимости существенной доработки элементов производственных цепочек, начиная со стадии улавливания.

Основными проблемами, сдерживающими расширение использования решений в области CCUS, являются:

- низкая степень отработки технологий и высокие затраты;
- географическая удаленность основных центров эмиссии CO_2 от приемлемых для хранения мест;

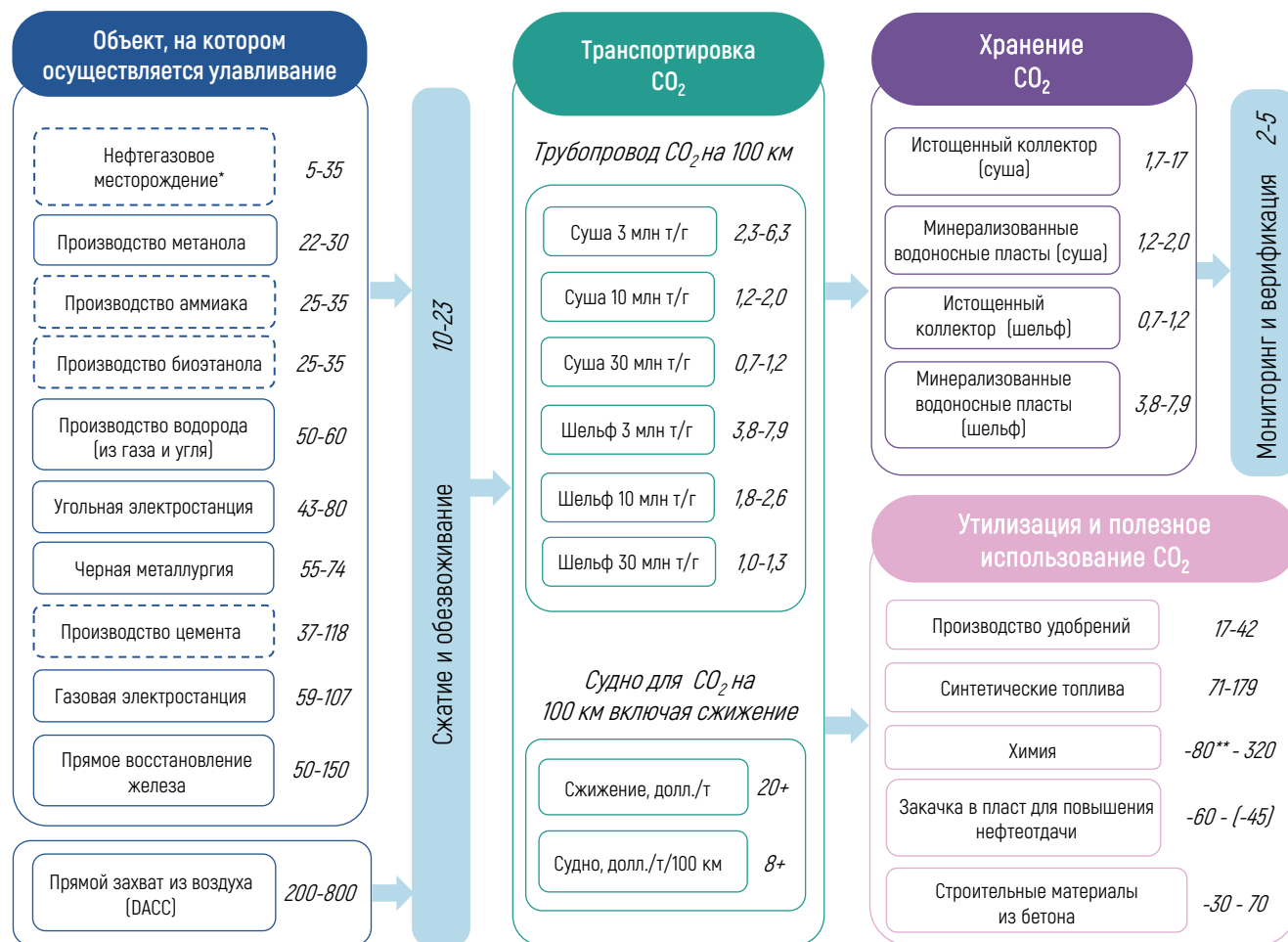
- собственный значительный углеродный след процесса CCUS из-за больших энергозатрат на всех стадиях и необходимости производства оборудования, трубопроводов и т. д.;
- риски последующих утечек CO_2 ;
- снижение КПД электростанции при реализации отдельных вариантов выделения CO_2 ;
- необходимость последующего мониторинга и контроля, затраты на который на горизонте 50 - 100 лет могут превысить остальные затраты по производственной цепочке.

Перспективы CCUS будут определяться как способностью решить часть обозначенных проблем, так и уровнем цен CO_2 , который напрямую отражает экономическую эффективность решений.

Технологии так или иначе продолжают проходить апробацию за пределами энергетики, в тех сферах, где отделение CO_2 является частью технологического процесса, а его утилизация производится на месте и не требует транспортировки на дальние расстояния, или же отделение CO_2 является неотъемлемой частью процесса, без которой не получится конечный коммерческий продукт, в частности, при производстве аммиачных удобрений, метанола. Со временем это может привести к появлению новых решений и для CCUS в энергетике.



Рисунок 1.7 – Стоимостная цепочка технологий CCUS. Фактические затраты по элементам цепочки, долл. 2023/т CO₂



*Пунктиром обозначены те отрасли, где возможно использование CO₂ на месте, то есть без затрат на транспортировку и закачку в пласт

** Отрицательные значения показывают, что использование CO₂ при производстве конечного продукта на этом элементе производственной цепочки приносит прибыль

Источники: Технологии по улавливанию, хранению и использованию углерода (CCUS) – технологическая основа декарбонизации тяжелой промышленности в РФ, коллектив авторов под ред. А. Осипова и И. Гайда, Сколтех 2022, Chen, F.; Morosuk, T. Exergetic and Economic Evaluation of CO₂ Liquefaction Processes. Energies 2021, 14, 7174., International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2020 Foreword Special Report on Carbon Capture, Utilization and Storage, Edwards, R. and Celia, M. (2018), Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the United States, PNAS September 18, 2018 115 (38), Bureau of Transportation Statistics, (2019), U.S. Oil and Gas Pipeline Mileage, Bureau of Transportation Statistics.



ТРАНСФОРМАЦИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- Сценарные условия
- Конечное потребление энергии
- Электроэнергетика
- Атомная энергетика
- Возобновляемая энергетика
- Потребление первичной энергии
- Рынок жидких топлив
- Рынок газового топлива
- Рынок твердых топлив
- Позиции ключевых игроков на энергетическом рынке
- Выбросы CO₂

РАЗДЕЛ 2



СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ

В работе рассмотрены 3 глобальных сценария развития энергетики, отличающиеся, главным образом, условиями торговли, госэнергополитикой и социально-экономическими показателями (Таблица 2.1):

- **Туман.** Мировая торговля ведется с ограничениями. Достаточно активно применяется практика торговых барьеров и санкций. Сдержанный характер имеет межстрановой переток капиталов. Страны исходят преимущественно из собственных текущих экономических интересов, вопросы глобального развития уходят на второй план. Это приводит к ограниченному трансферу технологий, относительной закрытости рынков, отсутствию работоспособных глобальных механизмов регулирования (распространение стандартов, согласование требований по зонам судоходства, признание сертификатов и т.д.). Климатическая политика остается одним из важных элементов международного взаимодействия, но договориться о согласованности действий в условиях отдельных противоречий и ограниченных финансовых ресурсов достаточно сложно.
- **Раскол.** Мировая торговля фрагментируется. В мире появляются два основных полюса, внутри которых продолжается активная торговля. Между полюсами формируются существенные ограничения для товаропотоков, включающие как прямые запреты, так и высокие заградительные пошлины. Часть стран остаётся вне полюсов и продолжает торговать со всеми, с одной стороны, извлекая из этого преимущество, но, с другой стороны, не имея доступа

к дополнительным механизмам поддержки, сформированным внутри полюсов.

- **Ключ.** Миру удается найти «золотой ключик» в виде механизма, позволяющего разрешать противоречия и выходить на компромиссные решения по ключевым вопросам дальнейшего развития. В результате практика торговых барьеров теряет свою актуальность, страны начинают действовать консолидированно, выбирая пути развития с учетом Целей в области устойчивого развития ООН и общемировых задач.

Демографические и макроэкономические параметры

Демография

Численность населения, уровень и особенности экономического развития являются определяющими факторами для спроса на энергоресурсы.

В настоящем исследовании используется средний сценарий прогноза ООН (общий для сценариев Ключ, Туман, Раскол), в соответствии с которым численность населения возрастает с 8 до 9,7 млрд чел. (Рисунок 2.1).

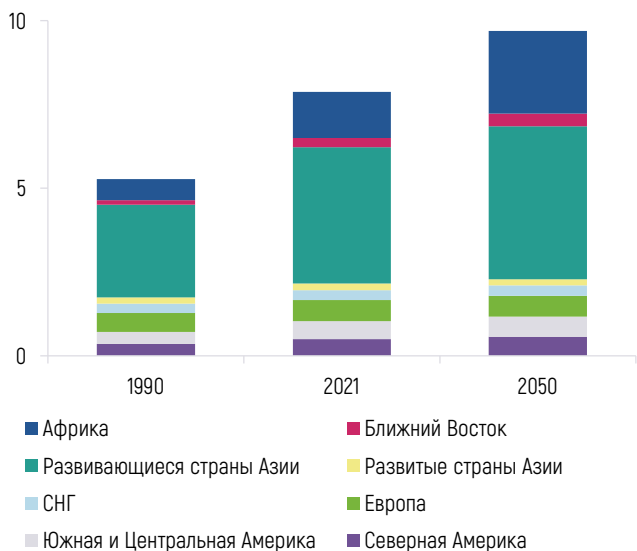
Численность населения будет увеличиваться во всех регионах, кроме Европы и развитых стран Азии. Но, если в предыдущие 30 лет основная часть прироста была в развивающихся странах Азии, то в перспективном 30 летнем периоде наибольший прирост ожидается в Африке, другие регионы пики прироста уже прошли. (Рисунок 2.2).

Таблица 2.1 – Сценарные параметры

Показатель	Туман			Раскол			Ключ		
	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Численность населения мира, 2050 г.*	9,7								
Среднегодовые темпы роста мирового ВВП, % (2022-2050 гг.)	1,9			2,2			2,5		
Государственная энергополитика	Акцент на экономическую доступность энергии.			Ключевое значение для импортеров имеет безопасность энергоснабжения и зависимость от источников поставок, остальные страны стремятся минимизировать затраты на энергоснабжение .			Согласование национальных приоритетов с глобальными целями развития.		
Развитие технологий	Сдержанное из-за ограниченных финансовых ресурсов развитие технологий, ограниченный трансфер.			Основное развитие и трансфер технологий осуществляется внутри полюсов. Между полюсами и с третьими странами трансфер ограничен.			Активное развитие технологий, в том числе в рамках международных проектов. Относительно свободный трансфер преимущественно на коммерческой основе, кроме технологий двойного назначения.		
Цены CO ₂ , долл. 2023/т	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Европа	60	95	135	75	110	150	85	100	200
Россия	20	30	40	0	0	0	30	60	120
США	35	85	120	30	50	100	45	90	180
Китай	30	45	60	0	0	0	45	80	150
Др. развивающиеся	15	25	35	0	0	0	30	60	120
Страны с самыми низкими душевыми доходами	0	0	0	0	0	0	5	30	70

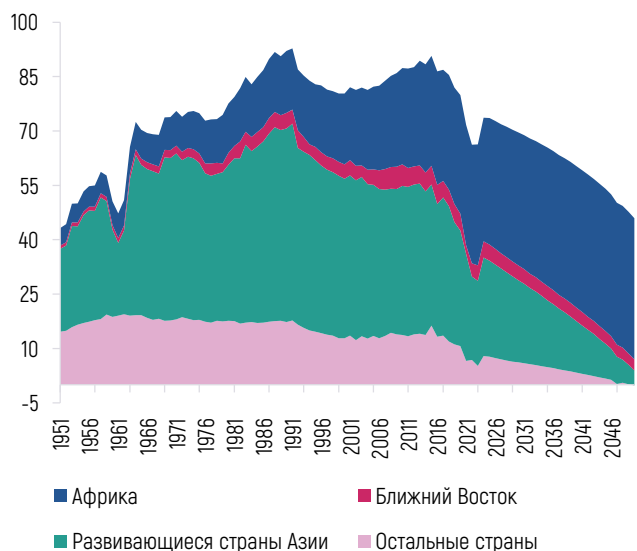
* – Численность населения по регионам и странам мира определена на основе Прогноза ООН (World Population Prospects 2022, сент. 2022 г., для РФ – Росстат (с продолжением до 2050 г.)

Рисунок 2.1 – Численность мирового населения по регионам мира, млрд чел.



АФРИКА ОПЕРЕДИТ АЗИЮ ПО ТЕМПАМ ПРИРОСТА НАСЕЛЕНИЯ И ОСТАНЕТСЯ ЕДИНСТВЕННЫМ РЕГИОНОМ, ГДЕ ПИК ПРИРОСТА ЕЩЕ НЕ ПРОЙДЕН.

Рисунок 2.2 – Ежегодные приросты численности населения мира по группам стран в 1951-2050 гг., млн чел.

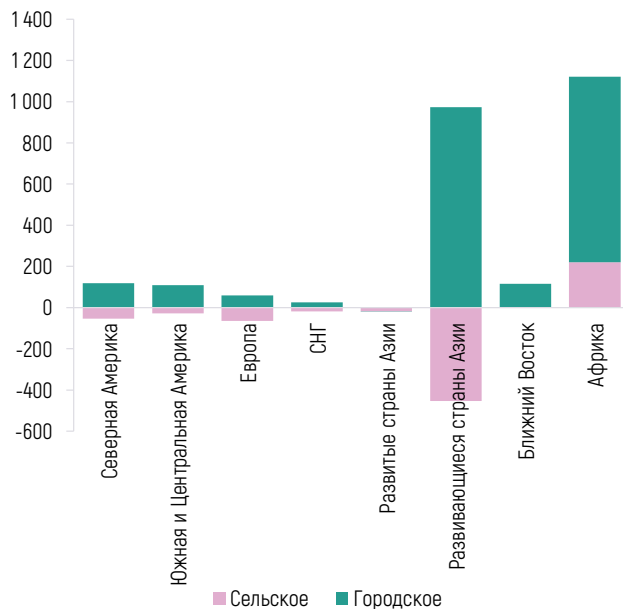


Численность населения напрямую определяет потребность в минимальном энергопотреблении, необходимом для приготовления пищи и отопления (при необходимости). Потребление энергии свыше этого жизненно необходимого уровня во многом зависит от уровня доходов и структурных показателей, включая доли сельского и городского населения, возрастные категории и т.п.

Обычно урбанизация сопровождается повышением уровня благосостояния, расширением доступа большого числа людей к энергии, повышением надежности и безопасности энергоснабжения, переключением на более современные способы энергообеспечения в быту. Кроме того, в период активной внутренней миграции можно ожидать роста спроса в строительстве и достаточно энергоемкой промышленности. В то же время, по мере увеличения благосостояния населения растет спрос на транспортные услуги внутри городов и между ними.

По прогнозу ООН большинство регионов мира уже во многом исчерпали свой потенциал урбанизации. Значительным он остается у развивающихся стран Азии и Африки (Рисунок 2.3).

Рисунок 2.3 – Прирост численности городского и сельского населения мира по регионам в 2021-2050 гг., млн чел.



Значимым показателем является возрастная структура населения. Спрос на энергию предъявляется всем населением, но потребность в нем может удовлетворяться только из средств, заработанных экономически активной его частью.

Развитие транспорта и удешевление перевозок вместе с процессами глобализации позволили создать международные цепочки поставок, в несколько раз увеличить мировое производство и торговлю, географически развести центры производства и потребления отдельных видов товаров конечного потребления и сформировать «мировые фабрики», с которых поставки осуществляются по всем регионам. Большую роль в этом сыграло наличие в новых центрах производства доступных трудовых и сырьевых ресурсов. К 2050 г. 61 % трудоспособного населения мира будет проживать в развивающихся странах Азии (кроме Китая) и Африке в сравнении с 49 % в 2021 г. Но наличие большого количества трудоспособного населения уже не сможет быть определяющим фактором при организации новых высокотехнологичных производств. НТП в области промышленных процессов предъявляет растущие требования к квалификации персонала, на новых объектах вместо десятка человек у станка нужен будет один, управляющий автоматизированной линией, часть задач способен будет на себя взять искусственный интеллект. Существенно возрастет спрос на высококвалифицированный персонал. В ближайшие 30 лет из-за быстро меняющихся условий труда как никогда ранее будет важна грамотная политика стран в области образования, перераспределения доходов, социальной поддержки, включающая:

- формирование правильного запроса образовательному сектору и создание условий для его своевременной адаптации к меняющимся потребностям;
- политику в области перераспределения доходов и сокращения безработицы для снижения социального неравенства и раскрытия возможностей самореализации;
- механизмы создания в стране благоприятного климата для высококвалифицированных специалистов.

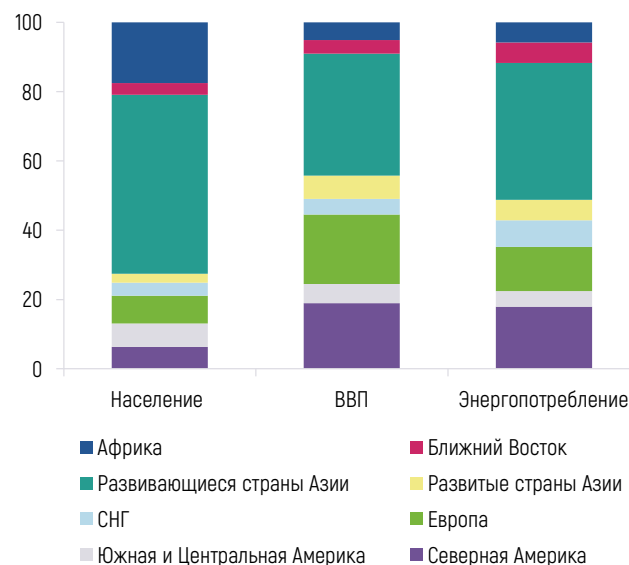
Неизбежно будет расти доля в ВВП сегментов ИТ и дистанционных услуг, которые не требуют привязки персо-

нала к определенному географическому размещению. Страны, способные у себя создать лучшие условия для ИТ сектора, смогут стать центрами мировой ИТ-фабрики, тем самым повышая собственный ВВП и привлекая/удерживая высококвалифицированный персонал. На энергетике этот сегмент способен оказать влияние не только из-за увеличения душевых доходов и потребностей офисов, а также связанных с ними производств, но и вследствие роста спроса на энергозатратные мощности хранения и обработки информации. Эти мощности разумно размещать там, где их дешевле всего эксплуатировать с учетом затрат на энергию и температуры окружающей среды. Но неизбежно будут учитываться вопросы безопасности данных и способность обеспечивать устойчивую работу.

Теоретически, обуславливаемый численностью населения потенциал энергопотребления в мире весьма большой, однако он ограничен располагаемым населением доходами.

Фактически структура мирового энергопотребления по регионам мира в большей степени соответствует структуре регионального производства ВВП, чем структуре региональной численности населения (Рисунок 2.4).

Рисунок 2.4 – Структура численности населения, объемов ВВП и потребление первичной энергии по регионам мира в 2021 г., %



ВВП

Среднегодовые темпы роста мирового ВВП в период 2021–2050 гг. определены на уровнях:

- 1,9 % в сценарии Туман;
- 2,2 % в сценарии Раскол;
- 2,5 % в сценарии Ключ.

В мировой экономике продолжится процесс трансформаций. Если в 1990 г. страны ОЭСР обеспечивали свыше двух третей мирового ВВП, к 2021 г. их доля сократилась до 46 %, а к 2050 г. составит 37 – 39 % (Рисунок 2.5, Рисунок 2.7). Перечень десяти крупнейших национальных экономик мира (включая Россию) останется прежним, за исключением Франции, которую заменит Турция.

Доля вклада промышленного сектора в общий мировой ВВП будет незначительно снижаться. Основной прирост, как и в предыдущее 30 лет, продемонстрируют страны развивающейся Азии. Высокие темпы с удвоением промышленного ВВП будут у Ближнего Востока и Африки (Рисунок 2.6).

Рисунок 2.5 – Прогноз ВВП (ППС) по группам стран по сценариям, трлн долл. 2021

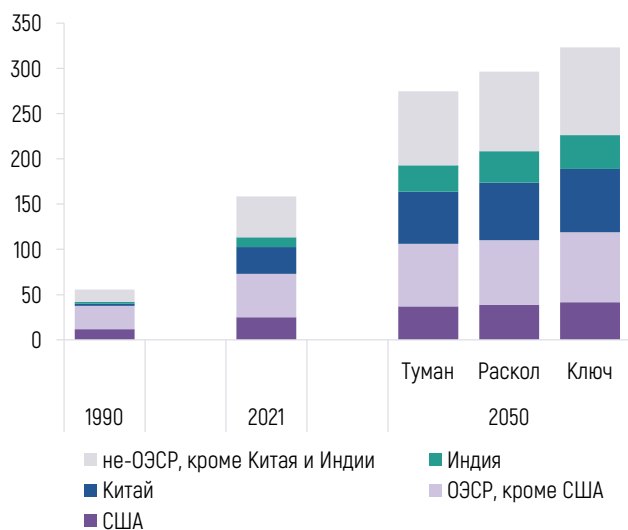


Рисунок 2.6 – Прогноз ВВП промышленного сектора (ППС) по регионам, трлн долл. 2021

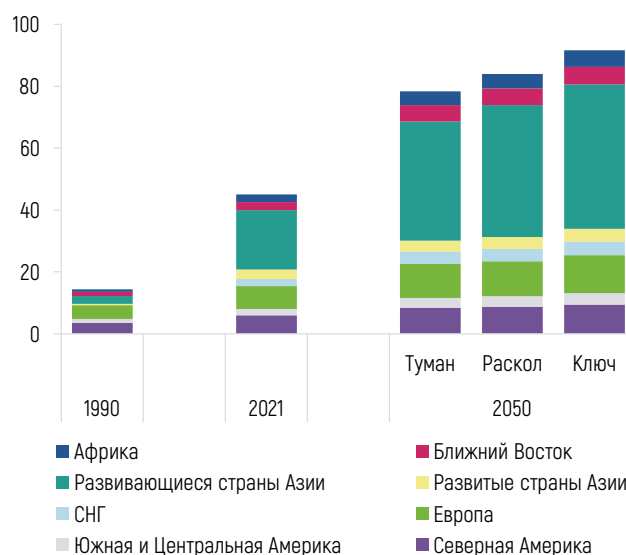
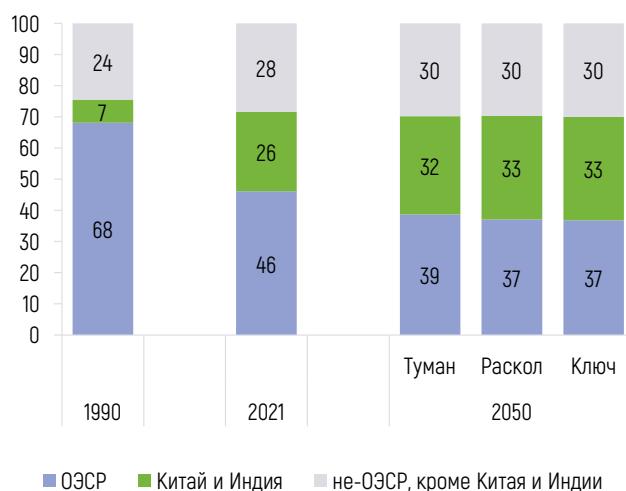


Рисунок 2.7 – Доли групп стран в мировом ВВП (ППС) по сценариям, %





КОНЕЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Структура потребления конечной энергии

Ключевым драйвером прироста мирового спроса на энергию является ожидаемое увеличение благосостояния в развивающихся странах. Получая финансовые возможности, люди обеспечивают себя комфортной жилой площадью, покупают больше промышленных товаров, пользуются личным транспортом, самолетами. После достижения определенных отметок душевого ВВП потребительский спрос в значительной мере насыщается, и в последующие годы удельные расходы энергии на душу начинают сокращаться из-за повышения энергоэффективности.

Значительное влияние на уровни душевого дохода, при которых достигается пик душевого потребления конечной энергии, и на сам уровень душевого конечного потребления оказывает НТП и его воздействие на цены и доступность энергетических приборов и оборудования. Так, например, душевое потребление конечной энергии в США начало снижаться еще в 1970-х гг. при уровне ВВП порядка 40 тыс. долл. 2021/чел. Современный уровень развития технологий позволяет снижать удельные уровни потребления конечной энергии при душевом ВВП порядка 30 тыс. долл. 2021/чел. В то же время значительная часть стран не достигнет этих уровней душевого ВВП вплоть до конца прогнозного периода, что сохраняет значительный нереализованный потенциал спроса на конечную энергию в мире (Рисунок 2.9).

Прогнозный мировой спрос на конечную энергию продолжает возрастать вплоть до 2050 г. Европа, Северная Америка и развитые страны Азии проходят пики конечного потребления энергии во всех сценариях, в странах не-ОЭСР потребление конечной энергии будет расти. Ключевой прирост будет обеспечиваться развивающимися странами Азии (Рисунок 2.8).

Рисунок 2.8 – Структура потребления конечной энергии по регионам мира, млн т н. э.

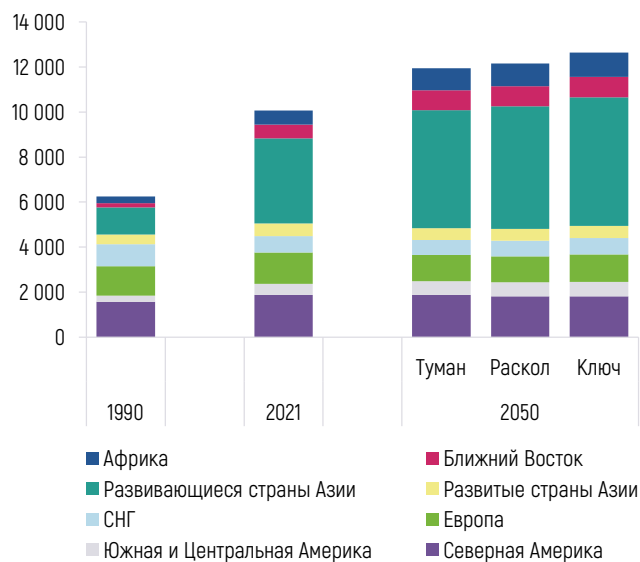
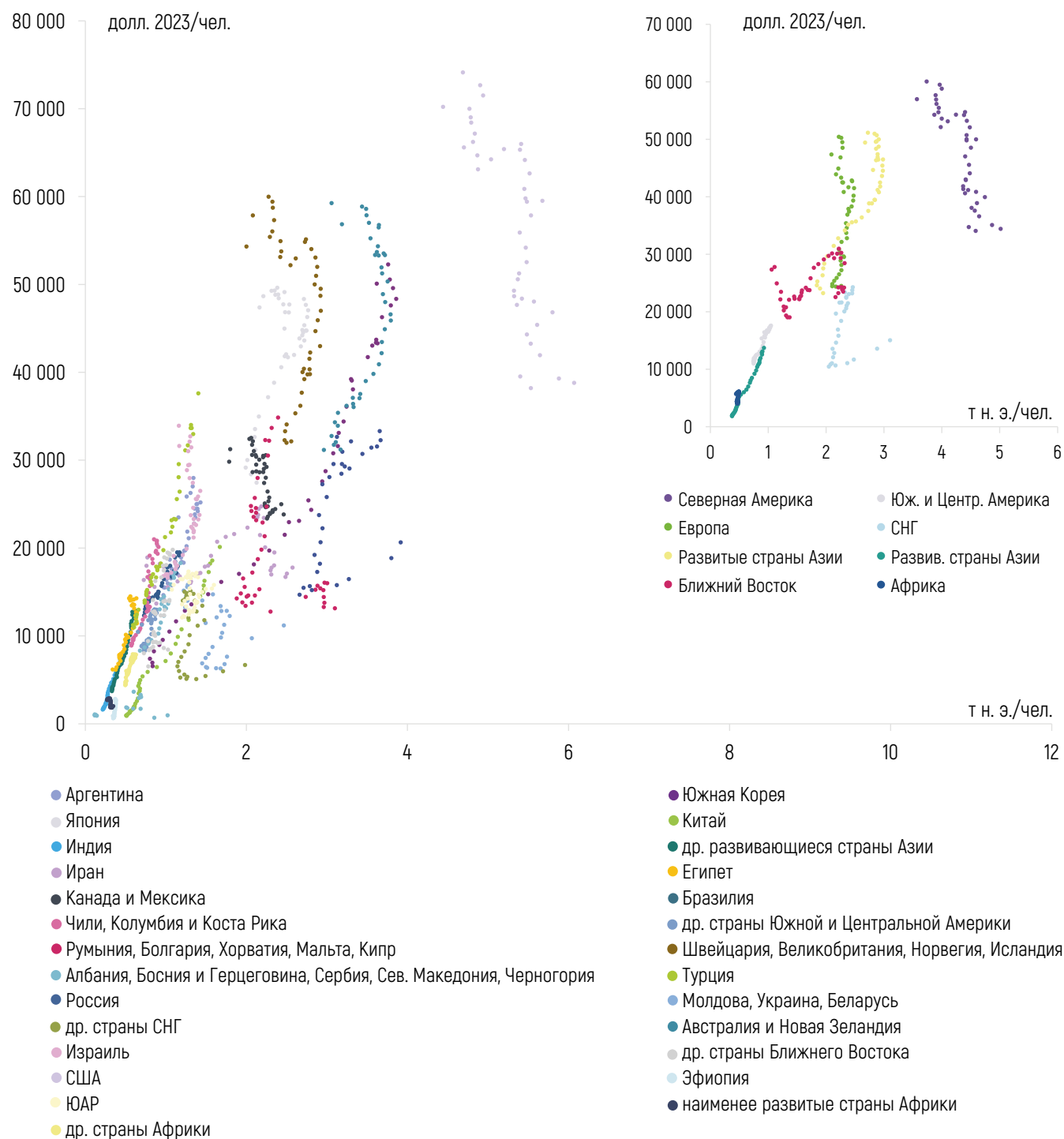
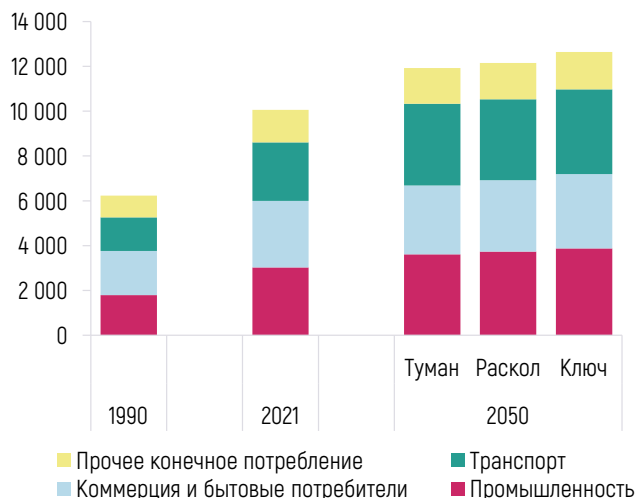


Рисунок 2.9 – Душевое потребление конечной энергии и душевой ВВП с 1980 по 2021 гг. по странам мира и группам стран (левая часть графика) и по регионам (правая часть графика)



В структуре потребления конечной энергии по секторам не предполагается кардинальных изменений. Промышленность и транспорт в 2050 г. аккумулируют около 30 % от общей потребности в конечной энергии каждый, коммерция и бытовые потребители – 26 % (Рисунок 2.10).

Рисунок 2.10 – Структура потребления конечной энергии по секторам млн т н. э.



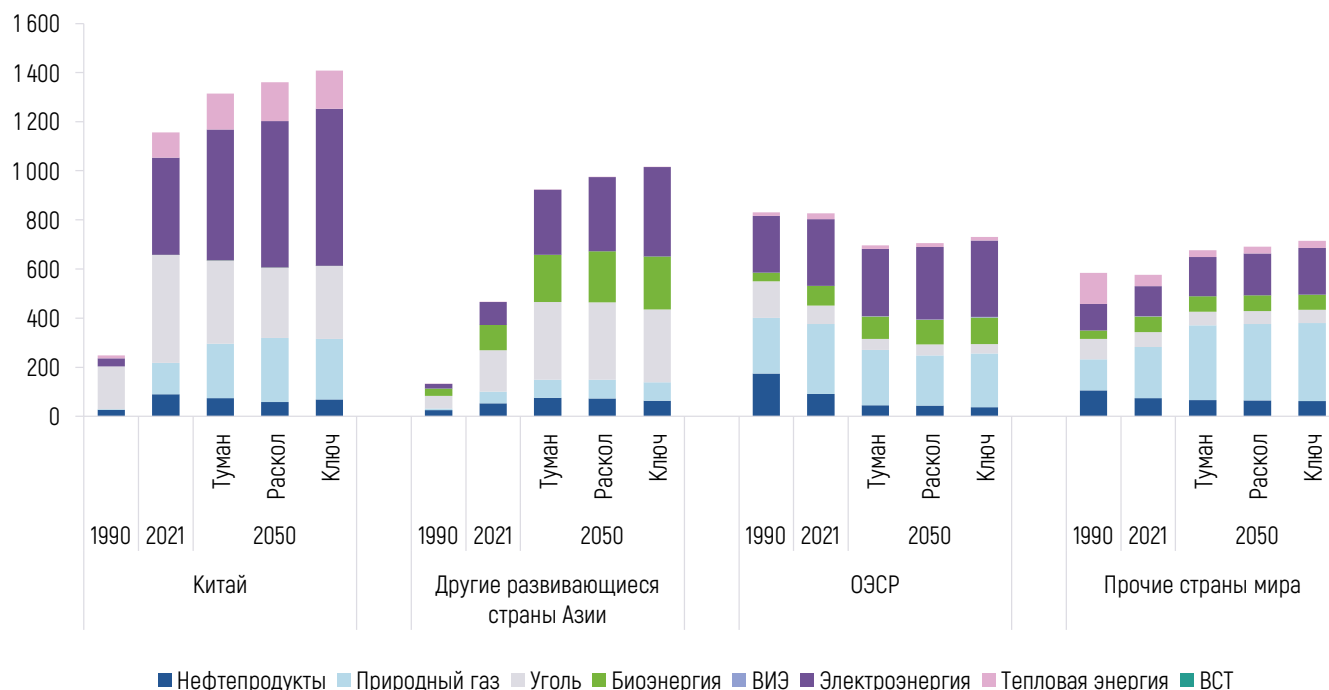
Промышленность

Промышленное производство традиционно является одним из наиболее энергоемких секторов конечного потребления. Выпуск стали, цемента, продукции высоких переделов и даже товаров широкого потребления – все это требует значительных объемов энергии.

В прогнозном периоде прирост спроса на энергоемкую конечную продукцию будет формироваться преимущественно в странах не-ОЭСР.

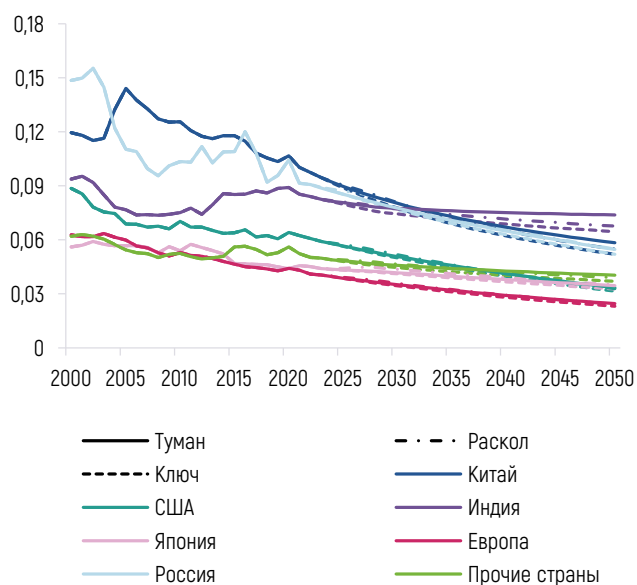
Страны ОЭСР не растут по энергопотреблению промышленного сектора в последние 30 лет. Если в 1990 г. развивающиеся страны Азии обеспечивали только 21 % потребления энергии в промышленности, то к 2021 г. им удалось стать новым центром промышленного производства, превысив показатели остального мира. Основной вклад в эту динамику внес Китай. В прогнозном периоде основным центром потребления энергии в промышленном секторе останется Китай и другие развивающиеся страны Азии, причем у последних спрос на энергию вырастет вдвое (Рисунок 2.11).

Рисунок 2.11 – Потребление энергии в промышленном секторе по видам, по сценариям, млн т н. э.



Ключевым фактором, сдерживающим рост спроса на энергию в промышленности, станет повышение энергетической эффективности за счет масштабного внедрения новых технологий и роста доли не энергоёмких производств в общем объеме промышленного выпуска. Особенно ярко эта тенденция видна на «мировых фабриках» – Китае и Индии. В Китае энергоёмкость промышленного выпуска в прогнозном периоде снижается практически вдвое от текущего уровня, однако все еще остается более высокой, чем в странах ОЭСР (Рисунок 2.12).

Рисунок 2.12 – Энергоёмкость промышленного выпуска по ключевым странам и регионам мира, т н. э./тыс. долл. 2023



Высокотемпературные промышленные процессы по большей части обеспечиваются традиционными топливами – углем и газом. Переход на альтернативы в прогнозном периоде возможен только для отдельных технологий, но ограничен высокими затратами. В средне- и низкотемпературной промышленности основной тренд – электрификация, которая во многом и обеспечивает рост совокупной доли электрической энергии во всем секторе. Основными причинами электрификации промышленности являются:

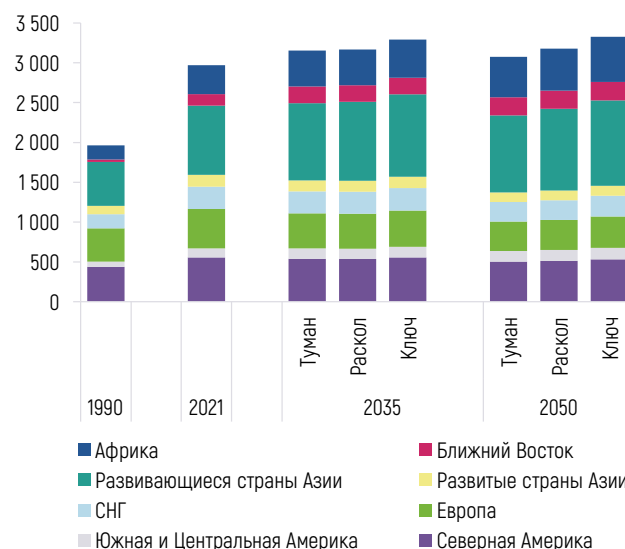
- автоматизация процессов, в ходе которых усилия человека заменяются на оборудование, работающее на электричестве;

- рост в структуре промышленности доли неэнергоёмких сегментов, включая производство продукции народного потребления, в техпроцессах которых используется электричество;
- поиск и оценка эффективности для энергоёмких производств альтернативных решений с учетом экономической и экологической составляющей в условиях меняющегося регулирования.

Коммерция и бытовые потребители

В прогнозном периоде глобальное потребление энергии в секторе Коммерция и бытовые потребители проходит пик в сценарии Туман в 2038 г., а в сценариях Ключ и Раскол в 2043–2044 гг. (Рисунок 2.13).

Рисунок 2.13 – Прогноз потребления энергии в секторе Коммерция и бытовые потребители по регионам по сценариям, млн т н. э.



Динамика изменения энергопотребления в секторе Коммерция и бытовые потребители во многом определяется уровнем душевых доходов и доступностью энергоресурсов, по которым страны можно разделить на 4 группы:

- **Импортеры энергии с высоким уровнем душевых доходов**, где потребности населения и коммерческого сектора в энергии по большей части уже удовлетворены (страны Европы, Япония, Южная Корея и др.). Для этих стран ключевым фактором,

воздействующим на динамику душевого энергопотребления, является рост энергоэффективности, стимулируемый ходом НТП. Также понижающее давление на душевое потребление, особенно в сценарии Раскол, будут оказывать ограничения по стоимости энергоресурсов, что стимулирует экономию топлив и электрической энергии на стороне потребителя. В сочетании с сокращением численности населения или медленным ростом в отдельных странах общая потребность в энергии в секторе будет снижаться.

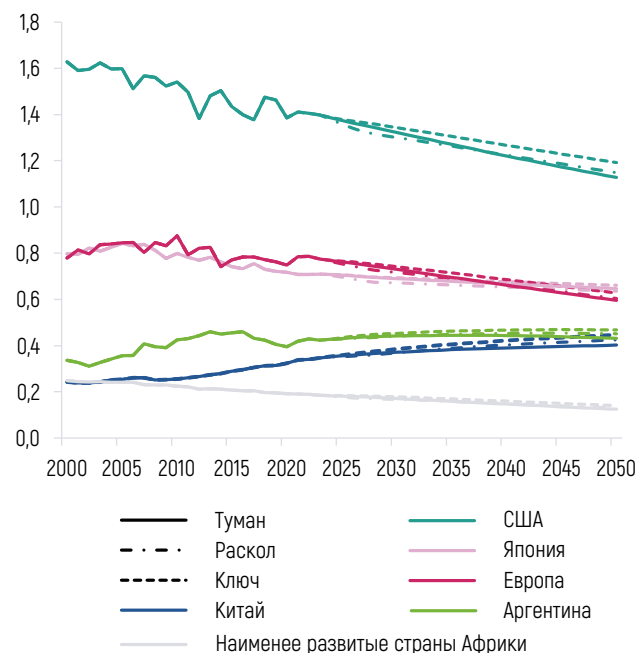
- Экспортеры энергии с высоким уровнем душевых доходов (США, Россия, Саудовская Аравия, ОАЭ и др.). В отличие от первой группы стран, здесь нет жестких стимулов к снижению потребления из-за более доступных цен на энергию, однако рост энергоэффективности за счет НТП продолжается, что также приводит к снижению душевого потребления энергии. Общее потребление энергии в секторе будет увеличиваться только в странах с высокими темпами прироста численности населения, в остальных – снижаться.
- Страны, которые в прогнозном периоде обеспечивают рост душевых доходов и расширение доступности энергии для потребителей (Китай, Индия, страны Южной Америки и др.). В этой группе будет расти душевое потребление энергии, в том числе за счет расширения количества используемого бытового и коммерческого оборудования.
- Беднейшие страны. Для этой категории стран в прогнозном периоде уровни душевого ВВП недостаточны для массового преодоления энергетической бедности. Ограничения по платежеспособности срабатывают на более низких ценах, чем для первой группы стран, и приводят не просто к экономии энергии, но и к частичному отказу от ее использования. Результатом будет снижение душевого потребления энергии в секторе в условиях прогнозируемого большого прироста численности населения (Рисунок 2.14);

Ключевой тренд перспективных изменений в топливной корзине сектора для всех без исключения регионов – электрификация. Ее стимулируют переключение бытовых процессов с традиционных топлив на электроэнергию (в частности в приготовлении пищи переход с дров,

угля и газа на электрические плиты), появление новых бытовых и коммерческих процессов, требующих для своей реализации электроприборов (компьютерные вычисления, мультимедиа, и пр.), а также постепенная роботизация бытовой и коммерческой деятельности (уборка, обслуживание потребителей и пр.).

ПОМИМО ИЗМЕНЕНИЙ В ДЕМОГРАФИИ И НТП, ВАЖНУЮ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ СПРОСА НА ЭНЕРГИЮ В СЕКТОРЕ КОММЕРЦИЯ И БЫТОВЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ИГРАЮТ ЦЕНОВЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И ДУШЕВЫЕ ДОХОДЫ. УРОВНИ ЦЕН НА ЭНЕРГИЮ СТИМУЛИРУЮТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ, А В РЯДЕ БЕДНЕЙШИХ ФАКТИЧЕСКИ ВЫСТУПАЮТ ЖЕСТКИМ ОГРАНИЧЕНИЕМ, КОТОРОЕ НЕ ДАЕТ БЕДНЕЙШИМ СЛОЯМ НАСЕЛЕНИЯ ПОЛУЧИТЬ МАССОВЫЙ ДОСТУП К НЕЙ.

Рисунок 2.14 – Прогноз душевого потребления энергии в секторе «Коммерция и бытовые потребители» в отдельных странах и регионах мира, т н. э./чел.

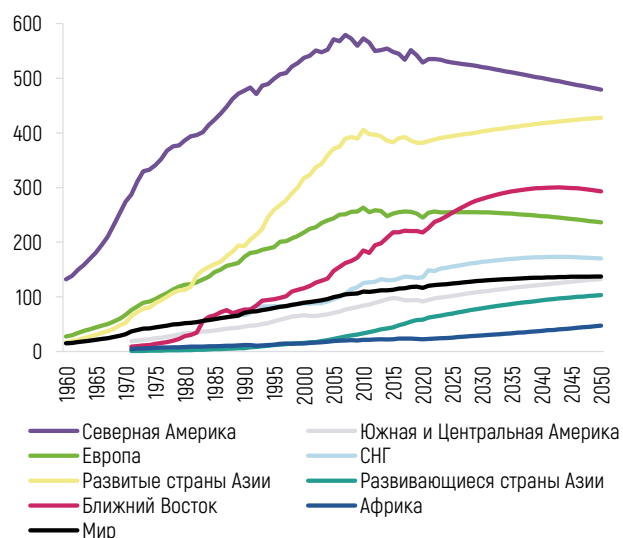


Появляются новые типы электроприборов, пользующихся преимуществами автономности и перезаряжаемости: электронные зубные щетки, умные часы, беспроводные наушники и т.д.. Ожидаемое дальнейшее удешевление

и улучшение потребительских характеристик электрохимических накопителей будет способствовать расширению использования автономных электроприборов.

Во всех сценариях ожидается снижение душевого электропотребления в США и ЕС. Отдельные страны Ближнего Востока с высоким уровнем душевого дохода насыщают душевой спрос на электроэнергию на высоких уровнях и проходят пик в прогнозном периоде. В большинстве стран мира душевое потребление электроэнергии даже к концу прогнозного периода продолжает расти, причем беднейшие остаются за чертой энергетической бедности (Рисунок 2.15).

Рисунок 2.15 – Прогноз душевого потребления электроэнергии в секторе «Коммерция и бытовые потребители» в отдельных странах и регионах мира, кВт·ч/чел./мес.



Электроэнергия займет свою прочную нишу в потребительской электронике. Но в нескольких сегментах потребления сектора сохранят свою привлекательность и другие топлива. Выбор источника энергоснабжения во многом будет определяться региональными особенностями.

Для Северной Америки, обеспеченной собственными запасами, привлекательным топливом останется природный газ. И даже ожидаемая электрификация не сможет обеспечить существенного падения объемов его потребления в абсолютном выражении.

В Южной и Центральной Америке по мере роста благосостояния населения традиционная биомасса (дрова)

будет вытесняться из баланса сектора электроэнергией. При этом, учитывая доступность других биоресурсов (в том числе жидких биотоплив) в регионе, совокупная доля биоэнергии будет оставаться значительной даже в 2050 г.

КЛИМАТ, ДОСТУПНОСТЬ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ФИНАНСОВЫЕ УСЛОВИЯ ПРЕДОПРЕДЕЛЯЮТ ДЛЯ КАЖДОГО РЕГИОНА СВОЙ ПУТЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ СЕКТОРА КОММЕРЦИЯ И БЫТОВЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ.

В Европе и развитых странах Азии продолжится диверсификация баланса сектора: будет расширяться использование ВИЭ, в том числе частных солнечных панелей, тепловых насосов, биогаза, других решений. Ископаемые топлива (нефтепродукты и природный газ) постепенно будут уступать свои позиции в секторе.

В СНГ, учитывая климатические особенности, значительным останется вклад в энергоснабжение сектора централизованной генерации тепла и природного газа.

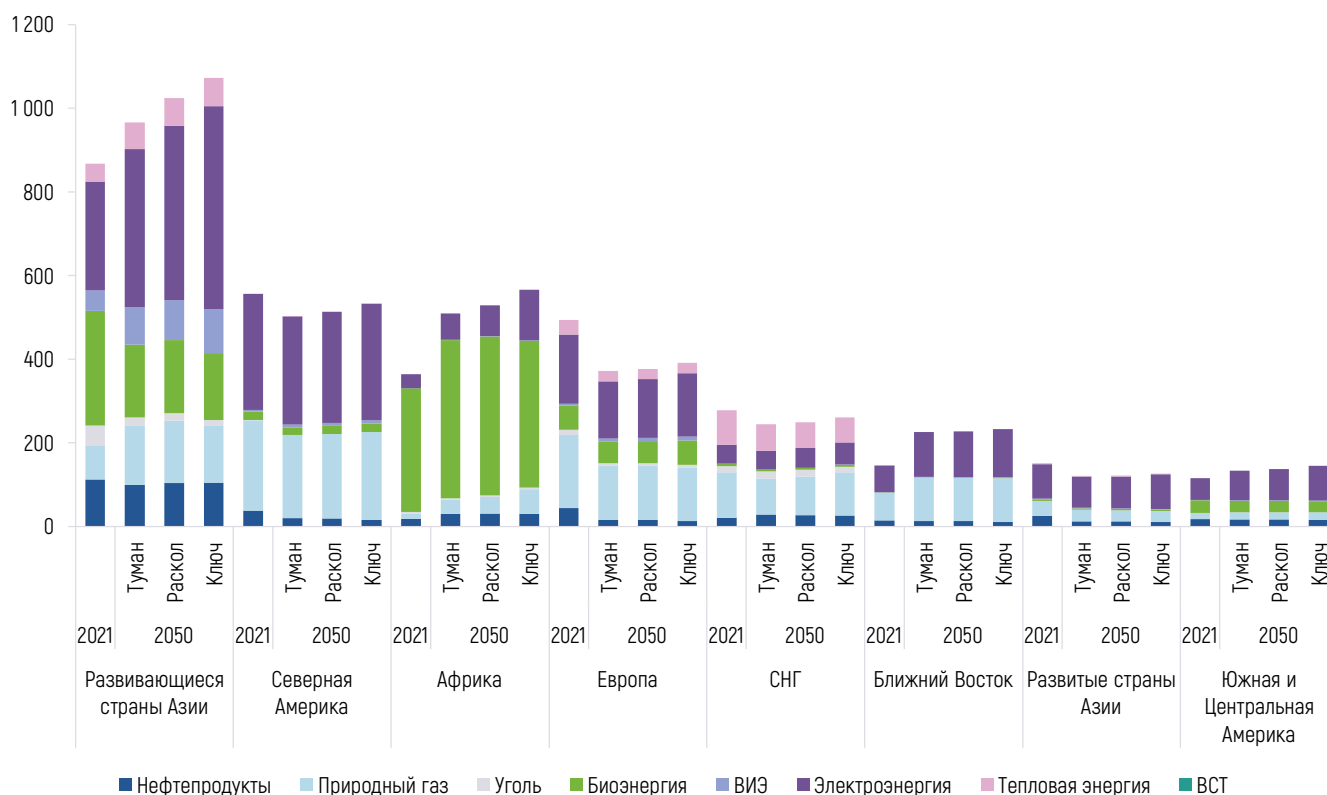
В развивающихся странах Азии объемы используемой традиционной биомассы будут сокращаться, но увеличиваться использование электроэнергии, газа, ВИЭ и тепла.

На Ближнем Востоке ожидается газификация и электрификация коммерции и бытовых потребителей.

В Африке вплоть до 2050 г. ключевым источником энергии для сектора будет оставаться традиционная биомасса, но увеличивается использование электроэнергии, газа и ВИЭ (Рисунок 2.16).



Рисунок 2.16 – Прогноз потребления энергии в секторе «Коммерция и бытовые потребители» по видам, регионам мира и сценариям, млн т н. э.



Транспорт

Рост численности населения мира и его благосостояния ведут к расширению мобильности человечества и международной торговли во всех сценариях в прогнозируемом периоде (Рисунок 2.17).

Нефтепродукты останутся основой энергоснабжения транспортного сектора, но межтопливная конкуренция будет расширяться, что приведет к увеличению использования и других источников, в первую очередь электроэнергии (Рисунок 2.18).

Авиационный транспорт

Период 1990–2023 гг. был очень оживленным для авиационного сектора. За это время объем авиаперевозок пассажиров вырос в 4,5 раза, а грузовых в 4,8 раза. Несмотря на это, сохраняется значительный потенциал для дальнейшего роста спроса на авиасообщение, поскольку

для значительной части мирового населения авиаперевозки все еще являются непозволительной роскошью из-за низкого уровня душевых доходов.

Насыщение авиаперевозками наблюдается только в регионах с душевым ВВП (Европа, развитые страны Азии, Северная Америка) выше 30000 долл. 2023/чел., за пределом которого удельные расходы топлива даже сокращаются – активнее начинают работать факторы топливной эффективности (Рисунок 2.19).

В прогнозируемом периоде потребности и возможности для авиаперевозок продолжат расширяться. В результате даже в наиболее неблагоприятном по экономике сценарии Туман, рост спроса на авиационные перевозки обеспечивает удвоение потребления энергии на авиационном транспорте от текущего уровня к 2050 г.

Цены на выбросы CO₂ в рассмотренных диапазонах не способны существенно повлиять на объемы перевозок.

Даже при ценах 300 долл./т CO₂ средние затраты на перелет вырастут всего на 20 - 30 % с учетом прогнозируемого повышения топливной эффективности.

Керосин и авиационный бензин продолжают обеспечивать практически 100 % спроса на энергию по всем сценариям. Причины – отсутствие альтернатив и длительные сроки обновления авиапарка. На текущий момент ведутся эксперименты по применению SAF, биокеросина, попытки создания водородных лайнеров, осваиваются электроприводы в малой авиации. Однако все они далеки от коммерциализации и к 2050 г., даже в случае успеха, займут менее 1 % в структуре энергоснабжения авиации.

ГЛОБАЛЬНЫЙ РОСТ ДОСТУПНОСТИ АВИАПЕРЕЛЕТОВ В СОЧЕТАНИИ С ОТСУТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИ И КОММЕРЧЕСКИ ДОСТУПНЫХ АЛЬТЕРНАТИВ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ, ДАЖЕ ПРИ ВЫСОКИХ ЦЕНАХ CO₂ ВЕДУТ К РОСТУ ЕЖЕГОДНОГО СПРОСА НА НЕФТЕПРОДУКТЫ В СЕКТОРЕ НА 227 - 263 МЛН Т Н. Э. К 2050 Г.

Рисунок 2.17 – Сценарный прогноз мирового потребления энергии по видам транспорта, млн т н. э.

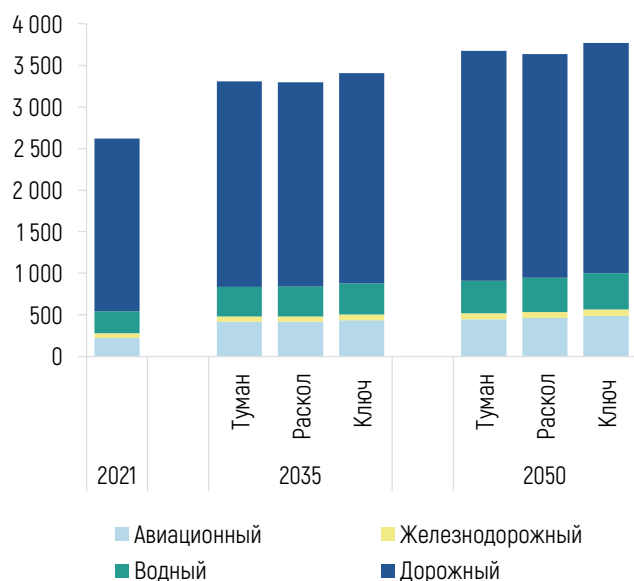


Рисунок 2.18 – Сценарный прогноз мирового потребления энергии в транспортном секторе по видам, млн т н. э.

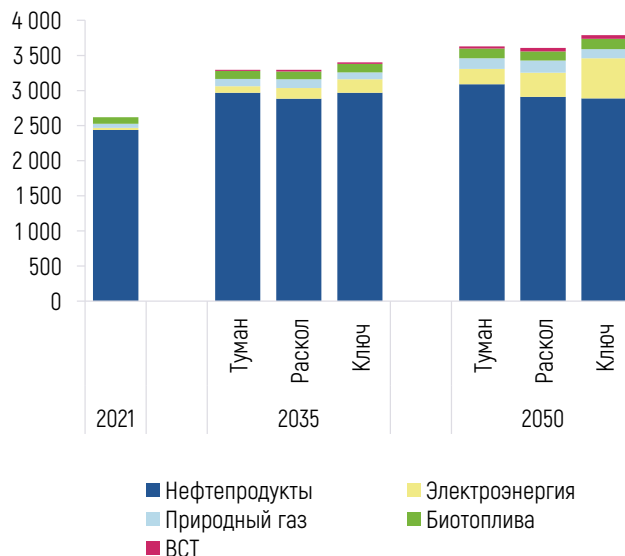
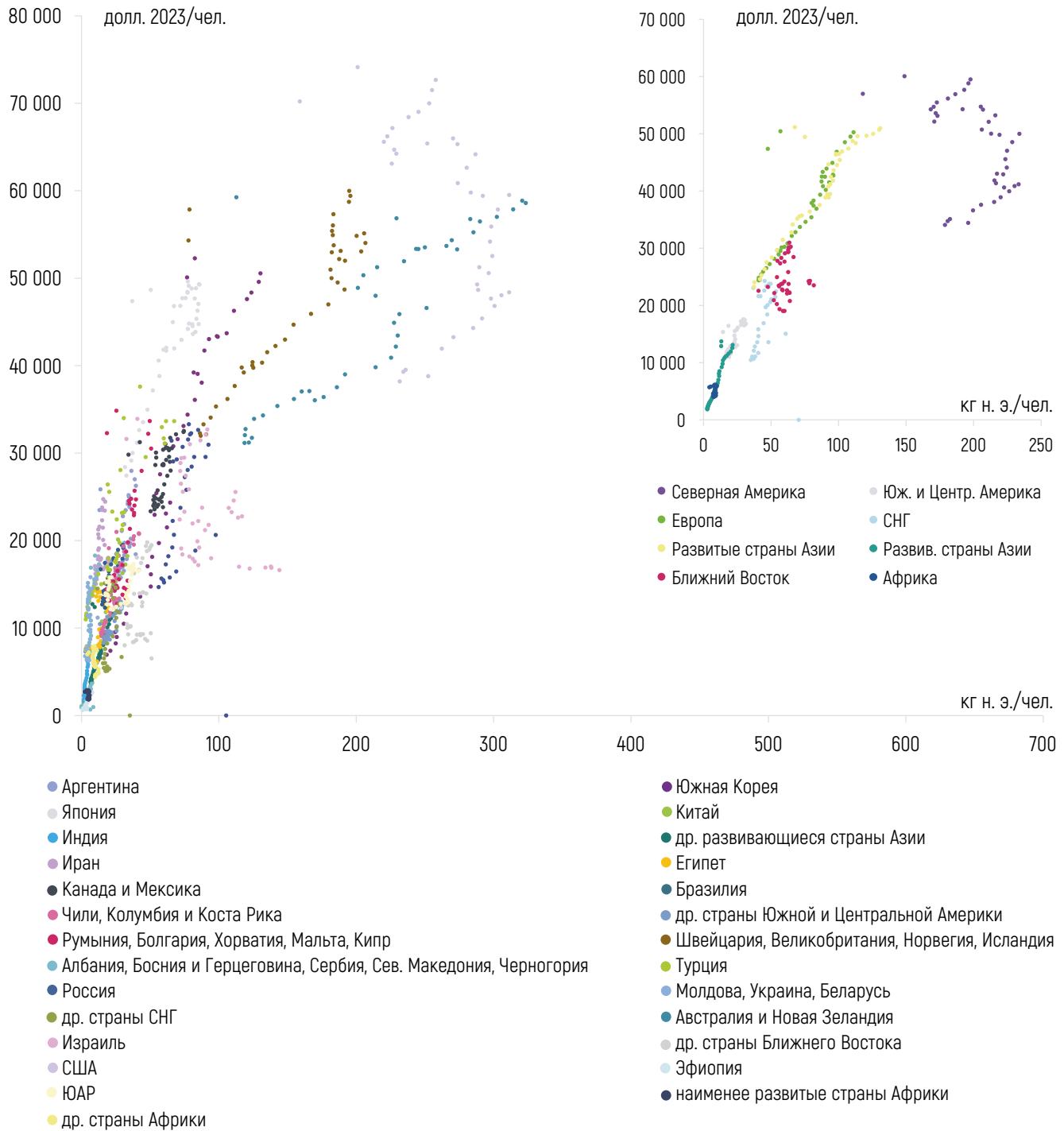


Рисунок 2.19 – Душевое потребление авиационного топлива (млн т н. э.) и душевой ВВП (долл. 2023/чел.) с 1980 по 2021 гг. по странам мира и группам стран (левая часть графика) и по регионам (правая часть графика)

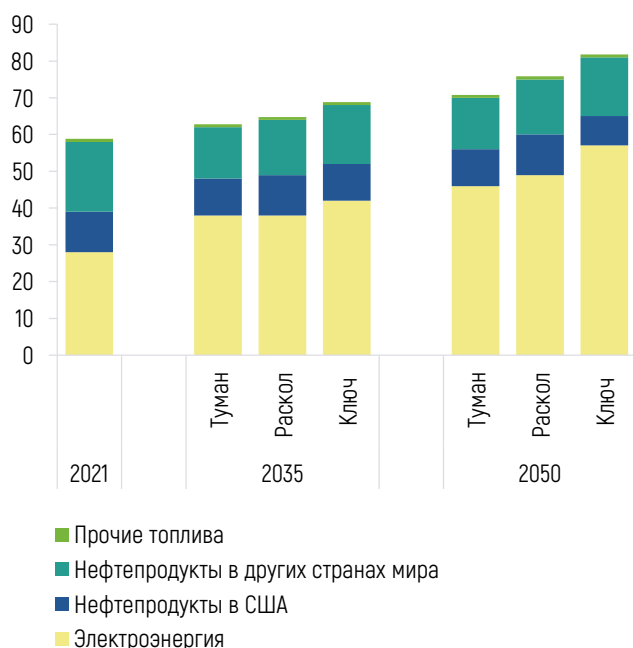


Железнодорожный транспорт

В прогнозном периоде рост мирового спроса на энергию в секторе ожидается на 21 – 36 % к 2050 г. Стимулами прироста будут выступать планы по дальнейшему развитию ж/д сети, в частности в развивающихся странах Азии. Большая часть спроса будет удовлетворяться электрической энергией, обеспечивающей экологичность, хорошую динамику разгона и экономию для железнодорожного транспорта.

Нефтепродукты в секторе активнее всего используются в США, где низкая степень электрификации железных дорог. Поэтому спрос на данное топливо во многом будет зависеть от дальнейшей политики этой страны. (Рисунок 2.20).

Рисунок 2.20 – Сценарный прогноз энергопотребления железных дорог в мире по видам, млн т н. э.



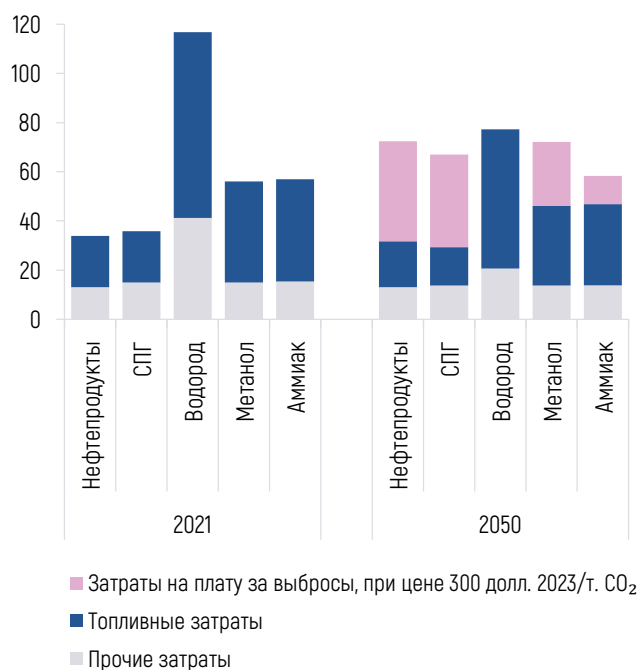
Водный транспорт

В прогнозном периоде водный транспорт останется главным связующим звеном трансграничной торговли, потребность в энергии для обеспечения перевозок продолжит расти. В сценарии Ключ, предполагающем снятие торговых барьеров и ограничений, главным драйвером роста спроса на энергию будет расширение торговли. В сценариях Раскол и Туман, несмотря на меньшие объемы торговли, дополнительный спрос на энергию создаст неоптимальность логистики, провоцируемая прямыми запретами на торговлю отдельными категориями товаров между странами и другими торговыми ограничениями, что неизбежно будет приводить к удлинению транспортных маршрутов, а следовательно, к большему потреблению топлива. Увеличение спроса на энергию для водного транспорта к 2050 г. в целом по миру составит 48 – 66 % от уровня 2021 г.

Межтопливная конкуренция в секторе будет расширяться. В последние несколько лет все больше новых заказов крупнотоннажных кораблей приходится на суда с силовыми установками, использующими не-нефтяные топлива (СПГ, метанол, водород), в сегменте малого речного транспорта активнее закупаются суда на электричестве. В настоящий момент только СПГ имеет шансы на конкуренцию с нефтепродуктами в морском транспорте. Но ввод платы за CO₂, расширение ограничений по судовым выбросам в различных акваториях и НТП в области альтернативных решений способны существенно изменить условия межтопливной конкуренции (Рисунок 2.21). Учитывая сроки службы кораблей, составляющие более 30 лет, процессы трансформации в секторе займут продолжительное время.

МЕЖТОПЛИВНАЯ КОНКУРЕНЦИЯ В ВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ БУДЕТ УЖЕСТОЧАТЬСЯ ИЗ-ЗА РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, НО НЕФТЕПРОДУКТЫ ДАЖЕ К 2050 Г. ОСТАНУТСЯ ДОМИНИРУЮЩИМ ТОПЛИВОМ В СЕКТОРЕ.

Рисунок 2.21 – Текущие и прогнозные средние приведенные удельные стоимости владения крупными судами на различных видах топлива с учетом цен CO₂, млн долл. 2023/г.



Дорожный транспорт

В дорожном транспорте в прогнозируемом периоде продолжит расширяться межтопливная конкуренция между доминирующими пока в структуре спроса нефтепродуктами и их альтернативами: газомоторным топливом, электрической энергией, водородом и биотопливами.

Биоэтанол и биодизель, которые не требуют принципиального изменения в конструкции автомобиля и развития новой инфраструктуры заправок топлива, сохраняют привлекательность в тех регионах и странах, где они используются в смеси с нефтепродуктами в соответствии с регуляторными условиями (США, Великобритания, страны ЕС) и там, где они оказываются наиболее дешевыми в производстве (Южная и Центральная Америка, Юго-Восточная Азия). К 2050 г. мировое потребление жидких биотоплив на транспорте составит 135 – 145 млн т н.э., в сравнении с 93 млн т н.э. в 2021 г.

Электричество, газомоторное топливо и водород по состоянию на 2021 г. совокупно обеспечивают всего 3 % совокупной потребности в энергии мирового дорожного транспорта, но имеют потенциал для расширения своей ниши.

Газомоторное топливо остается привлекательным решением для стран, которые уже успели освоить конвейерное масштабное производство автомобилей с ГБО, организовали заправочную инфраструктуру и обеспечили инструментами господдержки его привлекательность для широкого круга потребителей. Преимущественно это Иран, Пакистан, Китай (в основном в сегменте крупнотоннажного транспорта, где пока нет хороших электрических решений), Россия. В остальных странах, несмотря на привлекательность по стоимости владения, развитию ГМТ мешают отсутствие дорогостоящей заправочной инфраструктуры и конкуренция уже не только с нефтепродуктами, но и с другими активно развивающимися альтернативами.

Водород, учитывая дорогостоящую зарядную инфраструктуру, высокую стоимость производства автомобилей, значительную розничную цену, несмотря на складываемый в сценарии НТП, не получает широкого распространения до 2050 г. ни в одном из регионов.

Значительно лучшие перспективы у электромобилей. В настоящее время в целом по миру средний электромобиль позволяет потребителю экономить на топливе, но оказывается дороже с точки зрения владения из-за более высокой начальной стоимости.

Исключением является Китай, где средний продаваемый электромобиль с учетом субсидий уже достиг конкурентоспособности по стоимости владения за счет организации собственных дешевых производств. Важно понимать, что эта электрическая революция произошла преимущественно за счет роста продаж в сегменте малых дешевых авто для города. Субсидии, косвенные стимулы и организация собственного производства позволили сделать электромобиль привлекательным, однако в дальнейшем ситуация будет сильно зависеть от готовности государства сохранять имеющийся уровень поддержки.

С учетом развития НТП выделяется несколько категорий транспортных средств, для каждой из которых будут оптимальны свои решения по накопителям, в случае достижения планируемых показателей удешевления технологий (Таблица 2.2):

- В массовом сегменте легкового и среднетоннажного электротранспорта и сегменте малой мобильности наилучшие, наиболее дешевые решения – литий-феррофосфатные и натрий-ионные батареи. Они не требуют редких и дорогих металлов, обладают хорошей устойчивостью к низким температурам, безопасны, но обеспечивают небольшой запас хода и подходят для маломощных двигателей. Эти же решения со временем могут потеснить традиционные свинцово-кислые аккумуляторы в сегменте пусковых устройств для ДВС;
- В более дорогом сегменте и на крупном автотранспорте с большими пробегами и расходом энергии хороши наиболее распространенные сейчас литий-ионные высоконикелиевые батареи, которые относительно дороги и имеют склонность

к саморазряду, однако выдают достаточно высокие характеристики по мощности и запасу хода;

- Для престижных сегментов авто перспективны твердотельные литий-ионные батареи, которые очень дороги в производстве, но потенциально могут обеспечить кратное увеличение запаса хода, скорости заряда и высокую мощность электродвигателей. В случае удешевления этих решений они могут быть применимы и на грузовом транспорте, где нужны высокомоощные двигатели с большим запасом хода.
- Для сегмента городского общественного транспорта наилучшее решение – титанат лития (LTO), выигрывающий благодаря возможности сверхбыстрого заряда, неприхотливости к погодным условиям, вдвое большего, чем у аналогов, числа циклов заряд-разряда при относительно низкой мощности и энергоемкости. Его стоимость более высокая, чем у всех других аналогов, кроме твердотельных батарей.

Таблица 2.2 – Сравнение характеристик различных батарей для электротранспорта

Тип батареи		Область применения
Литий – ионные	Высоконикелиевые (литий-никель-кобальт-марганец (NCM); литий-никель-кобальт-алюминий (NCA) и пр.)	Премиальные легковые автомобили, люксовые автомобили, грузовые автомобили и автобусы
	Феррофосфат лития (LFP)	Массовые легковые автомобили, пусковые устройства автомобилей с ДВС, двух-трех колесные транспортные средства
	Титанат лития (LTO)	Автобусы, спецтехника
	Твердотельные (Solid state LIB)	Люксовые автомобили
Свинцово – кислотные (lead-acid)		Пусковые устройства автомобилей с ДВС, двух-трех колесные транспортные средства
Натрий ионные (Na-ion)		Массовые легковые автомобили, двух-трех колесные транспортные средства

Свою нишу на рынке нашли и гибридные автомобили, которые могут ездить как на электричестве, так и на нефтепродуктах. С одной стороны, гибридизация, особенно у не заряжаемых гибридов, это способ повышения топливной эффективности традиционных автомобилей, которая приводит к снижению средних расходов нефтепродуктов, но не к их замещению электричеством. С другой стороны, если речь идет о заряжаемых гибридах с использованием внешнего источника питания, автомобиль правильнее воспринимать, как «два-в-одном» (автомобиль на нефтепродуктах и электромобиль – одновременно). Гибрид является более дорогой альтернативой, чем чистый электрокар или автомобиль с ДВС (из-за дублирования двумя силовыми установками одних и тех же функций), но выступает промежуточным решением для тех автовладельцев, которые желают использовать электротранспорт в зонах с ограничениями по зарядной инфраструктуре.

Дальнейшие успехи в электрификации дорожного транспорта будут зависеть от соблюдения следующих условий:

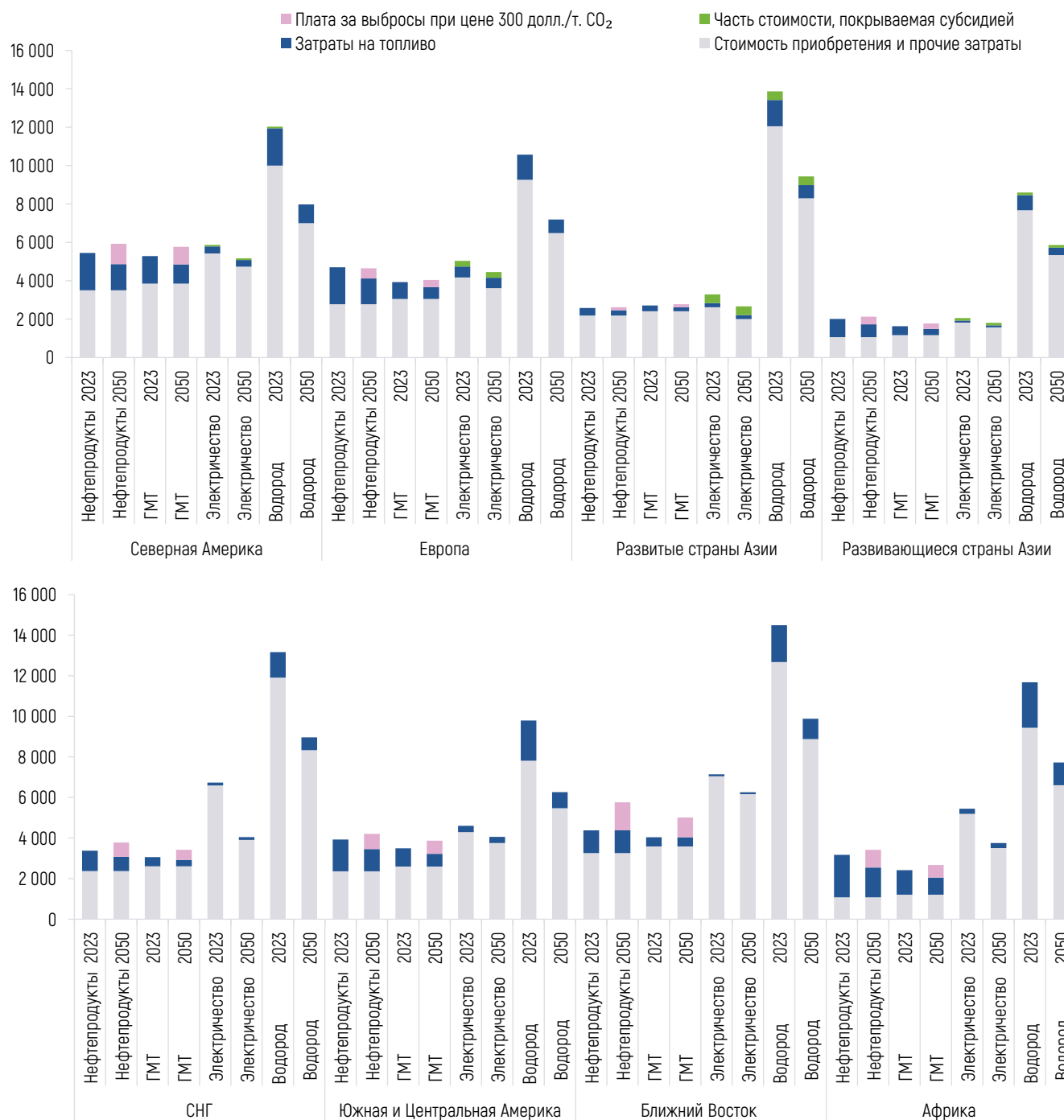
- обеспечения существенной экономии на топливных затратах, которые зависят не только от пробега авто и их размеров, но и от соотношения цен на электроэнергию и нефтепродукты, налогов, акцизов и пр.;
- доступности электрозаправочной инфраструктуры, которая зависит, в первую очередь, от уровня развития электрических сетей;
- снижения стоимости приобретения автомобиля, на которую может влиять организация собственных производств в отдельных странах или предоставление субсидий;
- наличия дополнительных регуляторных стимулов (бесплатные парковки, освобождение от транспортного налога и пр.);
- наличия ограничений для использования нефтепродуктов (запрет на продажи автомобилей с ДВС, запрет для них на въезд в центр города и т.д.).

В прогнозном периоде наиболее активную электрификацию дорожного транспорта следует ожидать в странах, где будут соблюдаться эти условия и обеспечиваться общая конкурентоспособность электромобиля по стоимости владения (Рисунок 2.22).

В будущем ситуация с электромобилями во многом будет зависеть от возможностей стран осуществлять масштабную поддержку электротранспорта, как минимум на начальном этапе развития, что отражено в сценариях:

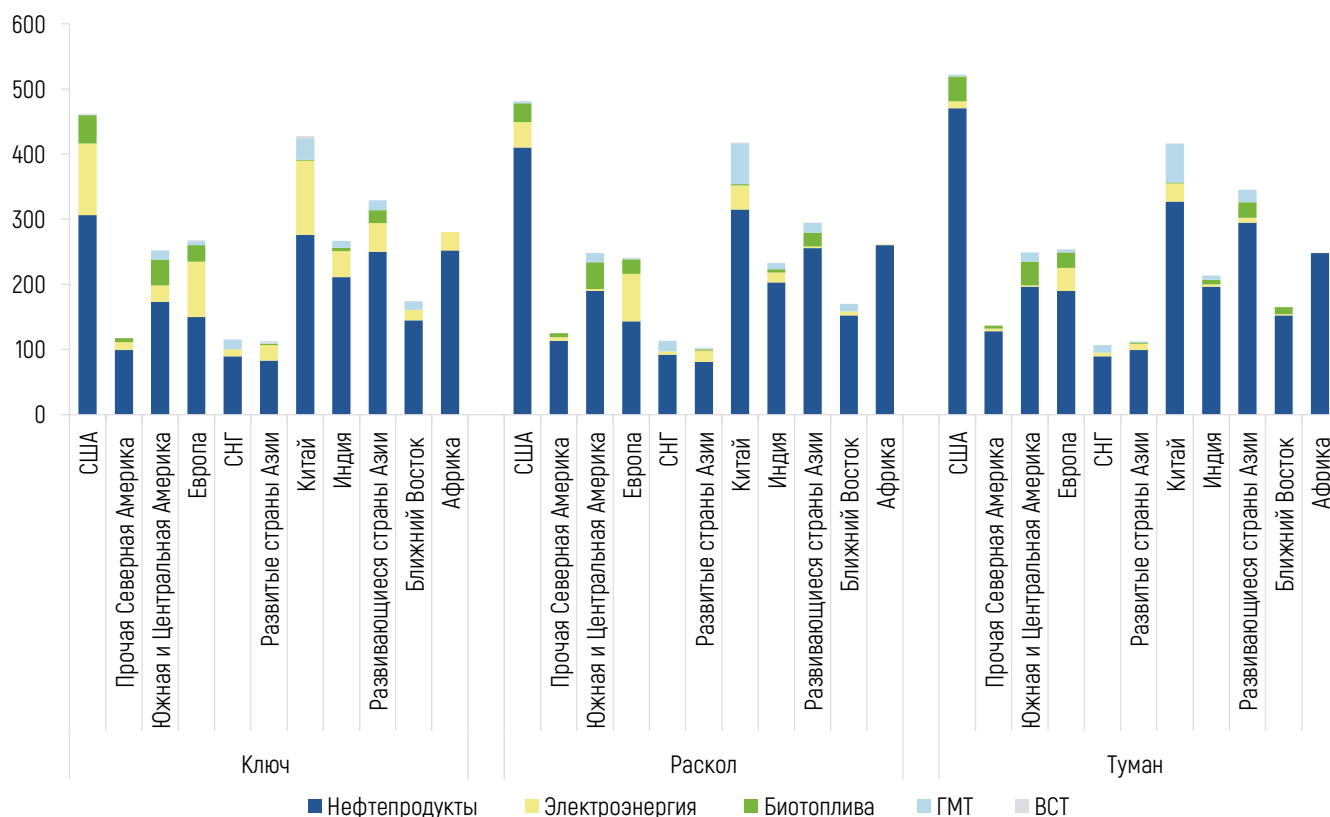
- В сценарии Ключ предполагается, что в развитых странах за счет расширенных субсидий электромобили достигают полной конкурентоспособности с автомобилями на ДВС уже в ближайшие годы, активно развивается и зарядная инфраструктура. Китай также продолжает осуществлять меры поддержки и электрифицировать транспорт ускоренными темпами. Расширение продаж электромобилей в вышеперечисленных странах стимулирует их дальнейшее удешевление и масштабирование производств, что позволяет им ближе ко второй половине прогнозного периода становиться конкурентоспособными и в других странах мира. В результате к 2050 г. в Китае и ЕС электромобили обеспечат более 30 % энергетических потребностей автопарка, а всего в мире доля электричества в секторе дорожного транспорта достигнет 18 %;
- В сценарии Раскол для покупателей нефти и нефтепродуктов из-за пределов своего полюса появляются дополнительные стимулы для развития электротранспорта в целях снижения зависимости от импортной нефти. США, как крупный производитель нефти и газа, напротив, теряет стимулы к ускорению перехода на электротранспорт, чему способствуют также повышение зависимости от редких металлов и отсутствие глобальной международной поддержки климатической повестки. Потребители, получившие топливо дешевле внутри своего полюса, сдержанно относятся к развитию электротранспорта. В результате в целом по миру электричество покрывает 11 % спроса на энергию сектора.
- В сценарии Туман предполагается, что США не прикладывают усилий для воздействия на конкуренцию в дорожном транспорте. Китайская «революция» ограничивается сегментом малых автомобилей и не идет дальше, в том числе за счет частичной отмены субсидий. В остальном мире интерес к электротранспорту ограничивается премиальным сегментом автомобилей. В итоге электричество к 2050 г. покрывает 6 % спроса на энергию сектора (Рисунок 2.23).

Рисунок 2.22 – Текущие и прогнозные средние приведенные годовые удельные стоимости владения автомобилями на различных видах топлива с учетом цен CO₂, долл. 2023/г.



Примечание: приведенные стоимости владения рассчитаны с учетом среднегодовых пробегов, расходов топлива с учетом НТП, средней стоимости новых приобретаемых в регионе автомобилей (с учетом структуры парка), сроков службы, цен топлива, предпосылок по локализации производств, господдержки.

Рисунок 2.23 – Сценарный прогноз потребления энергии в секторе дорожного транспорта по видам топлива по региону и крупнейшим странам – потребителям мира на 2050 г., млн т н. э.



Прочие сектора конечного потребления

Прочие сектора конечного потребления энергии, включая сельское и лесное хозяйство, рыболовство, химическую промышленность продолжают расти по потреблению энергии на протяжении всего рассматриваемого прогнозного периода.

Ключевым центром прироста мирового спроса станут развивающиеся страны Азии. Существенный прирост спроса ожидается также на Ближнем Востоке и в Африке (Рисунок 2.24).

В топливной структуре сектора продолжится трансформация, связанная со снижением использования угля, расширением потребления газа и электроэнергии (Рисунок 2.25).

Рисунок 2.24 – Потребление энергии по регионам в прочих секторах конечного потребления энергии, по сценариям, млн т н. э.

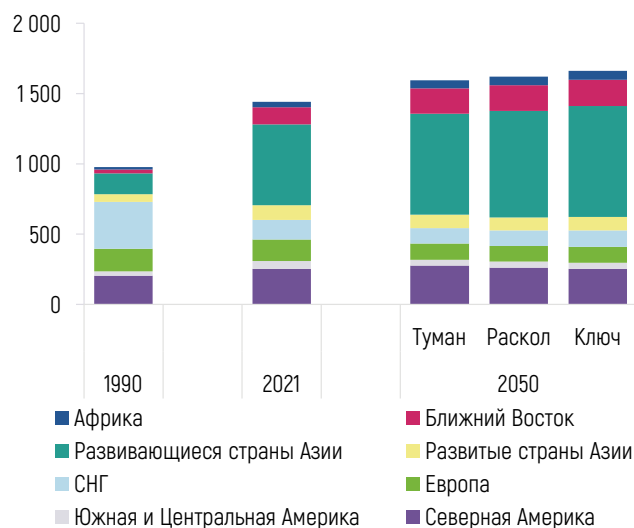
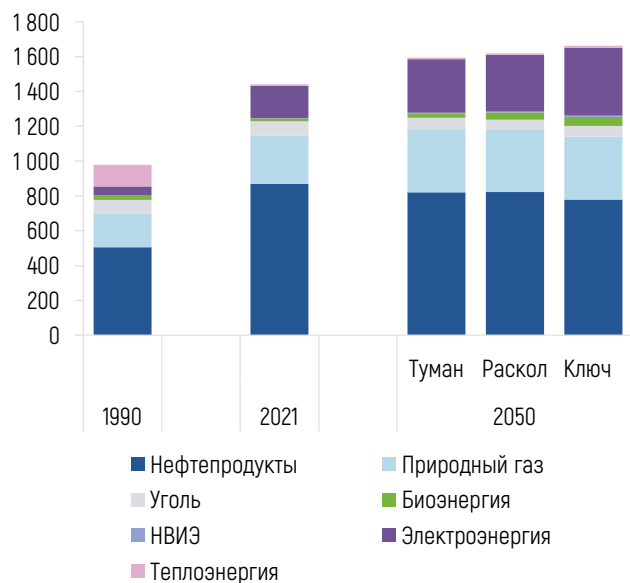


Рисунок 2.25 – Потребление энергии по видам в прочих секторах конечного потребления энергии, по сценариям, млн т н. э.



Динамика спроса на углеводороды (нефтепродукты и природный газ) в Прочих секторах во многом обуславливается их использованием в нефтехимическом секторе.

Только за последние 30 лет мировое потребление углеводородного сырья для производства полимеров (основного продукта нефтехимического синтеза) удвоилось (с 200 до 414 млн т).

В прогнозном периоде на потребление сырья для производства полимеров будут влиять три основных фактора:

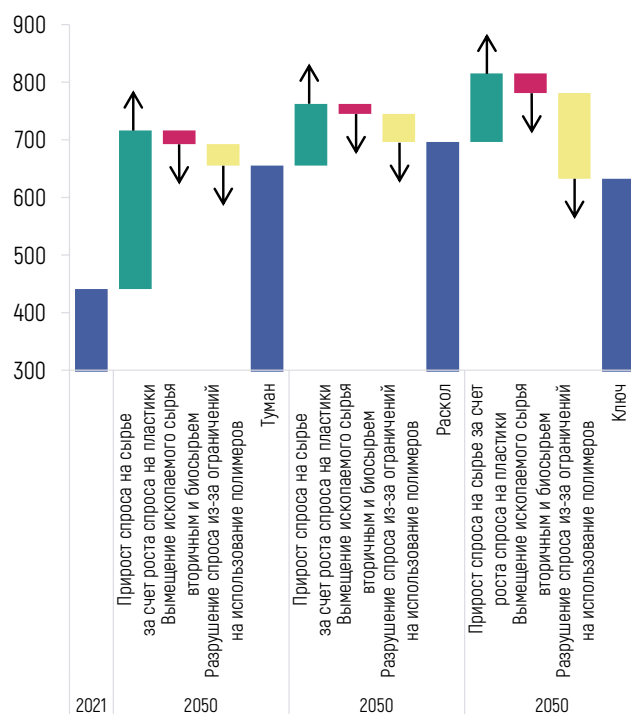
- спрос на пластики, который зависит преимущественно от роста населения и его благосостояния, особенно в развивающихся странах;
- развитие циркуляризации – вовлечения в производство пластиков вторичного (переработанного) и замещение на него первичного ископаемого сырья (нафта, СУГ, этан, уголь);
- политика по депластификации – регуляторные и добровольные ограничения потребления полимерной продукции.

В сценарии Ключ, где странам удастся выработать согласованные подходы к сдерживанию использования

пластиков, меры циркуляции и депластификации позволяют снизить спрос на новое сырье на 210 млн т, что составляет почти половину от потребления в 2021 г. В других сценариях точечные решения в отдельных странах и региональных объединениях позволяют компенсировать только 22 – 33 % от прироста потребления.

Несмотря на предполагаемые усилия по депластификации и циркуляризации к 2050 г. спрос на углеводородное сырье для производства полимеров возрастает на 47 – 55 % от уровней 2021 г. (Рисунок 2.26).

Рисунок 2.26 – Динамика потребления сырья для производства полимеров по сценариям, млн т



ВО ВСЕХ РАССМАТРИВАЕМЫХ СЦЕНАРИЯХ В ТЕЧЕНИЕ ПРОГНОЗНОГО ПЕРИОДА ПРОИСХОДИТ ПРИРОСТ ПОТРЕБЛЕНИЯ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПЛАСТИКОВ НА 47 – 55 %. ВО МНОГОМ ПЕРСПЕКТИВЫ ОТРАСЛИ БУДУТ ЗАВИСЕТЬ ОТ ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ РЕЦИРКУЛЯЦИИ И ДЕПЛАСТИФИКАЦИИ.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Потребление

Электрификация секторов конечного потребления энергии приведет к существенному росту спроса на электрическую энергию по всем регионам мира.

В развитых странах, даже не смотря на снижение использования конечной энергии, потребление электрической энергии продолжает расти. Только в сценарии Туман к концу прогнозного периода развитые страны проходят пик по этому показателю. Основной прирост электропотребления концентрируется в развивающемся мире, как за счет электрификации, так и вследствие общего роста спроса на энергию.

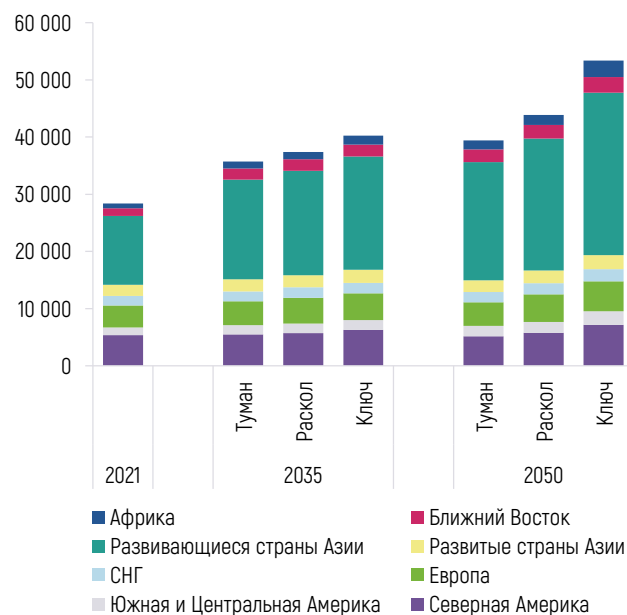
В сценарии Туман ожидается прирост потребления электрической энергии в мире в период 2021–2050 гг. на 39 %, в сценарии Раскол – на 55 %, в сценарии Ключ – на 88 % (Рисунок 2.27).

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЫРАСТЕТ НА 39 – 88 % К 2050 Г.

Межтопливная конкуренция

Межтопливная конкуренция в электроэнергетике будет усиливаться под влиянием технологического развития и расширения списка доступных альтернатив. Затраты на газовую генерацию (на объектах, где сохраняется высокий КИУМ) к 2050 г. прогнозируются на уровне, близ-

Рисунок 2.27 – Прогноз потребления электрической энергии по регионам, ТВт·ч



ком к показателям 2020–2021 гг. Экономия, достигаемая за счет повышения эффективности работы электростанций, будет компенсирована ростом затрат на производство и доставку газа. Угольная генерация покажет снижение затрат благодаря прохождению пика потребления угля и сдержанным ценам на мировом рынке в условиях повышения КПД станций. В атомной сфере есть потенциал сокращения средних затрат в пределах 5 – 15 % по мере развития технологий, масштабирования производства и увеличения в общем объеме генерации доли стран с относительно низкими капитальными затратами

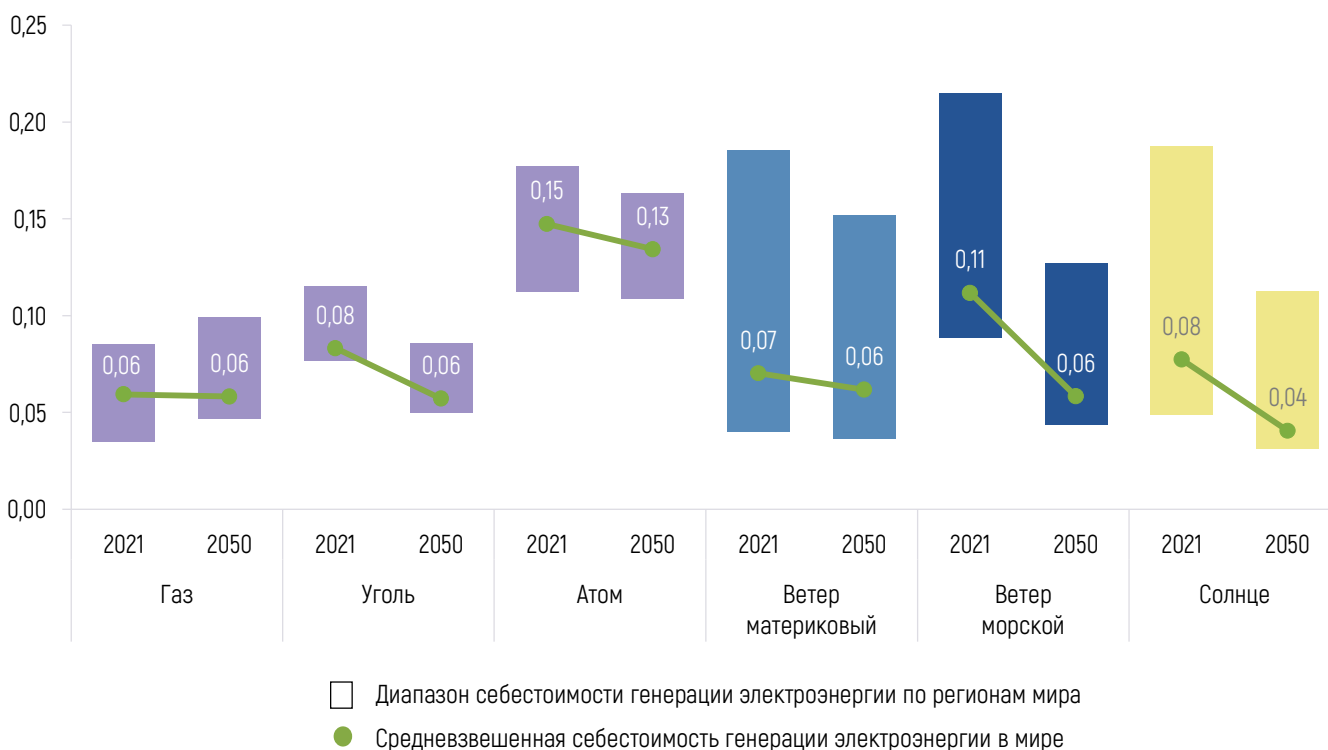
на строительство АЭС. Технологии наземных ветровых станций уже в значительной степени отработаны, поэтому сокращение затрат ожидается в пределах 10 – 15 %, а для морских ветровых станций и солнечной энергетики есть еще хороший потенциал оптимизации затрат, достигающий 30 – 50 % (Рисунок 2.28).

ПО ЗАТРАТАМ НА ВЫРАБОТКУ ЕДИНИЦЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ДО ПОСТАВКИ В СЕТЬ) ВЕТРОВАЯ И СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ ПОСТЕПЕННО ВХОДЯТ В ЗОНУ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ С ИСКОПАЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ.

Снижение затрат на производство электроэнергии из ВИЭ позволяет им войти в зону конкурентоспособности с традиционными источниками производства электроэнергии, а в ряде регионов в течение ближайших десятилетий оказаться дешевле почти в 2 раза. Но на конечные цены электроэнергии влияет не только себестоимость

производства. Значительный вклад в них вносят общие затраты энергосистемы, включающие, помимо генерации, расходы на передачу, хранение, распределение электричества, поддержание резервных мощностей, диспетчеризацию и т.д. Для развитых энергосистем небольшая доля ВИЭ достаточно безболезненно встраивается в баланс. Но рост доли ВИЭ требует изменения организации работы энергосистемы. Главная проблема в расхождении периодов пиковой выработки и пикового спроса. Например, солнечная энергия не применима для покрытия вечернего пика и дает низкую выработку во многих странах в зимний период, снижается ее КПД и при высоких температурах. ВЭС иногда может показывать хорошую выработку ночью и низкую – днем, или, как показывает практика, демонстрировать почти нулевое производство на протяжении более недели в отдельные месяцы года. Дневная и сезонная неравномерности требуют или резервирования за счет ископаемых топлив, или создания систем хранения электроэнергии. Чем выше целевые показатели по доле ВИЭ, тем выше затраты на резервную генерацию из-за низких КИУМ

Рисунок 2.28 – Прогноз изменения себестоимости производства электроэнергии (LCOE) по источникам в 2050 г. в сравнении с 2021 г., долл. 2023/кВт·ч



традиционной генерации в таких системах и из-за большей потребности в достаточно дорогих решениях по накоплению электроэнергии. Если же рассматривать вариант со 100 % долей ВИЭ без резервирования, то переноса между дневными режимами производства/потребления не достаточно, нужно иметь возможности хранения более 10 дней. В этом случае появляется ниша для хранения в виде водорода, но решение это будет достаточно дорогим, особенно учитывая неравномерность нагрузки на системы хранения (Рисунок 2.29).

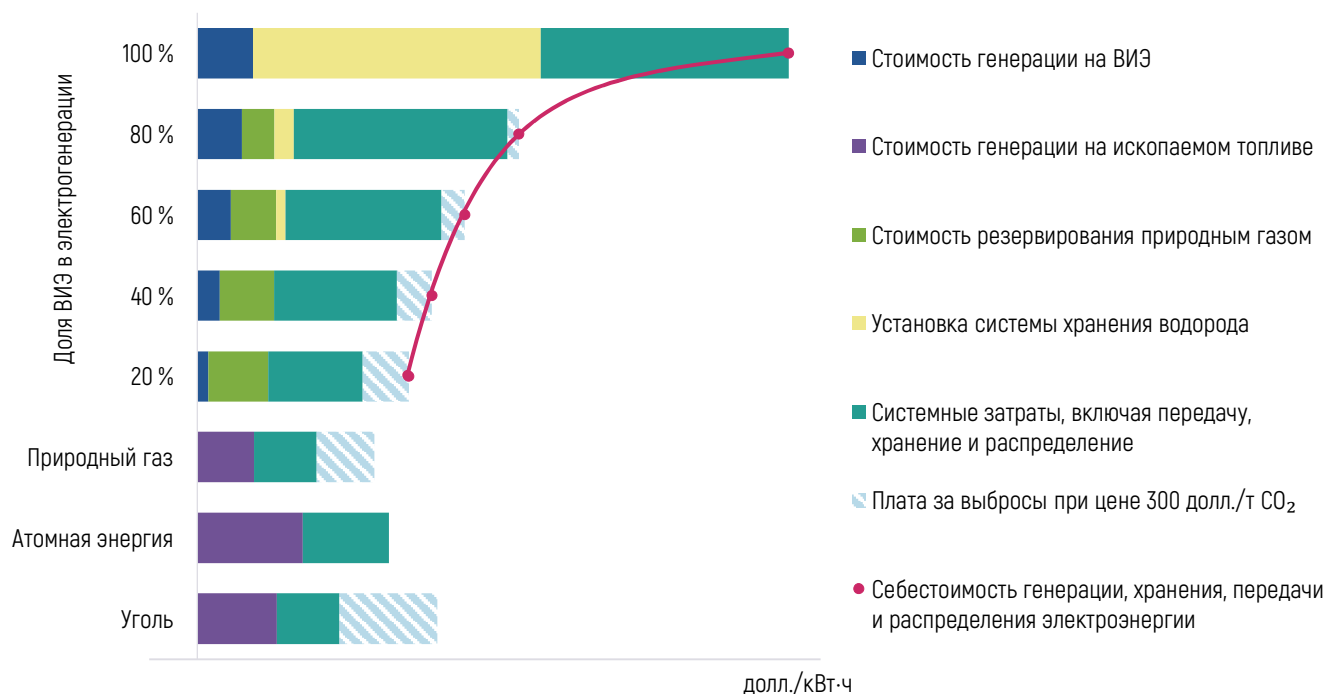
Дополнительным фактором, влияющим на межтопливную конкуренцию, является плата за выбросы парниковых газов, которая не только позволяет сделать низкоуглеродные решения более привлекательными, но и меняет приоритеты в использовании ископаемых топлив.

Очевидно, что для принятия решений по структуре производства электроэнергии нельзя ориентироваться только на себестоимость в этом сегменте, необходимо четко оценивать общесистемные затраты. В то же время условия работы энергосистемы и непосредственные расходы сильно зависят от конкретной страны и её природно-климатических особенностей.

ПЕРЕХОД ОТ ГЕНЕРАЦИИ НА ГАЗЕ И УГЛЕ К 100 % ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВИЭ ПРИВЕДЕТ К РОСТУ СЕБЕСТОИМОСТИ ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 3 – 7 РАЗ С УЧЕТОМ ВСЕХ СИСТЕМНЫХ ЭФФЕКТОВ И ПОВЫШЕНИЮ РИСКОВ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ. НО МОГУТ БЫТЬ ПРИЕМЛЕМЫЕ КОМПРОМИССЫ, СОЧЕТАЮЩИЕ РАЗНЫЕ ВИДЫ ГЕНЕРАЦИИ.

Развитие технологий возобновляемой энергетики позволит ВИЭ найти свою начальную конкурентную нишу почти во всех регионах мира. Но, по мере роста их доли, для её дальнейшего увеличения потребуются дополнительные механизмы поддержки, которые могут быть как прямыми, так и косвенными. Прямые механизмы направлены на улучшение конкурентных позиций ВИЭ в генерации (плата за CO₂, субсидии, приоритетный отбор, ограничения для генерации на ископаемых топливах и т.д.), косвенные – на финансирование электросистемы для обеспечения возможностей работы с учетом режимов выработки ВИЭ (резервирование, накопители и т.д.).

Рисунок 2.29 – Схематическое изменение полных затрат на поставки электроэнергии до уплаты налогов с учетом стоимости генерации, системных эффектов, платы за выбросы CO₂ экв.



Введение платы за CO₂ позволяет улучшить условия для ВИЭ и атома, а также сделать более привлекательным газ в сравнении с углем. Но, с учетом системных эффектов, ископаемые топлива останутся одними из наиболее экономически доступных источников устойчивого энергоснабжения.

В регионах с высокой долей инсоляции и низким уровнем осадков, например на Ближнем Востоке и в отдельных странах Африки, есть хороший потенциал для развития солнечной энергетики. Помимо хороших показателей КПД, важное значение имеет совпадение пиков выработки с пиками спроса на кондиционирование. Однако для устойчивого снабжения всё равно не удастся избежать решения проблемы резервирования на время погодных явлений и последующей очистки оборудования (при необходимости), т.к. редкие осадки или песчаные бури могут приводить к кратному сокращению выработки, иногда длительному. Точечные нишевые решения в этих регионах есть у технологий концентрированной солнечной энергии (CSP) благодаря наличию площадей для установки и возможности хранения энергии в течении нескольких часов.

В Европе уже сейчас на первый план выходит вопрос балансирования электросистемы в зависимости от динамики выработки на ВИЭ и АЭС. Значительный вклад в решение этой задачи вносят созданные ранее мощности маневренных станций на газе и угле. В перспективе придется искать баланс между сохранением в рабочем состоянии этих мощностей вместе с системой поставок ископаемых топлив и обеспечением альтернативных вариантов балансировки за счет переброски электроэнергии внутри региона между странами с разными условиями выработки, наращивания мощностей накопителей, развития механизмов управления спросом и т.д. Одновременно большие инвестиции необходимы в развитие системы передачи электроэнергии.

Наибольший разрыв в затратах на производство и поставки электроэнергии между ископаемыми топливами и ВИЭ наблюдается у тех, кто обеспечен собственными запасами газа и угля с достаточно низкой себестоимостью, – в отдельных странах СНГ, Северной Америки, Ближнего Востока, Южной и Центральной Америки, Африки (Рисунок 2.30).

Многим странам мира приходится сталкиваться с ежедневными перебоями в электроснабжении, значительная часть населения планеты (по оценкам ООН – около 700 млн чел.) вообще не имеет доступа к электросети. Для территорий с низким уровнем душевых доходов на начальном этапе обеспечения электроснабжения населения наиболее приемлемыми будут самые дешевые решения, даже если они не обеспечивают стабильных круглосуточных поставок. В условиях ожидаемой межтопливной конкуренции для одних это будут местные ископаемые топлива, для других хорошим решением могут быть и наиболее доступные технологии ВИЭ.

УНИВЕРСАЛЬНОГО РЕЦЕПТА ДЛЯ ВСЕХ ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ В БЛИЖАЙШИЕ 30 ЛЕТ НЕ БУДЕТ. КАЖДОМУ ГОСУДАРСТВУ НЕОБХОДИМО БУДЕТ НАЙТИ СВОЁ РАЦИОНАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО СТРУКТУРЕ ВЫРАБОТКИ С УЧЕТОМ СТОЯЩИХ ПРИОРИТЕТОВ, ФИНАНСОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ, ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ДОСТУПНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.

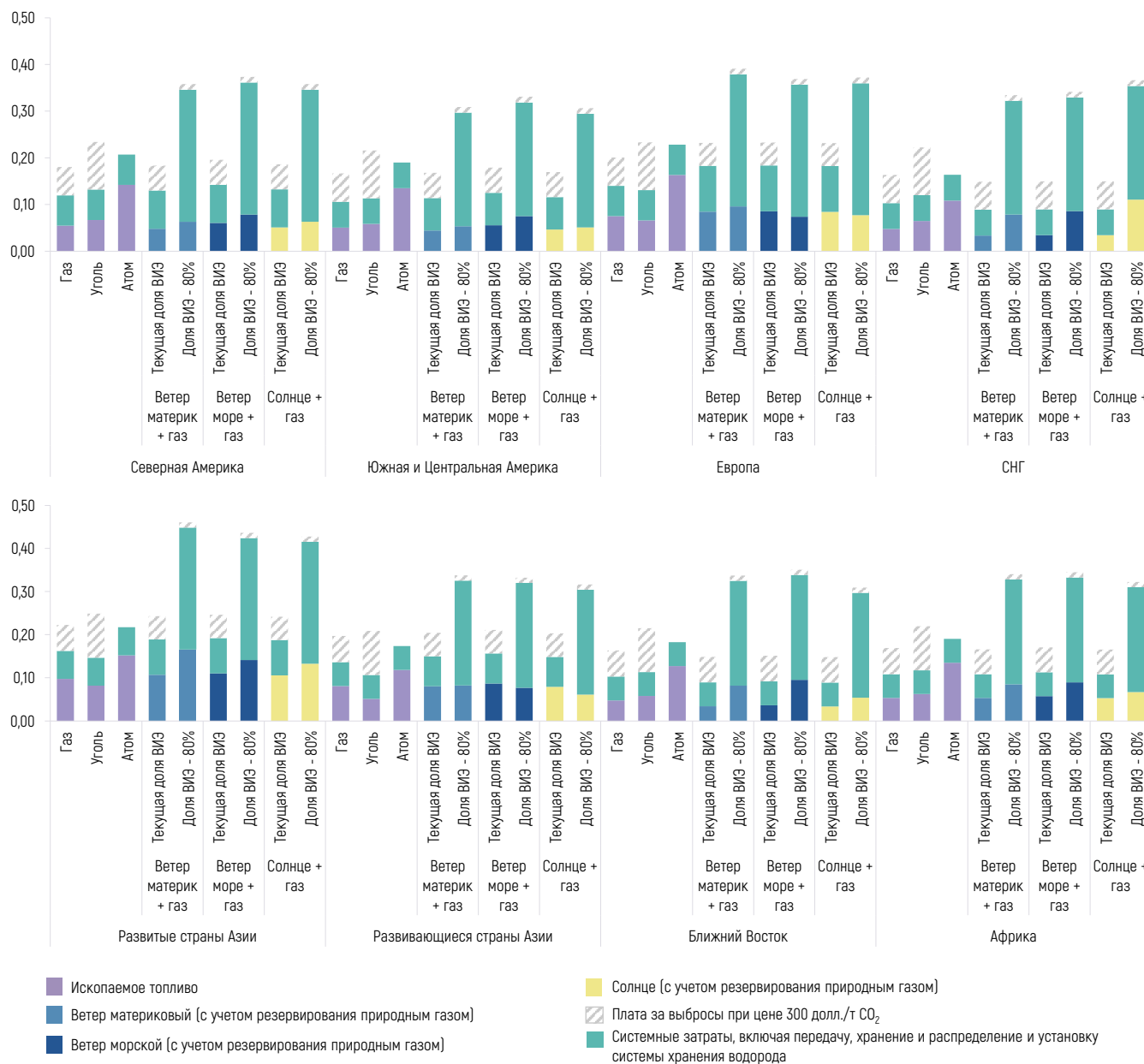
Производство

Потребности в вводе мощностей электроэнергетики будут отличаться в первой и второй половине прогнозного периода.

На горизонте до 2035 г. в мировом масштабе для покрытия растущего спроса на электроэнергию понадобится прирост генерации на всех видах топлива, за исключением нефтепродуктов. Газовая генерация увеличится в зависимости от сценария на 13 – 28 %, угольная – на 13 – 20 %, генерация на АЭС на 15 – 30 %. Но наибольшие приросты в 2,1 – 2,7 раз к уровням 2021 г. покажет генерация НВИЭ (СЭС, ВЭС и пр.).

Уже в этот период следует ожидать изменения в режимах работы маневренных станций, использующих в качестве топлива уголь, газ, нефтепродукты и биоресурсы, особенно в развитом мире, где существенно растет доля НВИЭ в генерации.

Рисунок 2.30 – Затраты на производство и поставки электроэнергии по регионам мира на 2050 г. с учетом изменения доли ВИЭ, долл. 2023/кВт·ч

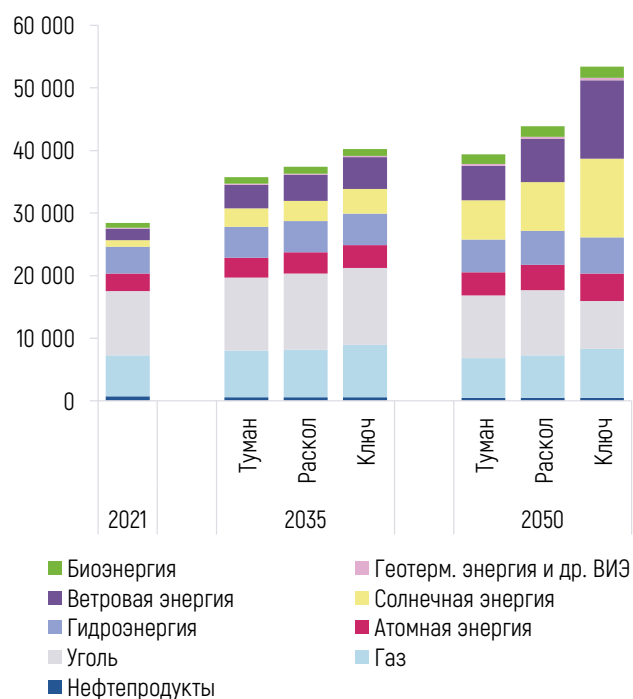


Примечание: Плата за выбросы 300 долл./т CO₂ установлена единой для всех регионов для понимания потенциала её возможного влияния на межтопливную конкуренцию.

За горизонтом 2035 г. расширение мощностей ВИЭ и атомной энергии будет приводить к снижению среднемирового КИУМ газовых и угольных станций и в большей степени использования их для балансирования пиков.

Одновременно активно будут вводиться мощности накопления электроэнергии. В результате ожидается сокращение объемов тепловой генерации по всем сценариям (Рисунок 2.31).

Рисунок 2.31 – Прогноз производства электроэнергии в мире по видам топлива для трех сценариев, ТВт·ч



Если в 1990-е гг. и начале 2000-х гг. основной прирост выработки приходился на угольные и газовые станции, то уже с середины 2000-х гг. наметилась четкая тенденция на прирост генерации на НВИЭ. В прогнозном периоде в мировом масштабе ожидается её сохранение: генерация НВИЭ вырастет к 2050 г. в 2,6 – 7,3 раза к уровню 2021 г., причем на нее придется практически весь объем прироста мировой генерации в период 2035–2050 гг. (Рисунок 2.32).

Доля НВИЭ в генерации с 13 % в 2021 г. увеличится к 2050 г. до 35 % в сценарии Туман, 38 % в сценарии Раскол. В сценарии Ключ за счет расширения по всему миру механизмов углеродного регулирования и свободного трансфера технологий НВИЭ обеспечат свыше половины мировой генерации электроэнергии. Наибольшее снижение доли в общем объеме мировой генерации покажет уголь – с нынешних 36 % до 24 – 25 % в сценариях Раскол и Туман и до 14 % в сценарии Ключ. Доля газа снизится с 23 % в 2021 г. до 15 – 16 % к 2050 г. Практически не изменится доля атомных станций в общем объеме выработки при росте абсолютных объемов генерации на АЭС (Рисунок 2.33).

Рисунок 2.32 – Структура прироста производства электроэнергии по видам топлива, ТВт·ч

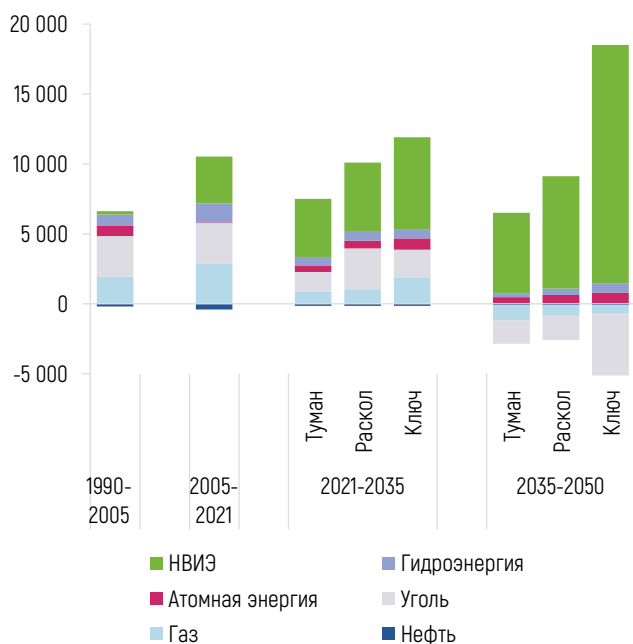
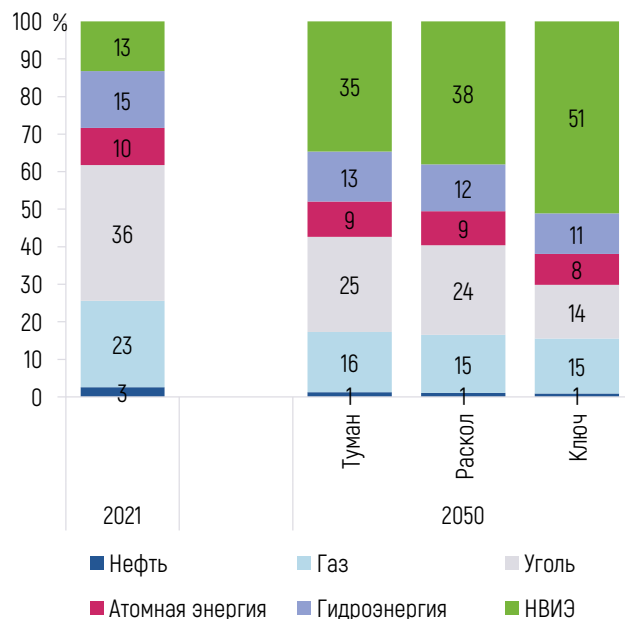


Рисунок 2.33 – Изменение структуры производства электроэнергии в мире по видам источников энергии, %



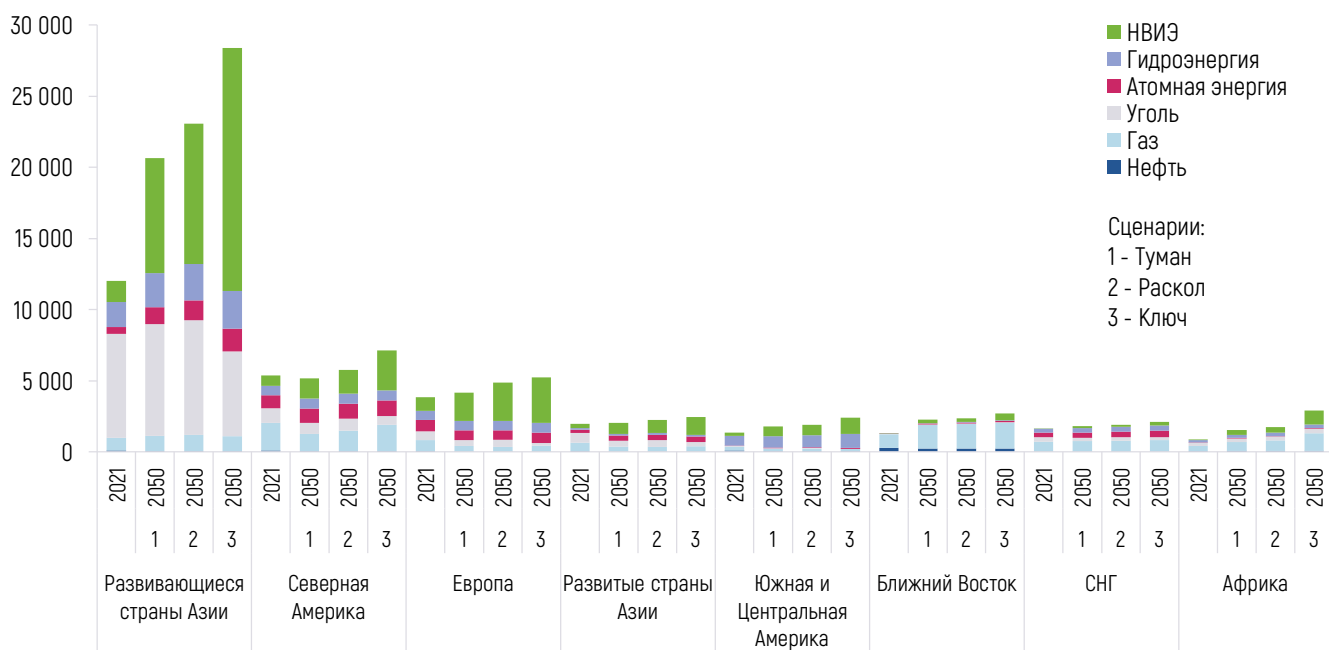
Общемировая тенденция на существенный рост генерации НВИЭ в целом характерна для всех регионов мира. Однако, прогнозные структуры генерации разнообразны от региона к региону под влиянием погодноклиматических факторов, доступности ископаемого сырья для генерации, наличия технологий, финансовых возможностей государств и конечных потребителей, политических решений:

- В развивающихся странах Азии ожидаемый значительный прирост потребности в электрической энергии будет покрываться преимущественно возобновляемой энергией. Существенно увеличится использование атома. Ключевым топливом для балансирования электросистем останется уголь, обеспечивая 21 – 38 % ежегодной выработки к 2050 г.;
- В Северной Америке также прогнозируется рост доли выработки на НВИЭ станциях при сохранении роли природного газа в качестве основного балансирующего топлива;
- В Европе к 2050 г. НВИЭ будут доминировать в производстве электроэнергии, обеспечивая от 48 до 62 % от общей выработки региона. Доля ископаемой генерации составит 12 – 20 %, предпочтение

будет отдаваться более чистым газовым станциям, а не угольным;

- В развитых странах Азии также ожидается существенное увеличение доли выработки на НВИЭ станциях, для маневренной генерации в сценариях Туман и Раскол будут использоваться угольные и газовые станции, в сценарии Ключ приоритет получит газ;
- В Южной и Центральной Америке прирост выработки ожидается за счет дальнейшего освоения гидропотенциала региона, ввода мощностей НВИЭ, в тепловой генерации предпочтение будет отдаваться газовым станциям;
- На Ближнем Востоке, учитывая наличие собственного дешевого по затратам природного газа, он продолжит доминировать в секторе. Из ВИЭ наибольший интерес будут вызывать солнечные станции;
- В странах СНГ газ также остается основой генерации при росте доли неуглеродных источников производства электроэнергии (АЭС, ГЭС, НВИЭ);
- В Африке для покрытия растущего спроса будет использоваться генерация всех видов (Рисунок 2.34).

Рисунок 2.34 – Структура производства электроэнергии по регионам и видам, ТВт·ч



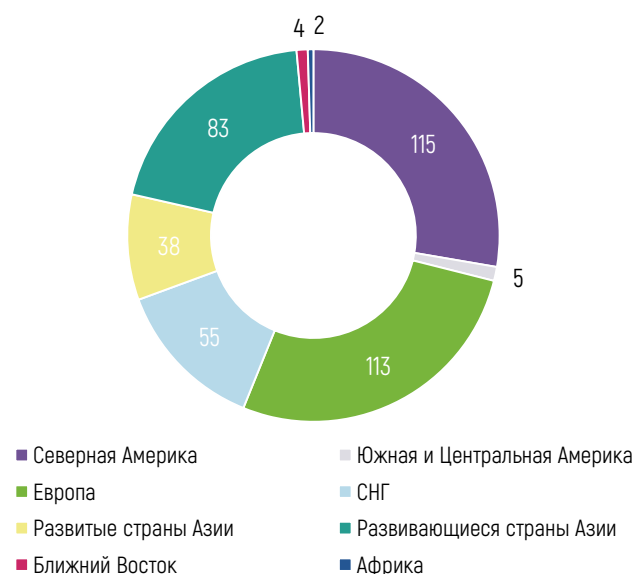


АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Благодаря активизации низкоуглеродной повестки, атомная энергетика вновь оказывается в центре внимания и приобретает все больше сторонников, выражающих готовность к возведению энергоблоков на своих территориях.

По состоянию на март 2024 г. в мире действовало 415 атомных реакторов общей установленной мощностью 373 ГВт. Более половины действующих энергоблоков эксплуатируется в странах Северной Америки и Европы (Рисунок 2.35).

Рисунок 2.35 – Количество действующих энергоблоков по регионам мира по состоянию на март 2024 г., шт.



Средний возраст энергоблоков в Северной Америке, Европе и Африке приближается к 40-летнему рубежу (Рисунок 2.36). В США, Швейцарии и Индии остались реакторы, действующие уже 55 лет. В целом по миру 40 % действующих энергоблоков находится в эксплуатации более 40 лет.

Рисунок 2.36 – Средний возраст энергоблоков по регионам мира по состоянию на 2024 г., лет



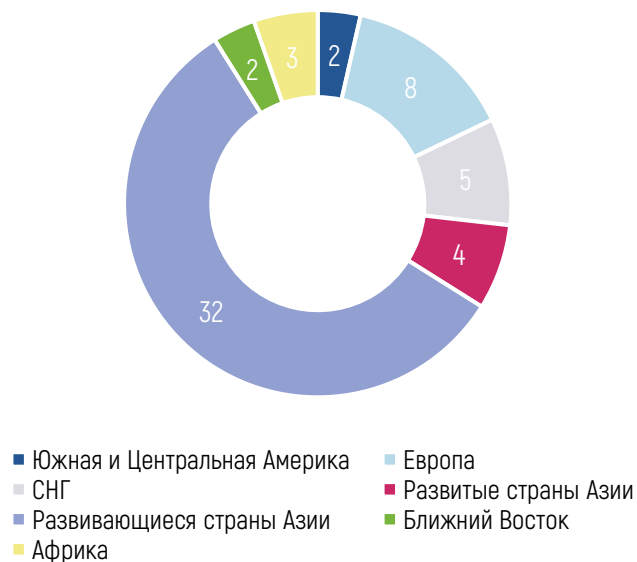
Несмотря на окончание в большинстве стран исходного проектного срока эксплуатации реакторов, высокая капиталоемкость строительства АЭС стимулирует компании и государства продлевать лицензии на эксплуатацию при соблюдении требований по безопасности. По все большему числу энергоблоков принимаются решения о продлении сроков их службы до 60 – 80 лет, а в отдельных странах уже рассматривается вопрос о продлении

лицензий на эксплуатацию реакторов до 100 лет. Япония в 2023 г. отменила запрет на строительство новых энергоблоков и разрешила выдачу лицензий на эксплуатацию АЭС сверх 60-летнего срока, при этом срок простоя реактора не входит в лицензионный срок эксплуатации.

ОЖИДАЕТСЯ РОСТ ПРОИЗВОДСТВА АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ В МИРЕ НА 32 – 57 % К 2050 Г. ЕДИНСТВЕННЫЙ РЕГИОН, КОТОРЫЙ СОКРАТИТ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АТОМА, ЕВРОПА.

Строительство 56 энергоблоков общей мощностью в 58 ГВт ведется в 16 странах мира. 57 % строящихся реакторов приходится на развивающиеся страны Азии – Китай и Индию (Рисунок 2.37). Строительство первых АЭС ведется в Бангладеш, Египте, ОАЭ, Турции. Предпроектные исследования и согласования для возведения первых коммерческих энергоблоков проводятся в Саудовской Аравии, Польше, Казахстане, Узбекистане.

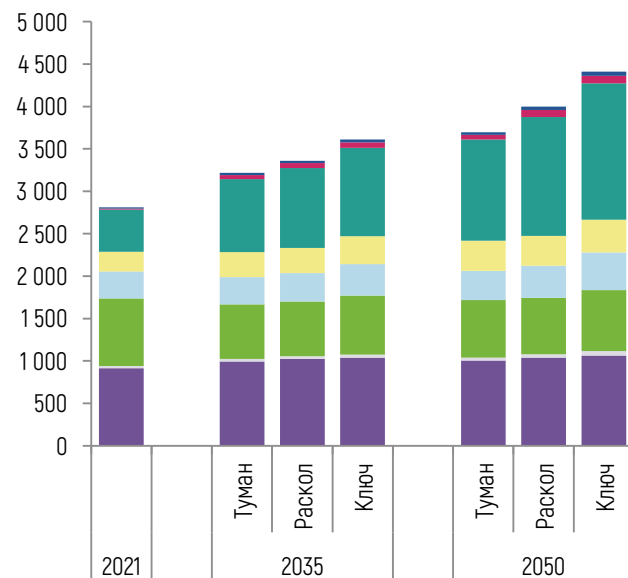
Рисунок 2.37 – Региональная структура строящихся атомных энергоблоков по регионам мира по состоянию на март 2024 г., шт.



В Европе в 2022 и 2023 гг. введены в действие 2 долго строя – в Финляндии (с 2005 г.) и Словакии (с 1987 г.). В марте 2024 г. США запустили строящийся с 2013 г. энергоблок.

К 2050 г. в мире ожидается рост производства электроэнергии на АЭС, который варьируется в зависимости от сценария от 32 % по отношению к 2021 г. в сценарии Туман, 42 % в сценарии Раскол и до 57 % в сценарии Ключ (Рисунок 2.38).

Рисунок 2.38 – Производство электроэнергии на АЭС по регионам мира, ТВт·ч



Основной прирост в 2,4 – 3,2 раза ожидается в развивающихся странах Азии, в основном за счет Китая и Индии. Также увеличение более чем в 2 раза ожидается в Африке (2,5 – 3,7 раза) и на Ближнем Востоке (4,4 – 7,7 раз).

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АЭС ЧАСТО БУДЕТ ДОРОЖЕ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ АЛЬТЕРНАТИВ БЕЗУГЛЕРОДНОЙ ГЕНЕРАЦИИ, А ТАКЖЕ НУЖДАЕТСЯ В НАЧАЛЬНЫХ КРУПНЫХ ИНВЕСТИЦИЯХ И ПОВЫШЕННОМ ВНИМАНИИ К ПЛОЩАДКАМ РАЗМЕЩЕНИЯ. НО, В ОТЛИЧИЕ ОТ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, АЭС СПОСОБНЫ РАБОТАТЬ БЕЗ ПРОВАЛОВ В ВЫРАБОТКЕ, ДЛЯ НИХ ДОСТАТОЧНО ТОЛЬКО ВНУТРИДНЕВНОГО БАЛАНСИРОВАНИЯ – ЭТО ДАЕТ ХОРОШУЮ ЭКОНОМИЮ ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К РЕЗЕРВИРОВАНИЮ И МОЩНОСТЯМ ХРАНЕНИЯ.

В Северной Америке атомная генерация в зависимости от сценария вырастет на 10 – 16 % к 2050 г., а в Центральной и Южной Америке от 30 до 100 %.

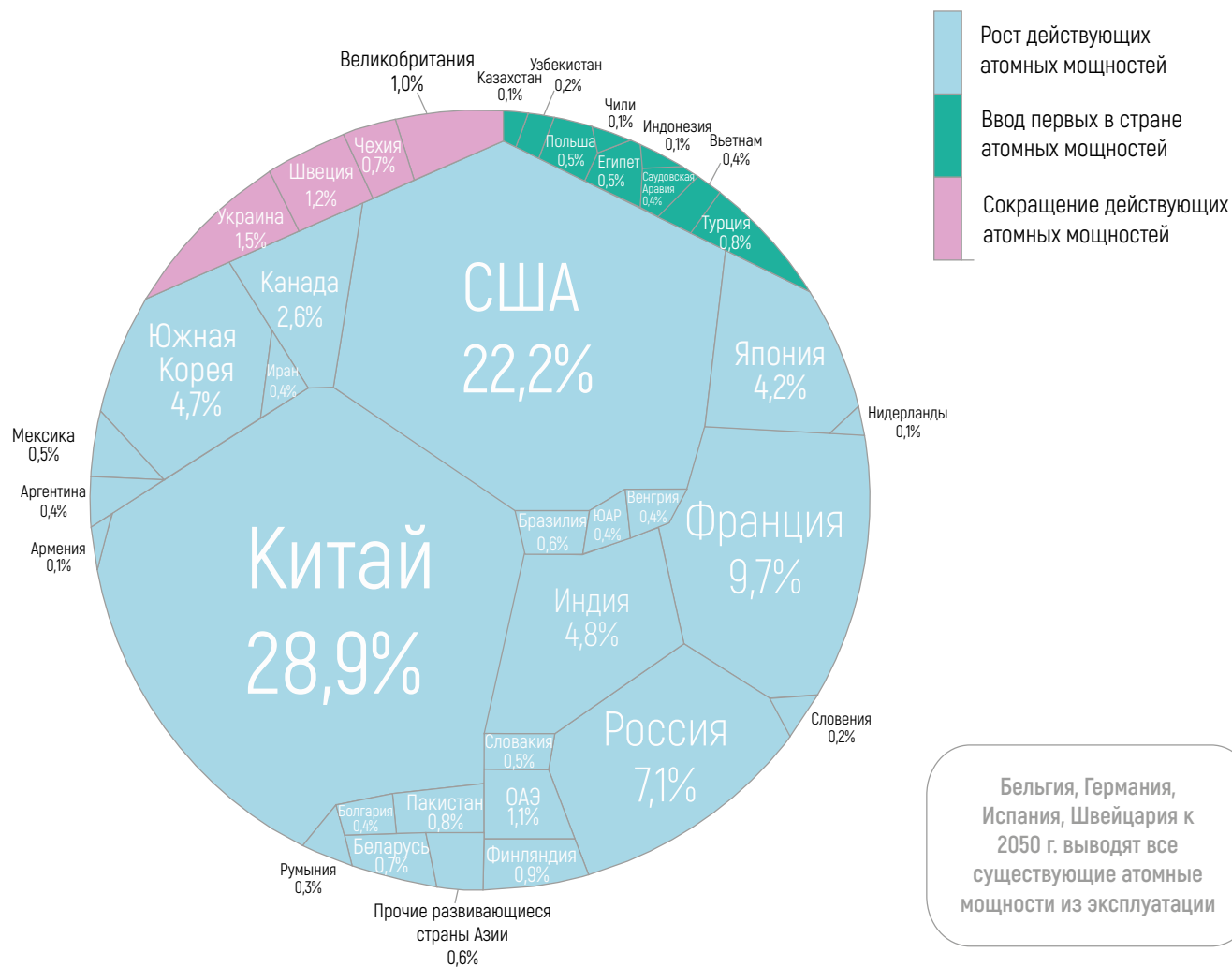
Европа – единственный регион, который сократит использование атома.

В странах развитой Азии, в частности из-за перезапуска реакторов и продления срока их службы сверх 60 лет

в Японии, производство электроэнергии на АЭС к 2050 г. возрастет в 1,6 – 1,7 раза в зависимости от сценария, но всё равно не достигнет пиковых значений 2006 г.

К 2050 г. Китай станет крупнейшей страной по объемам использования атомной энергии. В числе крупных потребителей останутся также США, Франция и Россия (Рисунок 2.39).

Рисунок 2.39 – Средние по сценариям доли стран в мировом производстве атомной энергии в 2050 г.





ВОЗООБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В 2021 г. ВИЭ обеспечили порядка 15 % мирового потребления первичной энергии, распределившись почти поровну между сектором производства электроэнергии и секторами конечного потребления.

В секторах конечного потребления в основном используется традиционная биомасса и отходы (отопление, приготовление пищи и т.д.), только 10 % составляют жидкие биотоплива и биогаз.

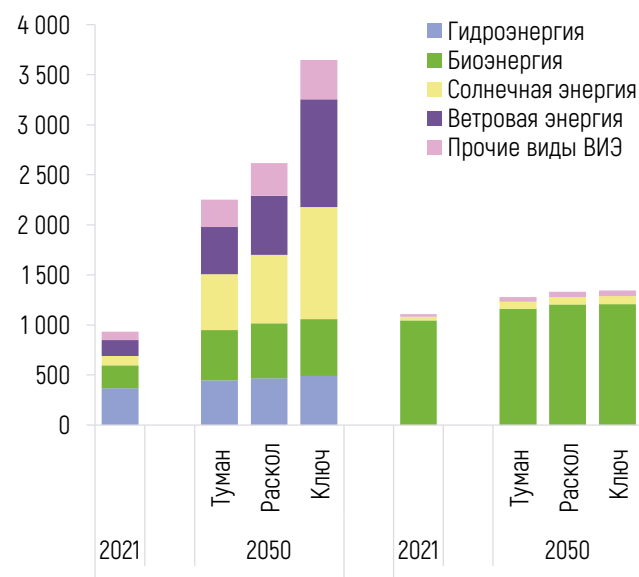
В генерации ВИЭ на 40 % представлены гидроэнергией, на 25 % – биоэнергией (биогаз, твёрдая биомасса, отходы), новые ВИЭ (СЭС, ВЭС, геотЭС, энергия океана и пр.) обеспечивают около трети (Рисунок 2.40).

Именно НВИЭ среди всех источников энергии, включая ископаемые, показывают самую впечатляющую динамику роста в последнее десятилетие. Сохранение этой тенденции ожидается и в прогнозном периоде. К 2050 г. по сценариям прогнозируется рост мировых объемов производства солнечной энергетики – в 5 – 9 раз, ветровой – в 3 – 7 раз, прочих видов НВИЭ – в 3 – 4 раза (Рисунок 2.41).

К 2050 г. ПРОГНОЗИРУЕТСЯ РОСТ МИРОВЫХ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В 5 – 9 РАЗ, ВЕТРОВОЙ – В 3 – 7 РАЗ, ПРОЧИХ ВИДОВ НВИЭ – В 3 – 4 РАЗА.

В региональном разрезе по состоянию на 2021 г. наиболее высока доля ВИЭ в энергопотреблении Африки (50 %), преимущественно это традиционная биомасса,

Рисунок 2.40 – Прогноз потребления ВИЭ в мире по секторам, по видам, млн т н. э.



используемая для приготовления пищи. К 2050 г., по мере роста благосостояния в регионе, будет наблюдаться переключение с дров на более эффективные источники энергии, в том числе ископаемые и НВИЭ. В результате доля ВИЭ в балансе топлив региона даже снизится до 38 – 41 %.

Для всех остальных регионов в прогнозном периоде будет характерна обратная картина – рост доли ВИЭ в обеспечении спроса на энергию (Рисунок 2.42) с ростом абсолютных объемов производства возобновляемой энергии (Рисунок 2.43).

Рисунок 2.41 – Прогноз потребления ВИЭ по видам, млн т н. э.

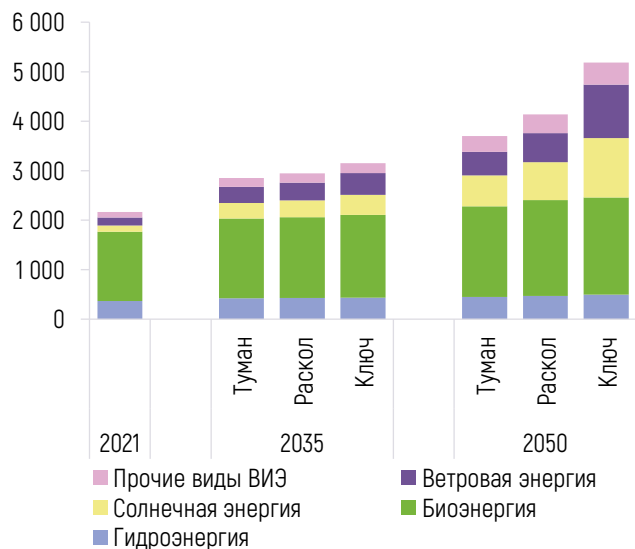
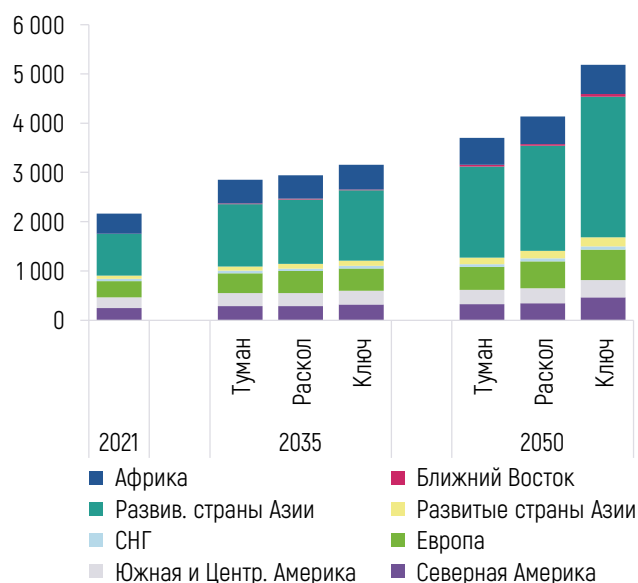
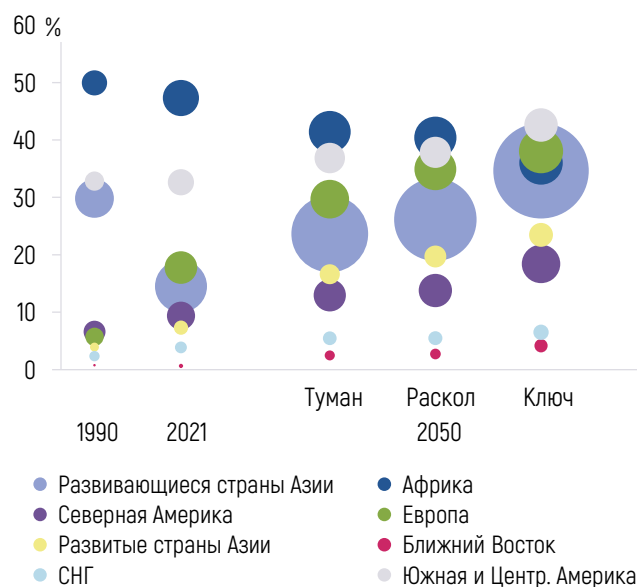


Рисунок 2.43 – Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира, млн т н. э.



ДОЛЯ ВИЭ В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ БУДЕТ СНИЖАТЬСЯ ТОЛЬКО В АФРИКЕ ИЗ-ЗА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ С ДРОВ НА БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. В ОСТАЛЬНЫХ РЕГИОНАХ ОНА УСТОЙЧИВО РАСТЕТ.

Рисунок 2.42 – Доля ВИЭ в первичном энергопотреблении регионов (левая шкала) и объемы потребления ВИЭ (размер круга)



В Европе доля ВИЭ в общем энергопотреблении к 2050 г. составит 30 – 38 % в зависимости от сценария при росте абсолютных объемов производства от текущих уровней на 40 – 85 %. В основном прирост будет обеспечен за счет роста возобновляемой генерации на СЭС и ВЭС. Важный вклад в общий прирост объема потребления возобновляемой энергии в регионе внесут жидкие биотоплива и биогаз.

В Южной и Центральной Америке за счет большой гидроэнергетики и активного использования биотоплив (включая жидкие и твердые), доля ВИЭ уже по состоянию на 2021 г. достигала 33 %. К 2050 г. ожидается её увеличение до 37 – 43 % за счет дальнейшего расширения использования гидропотенциала, роста объемов потребления жидких биотоплив и увеличения выработки на ветровых и солнечных станциях.

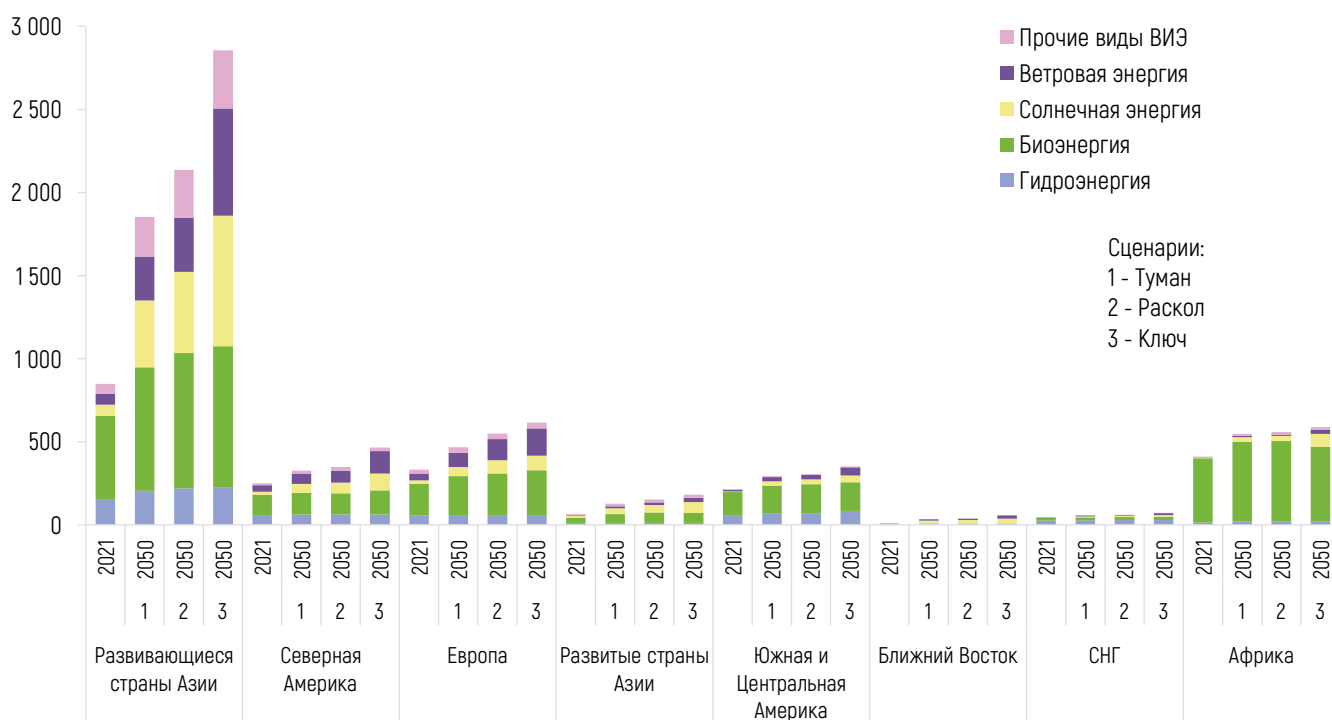
Использование ВИЭ будет расширяться и в регионах-производителях ископаемых топлив: Северной Америке, на Ближнем Востоке, в странах СНГ. В странах Ближнего Востока, учитывая климатические особенности региона, предпочтение будет отдаваться солнечным станциям. В Северной Америке, которая расположена почти во всех климатических поясах мира, приоритеты будут определяться частью материка. Схожая ситуация и в странах СНГ.

В развитых странах Азии доля ВИЭ в потреблении первичной энергии достигнет 17 – 24 % к 2050 г. в сравнении с 7 % в 2021 г. В Японии и Южной Корее расширение использования ВИЭ сдерживают климатические условия и рельеф местности.

Ключевым центром роста возобновляемой энергетики станут развивающиеся страны Азии. Производство

возобновляемой энергии в регионе вырастет к 2050 г. в 2,2 – 3,4 раза от текущих уровней, а энергопотребление региона будет покрываться за ее счет на 24 – 35 %. В регионе ожидается существенный прирост потребления всех видов ВИЭ (Рисунок 2.44).

Рисунок 2.44 – Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира в 2021 и 2050 гг. по сценариям, млн т н. э.





ПОТРЕБЛЕНИЕ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Прогнозные параметры мирового потребления первичной энергии определяются динамикой изменения объемов и структуры конечного потребления энергии, потребностями генерации тепловой и электрической энергии, использованием энергии на собственные нужды отраслей ТЭК, расходами на переработку и сырьевое использование энергоносителей и потерями.

Учитывая разницу в сценарных параметрах, общие объемы потребления первичной энергии в целом по миру увеличиваются за прогнозный период на 16 – 22 %. Во всех сценариях ежегодные темпы роста первичного потребления энергии замедляются. В сценарии Туман в конце периода достигается пик первичного потребления энергии.

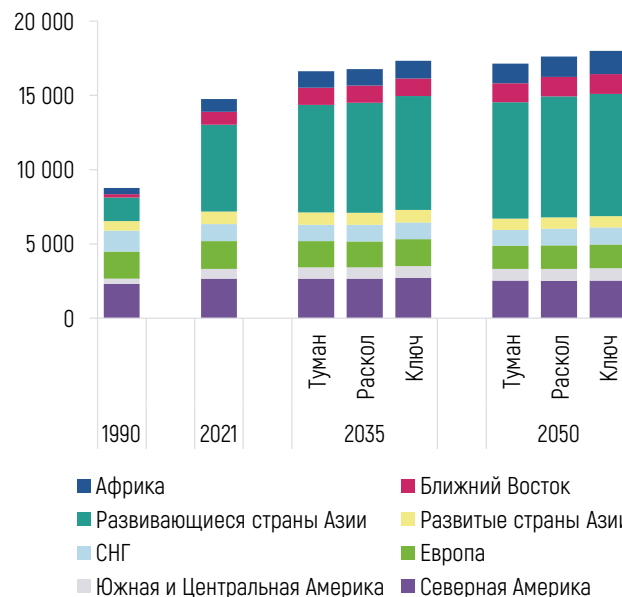
РОСТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ СУЩЕСТВЕННО ЗАМЕДЛИТСЯ К 2050 Г., А В СЦЕНАРИИ ТУМАН ОНО ПРОЙДЕТ СВОЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ПИК.

Снижение объемов потребления первичной энергии в Северной Америке, Европе и развитых странах Азии перекрывается существенным ростом потребления в развивающихся странах Азии, в Африке, на Ближнем Востоке. Увеличивается потребление первичной энергии также в странах СНГ, развивающихся странах Южной и Центральной Америки (Рисунок 2.45, Таблица 2.3).

Каждая страна будет выбирать оптимальные для себя критерии энергоснабжения и соответствующие им спо-

собы производства и поставок энергии. Универсального рецепта нет, так как государства находятся в разных условиях по уровню экономики, доступности технологий и природных ресурсов, наличию торговой инфраструктуры, особенностям климата и другим показателям.

Рисунок 2.45 – Прогноз объемов потребления первичной энергии по регионам по сценариям, млн т н. э.



К 2050 г. Африка и Ближний Восток приблизятся по уровню энергопотребления к Европе. Но основной прирост, как и в предыдущие 30 лет, покажут развивающиеся страны Азии (Рисунок 2.46).

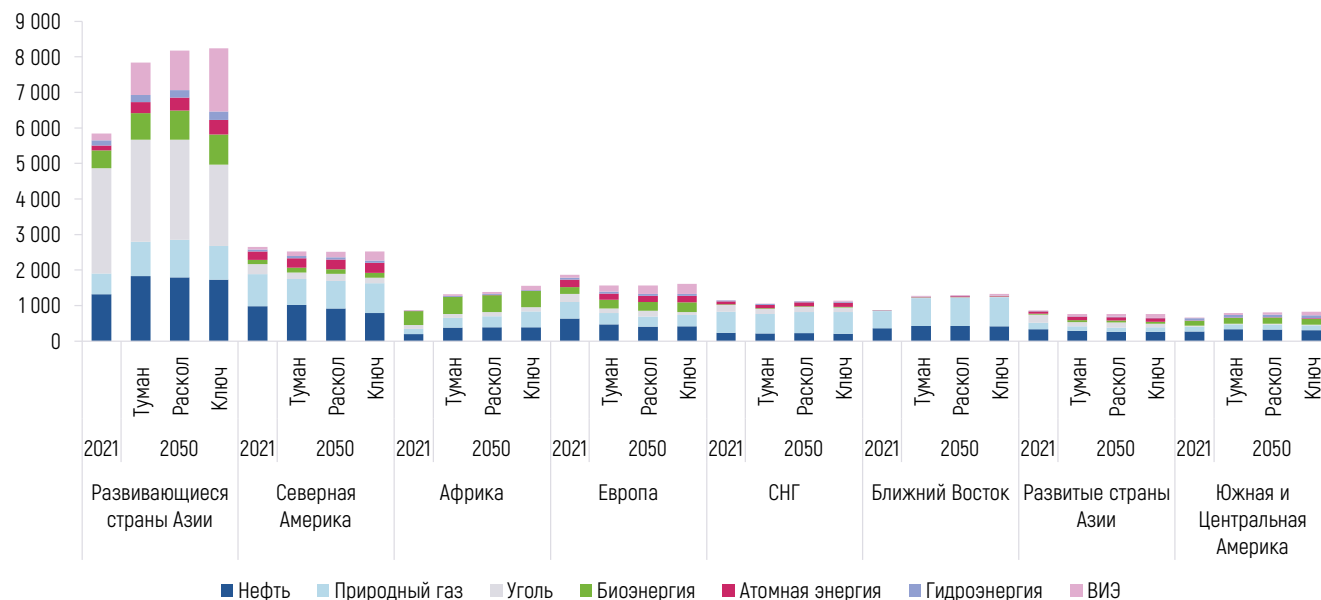
В структуре энергобаланса будет расти доля ВИЭ и снижаться роль угля, но темпы изменений будут сильно зависеть от проводимой энергетической политики и дальнейшего хода НТП. К 2050 г. в зависимости от сценарных

параметров доля ВИЭ (включая биоэнергию и гидроэнергию) находится в диапазоне от 22 % до 29 %, в целом безуглеродные источники производства энергии (ВИЭ и атом) достигнут доли 27 – 35 % (Рисунок 2.47).

Таблица 2.3 – Сценарный прогноз потребления первичной энергии по регионам мира, млн т н. э

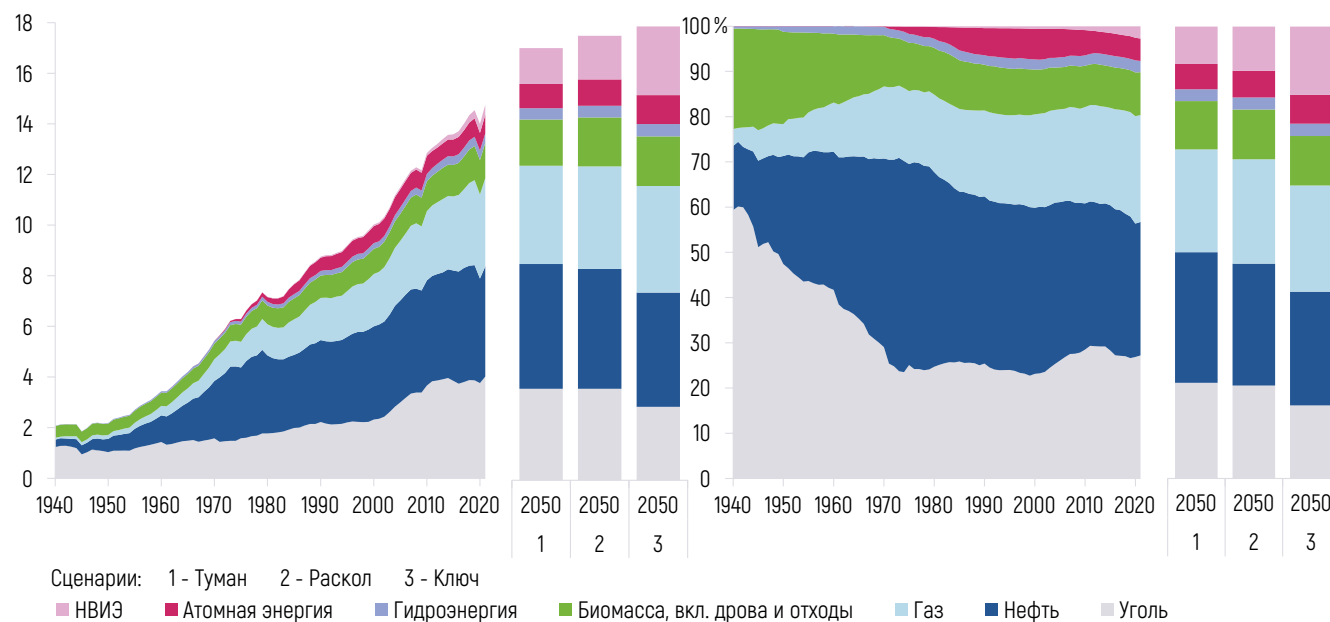
Регион/страна	1990	2021	2035			2050			Темпы роста в 2021-2050 гг., %		
			Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	2295	2652	2659	2642	2708	2526	2513	2524	-0,2	-0,2	-0,2
США	1956	2173	2155	2145	2203	2030	2016	2029	-0,2	-0,3	-0,2
Южная и Центральная Америка	353	660	770	771	785	790	805	826	0,6	0,7	0,8
Аргентина	45	80	89	89	92	90	95	97	0,4	0,6	0,6
Бразилия	139	301	348	351	352	361	370	383	0,6	0,7	0,8
Европа	1839	1870	1765	1760	1812	1570	1571	1617	-0,6	-0,6	-0,5
ЕС-27	1490	1451	1342	1337	1371	1178	1175	1207	-0,7	-0,7	-0,6
СНГ	1397	1143	1089	1111	1133	1059	1125	1134	-0,3	-0,1	0,0
Россия	891	807	817	839	849	820	877	880	0,1	0,3	0,3
Развитые страны Азии	644	865	834	826	844	762	764	766	-0,4	-0,4	-0,4
Япония	447	408	371	364	374	322	315	319	-0,8	-0,9	-0,8
Южная Корея	95	305	304	305	308	283	289	289	-0,3	-0,2	-0,2
Развивающиеся страны Азии	1586	5839	7240	7394	7682	7836	8168	8239	1,0	1,2	1,2
Китай	941	3905	4420	4506	4660	4321	4455	4401	0,3	0,5	0,4
Индия	282	948	1418	1493	1550	1726	1903	1899	2,1	2,4	2,4
Ближний Восток	241	862	1154	1154	1178	1272	1294	1330	1,4	1,4	1,5
Иран	70	296	368	367	375	395	401	412	1,0	1,0	1,1
Саудовская Аравия	61	236	311	310	316	343	348	356	1,3	1,3	1,4
ОАЭ	30	108	143	142	145	155	156	159	1,3	1,3	1,4
Африка	399	864	1111	1113	1198	1320	1382	1560	1,5	1,6	2,1
Египет	35	98	121	124	129	130	137	143	1,0	1,2	1,3
ЮАР	92	128	137	134	142	133	133	141	0,1	0,1	0,4
Мир	8754	14755	16622	16771	17339	17135	17623	17997	0,5	0,6	0,7
ОЭСР	4648	5356	5248	5219	5355	4873	4872	4936	-0,3	-0,3	-0,3
не-ОЭСР	4106	9399	11374	11552	11984	12262	12751	13061	0,9	1,1	1,1
БРИКС	2559	6873	8143	8327	8583	8452	8854	8855	0,7	0,9	0,9

Рисунок 2.46 – Прогноз потребления первичной энергии по регионам мира, видам и сценариям, млн т н. э.



НА ВСЕМ ВРЕМЕННОМ ПЕРИОДЕ ДО 2050 Г. МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА БУДЕТ НАПОМИНАТЬ АВТОМОБИЛЬ НА 4 КОЛЕСАХ – «НЕФТЬ», «ГАЗ», «УГОЛЬ» «ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И БЕЗУГЛЕРОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ». КАЖДОЕ ИЗ НИХ БУДЕТ ИМЕТЬ ВАЖНОЕ ЗНАЧЕНИЕ. НО, В ОТЛИЧИЕ ОТ ПРЕДЫДУЩИХ ПЕРИОДОВ, МЕСТО НА ВЕДУЩЕЙ ОСИ ТЕПЕРЬ ЗАЙМУТ «ГАЗ» И «ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И БЕЗУГЛЕРОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ».

Рисунок 2.47 – Прогноз потребления первичной энергии по регионам мира, видам и сценариям, млрд т н. э.





РЫНОК ЖИДКИХ ТОПЛИВ

Потребление жидких топлив

Потребление нефтепродуктов и их «прямых» заменителей преимущественно определяется ситуацией в транспортном секторе. С одной стороны, растущий спрос на мобильность обеспечивает прирост использования энергоносителей, ключевыми из которых являются нефтепродукты, с другой, постепенное развитие межтопливной конкуренции, рост энергоэффективности транспортных средств и нехватка денег на удовлетворение потребностей в перемещениях у значительной части мирового населения сдерживают потенциальный прирост спроса на жидкие топлива.

В прочих секторах (за пределами транспорта) продолжится вытеснение нефтепродуктов другими топливами. Единственное исключение, где прогнозируется рост потребления, сегмент нефтегазохимии.

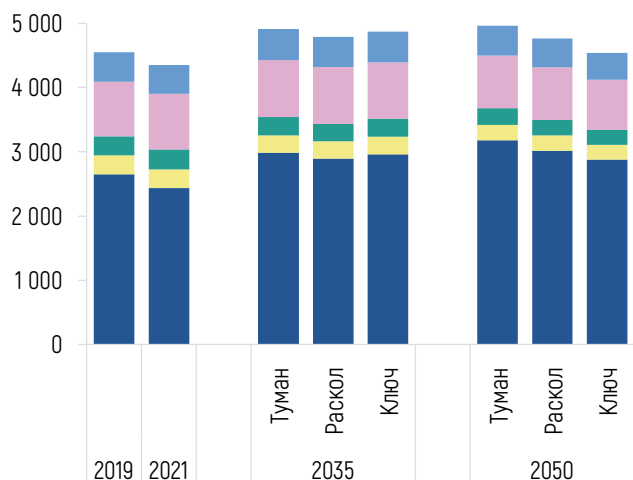
В сценарии Ключ мир проходит пик потребления нефти в 2030-х гг., и к концу периода её использование снижается до уровня 2019 г. В сценарии Раскол пик достигается позже, в конце прогнозного периода, вследствие замедленного трансфера технологий из полюса в полюс и наличия в крупнейшем по спросу из полюсов собственных дешевых ресурсов нефтяного сырья. В сценарии Туман нефть не проходит пик потребления вплоть до конца прогнозного периода (Рисунок 2.48).

В региональном разрезе до 2050 г. ожидается смещение ключевых центров потребления жидких топлив из раз-

витых стран в развивающиеся. Во всех сценариях уже на горизонте до 2035 г. Китай обгонит по потреблению США, Индия на горизонте 2030–2050 гг. будет потреблять больше, чем все страны ЕС вместе взятые, а в целом на развивающиеся страны Азии к 2050 г. придется 36 – 38 % мирового потребления жидких углеводородов. Значительно возрастет роль других регионов, представленных преимущественно развивающимися странами Южной и Центральной Америки, Африки, Ближнего Востока (Рисунок 2.49, Рисунок 2.50, Таблица 2.4).

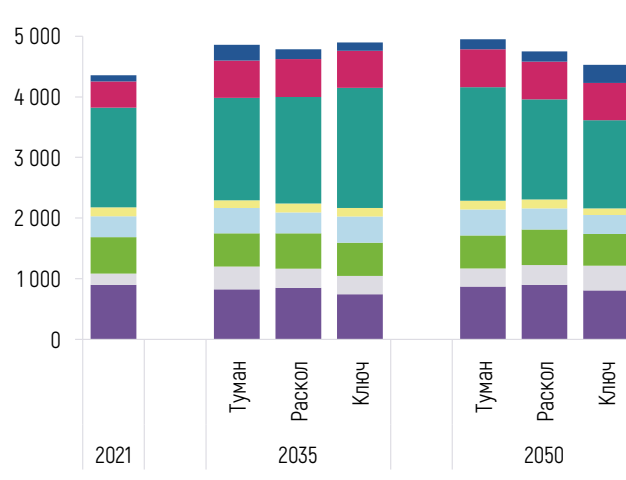
ПОТРЕБНОСТЬ В ПЕРЕВОЗКАХ В МИРЕ РАСТЕТ, СОХРАНЯЕТСЯ ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ НЕУДОВЛЕТВОРЕННОГО НЕПЛАТЕЖЕСПОСОБНОГО СПРОСА. В ЭТИХ УСЛОВИЯХ СРОКИ ПРОХОЖДЕНИЯ ПИКОВ СПРОСА НА НЕФТЬ ВО МНОГОМ БУДУТ ОПРЕДЕЛЯТЬСЯ КАК ИЗМЕНЕНИЕ ДОХОДОВ НАСЕЛЕНИЯ, ТАК И ПРЕДПРИНИМАЕМЫМИ ГОСУДАРСТВЕННЫМИ УСИЛИЯМИ ПО ПОДДЕРЖКЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТРАНСПОРТА, СНИЖЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА ПЛАСТИКОВ ИЗ УВС, ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА НА НЕФТЕПРОДУКТАХ И УСКОРЕНИЮ ТЕМПОВ ОБНОВЛЕНИЯ ПАРКА.

Рисунок 2.48 – Прогноз потребления нефтепродуктов по секторам использования, млн т н. э.



- Использование нефти на собственные нужды отрасли и в генерации тепла и электроэнергии
- Прочие сектора конечного потребления
- Промышленный сектор
- Бытовой сектор
- Транспортный сектор

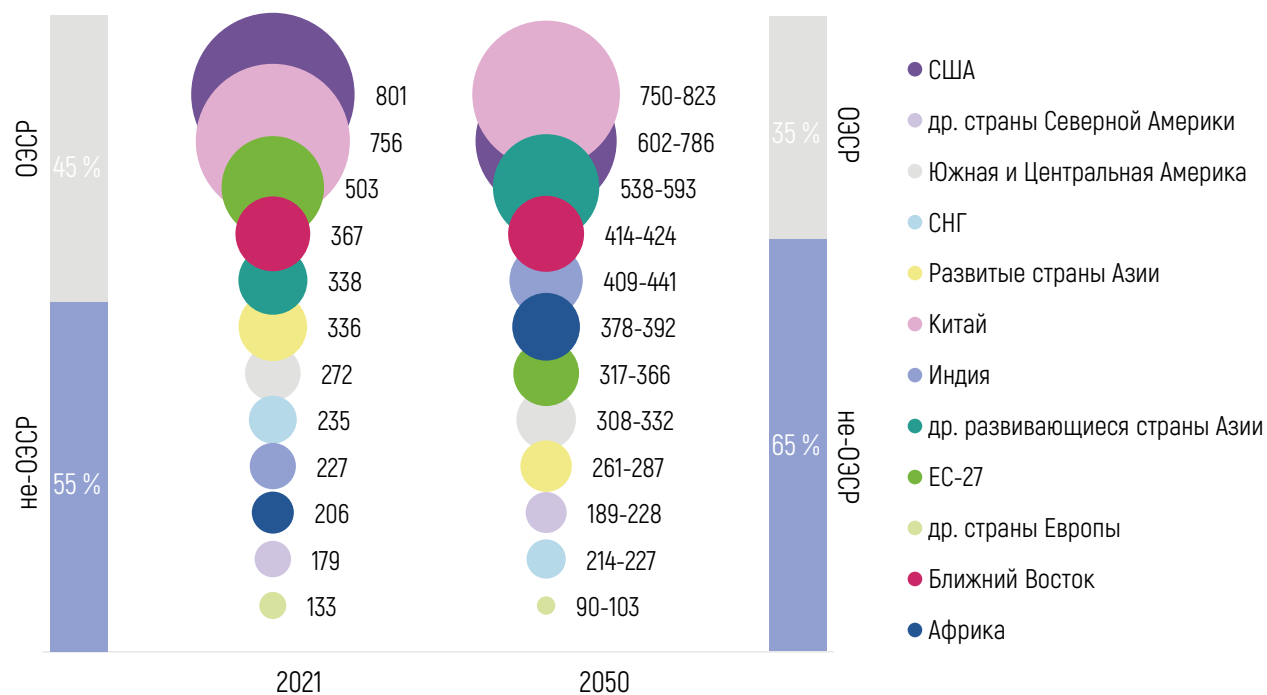
Рисунок 2.49 – Прогноз потребления нефтепродуктов по регионам, по сценариям, млн т н. э.



- Северная Америка
- Европа
- Ближний Восток
- Южная и Центральная Америка
- СНГ
- Развивающиеся страны Азии
- Африка

Примечание: включая потери нефтяной отрасли.

Рисунок 2.50 – Сценарный прогноз изменения потребления нефтепродуктов по регионам мира, млн т н. э.



КЛЮЧЕВЫЕ ЦЕНТРЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ В МИРЕ СМЕЩАЮТСЯ В РАЗВИВАЮЩИЕСЯ СТРАНЫ. США В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ УСТУПАТ КИТАЮ ЛИДИРУЮЩУЮ ПОЗИЦИЮ ПО ПОТРЕБЛЕНИЮ НЕФТИ, А ЕВРОПЕЙСКИЙ СОЮЗ ОПЕРЕДЯТ ИНДИЯ, БЛИЖНИЙ ВОСТОК, АФРИКА И РАЗВИВАЮЩИЕСЯ СТРАНЫ АЗИИ БЕЗ УЧЕТА КИТАЯ И ИНДИИ.

Таблица 24 – Прогноз потребления нефтепродуктов по регионам и ключевым странам, млн т н. э.

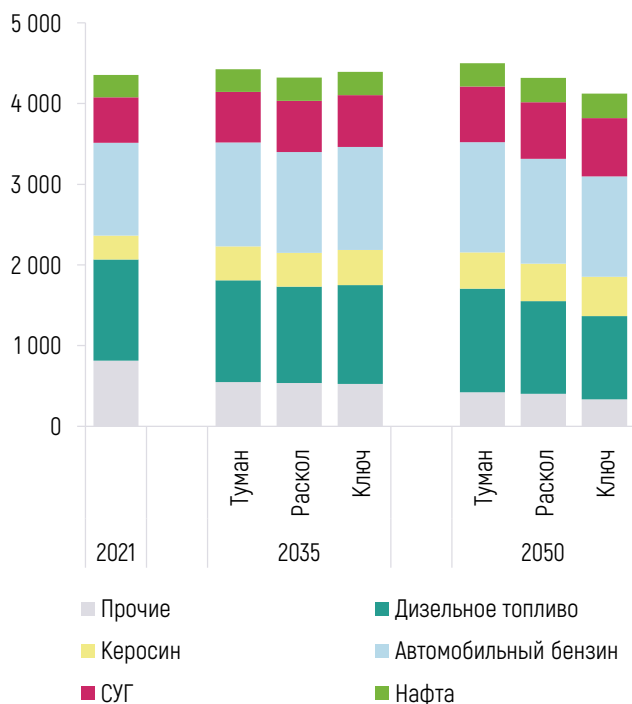
Регион/страна	2021	2035			2050		
		Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	980	1035	989	966	1015	920	791
США	801	820	782	763	786	714	602
Южная и Центральная Америка	272	321	318	320	332	326	308
Бразилия	111	130	131	132	133	136	129
Европа	636	582	545	568	469	407	419
ЕС-27	503	455	426	444	366	317	326
СНГ	235	228	229	225	219	227	214
Развитые страны Азии	336	320	303	314	287	261	268
Развивающиеся страны Азии	1321	1705	1694	1740	1825	1795	1729
Китай	756	876	874	888	823	814	750
Индия	227	351	361	372	409	431	441
Ближний Восток	367	418	417	422	424	424	414
Африка	206	289	288	302	378	392	385
Мир	4352	4898	4784	4857	4949	4752	4529

Примечание: включая потери нефтяной отрасли.

Значительно изменится в прогнозном периоде структура потребления нефтепродуктов по видам. Растущий спрос на сырье со стороны мирового нефтехимического сектора будет требовать все больше нефти и СУГ. Спрос на энергию для авиации практически удвоит глобальную потребность в керосине. Рост потребности в дорожной мобильности в развивающихся странах, где автопарк во многом представлен малолитражными автомобилями и двух и трехколесными транспортными средствами, будет стимулировать спрос на автомобильный бензин. Потребление дизельного топлива практически не изменится от текущего уровня по всем сценариям. Спрос на темные нефтепродукты будет устойчиво снижаться (Рисунок 2.51).

КЛЮЧЕВЫМ ВЫЗОВОМ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ СТАНЕТ ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПРОДУКТОВОЙ КОРЗИНЫ. ПРОГНОЗИРУЕТСЯ СНИЖЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКИ ВДВОЕ ОТ ТЕКУЩИХ УРОВНЕЙ СПРОСА НА ТЕМНЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ, ПРИ ЕГО РОСТЕ НА СВЕТЛЫЕ. ЭТО ПОТРЕБУЕТ ГЛОБАЛЬНОЙ АДАПТАЦИИ МОЩНОСТЕЙ.

Рисунок 2.51 – Прогноз потребления нефтепродуктов по миру, по видам, по сценариям, млн т н. э.



Добыча нефти

Еще в 2016–2017 гг. произошло историческое событие, оказавшееся практически незамеченным для широкой общественности. Мир прошел промежуточный пик добычи традиционной нефти. Но снижение производства на традиционных залежах не привело к сокращению глобального предложения жидких углеводородов и было компенсировано газовым конденсатом и нетрадиционными нефтями (нефтью плотных коллекторов (ЛТО), тяжелыми и сверхтяжелыми нефтями, нефтяными песками и битумами). Это стало наглядным отражением развития конкуренции между разными типами ресурсов. В дальнейшем для удовлетворения растущего мирового спроса потребуются вовлечение, как традиционных, так и нетрадиционных запасов нефтяного сырья, и добыча традиционной нефти может еще побить предыдущие рекорды. Пик добычи всей нефти ожидается в прогнозном периоде в сценариях Раскол и Ключ, но его причинами будут не ограничения в добыче, а сокращение спроса.

Большое воздействие на глобальный рынок жидких топлив оказала нефть плотных коллекторов, уже обеспечившая сланцевую революцию в США. Совмещение мультистадийного гидроразрыва пласта с наклонно-направленным многокустовым бурением, а позже и с си-

стемами повышения нефтеотдачи с обратной закачкой в пласт метана и CO₂, позволило достичь цен безубыточности добычи ЛТО на уровне 35 – 60 долл. 2023/барр. в США и поместило их в среднюю часть глобальной кривой предложения, обеспечив доступ этих ресурсов на рынок.

Кроме того, активное использование на сланцевых пляях скважин DUC (пробуренных, но незавершенных) обеспечивает компаниям гибкость, позволяет в достаточно короткие сроки адаптироваться к ценовой конъюнктуре. Дополнительным фактором, повысившим интерес к сланцевым проектам, стали короткие (в отличие от традиционных больших месторождений) сроки окупаемости, что сделало их привлекательными для инвесторов и банков, опасющихся осуществлять долгосрочные инвестиции в нефтегазовую отрасль на фоне неустойчивости рынка и ожидаемого рядом экспертных организаций скорого снижения спроса на нефть.

Кроме США значительные потенциально рентабельные запасы нефти низкопроницаемых коллекторов, на которых уже начались работы, имеются в Аргентине, Китае, России. По предварительным оценкам запасы такой нефти могут быть также в Ливии, ОАЭ, Чаде, Нигерии, Пакистане, но пока изучение этих ресурсов находится на ранней стадии.

Еще один крупный источник нетрадиционной нефти – тяжелая, сверхтяжелая нефть и нефтяные пески. Учитывая их физико-химические характеристики, разработка таких нефтей традиционными методами существенно осложнена. Для извлечения углеводородных компонент используются специфические технологии, связанные с температурным и химическим воздействием на пласт (методы in-situ) или на извлеченную породу (методы ex-situ). Энергоемкость и сложность процессов извлечения

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ В СОЧЕТАНИИ С КОРОТКИМИ СРОКАМИ ОКУПАЕМОСТИ СДЕЛАЛИ НЕФТЬ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КЛЮЧЕВЫМ НЕТРАДИЦИОННЫМ ИСТОЧНИКОМ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ. В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ ПОМИМО США РАЗРАБОТКА ТАКИХ ПРОЕКТОВ ОЖИДАЕТСЯ В КИТАЕ, АРГЕНТИНЕ, РОССИИ.

подобных видов нефтей делает их дорогими по ценам безубыточности – 60 – 80 долл. 2023/барр.

Тяжелые нефти широко распространены по миру, но однозначными лидерами по запасам являются Венесуэла и Канада. Если разработку этих сложных запасов в Венесуэле ограничивают введенные против страны санкции, то для Канады сложилась уникальная ситуация. Сланцевая нефть соседних с Канадой США – сверхлегкая, и для сохранения балансов выхода американских НПЗ по средним дистиллятам оказывается востребовано канадское сырье, которое используется для компаундирования (смешения) с американским. Фактически две нетрадиционные нефти выступают друг для друга товарами-комплементарными, что позволяет канадским нефтяным пескам активно заходить на рынок даже при высоких затратах на добычу.

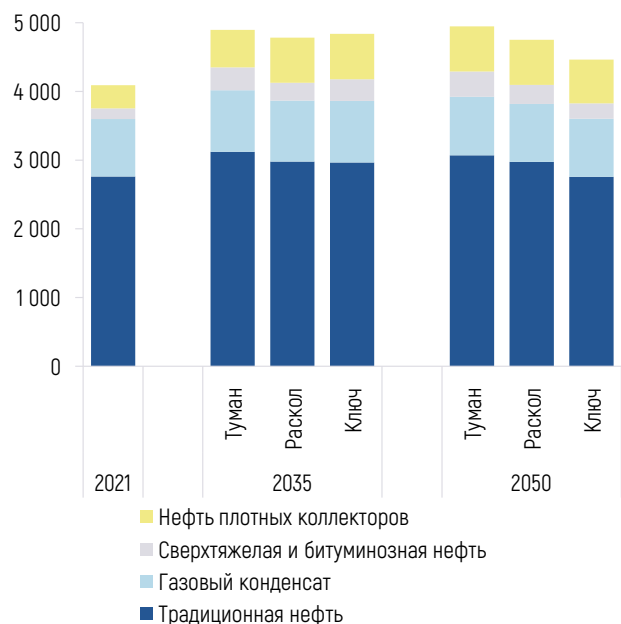
Нетрадиционные нефти в настоящее время уже обеспечивают около 11 % глобального предложения. В прогнозном периоде во всех сценариях их роль продолжит возрастать, достигая 19 – 21 % в общем объеме производства (Рисунок 2.52).

РОСТ ДОБЫЧИ ЛЕГКОЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В США СТИМУЛИРУЕТ РОСТ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В КАНАДЕ – ИХ СМЕШИВАЮТ ПЕРЕД ПЕРЕРАБОТКОЙ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ БАЛАНСА ПО СРЕДНИМ ДИСТИЛЛЯТАМ. ЭТО ПОЗВОЛЯЕТ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В ОТДЕЛЬНЫЕ ПЕРИОДЫ ВРЕМЕНИ СТАНОВИТЬСЯ ПРЕМИАЛЬНОЙ К ЛЕГКИМ СОРТАМ ПО ЦЕНЕ И ПРОХОДИТЬ НА РЫНОК, НЕСМОТРИ НА ВЫСОКИЕ ДОБЫЧНЫЕ ЗАТРАТЫ.

В региональной структуре мировой нефтедобычи революционных изменений не ожидается. Главным центром мировой нефтедобычи останется Ближний Восток, обеспечивая на протяжении всего прогнозного периода свыше трети мирового производства нефти (Рисунок 2.53).

Добыча в Северной Америке относительно стабильна между сценариями – свыше 1000 млн т на протяжении всего прогнозного периода. На отрезке до 2035 г. прирост производства будет обеспечиваться в основном сланцевой нефтью США и комплементарным к ней тяжелым канадским сырьем. Затем падение на этих объектах

Рисунок 2.52 – Прогноз добычи нефти по видам, по сценариям, млн т н. э.

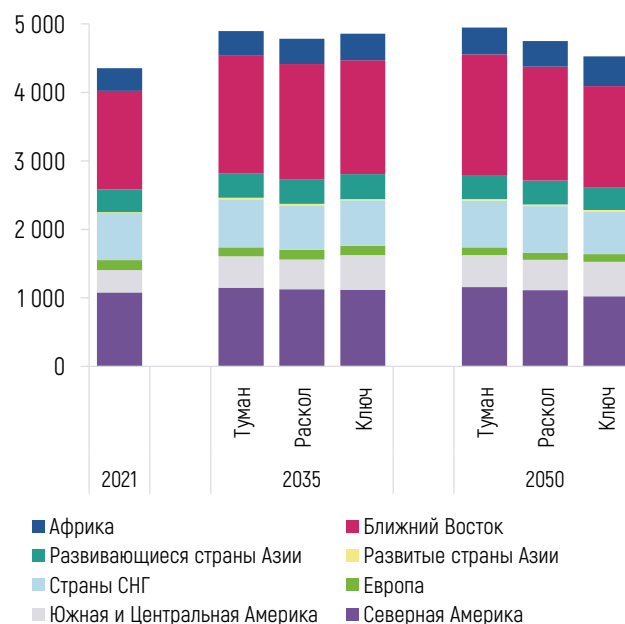


будет компенсироваться вовлечением более дорогих мексиканских офшорных месторождений и проектов на северных побережьях США и Канады.

В Южной и Центральной Америке абсолютные уровни добычи во многом определяются ситуацией у трех ключевых производителей – Бразилии, Аргентины и Венесуэлы. В Бразилии ожидается прирост производства на глубоководных месторождениях по всем сценариям. В Аргентине ситуация во многом зависит от успешности освоения сланцевой формации Vaca Muerta. В сценарии Ключ, подразумевающим активный трансфер технологий, работы по освоению формации идут быстрее. В Венесуэле существенный прирост добычи также ожидается в сценарии Ключ. Остальной прирост добычи в регионе будет обеспечиваться новыми проектами в Гайане и Суринаме.

Европейская нефтедобыча во всех сценариях будет снижаться по мере истощения действующей ресурсной базы. Аналогичная ситуация в развитых странах Азии. Чувствительна к сценарным параметрам добыча в странах СНГ. В сценарии Ключ ожидается ее постепенное снижение на фоне сокращающегося мирового спроса на нефть. В сценарии Туман до 2035 г. уровни добычи будут даже выше текущих в условиях высокого мирового

Рисунок 2.53 – Прогноз добычи нефти по регионам, по сценариям, млн т н. э.



спроса, но затем уменьшатся до уровней 2021 г. В сценарии Раскол в начале прогнозного периода добыча снижается в пределах 5 %, но в последствии восстанавливается.

Из развивающихся стран Азии во всех сценариях Китаю удастся поддерживать уровни добычи за счет газового конденсата и сланцевых месторождений, Индии – за счет офшорных проектов. Добыча у других традиционных крупных производителей региона Малайзии и Индонезии будет снижаться по мере истощения действующих проектов.

В Африке производство во многом будет зависеть от экономической и политической обстановки. В сценарии Ключ предполагается, что в регионе на фоне повышения уровня благосостояния растет платежеспособный спрос на моторные топлива, под который строится нефтепереработка. В результате обеспечивается рост добычи в регионе под нужды собственных НПЗ (Таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Прогноз добычи нефти по ключевым странам и регионам, по сценариям, млн т н. э.

Регион/страна	2021	2035			2050		
		Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	1078	1148	1125	1114	1156	1111	1023
США	715	752	740	730	685	662	651
Канада	267	302	294	294	343	337	273
Мексика	96	94	91	90	138	112	98
Южная и Центральная Америка	305	457	434	513	467	445	502
Бразилия	157	243	261	251	257	260	259
Аргентина	29	30	32	42	35	34	56
Венесуэла	34	79	57	135	78	57	115
Европа	161	131	142	131	113	100	103
СНГ	682	703	646	664	682	675	621
Россия	524	528	505	511	525	507	479
Казахстан	86	117	90	95	103	113	92
Азербайджан	35	32	30	34	28	31	27
АТР	349	383	383	383	373	373	356
Китай	199	201	201	212	201	198	190
Индия	34	43	44	45	46	45	41
Малайзия	26	24	25	26	33	32	22
Индонезия	34	30	32	33	29	28	28
Ближний Восток	1316	1714	1683	1666	1756	1675	1496
Саудовская Аравия	515	659	655	650	610	600	551
Иран	169	218	181	204	228	228	153
Ирак	201	331	322	319	340	299	285
ОАЭ	163	136	135	130	131	128	121
Африка	345	362	371	386	402	373	428
Ливия	60	43	60	71	38	41	65
Ангола	57	60	62	68	66	68	71
Нигерия	78	73	80	82	80	82	86
Мир	4236	4898	4784	4857	4949	4752	4529



к строительству проекты недостаточны для обеспечения растущего спроса регионов. В сценарии Ключ предполагается, что на фоне повышения уровня благосостояния населения и получения доступа к технологиям нефтепереработки осуществляется строительство новых крупных мощностей, в двух других сценариях объемы первичной переработки ограниваются преимущественно действующими и строящимися в настоящее время мощностями (Рисунок 2.54).

Перерабатывающей промышленности в прогнозном периоде предстоит решить ряд непростых задач, связанных с расширением вторичных мощностей переработки, в первую очередь – углубляющих процессов, что обусловлено продолжающимся ростом спроса на легкие дистилляты при снижении спроса на темные нефтепродукты и изменением состава поступающего на НПЗ сырья. Развитие углубляющих процессов актуально и в контексте повышения оборачиваемости пластиков. В качестве одного из магистральных направлений крупнотоннажных технологий переработки отходов пластиков рассматривается их вовлечение в нефтепереработку за счет растворения в традиционном углеводородном сырье или за счет использования в качестве сырья на углубляющих процессах.

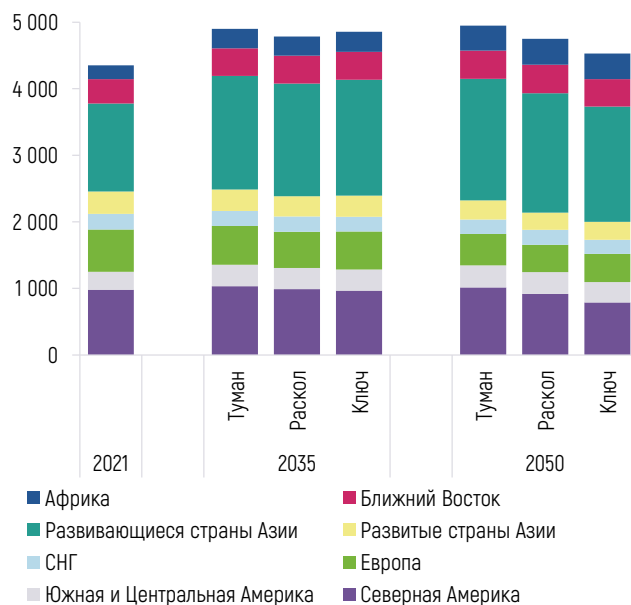
Переработка жидких углеводородов

В мировой нефтепереработке ожидается рост первичных мощностей и объемов переработки на Ближнем Востоке (в рамках реализации стратегий крупнейших национальных нефтяных компаний по выходу в следующие переделы) и в развивающихся странах Азии (в ответ на вызовы растущего спроса на нефтяные топлива в регионе).

В Европе в сценариях, подразумевающих отсутствие торговых ограничений (Ключ, Туман), предполагается снижение объемов первичной переработки от текущих уровней. Более дорогие по затратам европейские заводы будут уступать конкурентные позиции производителям стран СНГ и Ближнего Востока. В сценарии Раскол европейцы для более надежного обеспечения внутреннего рынка вынуждены будут поддерживать высокие уровни загрузки первичных мощностей.

Существенная развилка формируется между сценариями для объемов первичной переработки в странах Африки и Южной Америки. Текущие мощности и планируемые

Рисунок 2.54 – Прогноз первичной переработки нефти по регионам мира, по сценариям, млн т



ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ ВХОДЯЩЕГО НА НПЗ СЫРЬЯ В СОЧЕТАНИИ С РОСТОМ СПРОСА НА ПРОДУКТЫ, ПРОИЗВОДИМЫЕ ИЗ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ, БУДУТ СОЗДАВАТЬ СПРОС НА УСТАНОВКИ ДЛЯ УГЛУБЛЯЮЩИХ ПРОЦЕССОВ ПО ВСЕМУ МИРУ. НЕ МОДЕРНИЗИРОВАВШИЕСЯ НПЗ БУДУТ ТЕРЯТЬ МАРЖИНАЛЬНОСТЬ.

Во всех регионах мира ожидается рост спроса на установки гидроконверсии, замедленного коксования, каталитического крекинга. А спрос на установки, направленные на облагораживание бензиновых фракций будет расти только в Африке, на Ближнем Востоке и в развивающихся странах Азии.

В СЛУЧАЕ УСПЕШНОЙ ОТРАБОТКИ КРУПНОТОННАЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ПЛАСТИКОВ ИХ ВТОРИЧНЫЕ ОТХОДЫ МОГУТ ДОПОЛНИТЬ СЫРЬЮ НЕФТЬ И ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ В СЫРЬЕВОЙ КОРЗИНЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ.

Торговля

Гибкость мировой торговли нефтью, включая возможность организации теневых схем поставок и стремление импортеров не допускать дефицита и роста цен на высоко востребованное глобальной экономикой черное золото, приводят к тому, что существенные различия в сценарных предпосылках в части наличия/отсутствия торговых ограничений не приводят к значительному снижению производственных показателей у ключевых производителей и переработчиков нефтяного сырья. В то же время направления торговли и межрегиональные поставки крайне чувствительны к сценарным условиям.

ГИБКОСТЬ МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ НЕФТЬЮ ОБУСЛАВЛИВАЕТ ОТНОСИТЕЛЬНО СТАБИЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ СЫРЬЯ ПО РЕГИОНАМ, ОДНАКО САМИ ИЗМЕНЕНИЯ В ТОРГОВЛЕ ЗНАЧИТЕЛЬНЫ.

В сценарии Ключ рынок будет стремиться выходить на оптимальные режимы поставок и переработки с минимизацией производственных затрат. Сырье из Северной Америки и США будет гибко поступать на рынки Европы и Азии, занимая свои ниши там, где это выгодно. В структуре импорта США будет представлена не только канадская и мексиканская нефть, но и южноамериканские тяжелые сорта. Ключевыми поставщиками на европейский рынок снова станут страны СНГ и Россия (поможет налаженная транспортная инфраструктура и короткие логистические плечи). Рынки азиатских стран будут закрывать потребность в импорте сырьем с Ближнего Востока, из стран СНГ, обеих Америк. Серьезным изменением можно считать ожидаемое снижение экспорта нефтяного сырья из Африки на фоне предполагаемого в сценарии роста нефтепереработки в регионе для удовлетворения собственного спроса.

В сценарии Туман торговые потоки формируются между регионами примерно в той же логике, что и в сценарии Ключ, но сами объемы торговли больше на фоне высокого спроса.

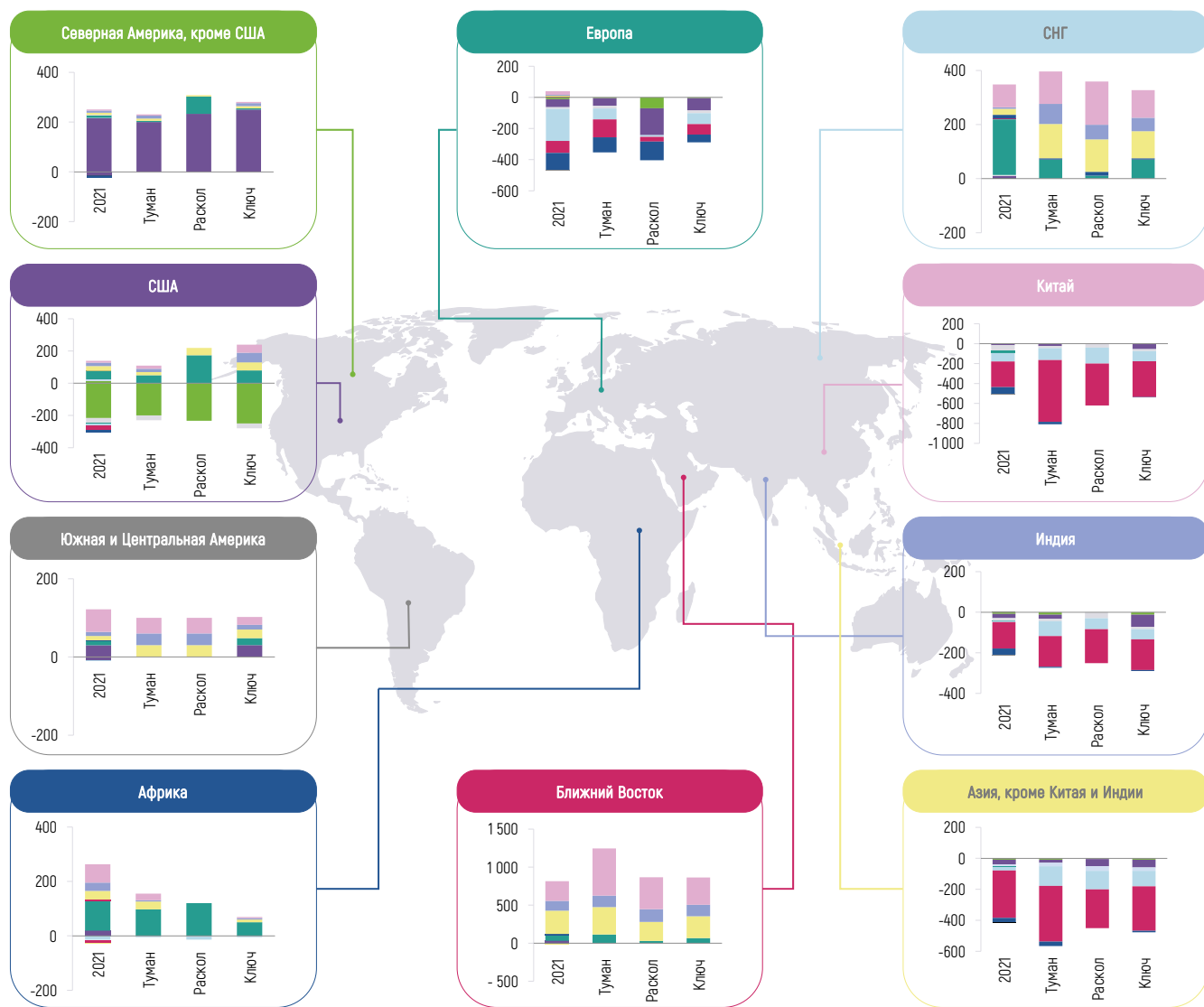
В сценарии Раскол торговля ведется с учетом геополитической ситуации. Американская нефть активнее направляется на рынки Европы и развитых стран Азии. На европейский рынок также поставляется и африканская нефть. Для Ближнего Востока и СНГ основным направлением экспорта становятся развивающиеся страны Азии (Рисунок 2.55).

Цены

Для отображения будущей динамики стоимости нефти использованы расчетные равновесные цены, отражающие затраты на поставки и добычу на замыкающих по себестоимости месторождениях в отрасли, необходимых к вводу в эксплуатацию для удовлетворения полного мирового спроса.

Равновесные цены определяются соотношением фундаментальных факторов – спроса и предложения. Реальные рыночные цены могут колебаться вокруг равновесных в весьма широком диапазоне, реагируя на шоковые рыночные потрясения и ожидания. Однако и здесь действует логика балансирования: на шоки, ведущие к ограничению предложения (войны, перекрытия проливов,

Рисунок 2.55 – Экспорт (положительные значения) и импорт (отрицательные значения) нефтяного сырья по ключевым странам и регионам мира с направлениями поставок по сценариям, млн т н. э.



техногенные катастрофы и пр.) рынок реагирует ростом цены, на шоки, ведущие к снижению спроса (рецессии, кризисы и пр.) – снижением цен.

Долгосрочный спрос на нефть определяется динамикой экономического роста, демографией, параметрами межтопливной конкуренции, при этом на протяжении почти всей истории человечества спрос на нефть только увеличивался. Отрицательные темпы потребления нефти (год-к-году) наблюдались только в период 1973–1974 гг. на фоне нефтяного эмбарго со стороны крупнейших нефте-

добытчиков, в 1980-х гг. на фоне целой череды экономических кризисов у крупнейших экономик мира, а также во время глобального финансового кризиса 2008 г. и пандемии COVID 2019.

Мировое предложение нефти исторически подстраивается под спрос, а ход НТП позволяет вовлечь в оборот все новые ресурсы нефтей или ее прямых заменителей. Так, нехватка нефти периода нефтяных шоков 1970-х гг. была компенсирована освоением запасов Северного моря. Новый виток роста цен начала 2000-х гг. был встречен

активным освоением синтетических заменителей нефтепродуктов (GTL, CTL, биотоплив). Революцией в части расширения кривой предложения стала коммерциализация технологий добычи сланцевой нефти и начало масштабной добычи нефти плотных коллекторов в начале 2010-х гг.

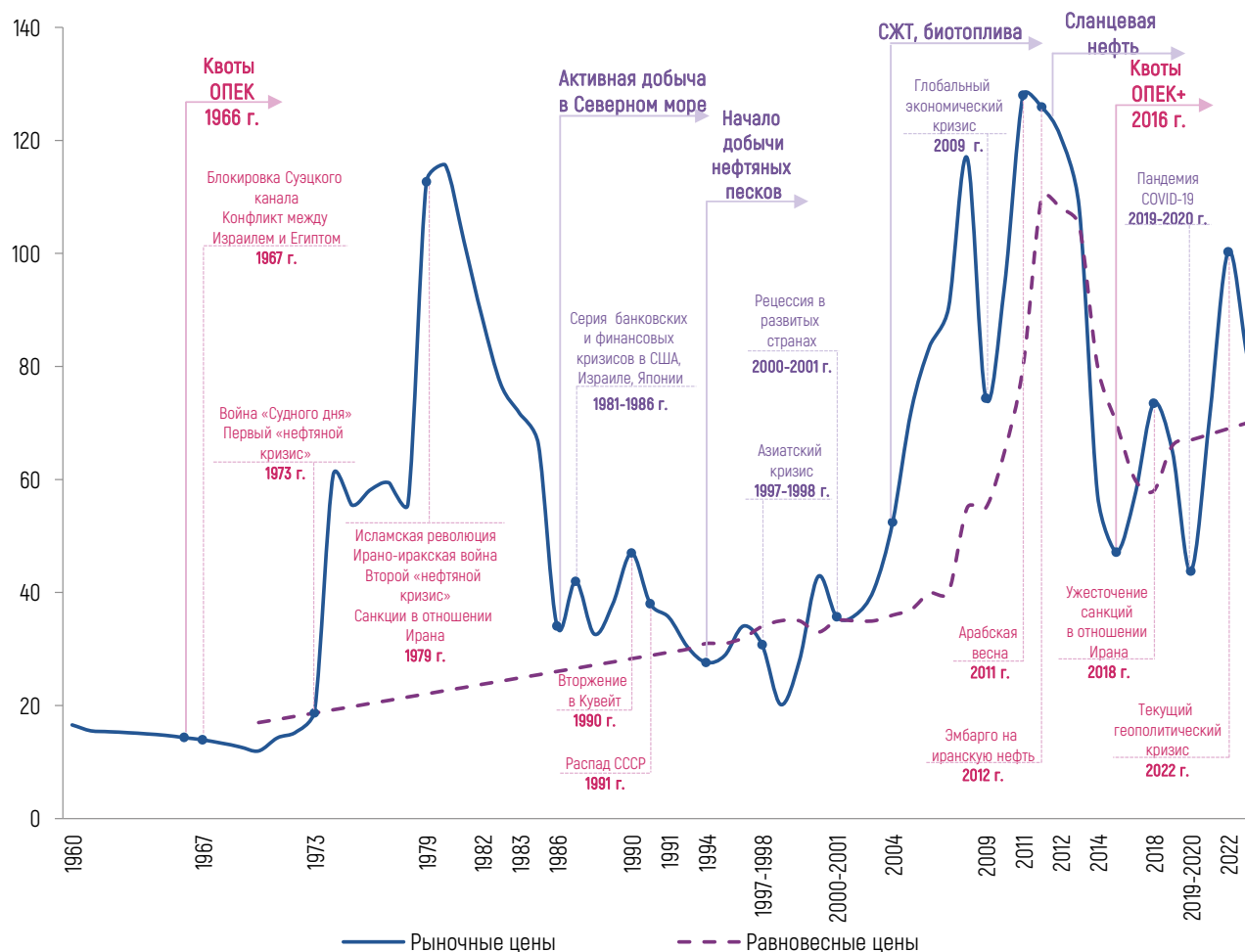
Еще один важнейший фактор, действующий на стороне предложения, – консолидированная деятельность нефтепроизводителей в рамках ОПЕК, а с 2016 г. в рамках ОПЕК+. Наиболее явно сила ОПЕК проявлялась в 1970-е гг. К середине 2000-х гг. рыночная власть ОПЕК оценивалась в 2 – 10 долл./барр., но после сланцевой революции организация почти не оказывала воздействия на цены нефти, пока не был сформирован ОПЕК+. Привлечение

к сделке России и ряда других крупных производителей позволило поддержать рыночные цены (Рисунок 2.56).

За счет продолжающегося НТП в добыче углеводородов кривая предложения нефти будет умеренно расширяться, однако постепенный переход на более сложные и дорогие проекты для обеспечения мирового рынка потребует роста замыкающих затрат.

В наиболее высоком по спросу сценарии Туман равновесные цены достигают 100 долл. 2023/барр. к 2050 г. В сценарии Ключ сокращение спроса приводит к уровню ниже 80 долл. 2023/барр. В сценарии Раскол равновесные мировые цены выходят к 2050 г. на уровень около 90 долл. 2023/барр., при этом в полюсе с высокой самообеспеченностью ресурсами создаются предпосылки

Рисунок 2.56 – Равновесные и рыночные цены нефти, факторы на них влияющие, долл. 2023/барр.

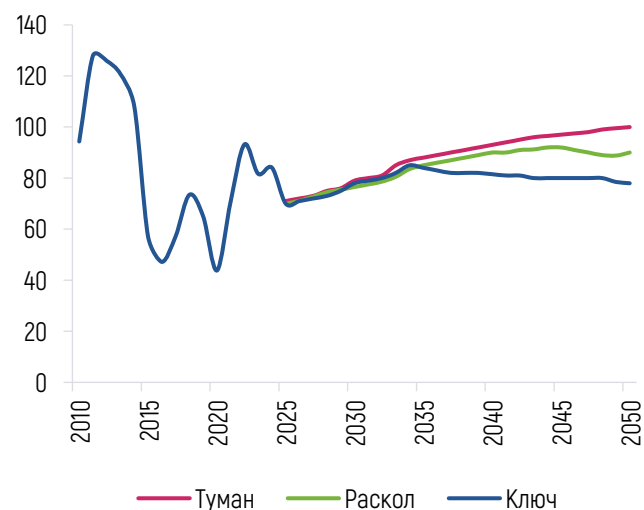


МЕХАНИЗМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ, ТАКИЕ КАК ОПЕК+, БАЛАНСИРУЮТ РЫНОК И СДЕРЖИВАЮТ ПАДЕНИЕ ЦЕН В ПЕРИОДЫ КРИЗИСНОГО СОКРАЩЕНИЯ СПРОСА. ЭТО ВЫГОДНО НЕ ТОЛЬКО ПРОИЗВОДИТЕЛЯМ, НО И ОТЧАСТИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ, Т.К. ПОЗВОЛЯЕТ ИСКЛЮЧИТЬ ПЕРИОДЫ НЕДОИНВЕСТИРОВАНИЯ И БУДУЩИЕ ДЕФИЦИТЫ. В УСЛОВИЯХ РАСТУЩЕГО РЫНКА СДЕРЖИВАНИЕ ДЕШЕВОЙ ДОБЫЧИ ПРИВОДИТ К ВЫХОДУ В ЗОНУ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ БОЛЕЕ ДОРОГИХ ПРОЕКТОВ В ДРУГИХ СТРАНАХ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ЦЕНЫ ПОЛУЧАЮТ ПРЕМИАЛЬНУЮ НАДБАВКУ, НО РЫНОК ПЕРЕХОДИТ В СТАДИЮ ИЗБЫТОЧНЫХ ДОБЫЧНЫХ МОЩНОСТЕЙ. В ЭТОЙ СИТУАЦИИ СТРАНАМ, УЧАСТВУЮЩИМ В СОКРАЩЕНИИ, НУЖНО ИЛИ ПОСТОЯННО СНИЖАТЬ СОБСТВЕННУЮ ДОБЫЧУ, ИЛИ ПЕРЕХОДИТЬ К «ОЗДОРОВЛЕНИЮ РЫНКА» С ЧУВСТВИТЕЛЬНЫМ СНИЖЕНИЕМ ЦЕН.

РАЦИОНАЛЬНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ МЕХАНИЗМЫ КООРДИНАЦИИ ДОБЫЧИ В ПЕРИОДЫ КРИЗИСНОГО ПАДЕНИЯ СПРОСА, В ОСТАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ПОЗВОЛЯЯ В БОЛЬШЕЙ СТЕПЕНИ РАБОТАТЬ РЫНОЧНЫМ ИНСТРУМЕНТАМ.

для отклонения цен вниз от среднемировых, а во втором полюсе, наоборот, вверх. Размер этих отклонений может достигать 5 – 10 долл. 2023/барр. (Рисунок 2.57).

Рисунок 2.57 – Прогноз равновесных цен на нефть, долл. 2023/барр.



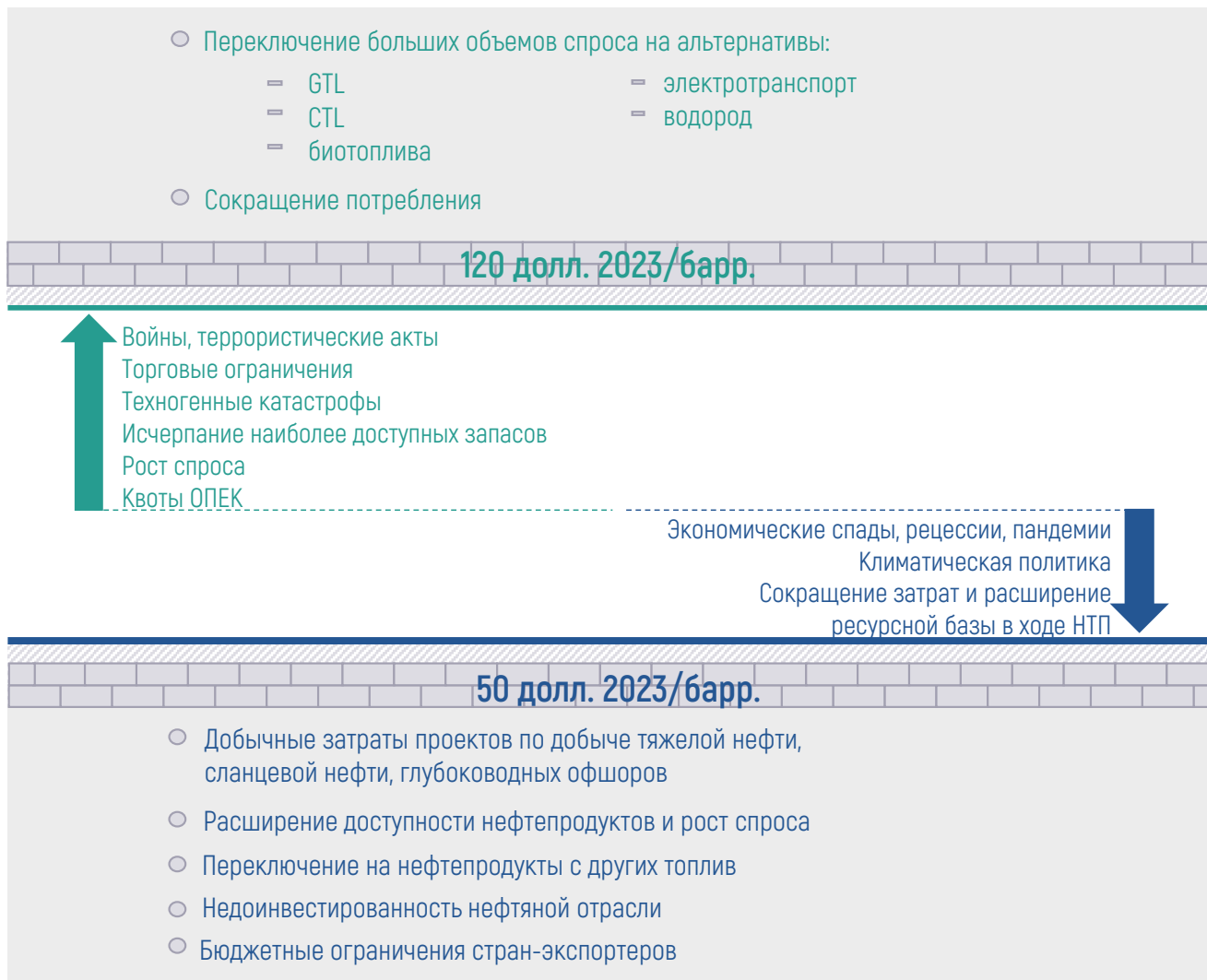
Рыночные цены продолжают волатильно колебаться вокруг равновесных во всех сценариях.

На прогнозном горизонте для рынка нефти формируются достаточно четкие границы диапазона, выход за которые длительностью более двух-трех лет малореалистичен, если, конечно, не будет воздействия сильных внешних факторов (крупные военные действия, пандемии сильнее COVID-19 и т.д.). Пересечение ценами верхней границы будет означать ускорение перехода на альтернативы нефти – рентабельными станут проекты производства

СЖТ, ускорится переключение на электротранспорт, станет коммерчески привлекательным масштабное вовлечение вторичного сырья для производства пластиков, потребители будут больше экономить, и цены в конечном итоге снизятся. Выход цен за пределы нижней границы приведет к нехватке инвестиций в новые добычные проекты, неудовлетворенности бюджетных потребностей стран ОПЕК, росту спроса из-за повышения доступности нефтепродуктов. Достаточно жестким ограничением нижней границы являются затраты производителей нетрадиционной нефти, тем более что многие из них гибко реагируют на ценовую конъюнктуру (Рисунок 2.58).

Еще одна важная тенденция, которую необходимо учитывать в части цен – изменение крэк-спредов на нефтепродукты. На всех ключевых рынках уже наметилось падение цен на высокосернистый мазут, продиктованное отказом от него на водном транспорте в рамках норм IMO, что повлияло на экономику заводов, не имеющих достаточных мощностей гидроочистки. Остальные нефтепродукты все еще остаются устойчиво премиальными к нефти. В прогнозном периоде, учитывая ожидаемые изменения спроса, рационально ожидать усиления разрыва между ценами нефти и мазута (в том числе низкосернистого), выхода из числа премиальных продуктов дизельного топлива и соответствующего снижения маржи переработки для тех заводов, которые не обеспечат оптимизации производимой продуктовой корзины посредством углубления переработки.

Рисунок 2.58 – Граничные интервалы прогнозных цен нефти и определяющие их факторы



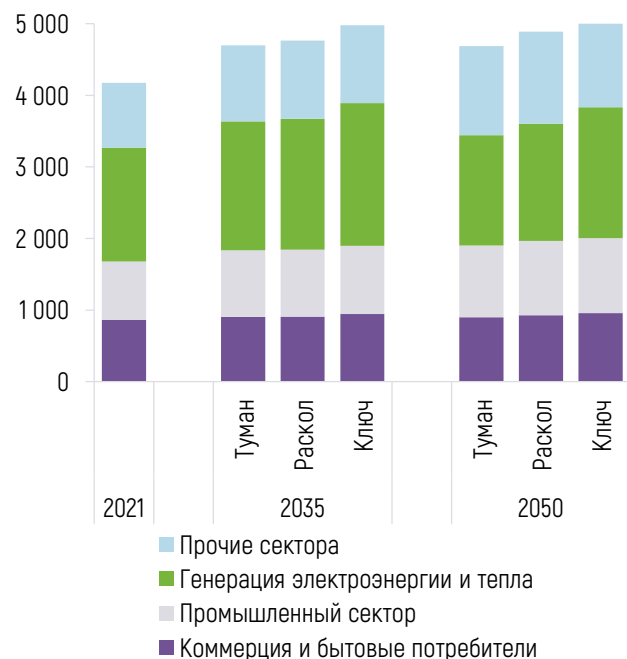


РЫНОК ГАЗА

Спрос на природный газ

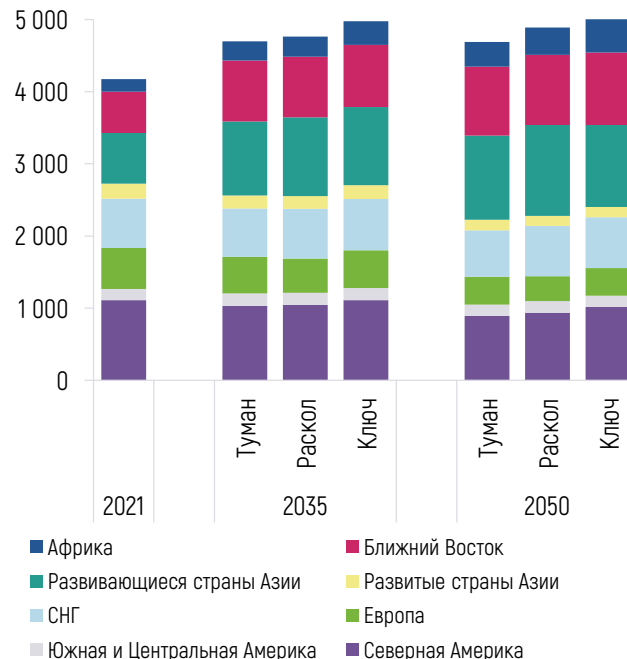
На протяжении прогнозного периода основное потребление газа будет обеспечивать сектор генерации электроэнергии и тепла. Существенный прирост его использования ожидается в прочих секторах, преимущественно в газохимии (Рисунок 2.59).

Рисунок 2.59 – Сценарный прогноз потребления природного газа по секторам, млрд куб. м



Во всех рассмотренных сценариях мир проходит пик потребления природного газа в 2041–2045 гг., а ключевые центры его потребления смещаются из развитого мира в развивающийся (Рисунок 2.60). Уже на горизонте 2035 г. Китай будет потреблять больше природного газа, чем все европейские страны. Суммарное потребление стран Азии, не входящих в ОЭСР, сравняется с объемами, потребляемыми в Северной Америке, и уверенно превысит их

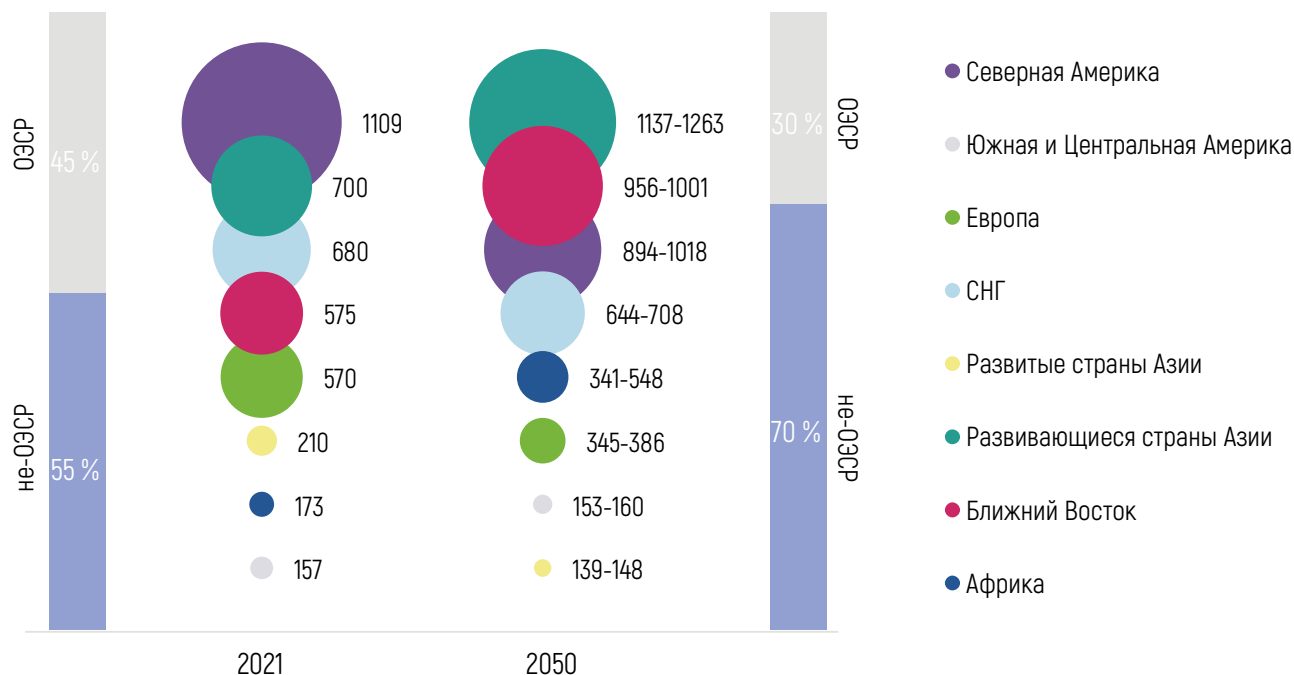
Рисунок 2.60 – Сценарный прогноз потребления природного газа по регионам мира, млрд куб. м



в 2050 г. Страны Южной и Центральной Америки к 2050 г. превзойдут по объемам потребления страны Азии, входящие в ОЭСР. Потребление Индии в 2050 г. превысит суммарное потребление стран Южной и Центральной Америки. Значительно увеличится потребление на Ближнем Востоке, превышая в 2050 г. уровень Северной Америки. Африка достигнет, а в сценарии Ключ даже превысит, объемы европейского потребления (Рисунок 2.61, Таблица 2.6).

УЖЕ К 2035 Г. КИТАЙ ОПЕРЕДИТ ПО ОБЪЕМАМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ВСЕ ЕВРОПЕЙСКИЕ СТРАНЫ. К 2050 Г. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЮЖНОЙ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ АМЕРИКИ ПРЕВЫСИТ УРОВНИ РАЗВИТЫХ СТРАН АЗИИ, АФРИКА ПО ЭТОМУ ПОКАЗАТЕЛЮ ОБГОНИТ ЕВРОПУ, А БЛИЖНИЙ ВОСТОК – СЕВЕРНУЮ АМЕРИКУ.

Рисунок 2.61 – Сценарный прогноз изменения потребления природного газа по регионам мира, млрд куб. м



Предложение газа

В прогнозном периоде до 2050 гг. наиболее высокими темпами наращивать добычу газа будут страны Ближнего Востока. На них приходится около трети объемов мирового производства, они же обеспечат более половины прироста объемов добычи в абсолютном выражении во всех рассматриваемых сценариях в 2050 г. (Рисунок 2.62, Таблица 2.7). Во многом способствовать этому будут активно растущий внутренний спрос в промышленном и энергетическом секторах Ирана и Саудовской Аравии, а также экспортные проекты.

Планы по существенному наращиванию производства газа в регионе есть у Катара и Ирана. Помимо заявлен-

ных ранее проектов расширения добычи на участках North Field East и North Field South на Северном месторождении для последующего увеличения экспорта СПГ, Катар в 2024 г. анонсировал реализацию еще одного нового проекта North Field West, что в результате позволит ему практически вдвое увеличить экспорт СПГ с текущих 77 до 142 млн т/год. Заметный рост добычи ожидается также в Саудовской Аравии, которая в конце 2023 г. заявила о ряде новых открытий, а также о начале добычи сланцевого газа. Высокие неопределенности относительно перспектив ближневосточной добычи связаны с Ираном, где сосредоточены крупнейшие запасы газа в регионе. Действующие санкции ограничивают доступ Ирана к технологиям и инвестициям, что препятствует реализации проектов по экспорту газа.

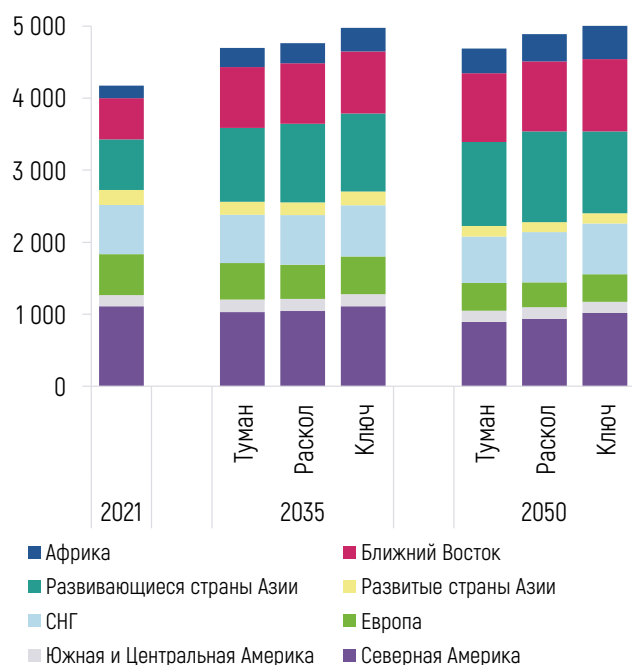
Таблица 2.6 – Потребление природного газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

Регион/страна	2021	2035			2050			Темпы роста, 2021-2050, %		
		Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	1109	1030	1042	1108	894	938	1018	-0,7	-0,6	-0,3
Канада	126	115	113	117	95	100	98	-1,0	-0,8	-0,9
Мексика	105	91	90	93	75	80	78	-1,2	-1,0	-1,0
США	878	824	839	898	724	759	842	-0,7	-0,5	-0,1
Южная и Центральная Америка	157	173	172	172	154	160	153	-0,1	0,1	-0,1
Бразилия	44	45	44	38	46	46	44	0,2	0,1	0,0
Европа	570	506	471	522	386	345	381	-1,3	-1,7	-1,4
ЕС-27	416	354	322	364	256	216	249	-1,7	-2,2	-1,8
Великобритания	80	65	64	69	48	44	49	-1,8	-2	-1,7
Германия	95	78	71	80	57	48	55	-1,8	-2,3	-1,9
Италия	76	66	60	68	48	41	46	-1,6	-2,2	-1,7
Франция	45	39	35	40	28	24	27	-1,6	-2,2	-1,7
Турция	59	73	73	75	73	75	73	0,7	0,9	0,8
СНГ	680	670	689	711	644	695	708	-0,2	0,1	0,1
Россия	515	515	534	547	520	565	574	0,0	0,3	0,4
Развитые страны Азии	210	182	177	192	148	139	142	-1,2	-1,4	-1,3
Япония	100	87	86	91	59	57	64	-1,8	-1,9	-1,5
Южная Корея	61	50	45	55	46	35	37	-1,0	-1,9	-1,7
Развивающиеся страны Азии	700	1025	1094	1082	1165	1263	1137	1,8	2,1	1,7
Китай	393	574	634	586	639	733	598	1,7	2,2	1,5
Индия	65	113	122	127	159	176	170	3,1	3,5	3,4
Малайзия	52	64	64	70	70	67	70	1,0	0,9	1,0
Индонезия	41	48	48	52	52	50	52	0,8	0,7	0,8
Ближний Восток	575	844	841	861	956	971	1001	1,8	1,8	1,9
Иран	246	341	339	347	381	383	389	1,5	1,5	1,6
Саудовская Аравия	101	158	157	162	182	185	201	2,1	2,1	2,4
Африка	173	268	277	331	341	379	548	2,4	2,8	4,1
Мир	4173	4699	4762	4979	4688	4890	5087	0,4	0,5	0,7
ОЭСР	1888	1719	1693	1822	1434	1436	1547	-0,9	-0,9	-0,7
не-ОЭСР	2286	2980	3069	3157	3254	3454	3540	1,2	1,4	1,5

Таблица 2.7 – Добыча природного газа по регионам мира, млрд куб. м

Регион/страна	2021	2035			2050			Темпы роста, 2021-2050, %		
		Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	1218	1234	1268	1298	1114	1166	1214	-0,3	-0,1	0,0
Канада	196	217	217	217	229	217	226	0,5	0,3	0,5
Мексика	39	45	45	47	82	85	82	2,6	2,8	2,6
США	983	972	1006	1034	802	864	906	-0,7	-0,4	-0,3
Южная и Центральная Америка	149	182	186	182	163	173	182	0,3	0,5	0,7
Аргентина	36	49	51	50	60	62	59	1,7	1,9	1,7
Бразилия	26	37	37	32	31	31	31	0,6	0,6	0,6
Европа	204	149	149	149	99	106	102	-2,5	-2,2	-2,4
Норвегия	123	70	70	70	48	50	47	-3,2	-3,1	-3,3
СНГ	980	1046	1011	1137	1001	996	1095	0,1	0,1	0,4
Россия	748	787	752	872	773	769	861	0,1	0,1	0,5
Центральная Азия	165	212	212	217	188	185	194	0,5	0,4	0,6
Развитые страны Азии	156	154	148	150	174	148	173	0,4	-0,2	0,4
Австралия	150	149	143	145	170	143	169	0,4	-0,2	0,4
Развивающиеся страны Азии	515	605	612	615	623	617	612	0,7	0,6	0,6
Китай	207	321	321	326	366	360	355	2,0	1,9	1,9
Индия	33	64	71	63	89	89	89	3,5	3,5	3,5
Малайзия	74	70	70	70	58	58	58	-0,8	-0,8	-0,8
Индонезия	62	40	41	45	24	24	24	-3,2	-3,2	-3,2
Ближний Восток	714	1022	1070	1108	1164	1319	1288	1,7	2,1	2,1
Иран	264	360	408	450	392	548	498	1,4	2,5	2,2
Катар	183	281	281	278	341	342	345	2,2	2,2	2,2
Африка	265	307	319	339	350	365	421	1,0	1,1	1,6
Алжир	109	71	75	83	93	96	96	-0,5	-0,4	-0,4
Египет	71	74	74	74	64	64	64	-0,4	-0,4	-0,4
Нигерия	43	79	80	88	93	99	131	2,7	2,9	3,9
Мозамбик	5	18	18	21	15	15	16	3,8	3,9	4,1
Мир	4201	4699	4762	4979	4688	4890	5087	0,4	0,5	0,7
ОЭСР	1565	1528	1558	1595	1404	1433	1503	-0,4	-0,3	-0,1
не-ОЭСР	2636	3165	3195	3380	3281	3438	3583	0,8	0,9	1,1

Рисунок 2.62 – Сценарный прогноз добычи природного газа по регионам мира, млрд куб. м



ТОЛЬКО 3 РЕГИОНА СМОГУТ ОБЕСПЕЧИТЬ ПРОИЗВОДСТВО ГАЗА ВЫШЕ 1 ТРЛН КУБ. М В ГОД – БЛИЖНИЙ ВОСТОК, СНГ И СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА. ИХ ДОЛЯ В МИРОВОЙ ДОБЫЧЕ БУДЕТ РАСТИ И ПРЕВЫСИТ 70 %.

В Северной Америке во всех сценариях на протяжении прогнозного периода добыча природного газа превышает 1 трлн куб. м. Сокращение добычи в США в конце периода будет компенсироваться ростом производства газа в Канаде и Мексике.

В Южной и Центральной Америке объемы производства газа во многом определяются добычей в Бразилии, Аргентине, Тринидаде и Тобаго. Среди этих стран наилучший потенциал для наращивания производства у Аргентины. Обеспечить дополнительные поставки газа в регионе способна и Венесуэла, но для этого необходим доступ к инвестициям и технологиям с минимизацией торговых барьеров.

В Европе во всех сценариях в разработку вовлекается большинство доступных запасов, в том числе с новых

низко маржинальных проектов. Несмотря на это, сокращение объемов добываемого газа в регионе продолжится во всех сценариях. Даже возможное наращивание добычи в отдельных странах юго-востока региона (в частности, в Турции) не позволит компенсировать прогнозируемый спад производства газа в Северо-Западной Европе (в Норвегии, Великобритании и Нидерландах).

В СНГ к 2035 г. объемы добычи природного газа превысят 1 трлн куб. м во всех рассматриваемых сценариях, но могут снизиться на горизонте 2050 г. Динамика добычи газа в России в значительной мере зависит от наличия ограничений на поставки российского газа. В сценарии Ключ отсутствие торговых барьеров позволяет выйти на уровень добычи выше 2023 г. на 225 млрд куб. м, в остальных сценариях на 110–135 млрд куб. м, но в сравнении с 2021 г. показатели прироста скромнее. Среди стран Центральной Азии наращивание добычи может обеспечить только Туркменистан, в то время как Казахстан и Узбекистан будут испытывать трудности с вовлечением в разработку новых запасов и на фоне растущего внутреннего потребления сменят статус экспортёра на нетто-импортера.

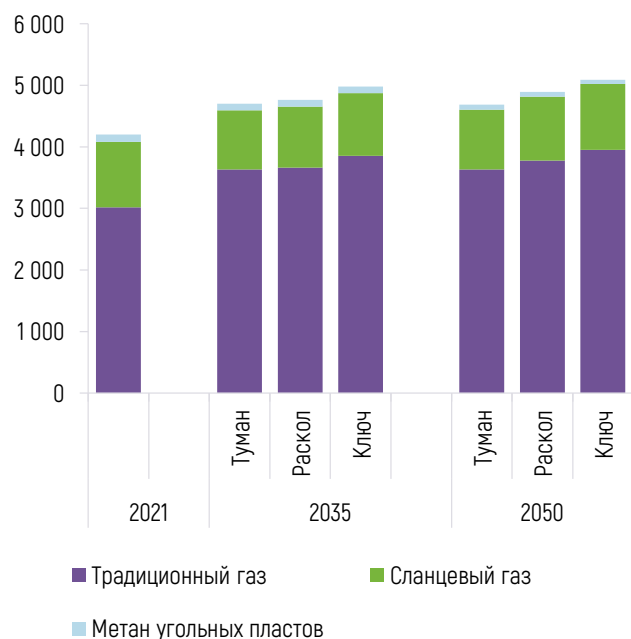
В развитых странах Азии единственным крупным производителем газа является Австралия. Ресурсная база не позволяет обеспечить существенный прирост добычи до 2050 г., поэтому во всех рассмотренных сценариях объемы извлечения остаются относительно стабильными.

В развивающихся странах Азии значительное увеличение добычи во всех сценариях смогут обеспечить только Индия и Китай, ежегодные темпы прироста у которых составят 3,5 % и 2 % соответственно. Традиционные экспортёры – Малайзия и Индонезия, как и большинство других производителей в регионе, столкнутся с сокращением производства в течение прогнозируемого периода по мере истощения действующих месторождений и ограниченности ресурсной базы в целом.

В Африке прирост добычи будет обеспечен, главным образом, за счет Нигерии, Алжира, Египта, Мозамбика и Танзании. Помимо растущего внутреннего потребления, дополнительные объемы газа будут направлены на производство СПГ. В сценарии Ключ к 2050 г. собственной добычи в Африке не хватает для покрытия внутреннего потребления, регион фактически становится нетто-импортером.

Основным источником удовлетворения растущего мирового спроса по-прежнему будет традиционный газ, составляя почти 80 % от всех извлекаемых объемов газа. Добыча сланцевого газа останется относительно стабильной во всех сценариях на протяжении прогнозного периода, обеспечивая около 20 % мирового потребления. Безусловными лидерами сланцевой добычи останутся США и Канада, ожидается рост добычи этого вида газа в Китае и ряде других стран. Добыча метана угольных пластов широкого развития не получает и продолжает обеспечивать не более 2 % от всего объема извлекаемого газа (Рисунок 2.63).

Рисунок 2.63 – Сценарный прогноз производства газа в мире по видам, млрд куб. м

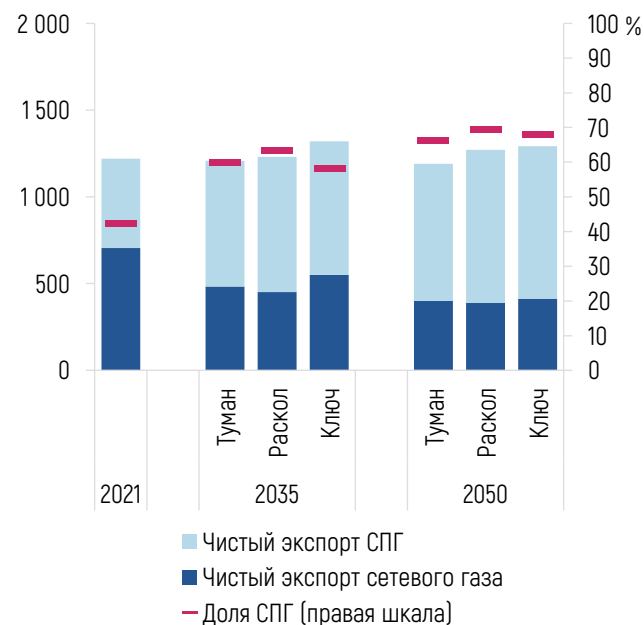


Международная торговля газом

Конъюнктура мирового газового рынка меняется. На фоне региональных изменений в потреблении торговые потоки будут смещаться в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в то время как страны Атлантического бассейна проходят пик потребления и начинают сокращать спрос на газ. Снижение спроса в Атлантике и наращивание производственных возможностей сразу в нескольких регионах мира ведут к изменению условий конкуренции на рынке.

Несмотря на прирост мирового потребления газа, аналогичного увеличения межстрановой торговли «голубым топливом» не ожидается. Основная причина – наращивание собственного производства в местах увеличения спроса на газ – на Ближнем Востоке, в Южной и Центральной Америке, в Африке, России, Китае, Индии и т. д. Но в условиях незначительного изменения общих объемов торговли увеличивается потребность в межрегиональных перебросках, что стимулирует рост доли СПГ в торговле (Рисунок 2.64).

Рисунок 2.64 – Сценарный прогноз мирового чистого экспорта сетевого газа и СПГ, млрд куб. м



Более 80 % межрегиональных поставок обеспечат производители с Ближнего Востока, из Северной Америки и СНГ. Большая часть этих объемов будет приходиться на крупнейших газовых производителей, в первую очередь на Россию, США, Катар и Австралию. Ожидается увеличение экспорта африканскими производителями, преимущественно Нигерией, Мозамбиком и Танзанией. Потенциальные перспективы, как и высокая неопределенность по наращиванию экспорта, связаны с Ираном.

ОБЪЕМЫ МЕЖСТРАНОВОЙ ТОРГОВЛИ БУДУТ ДЕРЖАТЬСЯ НА УРОВНЕ 1,2-1,3 ТРЛН КУБ. М. ДОЛЯ СПГ ДОСТИГНЕТ ПОЧТИ 70 %.

Более половины всех объемов поставок в 2050 г. будут направлены на рынки десяти крупнейших импортеров, среди которых безусловным лидером с долей от 20 % до 30 % в мировых объемах торговли в зависимости от сценария будет Китай. Второе место по объемам импорта природного газа займет Индия, увеличив его более чем в 2 раза.

КРУПНЕЙШИМ МИРОВЫМ ИМПОРТЕРОМ ГАЗА БУДЕТ КИТАЙ, НА ВТОРОЕ МЕСТО ВЫЙДЕТ ИНДИЯ.

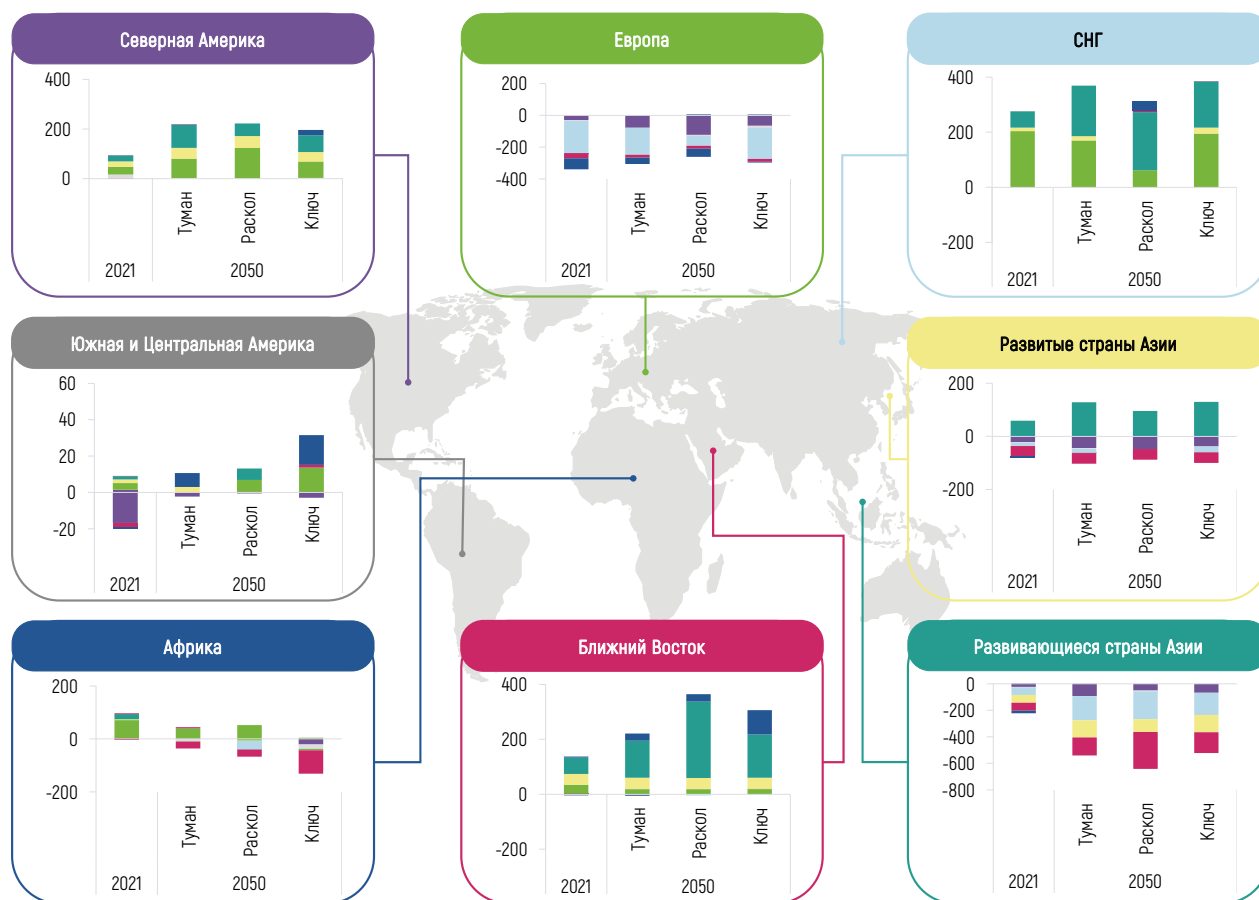
Для Европы лучшим источником газа для экономики и балансирования ГТС является СНГ, но объемы поставок зависят от наличия торговых ограничений. Страны Африки импортируют газ преимущественно с Ближнего Востока, а экспортируют в Европу. Ближний Восток основной

экспорт направляет на растущий и близко расположенный рынок АТР. Северная Америка ориентируется как на Европу, так и на рынки АТР (Рисунок 2.65).

Цены газа

Ценовая ситуация на глобальном газовом рынке меняется. Зависимость от нефтяной привязки в газовых контрактах снижается, всё большее влияние на цены оказывает краткосрочная конъюнктура самого газового рынка. Традиционные сезонные дисбалансы, формируемые спросом на электроэнергию и тепло, усиливаются сезонными и суточными за счет расширения использования ВИЭ, чья стохастическая выработка может как полностью покрывать дневную потребность в электроэнергии, так и создавать серьезный дефицит на протяжении длительного времени при неблагоприятных погодных условиях. В результате усиливается ценовая волатильность.

Рисунок 2.65 – Межрегиональный экспорт (положительные значения) и импорт (отрицательные значения) природного газа с направлениями поставок по сценариям, млрд куб. м



Ситуация напряженного баланса сохранится на глобальном рынке ещё 2–3 года. Однако до 2030 г. во всех сценариях ожидается разжатие газового рынка на фоне запуска уже строящихся мощностей по производству СПГ, преимущественно в Северной Америке и на Ближнем Востоке. В результате региональные цены будут возвращаться к равновесному уровню, отклоняясь от него под влиянием сезонности, перепадов в выработке электроэнергии на ВИЭ, аварийных остановок мощностей и других незапланированных факторов. В перспективе до 2050 г. равновесный уровень цен ждет сдержанный рост по мере естественного удорожания затрат на добычу и транспортировку, в том числе из-за перехода на разработку более сложных запасов.

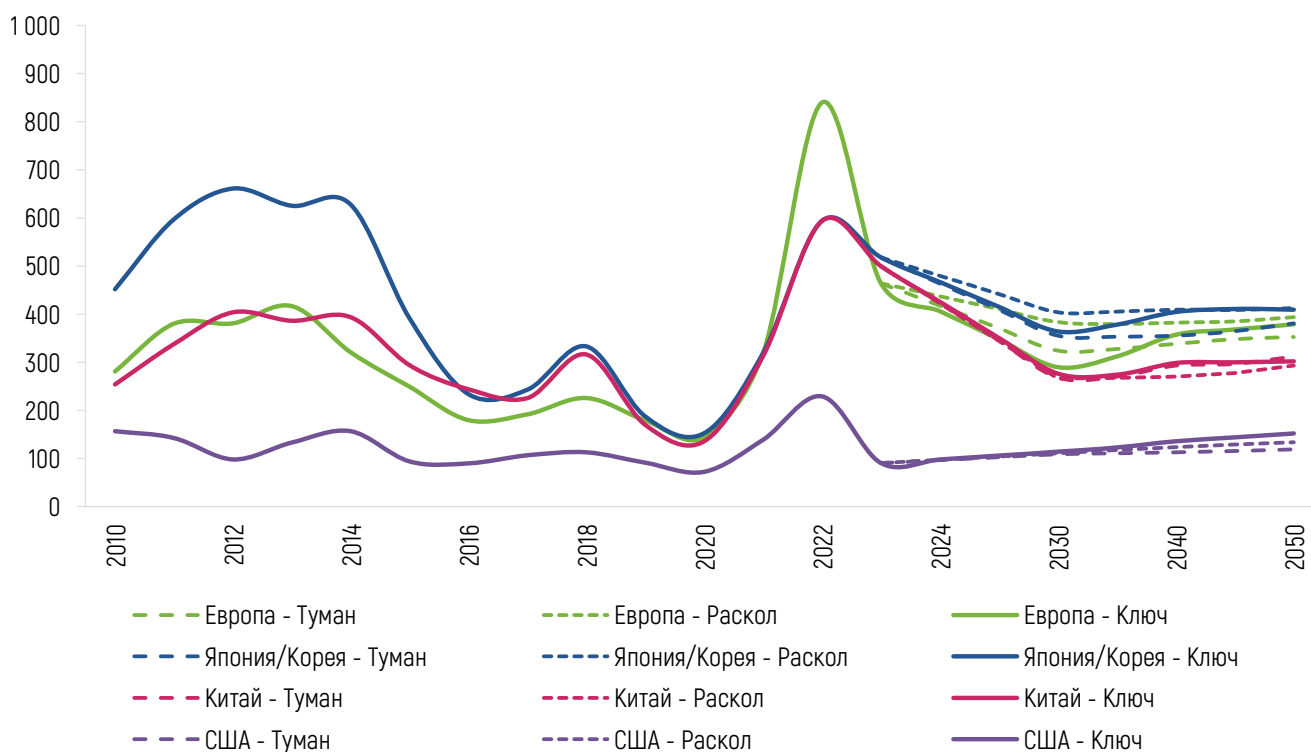
Рост объемов торговли СПГ приведет к повышению гибкости глобального рынка, но за счет высокого уровня транспортных затрат при морских перевозках на большие расстояния региональная ценовая дифференциация сохранится. Необходимость использования природного газа в качестве балансирующего топлива (а значит дополнительных затрат на резервирование добычных мощностей, хранение, сооружение новых приемных тер-

миналов СПГ и т.д.) будет способствовать формированию ценовой премии в регионах с высокой долей ВИЭ в энергобалансе (Рисунок 2.66).

Возможности заработка на рынке будут во многом зависеть от способностей поставщиков гибко реагировать на переменчивую конъюнктуру. Поэтому в лучшем положении будет находиться тот, кто сможет оперативно перенаправлять/замещать поставки, в том числе используя различную ресурсную базу. Это создаст условия для стимулирования игроков входить в географически разнесенные проекты, диверсифицируя источники поставок для построения оптимальных логистических схем. Востребованы могут быть и механизмы совместной работы производителей на рынках. Возрастет интерес к торговле газом будет и со стороны трейдеров.

ЦЕНЫ ГАЗА ЖДЕТ СИЛЬНАЯ ВОЛАТИЛЬНОСТЬ. К ТРАДИЦИОННОЙ СЕЗОННОСТИ ПРИБАВЯТСЯ ДИСБАЛАНСЫ НА НЕРАВНОМЕРНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ВИЭ.

Рисунок 2.66 – Прогнозные средневзвешенные цены природного газа на региональных рынках, долл. 2023/тыс. куб. м





РЫНОК ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

Спрос

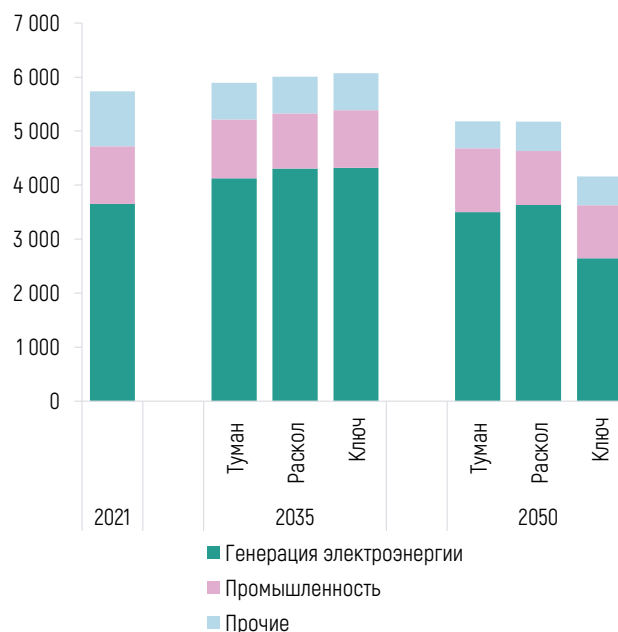
Твердые топлива¹⁵ являются наиболее экономически и технологически доступным источником энергоснабжения, но далеко не самым экологичным. Как правило, твердая биомасса потребляется вблизи мест производства и имеет ограниченные объемы международной торговли в энергетических целях. Значительно более развит мировой рынок угля.

Мировое потребление угля прошло свой первый пик еще в 2014 г., однако затем вновь обновило исторические максимумы в 2022–2023 гг. В прогнозном периоде ожидается незначительное увеличение потребления угля, но по всем сценариям его использование проходит свой абсолютный пик в период 2030–2035 гг. Ключевым драйвером, обеспечивающим увеличение спроса на уголь, выступает рост потребности в генерации электрической энергии в развивающихся странах. Во второй половине прогнозного периода угольная генерация начинает снижаться по мере повышения доступности технологий ВИЭ по всему миру, замедления темпов роста общего мирового уровня энерго- и электропотребления, расширения действия климатического регулирования. Разница уровней потребления угля на 2050 г. сценария Ключ и сценариев Туман и Раскол наглядно показывает, как климатическая политика, опирающаяся на высокие цены CO₂, может влиять на рынок угля.

В промышленности (в основном в металлургии) по всем сценариям не ожидается существенного снижения спроса

на уголь от уровней 2021 г. из-за продолжающегося увеличения потребности в производимой продукции, но повышение эффективности оборудования и расширение применения композитных материалов будут оказывать сдерживающее воздействие на использование угля в этом сегменте (Рисунок 2.67).

Рисунок 2.67 – Спрос на уголь по секторам потребления, по сценариям, млн т у. т.



15 Уголь, твердая биомасса и др.

Во всех сценариях в Европе и Развитых странах Азии спрос на уголь будет снижаться, что стимулируется общим сокращением спроса на энергию в регионах, увеличением доли ВИЭ в балансе генерации и экологической политикой. Наиболее высокая потребность в угле в этих регионах в сценарии Раскол, где в условиях ограниченного внешнего предложения газа уголь становится более востребован для маневренной генерации.

В Северной Америке спрос на уголь во всех сценариях снижается от текущих отметок по мере расширения использования газа и ВИЭ.

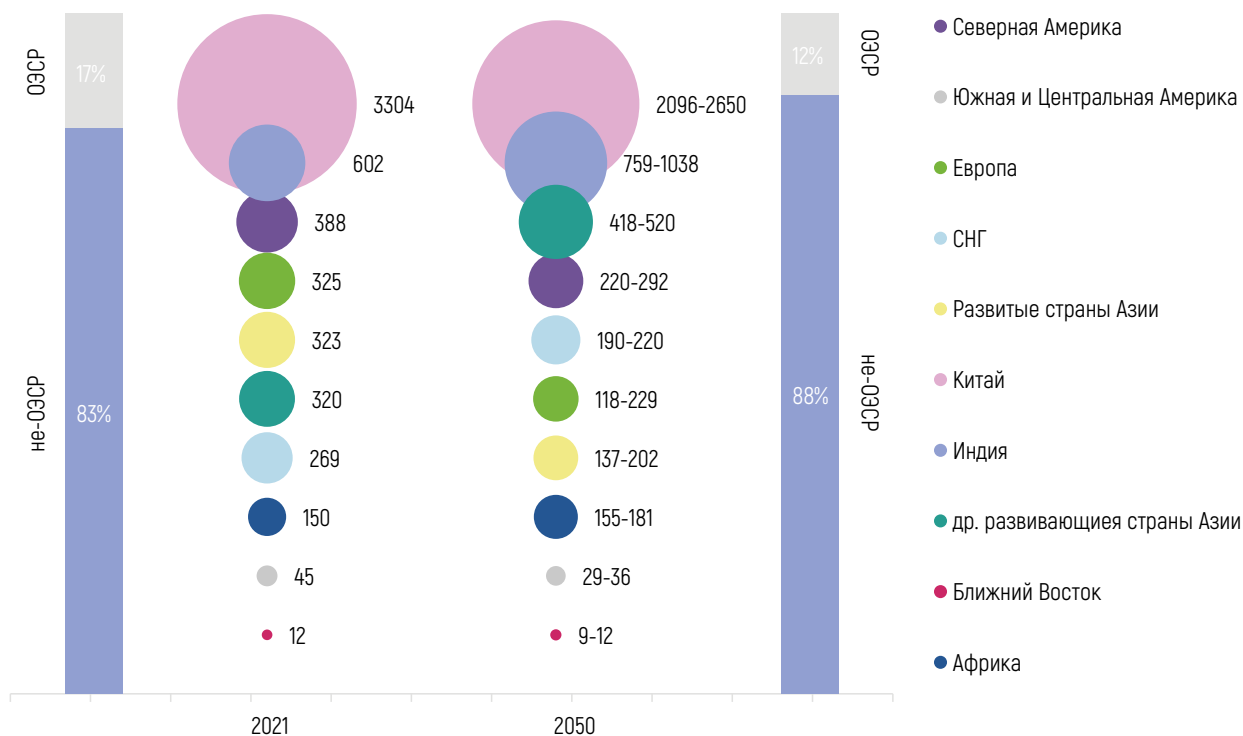
В странах Южной и Центральной Америки спрос на уголь в начале периода подрастает от текущих уровней и проходит пик по всем сценариям на горизонте до 2035 г.

В странах СНГ спрос на уголь снижается к 2050 г. на 20 – 30 % по сценариям от уровней 2021 г.

Африка остается единственным регионом мира, где спрос на уголь растет вплоть до конца прогнозного периода, обеспечивая доступ к дешевой энергии растущего населения региона.

Определяющим для угольного рынка будет ситуация в развивающихся странах Азии, где сконцентрировано 74 % его потребления (Рисунок 2.68). Для Китая предполагается, что во всех сценариях страна реализует свою политику по повышению эффективности угольной генерации и переоснащению отрасли. Эти планы реализуются за счет продолжения модернизации старых угольных энергоблоков и замены их сверхкритическими и суперсверхкритическими установками, в том числе, комплексного комбинированного цикла газификации. Кроме того, производится переход с частных угольных печей на централизованное теплоэнергоснабжение в ряде регионов страны. Параллельно в стране продолжается активное расширение использования ВИЭ, газа и атомной энергии. В результате в сценариях Раскол и Туман Китая удается снизить спрос на уголь уже в ближайшие годы. В сценарии Ключ, учитывая высокие прогнозируемые темпы роста электропотребления, спрос на уголь увеличивается до 2030 г., после чего начинает снижаться. Но, за счет предполагаемого ужесточения экологических норм и высоких цен CO₂, потребление угля в Китае к 2050 г. падает сильнее, чем в других сценариях, практически на 60 % от уровней 2021 г.

Рисунок 2.68 – Сценарный прогноз изменения потребления угля по регионам мира, млн т у. т.



ПОЛИТИКА КИТАЯ И ИНДИИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ БОЛЕЕ 65 % ДОБЫЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ УГЛЯ, ОСТАНЕТСЯ ОПРЕДЕЛЯЮЩЕЙ ДЛЯ МИРОВОГО РЫНКА.

Индия имеет значительный потенциал роста спроса на уголь как в генерации для расширения доступа к электрической энергии в ряде регионов страны, так и в металлургии, учитывая имеющиеся планы страны по расширению производства. Пик спроса в стране предполагается только в сценарии Ключ на горизонте 2038–2039 гг. (Таблица 2.8).

Предложение

Мировые запасы угля по состоянию на конец 2021 г. оцениваются свыше чем в 1 трлн т, ресурсообеспеченность при текущем уровне добычи – 140 лет. Основные запасы приходятся всего на 5 стран: США (23,9 %), Россия (15,1 %), Австралия (14 %), Китай (13,3 %), Индия (10,3 %). Эти же страны обеспечивают основную добычу.

В прогнозном периоде США во всех сценариях будут сокращать добычу, оставаясь при этом чистым экспортёром. Наименьшие темпы снижения ожидаются в сценарии Раскол, где США будут поддерживать производство угля для покрытия европейского спроса. Страны Южной и Центральной Америки увеличивают добычу на горизонте до 2035 г., обеспечивая растущий спрос в регионе, затем, вместе с мировым спросом добыча в регионе проходит пик и снижается. Во всех сценариях добыча в Европе существенно снижается темпами, опережающими падение регионального спроса, из-за экологического давления на производителей.

Австралийское производство угля также будет снижаться по всем сценариям. Один из крупнейших мировых экспортёров уже столкнулся с существенным ростом производственных затрат. При этом Австралия проводит активную политику по сокращению выбросов метана, в том числе за счет ценовых механизмов управления эмиссией. Это ведет к дополнительному росту производственных затрат.

Добыча в странах СНГ (преимущественно в России) во всех сценариях будет снижаться вслед за мировым спро-

Таблица 2.8 – Прогноз мирового спроса на уголь, по сценариям, млн т у. т.

Регион/страна	2021	2035			2050		
		Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	388	327	343	340	267	291	220
Южная и Центральная Америка	45	47	46	43	36	36	29
Европа	325	277	310	257	199	229	119
СНГ	269	232	234	226	213	220	190
Развитые страны Азии	323	273	283	250	183	201	137
Развивающиеся страны Азии	4226	4566	4621	4771	4113	4030	3273
Китай	3304	3230	3231	3354	2650	2504	2096
Индия	602	870	924	936	943	1039	759
Ближний Восток	12	13	13	11	12	11	9
Африка	150	161	160	176	155	159	181
Мир	5737	5896	6010	6076	5179	5179	4159

сом. В сценарии Раскол падение окажется не столь существенным за счет роста экспорта в АТР, однако здесь многое зависит от того, как сложится баланс крупнейших покупателей – Китая и Индии.

В Индии значительные запасы угля позволяют существенно нарастить добычу от текущих уровней по всем сценариям. Ситуация на внутреннем рынке будет определяться не только спросом и добычей, но и темпами развития инфраструктуры, в частности обеспечением связанности регионов страны железнодорожной сетью.

В Китае запасы угля в стране позволяют наращивать добычу и покрывать ею внутренний спрос в тех случаях, когда она конкурентоспособна по затратам с импортом. Однако рост добычи может сдерживаться политическими решениями, в том числе по экологическим причинам. В прогнозном периоде предполагается, что добыча в Китае в значительной степени будет отражать динамику спроса (Таблица 2.9).

Мировая торговля

По всем сценариям после увеличения в самом начале периода объемы межрегиональной торговли углем в дальнейшем будут снижаться в условиях сокращения мирового спроса на фоне значительной ресурсообеспеченности ключевых потребителей собственными запасами.

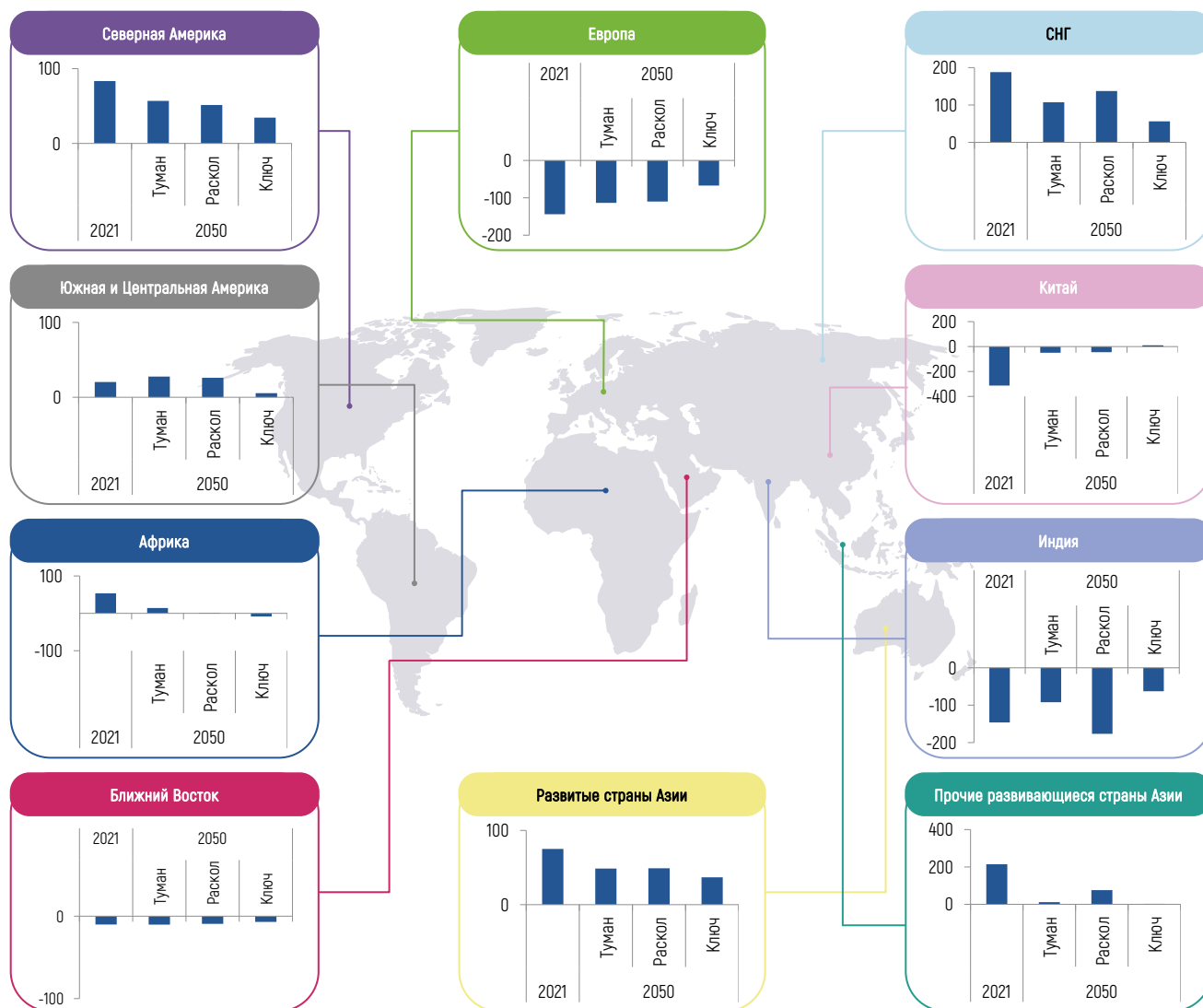
Крупнейшим мировым покупателем угля во всех сценариях становится Индия. Значительная часть международной торговли и перетоков угля концентрируется внутри развивающихся стран Азии (Рисунок 2.69).

МИРОВАЯ ТОРГОВЛЯ УГЛЕМ К 2050 Г. СОКРАТИТСЯ В 1,9-4,5 РАЗА.

Таблица 2.9 – Прогноз мировой добычи угля, по сценариям, млн т у. т.

Регион/страна	2021	2035			2050		
		Туман	Раскол	Ключ	Туман	Раскол	Ключ
Северная Америка	441	402	424	396	324	343	254
Южная и Центральная Америка	59	69	72	76	64	62	35
Европа	177	131	162	104	86	119	51
СНГ	451	340	405	340	320	357	246
Развитые страны Азии	395	323	339	314	232	251	204
Развивающиеся страны Азии	3997	4427	4418	4642	3982	3884	3213
Китай	3019	3140	3008	3297	2600	2459	2096
Индия	432	751	778	782	851	862	696
Ближний Восток	2	2	2	2	2	2	2
Африка	204	202	189	201	170	161	153
Мир	5725	5896	6010	6076	5179	5178	4158

Рисунок 2.69 – Международная торговля углем (экспорт - положительные значения, импорт - отрицательные значения), млн т у. т.



Цены угля

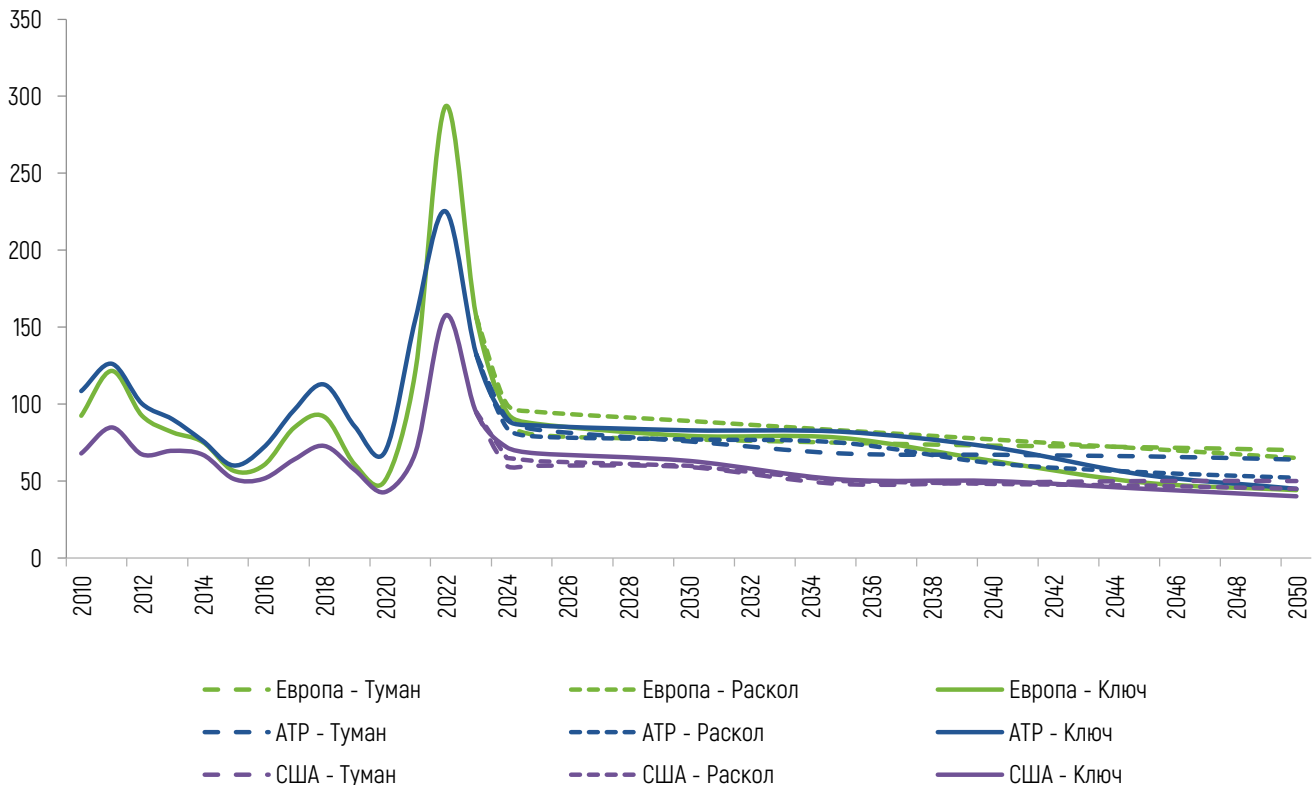
В сценарии Ключ в условиях высоких темпов роста мировой экономики уголь широко востребован в ближайшее десятилетие, что позволяет выходить на сравнительно высокие цены. Но ускоренное переключение на альтернативные источники энергии приводит к быстрому вытеснению угля к 2050 г., из-за чего цены в ключевых торговых точках снижаются до уровня 40 – 45 долл. 2023/т.

В сценарии Туман до 2035 г. цены по всем регионам ниже, чем в сценарии Ключ, на фоне более низкого мирового

спроса. А к 2050 г., напротив, цены превышают уровень других сценариев из-за повышенного потребления.

В сценарии Раскол ожидается, что европейский рынок будет находиться под давлением ограниченного предложения. Рынок развивающихся стран Азии, напротив, будет насыщен предложением угля от производителей из дружественных стран. В результате на протяжении всего рассматриваемого периода в европейских ценах будет сохраняться премия к азиатским (Рисунок 2.70).

Рисунок 2.70 – Равновесные цены угля по регионам, по сценариям, долл. 2023/т





ПОЗИЦИИ КЛЮЧЕВЫХ ИГРОКОВ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

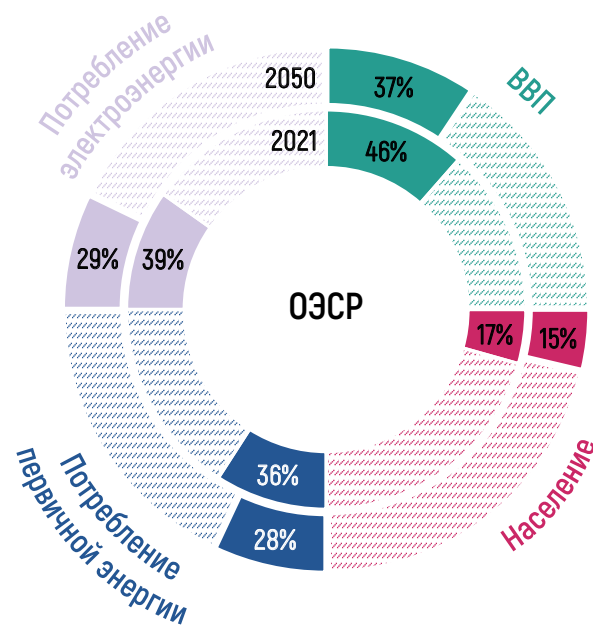
ОЭСР

Долгое время главным игроком на энергетической карте мира выступали страны ОЭСР. В середине 1970-х гг. (период образования МЭА) на них приходилось свыше 70 % мирового потребления первичной энергии, более 80 % мирового потребления нефтепродуктов, практически 90 % потребления природного газа и 70 % потребления угля. В глобальном предложении энергоресурсов страны ОЭСР обеспечивали 30 % мировой добычи нефти, выше 60 % газа и около половины мирового производства угля. Подобный дисбаланс спроса и предложения энергии внутри объединения на долгие годы предопределил их позицию на мировом рынке как крупнейшей коалиции стран-импортеров.

Сегодня, несмотря на расширение числа стран-членов организации от первоначального состава (в 2021 г. на страны ОЭСР приходится 17 % мирового населения и 46 % мирового ВВП), страны ОЭСР аккумулируют только 36 % от мирового потребления первичной энергии, 45 % от мирового потребления нефтепродуктов, 45 % мирового потребления природного газа, и около 17 % мирового потребления угля. Важно отметить, что внутри самого ОЭСР фактически выделились крупные центры экспорта энергоресурсов: Северная Америка (нефть, природный газ) и Австралия (природный газ, уголь) и центры импорта: Европа и Япония с Южной Кореей. Также в организацию входят страны, преимущественно использующие собственные ресурсы.

К 2050 г. доля стран ОЭСР в мировом населении будет падать и составит 15 %, при этом на них будет приходиться 37 % глобального ВВП. Роль ОЭСР в мировой энергетике и на всех топливных рынках по всем сценариям также продолжит существенно снижаться (Рисунок 2.71).

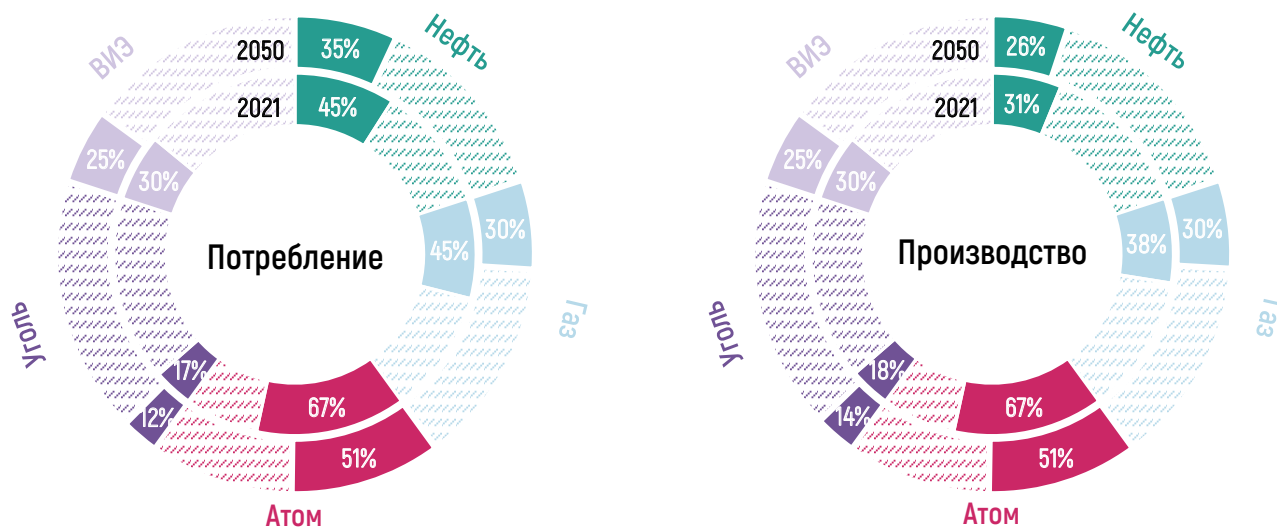
Рисунок 2.71 – Доля стран ОЭСР в мировом ВВП, населении, объемах потребления первичной и электрической энергии на 2021 и 2050 г. (в среднем по сценариям)



По расчетам, на страны организации к 2050 г. будет приходиться 27 – 28 % потребления первичной энергии, около трети мирового потребления нефтепродуктов и природного газа, около 12 % мирового потребления угля. Доля в мировом производстве атомной энергии сократится с двух третей до половины, в потреблении ВИЭ – с 30 % до 25 %. Производство нефти странами объединения будет

обеспечивать только четверть глобального предложения. Газа – 30 %, угля – 14 % (Рисунок 2.72). При этом основные центры экспорта все также будут сконцентрированы в Северной Америке и Австралии, а центры импорта – в Европе, Японии и Южной Корее.

Рисунок 2.72 – Доля стран ОЭСР в мировом производстве и потреблении основных видов первичной энергии на 2021 и 2050 гг. (в среднем по сценариям)



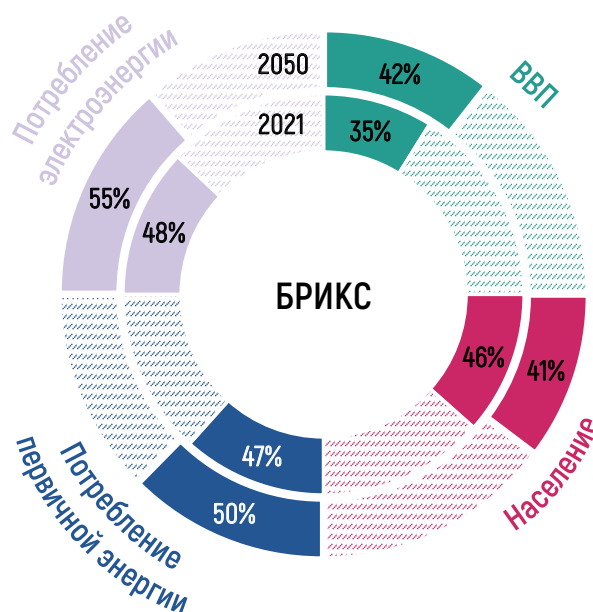
БРИКС

Практически половина мирового населения (46 %) и 35 % мирового ВВП сегодня приходится на страны БРИКС: Бразилию, Египет, Индию, Иран, Китай, Россию, Саудовскую Аравию, ОАЭ, Эфиопию, ЮАР. По состоянию на 2021 г. объединение обеспечивает 47 % мирового потребления первичной энергии и 47 % ее производства. К 2050 г. в странах объединения будет проживать 41 % населения земного шара, обеспечивая производство 42 % ВВП. Закономерно, что роль объединения в глобальной энергетике продолжит возрастать, по расчетам на них придется 49 – 50 % потребления и производства первичной энергии, в зависимости от сценария (Рисунок 2.73).

Уже сейчас страны БРИКС практически полностью определяют конфигурацию мирового рынка угля. На них приходится 74 % мирового потребления угля и 70 % его производства. В перспективе до 2050 г. они по-прежнему будут главными игроками на угольном рынке, аккумулируя 74 % – 75 % мирового потребления и 72 – 75 % глобальной добычи (Рисунок 2.74).

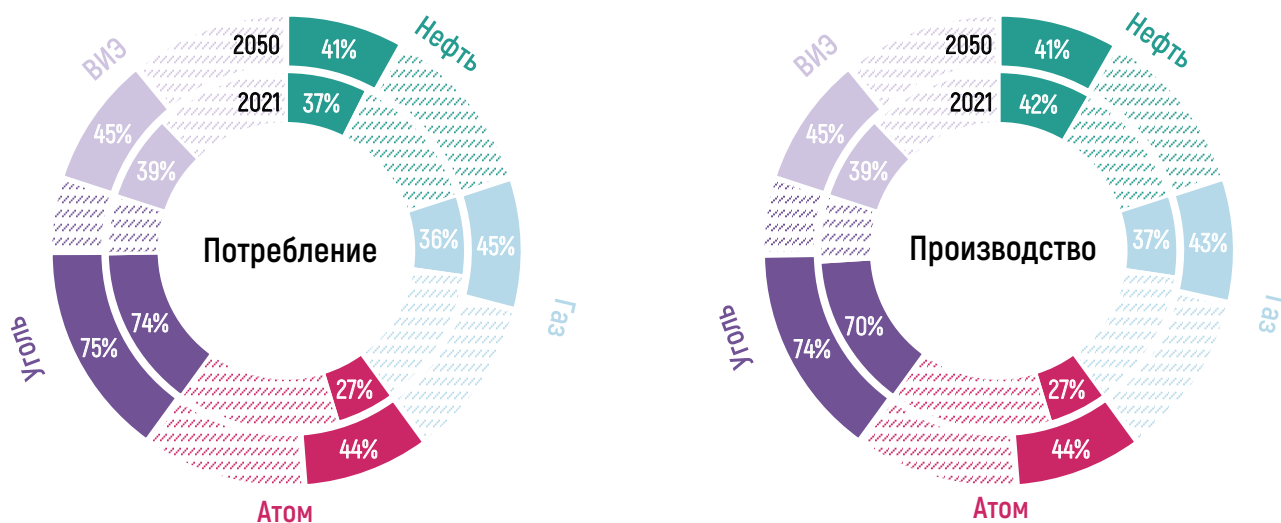
Растет роль стран БРИКС и на глобальном рынке газа, где внутри объединения представлены как крупные производители (Россия, Иран), так и крупнейшие потребители «голубого топлива». По состоянию на 2021 г. страны

Рисунок 2.73 – Доля стран БРИКС в мировом ВВП, населении, объемах потребления первичной и электрической энергии на 2021 и 2050 гг. (в среднем по сценариям)



Примечание: здесь и далее состав БРИКС за 2021 и 2050 гг. показан по состоянию на 2024 г.

Рисунок 2.74 – Доля стран БРИКС в мировом производстве и потреблении основных видов первичной энергии на 2021 и 2050 гг. (в среднем по сценариям)



объединения потребили 36 % мирового газа и произвели 37 %. К 2050 г. потребление газа в странах объединения составит 43 – 47 % от общемирового, а добыча 42 – 43 %.

С присоединением к клубу ряда ключевых экспортеров (Саудовская Аравия, Иран, ОАЭ), существенно возросла роль БРИКС и на мировом рынке нефти. На страны объединения приходится 37 % мирового потребления нефтепродуктов и 42 % мировой добычи. К 2050 г. – 39 – 41 % потребления нефтепродуктов и 41 – 42 % добычи нефти.

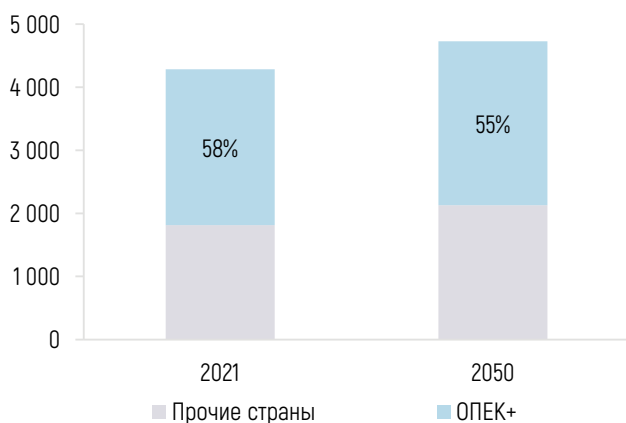
Существенно возрастает роль БРИКС в атомном секторе. К 2050 г. они обеспечат 44 % потребления атомной энергии и 45 % потребления ВИЭ, в сравнении с 27 % и 39 % в 2021 г.

К 2050 Г. БРИКС БУДЕТ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ОКОЛО ПОЛОВИНЫ МИРОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

ОПЕК+

Страны ОПЕК+ останутся ключевыми игроками на рынке нефти на протяжении всего рассматриваемого периода, обеспечивая 55 – 56 % от общемировой нефтедобычи к 2050 г. (Рисунок 2.75)

Рисунок 2.75 – Прогноз добычи нефти в странах ОПЕК+ и соответствующей доли в мире, млн т н. э.





ВЫБРОСЫ CO₂

В настоящем исследовании представлены выбросы от сжигания ископаемого и биотоплива (включая жидкие биотоплива, биогаз, твердые биотоплива, в т.ч. дрова), которые охватывают порядка 70 % учитываемой МГЭИК антропогенной мировой эмиссии парниковых газов по состоянию на 2021 г.

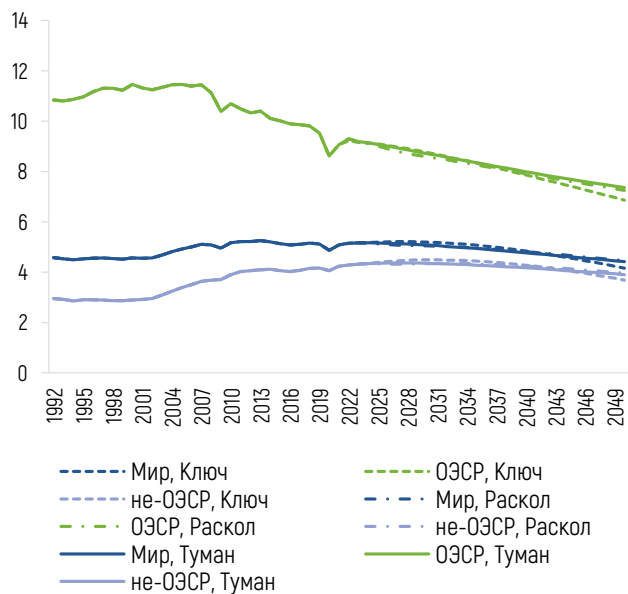
Во всех сценариях ожидается глобальное снижение душевого уровня выбросов, более быстрое для стран ОЭСР, которые уже в значительной степени обеспечены энергоресурсами, опережают остальной мир по этому показателю и концентрируют свои усилия на декарбонизации энергетики. Однако, даже с учетом этих усилий, к 2050 г. душевые выбросы стран ОЭСР будут почти вдвое выше, чем по группе стран не-ОЭСР (Рисунок 2.76).

Углеродоемкость ВВП, наоборот, в странах не-ОЭСР более высокая (практически вдвое), чем в странах ОЭСР. В прогнозном периоде она также снижается в среднем по миру ежегодно на 1,7 – 2,4 % в зависимости от сценария (Рисунок 2.77).

Во всех исследуемых сценариях мир проходит пики выбросов. В сценарии Ключ пик проходит уже на горизонте до 2035 г., но на более высоком уровне, чем в двух других сценариях. В сценариях Раскол и Туман пики выбросов приходятся на 2038–2040 гг. и на более низких уровнях (Рисунок 2.78).

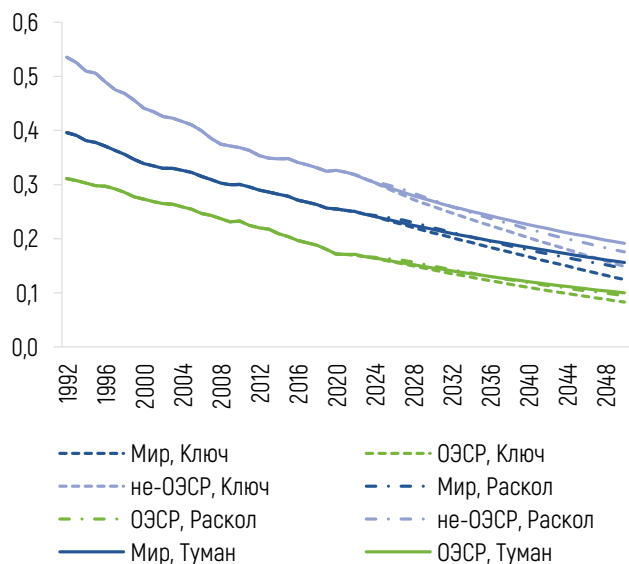
Существенное влияние на выбросы парниковых газов оказывает логистика пассажирских и грузовых перевозок, в том числе, энергоносителей. Удлинение логистических маршрутов, которые транспортные компании стремят-

Рисунок 2.76 – Динамика изменения выбросов на душу населения в странах ОЭСР и не-ОЭСР в 1992–2050 гг., т CO₂ экв./чел.



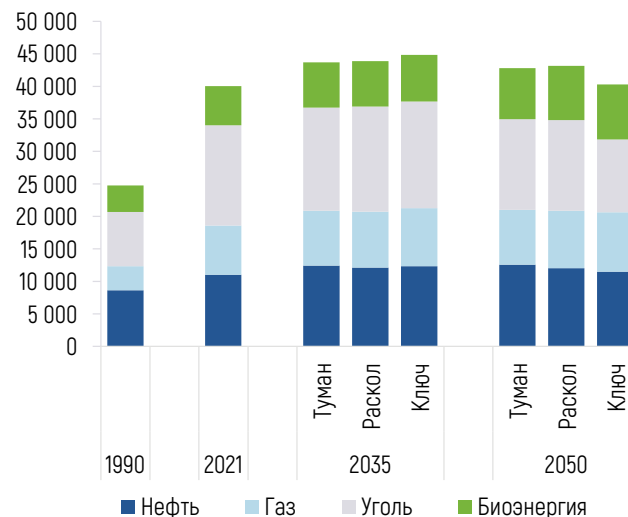
ся оптимально выстраивать с точки зрения расстояний и экономики транспортировки, ведут к росту сжигания топлив, а значит – к увеличению эмиссии парниковых газов. В параметрах сценария Раскол, подразумевающим существенные ограничения торговли между полюсами, логистика не оптимальна и формирует более 1 млрд т CO₂ экв. ежегодной дополнительной эмиссии, чего не происходит в других сценариях, где логистические маршруты выстраиваются без существенных ограничений.

Рисунок 2.77 – Динамика изменения углеродоемкости ВВП в странах ОЭСР и не-ОЭСР, т CO₂ экв./тыс. долл. 2023



Примечание: Показаны выбросы от сжигания топлив без учета возможного улавливания, захоронения и утилизации

Рисунок 2.78 – Выбросы парниковых газов по видам сжигаемого топлива, млн т CO₂ экв.



НЕОПТИМАЛЬНАЯ ЛОГИСТИКА, СВЯЗАННАЯ С ТОРГОВЫМИ ОГРАНИЧЕНИЯМИ СЦЕНАРИЯ РАСКОЛ, ПРИВОДИТ К РОСТУ ВЫБРОСОВ БОЛЕЕ ЧЕМ НА 1 МЛРД Т CO₂ ЭКВ., ЧТО ПРЕВЫШАЕТ ЕЖЕГОДНЫЕ ВЫБРОСЫ ГЕРМАНИИ И ФРАНЦИИ ВМЕСТЕ ВЗЯТЫХ.





ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

- Конечное потребление энергии
- Электроэнергетика
- Потребление первичной энергии
- Нефтяная отрасль
- Угольная отрасль
- Газовая отрасль
- Заключение

РАЗДЕЛ 3



КОНЕЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Потребление энергии по секторам конечного использования в Российской Федерации увеличивается во всех сценариях в первой половине прогнозного периода, после чего снижается. Подобная динамика обуславливается одновременным воздействием на энергопотребление разнонаправленных факторов: с одной стороны рост экономики и расширение доступа к энергии, в том числе в рамках развития восточных регионов страны, стимулируют увеличение общего уровня энергопотребления, с другой стороны, снижение потребления от потенциальных уровней возможно за счет значительного потенциала энергосбережения.

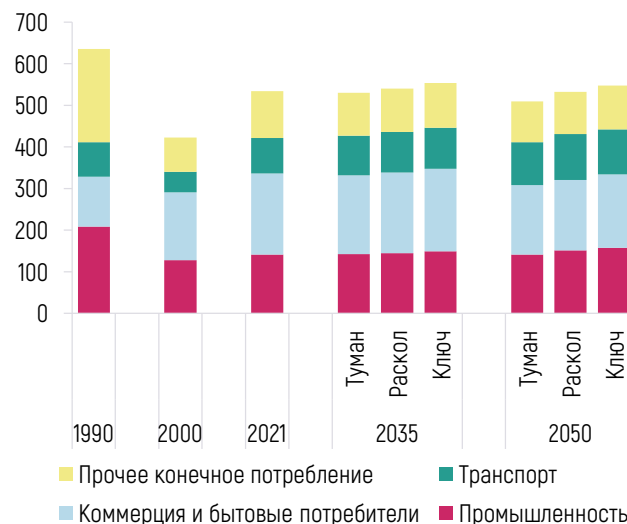
Потребности экономики стимулируют увеличение спроса на энергию в промышленности. Благодаря росту душевых доходов расширяется доступность транспорта, одновременно повышается потребность в перевозках внутри страны на большие расстояния вследствие развития восточных регионов и активной торговли со странами АТР. Всё это ведет к дальнейшему увеличению спроса на энергию в транспортном секторе, но с существенным замедлением относительно предыдущих двух десятилетий.

Потребление энергии в секторе Коммерция и бытовые потребители растет в ближайшее десятилетие, в том числе благодаря реализуемым программам по газификации и повышению энергообеспеченности граждан, но в дальнейшем начинает сокращаться по мере повышения эффективности зданий и систем тепло- и электроснабжения (Рисунок 3.1).

Основой обеспечения спроса на конечную энергию у потребителей на всем прогнозируемом отрезке с долей более

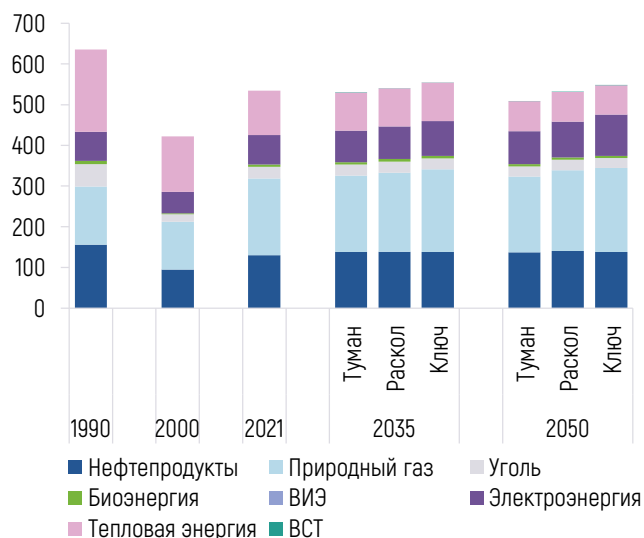
35 % останется природный газ. Спрос на нефтепродукты возрастает на 5 - 8 % за счет увеличения потребности в моторных топливах и расходов нефтепродуктов на производство продукции нефтехимии. Во второй половине прогнозного периода ожидается внедрение в баланс конечного потребления водородсодержащего топлива: метанола, аммиака, чистого водорода. Будет возрастать потребность в электроэнергии, в то время как удельные расходы тепла продолжают снижаться за счет повышения эффективности зданий, снижения потерь при транспортировке, расширения использования умных систем для регулирования температуры (Рисунок 3.2).

Рисунок 3.1 – Прогноз потребления энергии в России по секторам конечного потребления, по сценариям, млн т н. э.



Потребление электроэнергии к 2050 г. увеличится на 13 - 40 % в зависимости от сценария (в сценарии Ключ высокий рост обуславливается электрификацией секторов конечного потребления, в том числе дорожного транспорта).

Рисунок 3.2 – Прогноз потребления конечной энергии в России по видам, по сценариям, млн т н. э.



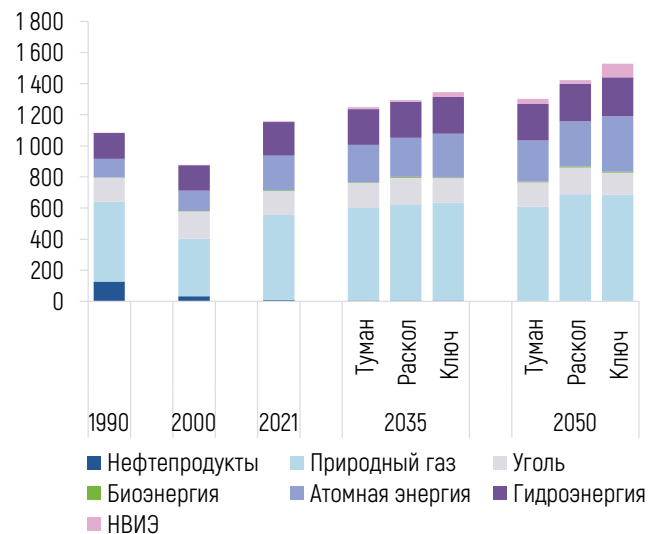
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Совокупная потребность в генерации электрической энергии в России к 2050 г. в сценариях прогноза увеличится до 1,3 - 1,5 трлн кВт·ч.

Основой российской электроэнергетики останутся тепловые электростанции на природном газе. «Голубое топливо» будет обеспечивать 45 - 48 % генерации в 2050 г. (47 % в 2021г.) при росте абсолютных объемов выработки. Доля угля в генерации снижается по всем сценариям.

Развитие атомной энергетики в России имеет значительный потенциал, учитывая уникальные накопленные научные и производственные компетенции, но нужно учитывать высокую капиталоемкость проектов и длительные сроки окупаемости. В рассматриваемых сценариях прирост производства электроэнергии на базе АЭС составляет 20 - 60 % к 2050 г. Генерация НВИЭ станций вырастет к 2050 г. в 4 - 14 раз, во многом благодаря программам государственной поддержки (Рисунок 3.3).

Рисунок 3.3 – Прогноз объемов генерации электрической энергии в России по видам, по сценариям, ТВт·ч

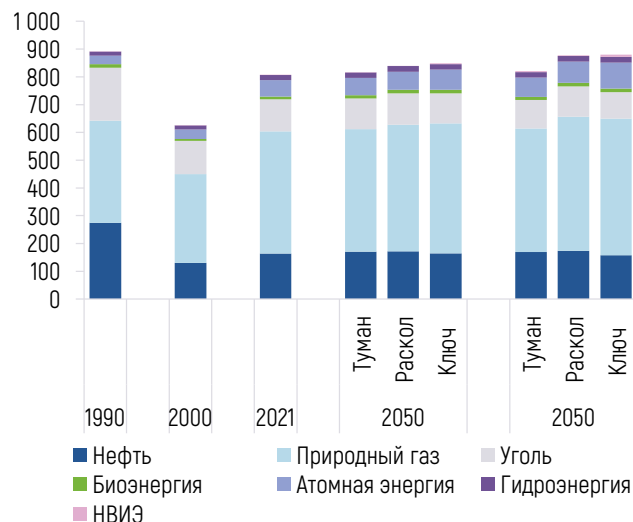


ПОТРЕБЛЕНИЕ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Прогнозная динамика спроса на энергию в конечных секторах и ожидаемые изменения в генерации и работе топливных отраслей определяют спрос на потребление первичной энергии, который увеличивается во всех сценариях.

Основой российского энергоснабжения остается природный газ (54 - 56 % от общего спроса на первичную энергию). Доля безуглеродных источников энергии (АЭС, гидроэнергия, НВИЭ) увеличивается до 11 - 14 % с 10 % в 2021 г. (Рисунок 3.4). На динамику сокращения потребления во второй половине прогнозного периода выходит уголь, а в сценариях Туман и Ключ – и нефть.

Рисунок 3.4 – Прогноз потребления первичной энергии в России по источникам, по сценариям, млн т н. э.



НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ

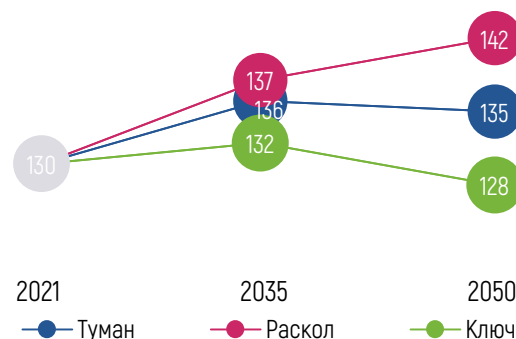
Спрос

Спрос на нефтепродукты продолжит расти в России в первой половине рассматриваемого периода по всем сценариям. Ключевые драйверы – увеличение потребности во всех видах мобильности и развитие нефтегазохимических производств. В период 2041-2046 гг. потребление перейдет к снижению, чему будет способствовать повышение энергоэффективности транспорта, переключение на альтернативные моторные топлива и электроэнергию, вытеснение нефти из сектора Коммерция и бытовые потребители (Рисунок 3.5).

Добыча

С начала 2000-х гг. России удалось переломить тенденцию на убыль запасов, сложившуюся в первое десятилетие после распада СССР. Основной упор делался на доразведку крупнейших месторождений советских времен и перевод запасов в более высокую категорию по

Рисунок 3.5 – Сценарный прогноз потребления нефтепродуктов в России, млн т н. э.



достоверности. Значительный вклад внесло развитие технологической базы российской нефтяной отрасли. В добыче, помимо работ на традиционных объектах, велось освоение ресурсной базы шельфа морей, активное вовлечение в промышленное освоение нетрадиционных запасов Баженовской свиты, тяжелых нефтей.

Разрабатываемые запасы позволят обеспечить более 60 % добычи в ближайшие 30 лет (Рисунок 3.6). Для поддержания добычи на разрабатываемых месторождениях потребуется применение методов увеличения нефтеотдачи, а новые запасы преимущественно представлены сложными проектами и более глубокими горизонтами действующих формаций. В результате производственные затраты отрасли будут существенно расти.

Важным фактором, обеспечившим высокие уровни добычи российской нефтяной отрасли, стало смягчение налогового режима, сначала посредством масштабного предоставления льгот по НДС, затем - переходом от НДС к НФР. Это позволило снизить цены безубыточности добычи, вовлечь в эксплуатацию низкодоходные проекты.

В перспективе обеспечение конкурентоспособности российских углеводородов на внешних рынках в прогнозных уровнях экспорта (особенно в сценариях, предусматривающих наличие торговых ограничений) потребует не только сохранения, но и расширения действия льготных налоговых режимов. Однако, учитывая, что к 2050 г. свыше 60 % добычи придется на трудные запасы с высокой себестоимостью производства, это приведет к существенному снижению бюджетных поступлений от нефтяной отрасли.

В перспективе до 2050 г. роль традиционных нефтяных регионов – Западной Сибири и Урало-Поволжья в обеспечении российской нефтедобычи будет постепенно снижаться, однако даже в 2050 г. на них будет приходиться около двух третей добычи. Существенный прирост добычи планируется на севере Красноярского края (Рисунок 3.7).

ГИБКИЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ УЖЕ ПОЗВОЛИЛ ВОВЛЕЧЬ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НИЗКОМАРЖИНАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ И ОБЕСПЕЧИТЬ ВЫСОКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВА, НЕСМОТЯ НА УДОРОЖАНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ. В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ, УЧИТЫВАЯ ОЖИДАЕМЫЙ РОСТ ДОЛИ ТРИЗ, ПОДДЕРЖАНИЕ ВЫСОКИХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО В УСЛОВИЯХ СОХРАНЕНИЯ ГИБКИХ ПОДХОДОВ К РЕГУЛИРОВАНИЮ.

Рисунок 3.6 – Прогноз добычи нефти и газового конденсата в России, по типам запасов по сценариям, млн т

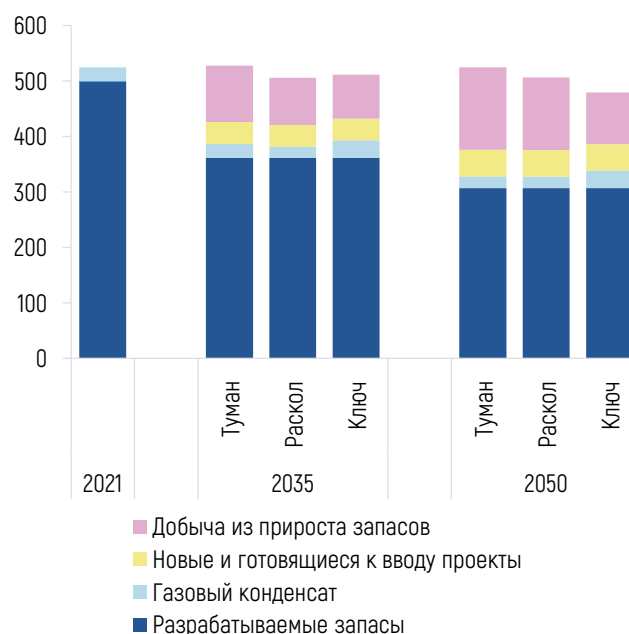
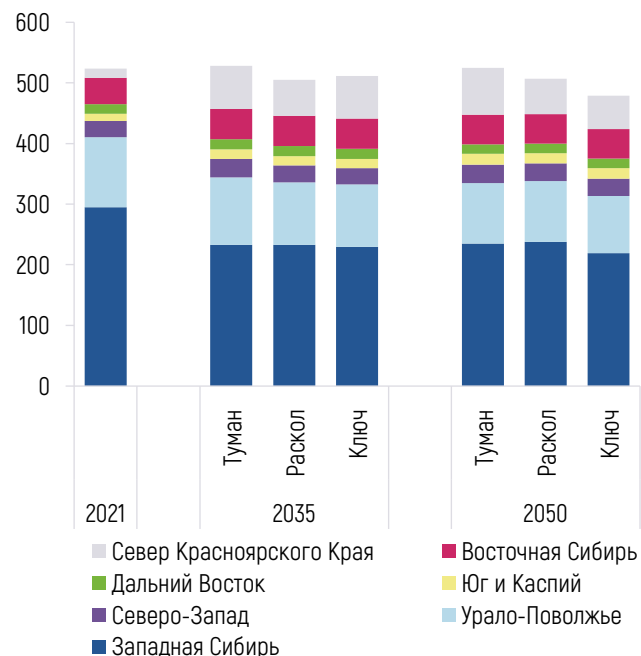


Рисунок 3.7 – Прогноз добычи нефти и газового конденсата в России по регионам и сценариям, млн т



Нефтепереработка

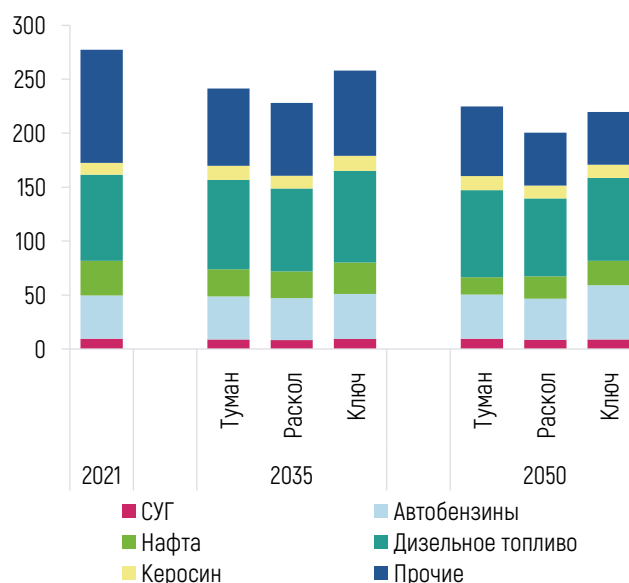
Рыночные изменения формируют предпосылки для модернизации нефтепереработки. В ключевых странах-импортерах наметилась тенденция по отказу от импорта готовых нефтепродуктов в пользу импорта сырья и переработки на собственных мощностях. Это ведет к сокращению внешних ниш для поставок дизельного топлива и мазута. Внутренний рынок во всех сценариях будет предъявлять все больший спрос на автомобильный бензин. В этих условиях будет формироваться потребность в установках, направленных на увеличение глубины переработки и выхода бензиновых фракций, а также в октаноповышающих процессах. Модернизировать придется практически все ключевые отечественные заводы.

На протяжении последних 20 лет российская нефтепереработка развивалась в ценовых и регуляторных условиях (система 60-66-90, обратные акцизы и пр.), стимулировавших сокращение избыточных первичных мощностей с одновременным увеличением глубины переработки и качества производимых продуктов. Развитие переработки в первую очередь осуществлялось с ориентацией на ключевую для России рынок Европы, куда поставлялось высококачественное дизельное топливо. В связи с этим значительная часть вводов мощностей вторичных процессов приходилась на установки гидрокрекинга и гидрооблагораживания. Но фокус на удовлетворение запросов внешних потребителей подчас вступал в противоречие с потребностями внутреннего рынка: баланс ключевого для России моторного топлива, автомобильного бензина, в отдельные периоды был отрицательным, импорт осуществлялся из соседней Белоруссии и даже из европейских стран.

В прогнозном периоде во всех сценариях предполагается, что технологические схемы НПЗ и парк установок будут способны адаптироваться под потребности рынка, в первую очередь обеспечивая покрытие спроса на бензины собственным производством (Рисунок 3.8). Но это потребует соответствующих инвестиций и сохранения высоких объемов первичной переработки. В то же время возникает проблема реализации остальной продукции НПЗ (кроме бензина) из-за ограниченного спроса на внешних рынках.

ИЗМЕНЕНИЕ УСЛОВИЙ ВНУТРЕННИХ И ВНЕШНИХ РЫНКОВ СТАВИТ ПЕРЕД ПЕРЕРАБОТКОЙ ЗАДАЧУ ПО МАСШТАБНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ: ЗНАЧИТЕЛЬНОМУ УВЕЛИЧЕНИЮ ГЛУБИНЫ ПЕРЕРАБОТКИ ОДНОВРЕМЕННО С РОСТОМ ВЫПУСКА АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ. АЛЬТЕРНАТИВОЙ ЭТОМУ РЕШЕНИЮ МОЖЕТ СТАТЬ СНИЖЕНИЕ СПРОСА НА БЕНЗИН ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ ГМТ И ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА, ДИЗЕЛИЗАЦИИ АВОПАРКА.

Рисунок 3.8 – Прогноз производства ключевых нефтепродуктов в России по сценариям, млн т



В этих условиях существует несколько вариантов решений:

- обеспечить производство бензина в необходимых объемах для покрытия всего спроса и организовать сбыт оставшейся продукции переработки на внешние рынки с учетом низкой маржинальности из-за сужения ниш;
- стимулировать переключение с бензина на другие нефтепродукты - дизельное топливо и СУГ;
- принять комплекс мер, направленный на снижение спроса на нефтепродукты за счет внедрения ГМТ и электротранспорта. Это обеспечит, как экономию капиталовложений в нефтепереработку, так и рост внутреннего спроса на природный газ для произ-

водства электроэнергии и в качестве моторного топлива, что позволит решать в том числе экологические задачи и высвобождать на экспорт дополнительные объемы нефти.

Эти решения вполне могут быть взаимодополняющими, но требуют общей согласованности проводимой политики.

Экспорт нефти и нефтепродуктов

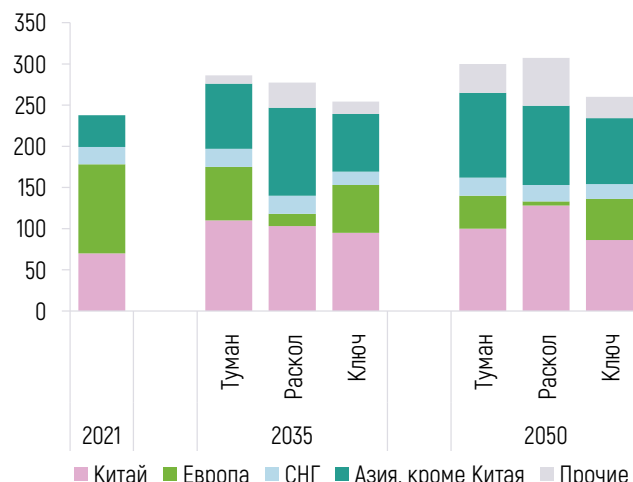
Практика 2022 - 2023 гг. показала, что даже в условиях геополитических ограничений на поставки нефти и нефтепродуктов, российские компании способны адаптировать логистику и торговые схемы. Поэтому ни в одном из сценариев не предполагается существенного сокращения в объёмном выражении общего экспорта жидких углеводородов из страны.

ОБЩИЙ ОБЪЕМ ЭКСПОРТА НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ИЗ РОССИИ В ИССЛЕДУЕМОМ ПОЛЕ СЦЕНАРИЕВ НЕ СНИЖАЕТСЯ, ОДНАКО МЕНЯЮТСЯ ЕГО РЕГИОНАЛЬНАЯ И ТОВАРНАЯ СТРУКТУРЫ. ПОСТАВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВНЕШНИЕ РЫНКИ СОКРАЩАЮТСЯ.

Одновременно региональная и товарная структуры претерпят существенные изменения. Даже при восстановлении поставок российского топлива на европейский рынок объемы торговли сокращаются к 2050 г. более чем на 60 % от уровня 2021 г. из-за снижения спроса в регионе. В сценарии Раскол предполагается снижение поставок практически до нуля вследствие торговых ограничений. Переориентация осуществляется на рынки Китая и других стран развивающейся Азии, растут поставки в Африку, Южную и Центральную Америку. Рост спроса на нефтяное сырье в этих регионах в сочетании с конкурентоспособностью российской нефти, обеспеченной, в том числе, гибкостью налогового режима, позволяет наращивать экспорт сырья в сценариях Туман и Раскол (Рисунок 3.9).

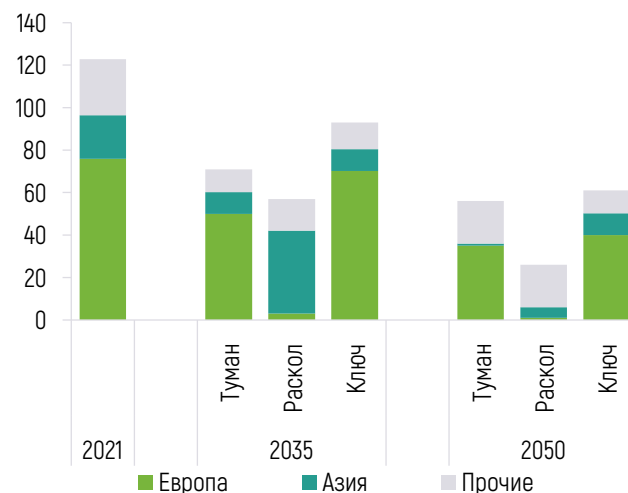
Внешние ниши для поставок нефтепродуктов будут сужаться. Даже в сценариях Ключ и Туман, где у России сохраняются поставки на рынок Европы, они снижаются на 25 - 40 % уже к 2035 г. в ответ на динамику спроса.

Рисунок 3.9 – Прогноз экспорта сырой нефти и газового конденсата по направлениям поставок, по сценариям, млн т



В сценарии Раскол до 2035 г. ключевым направлением поставок нефтепродуктов становится АТР, однако по мере ввода в Азии собственных перерабатывающих мощностей ниши сужаются (Рисунок 3.10).

Рисунок 3.10 – Прогноз экспорта нефтепродуктов по направлениям поставок, по сценариям, млн т



Выручка от экспорта нефтепродуктов существенно сократится, но высокие показатели экспорта нефти поддержат общий уровень выручки от экспорта ЖУВ (Рисунок 3.11). В сценарии Раскол, где Россия концентрирует свои торговые операции с нефтью в пределах полюса с хорошей доступностью предложения и относительно низкими ценами, экспортная выручка снижается на 18 % к 2035 г. и на 13 % к 2050 г.

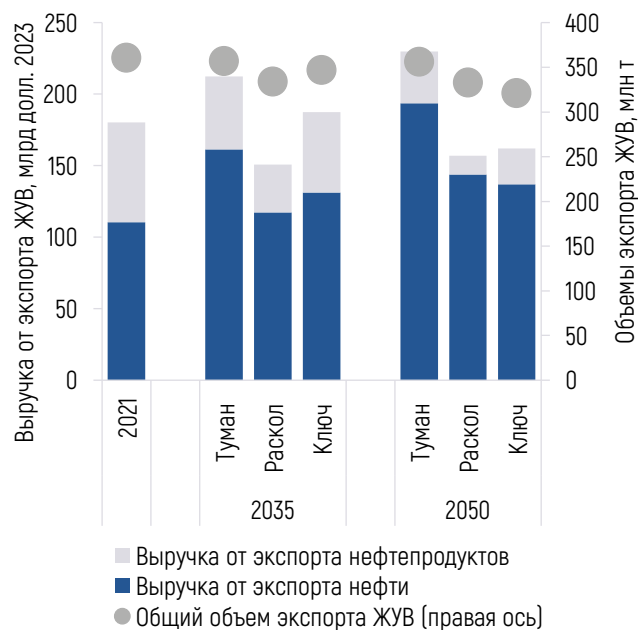
В параметрах сценария Ключ объемы экспортной выручки снижаются в прогнозном периоде в пределах 5 – 15 % от уровней 2021 г., как из-за снижения общих объемов экспорта, так и вследствие ожидаемого удешевления на внешних рынках ключевых экспортных продуктов - дизеля и мазута.

Только параметры сценария Туман с высоким мировым спросом на нефтепродукты в сочетании с отсутствием прямых жестких ограничений на торговлю позволяют увеличивать валютную выручку от нефтяной отрасли.

Все сценарии предполагают сохранение льготных и гибких режимов налогообложения добычи в России. При ожидаемой динамике выручки в рассмотренных сценариях налоговые поступления от нефтяной отрасли снизятся минимум в 1,5 - 2 раза от текущих уровней.

НЕСМОТЯ НА НЕЗНАЧИТЕЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ ОБЩИХ ОБЪЕМОВ ЭКСПОРТА ЖУВ ПО СЦЕНАРИЯМ, ПРЯМЫЕ ДОХОДЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТА ОТ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ СОКРАТЯТСЯ МИНИМУМ В 1,5 - 2 РАЗА ИЗ-ЗА НЕОБХОДИМОСТИ РАСШИРЕНИЯ МЕХАНИЗМОВ ПОДДЕРЖКИ СЛОЖНЫХ ПРОЕКТОВ.

Рисунок 3.11 – Прогноз выручки от экспорта ЖУВ по сценариям и общие объемы экспорта ЖУВ из России

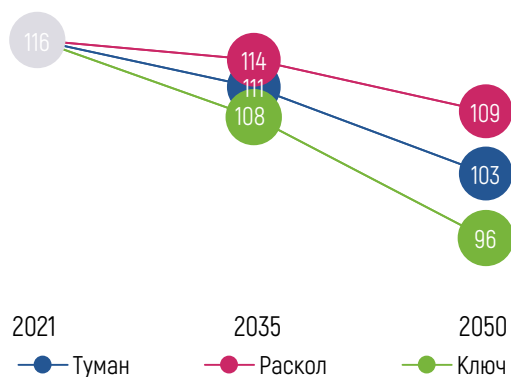


УГОЛЬНАЯ ОТРАСЛЬ

Внутренний спрос

Российский спрос на уголь в прогнозном периоде будет снижаться во всех сценариях. Предполагается постепенное сокращение использования угля в секторах конечного потребления и генерации с заменой на другие энергоносители. Наибольшее снижение ожидается в сценарии Ключ из-за платы за выбросы и принимаемых решений по энергоснабжению территорий (Рисунок 3.12).

Рисунок 3.12 – Сценарный прогноз потребления угля на внутреннем рынке России, млн т н. э.



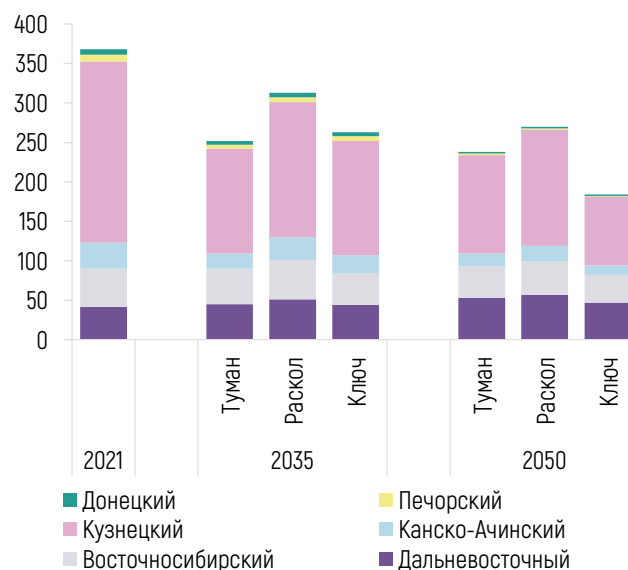
Добыча угля

До 2050 г. российская добыча угля сократится на 35 % в сценарии Туман, на 27 % в сценарии Раскол и на 50 % в сценарии Ключ. В основном сокращение производства придется на энергетические угли. Ключевым бассейном страны останется Кузнецкий, но будет расти доля добычи на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири (Рисунок 3.13).

УЧИТЫВАЯ ПЕРЕОРИЕНТАЦИЮ ТОРГОВЫХ ПОТОКОВ И ВЫСОКУЮ СЕБЕСТОИМОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЯ ПО СУШЕ, ОЖИДАЕТСЯ УВЕЛИЧЕНИЕ ИНТЕРЕСА К ДОБЫЧЕ УГЛЯ В ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНАХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ БЛИЖЕ К ПОРТОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ ТИХООКЕАНСКОГО БАССЕЙНА.

В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ ПРОДОЛЖИТ РАСТИ ДОЛЯ ОТКРЫТОЙ ДОБЫЧИ УГЛЯ И СНИЖАТЬСЯ ДОЛЯ ПОДЗЕМНОЙ.

Рисунок 3.13 – Прогноз добычи угля в России по сценариям и основным центрам производства, млн т



Экспорт угля

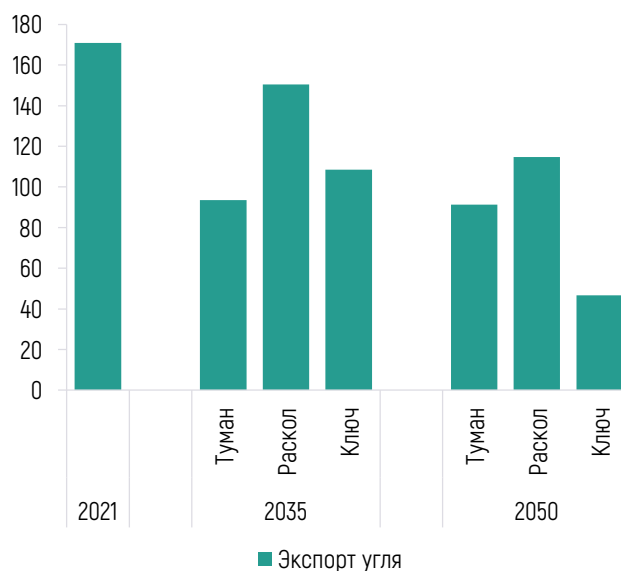
Рыночные ниши для поставок российского угля во многом будут определяться решениями по формированию энергобаланса и собственной добыче у ключевых потребителей. В зависимости от этих решений перспективные объемы экспорта могут меняться в 2 - 3 раза. Поэтому экспортная стратегия в угольной отрасли должна строиться исходя из возможностей гибкого балансирования поставок в ответ на рыночную конъюнктуру, а производственные планы необходимо своевременно корректировать при изменении внешних факторов. Учитывая большое расстояние до морских портов от основных центров добычи и затраты на ж/д транспортировку, реализация угля на внешних рынках будет очень чувствительна к ценовой конъюнктуре.

В сценарии Туман по мере сокращения мирового спроса ожидается снижение экспорта из России к 2050 г. до 93 млн т у. т. (Рисунок 3.14).

В сценарии Ключ экспорт на 2035 г. оказывается выше, чем в сценарии Туман. Дополнительные ниши для российского угля появляются за счет сокращения поставок из Австралии в азиатские страны на фоне решений по ограничению добычи у крупнейшего поставщика рынка АТР из-за усиления экологической политики. К 2050 г. эффекты от низких прогнозных уровней мирового спроса и закрытие рынка Китая собственной добычей угля вынудят Россию уменьшить внешние поставки до 47 млн т у. т.

В сценарии Раскол у России открываются дополнительные возможности по расширению поставок благодаря высокому мировому спросу и востребованности угля внутри полюса, поставки в который будут осуществлять не все игроки.

Рисунок 3.14 – Прогноз экспорта угля из России, по сценариям, млн т у. т.



ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ

Внутренний спрос

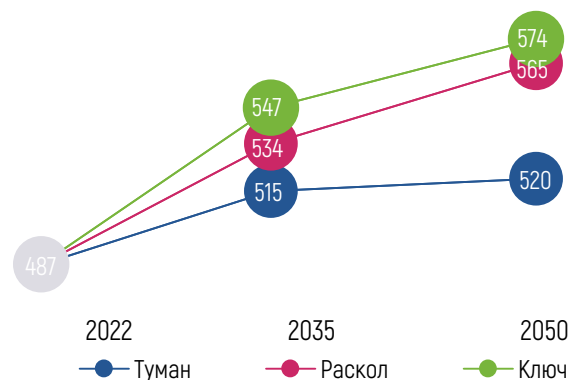
Рост экономики, проводимая газификация, создание новой трубопроводной инфраструктуры на востоке страны, развитие газомоторного транспорта и планы по переводу с угля на газ производства электроэнергии и тепла в отдельных регионах - всё это создает условия для расширения использования газа. Планируемый запуск новых экспортных проектов также потребует увеличения расхода газа на собственные нужды отрасли. В то же время в России сохраняется высокий потенциал энергосбережения, даже частичная реализация которого способна существенно снизить расходы газа.

Во всех рассматриваемых сценариях потребление газа в России увеличивается и достигает к 2050 г. 520 - 574 млрд куб. м (Рисунок 3.15). Самые высокие показатели в сценарии Ключ, где, несмотря на повышенные усилия в области энергоэффективности, прирост использования газа стимулируется более быстрыми темпами развития экономики, особенно на востоке страны, повышенными расходами на собственные нужды, в том

числе заводов СПГ, а также большим использованием газа в электроэнергетике из-за частичной замены угля и высокого спроса на электроэнергию.

В зависимости от погодных условий возможны отклонения ежегодных объемов потребления газа в пределах до 15 %.

Рисунок 3.15 – Потребление природного газа на внутреннем рынке России, млрд куб. м

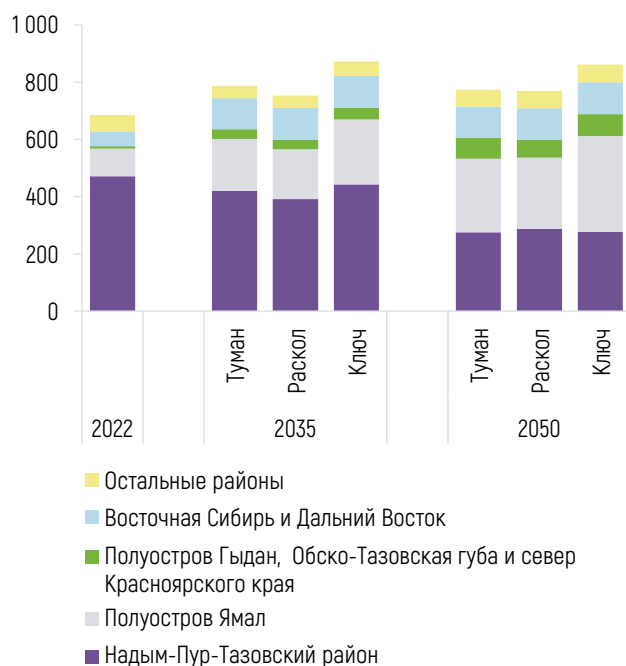


Добыча

Россия располагает крупнейшими в мире запасами природного газа. Объемы производства будут определяться потребностью внутреннего рынка и нишами за рубежом, с учетом возможностей транспортировки и конкурентоспособности. Быстрее всего в региональном разрезе будет расти добыча в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где увеличивается внутреннее потребление и существует хороший потенциал для экспорта. Основным ограничением здесь будет достаточность ресурсной базы с учетом необходимости обеспечения долгосрочного устойчивого снабжения потребителей.

В зоне ЕСГ естественное истощение месторождений Надым-Пур-Тазовского региона потребует расширения производства в более северных районах, прежде всего на полуострове Ямал (Рисунок 3.16).

Рисунок 3.16 – Добыча природного газа по регионам России, млрд куб. м



Многие новые проекты добычи характеризуются многокомпонентным составом газа. Это дополнительный вызов и затраты для компаний из-за необходимости очистки. Но при правильном подходе этот вызов может превратиться в новые возможности.

РОССИЯ РАСПОЛАГАЕТ КРУПНЕЙШИМИ В МИРЕ ЗАПАСАМИ ГАЗА, НО ПОДДЕРЖАНИЕ И НАРАЩИВАНИЕ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ИСТОЩЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОТРЕБУЕТ ПЕРЕХОДА НА БОЛЕЕ СЛОЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕСЯ ГЛУБОКИМИ ГОРИЗОНТАМИ, ВЫСОКОЙ УДАЛЕННОСТЬЮ ОТ ПОТРЕБИТЕЛЯ, ТЯЖЕЛЫМИ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ДОБЫЧИ. ЭТО ПРИВЕДЕТ К НЕИЗБЕЖНОМУ УДОРОЖАНИЮ ПРОИЗВОДСТВА, ЧТО БУДЕТ ТРЕБОВАТЬ АДАПТАЦИИ МЕХАНИЗМОВ НАЛОГОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ.

Учитывая ресурсные возможности и ограничения отдельных проектов на востоке страны и планы по расширению спроса и экспорта, целесообразно обеспечить интеграцию газопроводов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в единую систему, соединенную с ЕСГ. Это позволит не только более гибко подходить к режимам разработки ресурсов, но и обеспечивать, при необходимости, страховку поставок за счет разных проектов.

Экспорт

У России есть четыре направления экспортных поставок газа – трубопроводные поставки в СНГ, Европу, страны АТР, а также торговля на глобальном рынке СПГ.

С точки зрения экономики европейский рынок будет оставаться одним из наиболее привлекательных для поставок российского газа, как и российский газ выступать лучшим решением для большинства стран Европы по себестоимости, логистике и возможностям балансирования. При отсутствии геополитических ограничений поставки из России трубопроводного газа и СПГ обязательно займут свою естественную нишу в Европе.

Для рынка СНГ Россия будет оставаться важнейшим элементом балансирования всей системы газоснабжения.

Трубопроводные поставки в Азию будут неизбежно расти в соответствии с достигнутыми договоренностями, а верхний уровень определяться наличием новых контрактов.

На востоке страны интерес представляет не только трубопроводный экспорт. При наличии достаточных до-

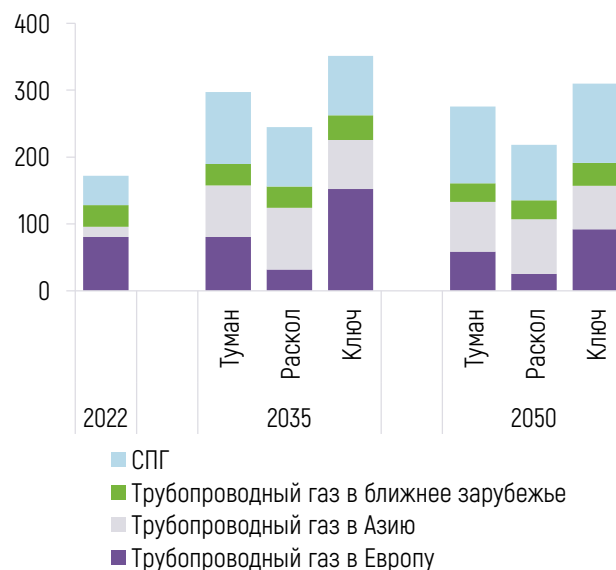
бычных ресурсов и технологий целесообразно рассматривать возможность расширения мощностей СПГ. В европейской части страны и Арктической зоне ожидается расширение мощностей сжижения с учетом заявленных планов по объемам с определенными временными сдвигами. Важным будет вопрос обеспечения транспортных возможностей доставки до рынков сбыта.

В целом в перспективе выход на объемы экспорта более 270 млрд куб. м возможен при наличии поставок в Европу (Рисунок 3.17). Наиболее привлекательный для работы на внешних рынках сценарий Ключ, где совокупный экспорт газа превышает 300 млрд куб. м.

Важнейшее значение для газовой отрасли и обеспечения устойчивости её функционирования будет иметь налоговая и ценовая политика внутри страны. Стоящие перед отраслью задачи требуют больших инвестиций в строительство новых газопроводов, мощностей СПГ и газозовозов, разработку новых технологий, проведение газификации и соединения восточных трубопроводов с ЕСГ, развития сегментов газопереработки и газохимии. Всё это будет возможно только при сохранении у отрасли инвестиционного ресурса, для чего требуется серьезный пересмотр политики в области налогообложения и ценообразования.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ ВЫЗОВОМ для ОТРАСЛИ СТАНОВИТСЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА. НО ПРИ ПРАВИЛЬНОМ ПОДХОДЕ ЭТОТ ВЫЗОВ МОЖЕТ ПРЕВРАТИТЬСЯ В НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЗА СЧЕТ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦЕННЫХ КОМПОНЕНТОВ И РАЗВИТИЯ СМЕЖНЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

Рисунок 3.17 – Экспорт природного газа из России по направлениям поставок, млрд куб. м



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТЭК России на протяжении многих десятилетий внёс большой вклад в развитие государства: обеспечивал доступной энергией потребителей, создавал заказы промышленности и рабочие места, способствовал освоению новых территорий страны и выстраиванию внешнеторговых связей, поддерживал научно-технологический прогресс и образование. Всё это стимулировало экономический рост.

В настоящее время энергетика России сталкивается с новыми вызовами, которые требуют своевременной реакции не только для обеспечения ее устойчивой работы в перспективе, но и для того, чтобы она могла оставаться одним из ключевых драйверов развития экономики. На внешних рынках будет усиливаться потребность в гибкой торговле и ценовая волатильность из-за расширения использования ВИЭ, зависящих от погодных условий. Развитие технологий, энергетическая и экологическая политики приведут к трансформации параметров межтопливной конкуренции, что не только изменит ниши для отдельных энергоресурсов, но и потребует учета при построении бизнес-схем дополнительных факторов, в частности углеродного следа. Существенные искажения для рынков формируются под влиянием геополитики.

Ключевыми направлениями экспортной политики в новых условиях должны стать:

- создание инфраструктуры для поставок в регионы с растущим спросом;
- расширение использования торговых механизмов, обеспечивающих гибкость поставок (портфельные схемы без привязки к ресурсной базе, участие в зарубежных проектах, логистическое взаимодействие с иностранными партнерами и др.);
- поддержка развития в регионах с растущим спросом ликвидных площадок организованной торговли, которые будут способны сформировать ценовые маркеры, объективно отражающие баланс спроса и предложения на рынках ключевых энергоносителей;
- кооперация со странами производителями топлив в целях обеспечения устойчивой работы рынков и

формирования справедливых правил и объективных ориентиров торговли;

- поддержка создания современных систем энергоснабжения в развивающихся странах, включая запуск механизмов обеспечения комплексного участия российских компаний в зарубежных проектах с учетом возможностей по строительству, обслуживанию объектов, поставок топлива и т. д.;
- разработка новых независимых международных механизмов финансового и страхового обслуживания в целях обеспечения бесперебойной международной торговли;
- своевременный мониторинг ситуации и политики на внешних рынках с обеспечением готовности к трансформации товарной и географической структуры экспорта.

Мировой ТЭК далеко не ограничивается только поставками топлива, это еще и огромный рынок оборудования, услуг, подготовки кадров. Финансовые обороты этих сегментов часто не уступают показателям мировой торговли энергоресурсами. Россия имеет хорошие компетенции во многих областях энергетики и стремится развивать новые направления. Расширение работы с этими компетенциями на мировых рынках позволит не только обеспечить дополнительные доходы компаниям и отработать технологии в различных условиях, но будет стимулировать развитие страны, включая рост ВВП за счет заказов промышленности, системе образования и сектору услуг.

При формировании энергетической политики и выстраивании планов по экспорту необходимо понимать, что главной задачей отечественного ТЭК является устойчивое обеспечение и развитие внутреннего энергетического рынка. И здесь есть ряд проблем, требующих незамедлительных решений по следующим направлениям:

- реализация комплекса мер, позволяющего обеспечить наличие отечественных конкурентоспособных технологий и программного обеспечения в ключевых сегментах ТЭК и смежных с ним областях, включая перспективные направления;

- создание новых мощностей ТЭК (добыча, инфраструктура, генерация и пр.), соответствующих потребностям и планам территориального развития страны;
- пересмотр отдельных направлений ценовой и налоговой политики для выхода на самокупаемость внутреннего рынка, постепенной ликвидации всех видов перекрестного субсидирования, развития полноценной конкуренции, справедливого и гибкого к изменению внешних условий разделения ресурсной ренты между государством и бизнесом;
- поддержка развития конкуренции и выхода на объективные ценовые индикаторы внутреннего рынка;
- стимулирование роста эффективности потребления энергоресурсов ценовыми и неценовыми методами (стандарты оборудования и требования к новым объектам, внедрение умных систем управления и контроля, поддержка не только своевременной, но и ускоренной замены инфраструктуры, объектов и оборудования, включая программы реновации и др.);
- модернизация производственных, логистических и сбытовых объектов ТЭК, в том числе с использованием «умных» и цифровых систем, автоматизации, искусственного интеллекта на базе отечественных разработок;
- создание условий для подготовки специалистов ТЭК с востребованной на перспективу квалификацией с учетом развития технологий и меняющихся условий работы, включая уточнение государственного образовательного заказа (совместно с компаниями);
- изменение системы стратегического планирования в ТЭК, чтобы она была не только адаптивной к изменяющимся условиям, но и содержала понятные четко обозначенные цели и реальные инструменты их достижения.

Газификация страны, которая проводится на протяжении многих десятилетий и в последнее время получила дополнительные стимулы и ориентиры, благоприятно сказалась на доступности газа, развитии регионов, экологической ситуации. Но в перспективе необходимо

переходить от газификации к задачам по устойчивому доступному энергоснабжению, основываясь на использовании наиболее рациональных решений среди всех доступных альтернатив с учетом технологического прогресса и региональных особенностей.

Нельзя забывать и про дополнительные точки экономического роста. Ресурсный потенциал создает хорошие возможности для развития нефтегазохимии и других смежных отраслей. Но в этом направлении важно не остановиться на первых переделах, а выходить в сегменты конечной продукции до товаров широкого потребления. Это будет стимулировать рост ВВП, совершенствование технологий, создание рабочих мест. Под многие виды продукции помимо экспортных направлений есть свой большой внутренний рынок, который сегодня в значительной степени нацелен на импорт.

Тем не менее, в рассмотренных сценариях ТЭК не сможет оставаться одним из ключевых драйверов развития России без своевременной реакции на грядущие изменения и совершенствования инструментов стимулирования достижения стоящих целей.







ПРИЛОЖЕНИЕ 1

МЕТОДОЛОГИЯ

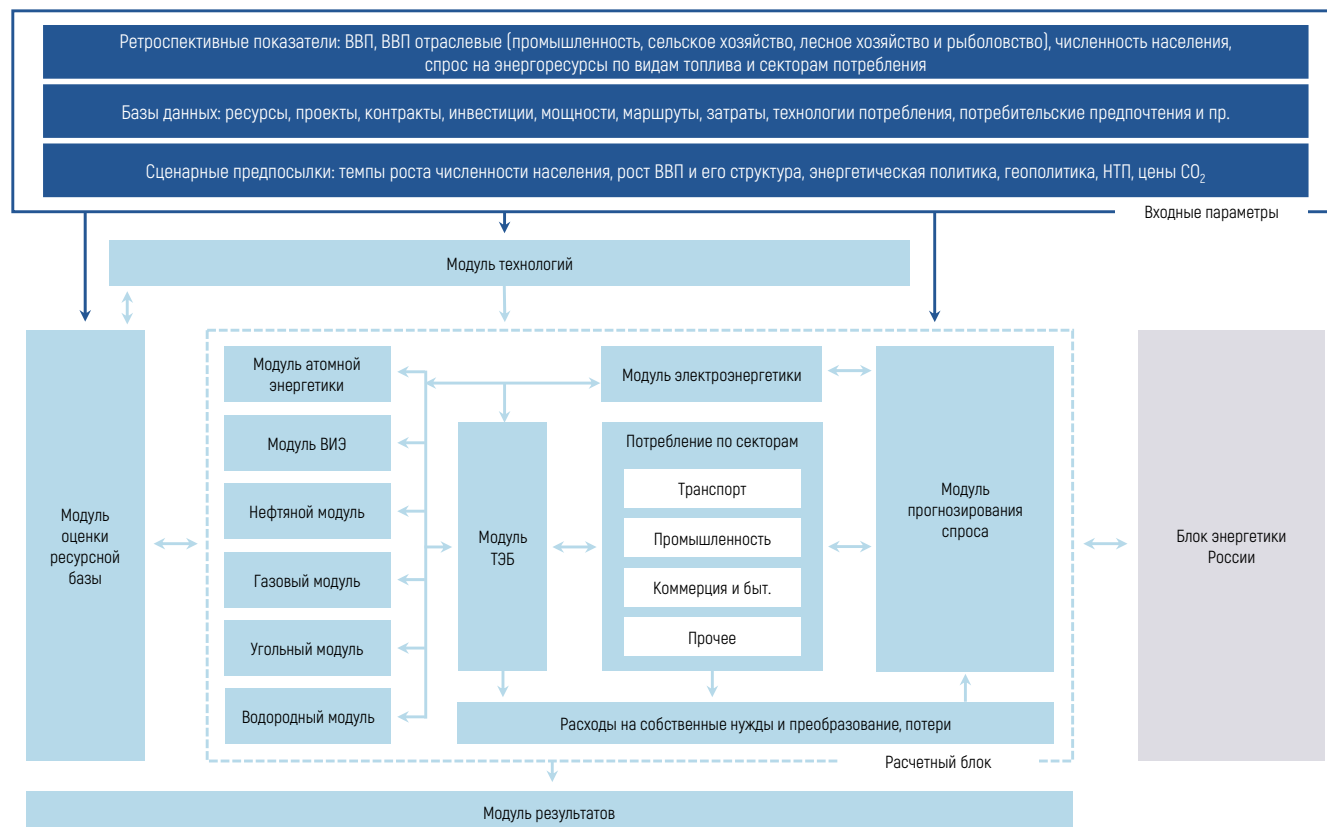


МЕТОДОЛОГИЯ

Для расчетов используется постоянно развивающийся комплекс экономико-математических моделей, описывающий мировую энергетику по 212 узлам, включающий более 2000 месторождений и групп месторождений ископаемого топлива, свыше 700 объектов переработки, свыше 5000 маршрутов поставок энер-

горесурсов. Компоненты комплекса представляют собой расчетный инструментарий, совмещающий различные методики прогнозирования – эконометрический анализ, приемы кластерного анализа, оптимизационное, имитационное и многокритериальное моделирование.

Рисунок П1.1 – Обобщенная схема работы блока мировой энергетики ИНЭИ РАН



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ЭКОНОМИКО-ДЕМОГРАФИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ



МИР

Изменения к 2050 г.:

Население	+23,0 %
ВВП	+73,0 %...104,0 %
Энергопотребление	+16,0 %...22,0 %

Рисунок П2.2 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.3 – Численность населения, млн чел.

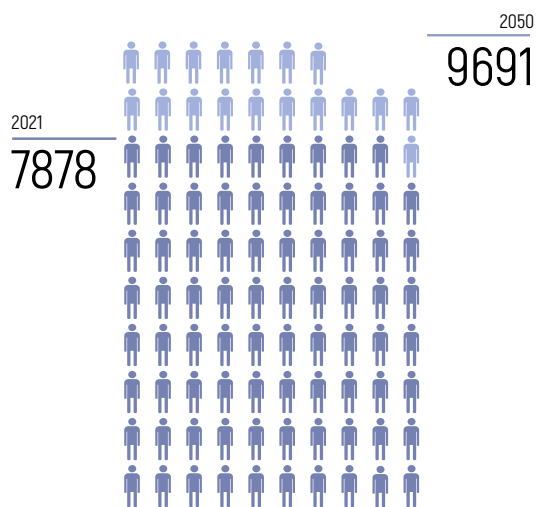


Рисунок П2.4 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

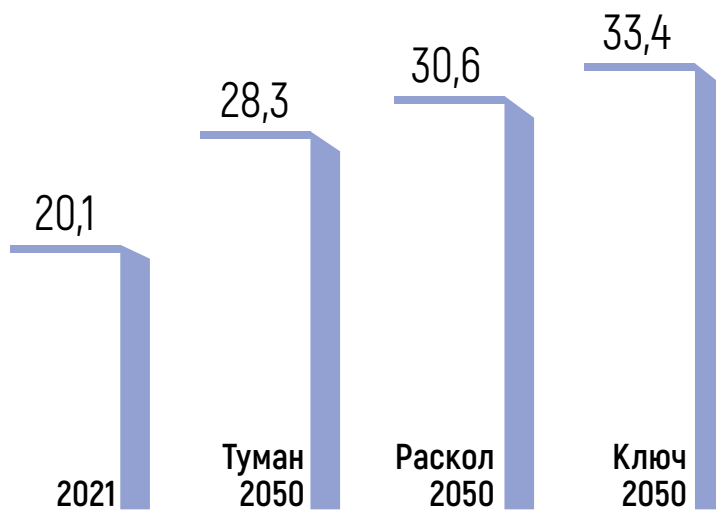


Таблица П2.1 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	158	219	275	1,9	221	296	2,2	238	323	2,5
Численность населения, млн чел.	7878	8849	9691	0,7	8849	9691	0,7	8849	9691	0,7
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	20,1	24,7	28,3	1,2	24,9	30,6	1,5	26,9	33,4	1,8

Рисунок П2.5 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

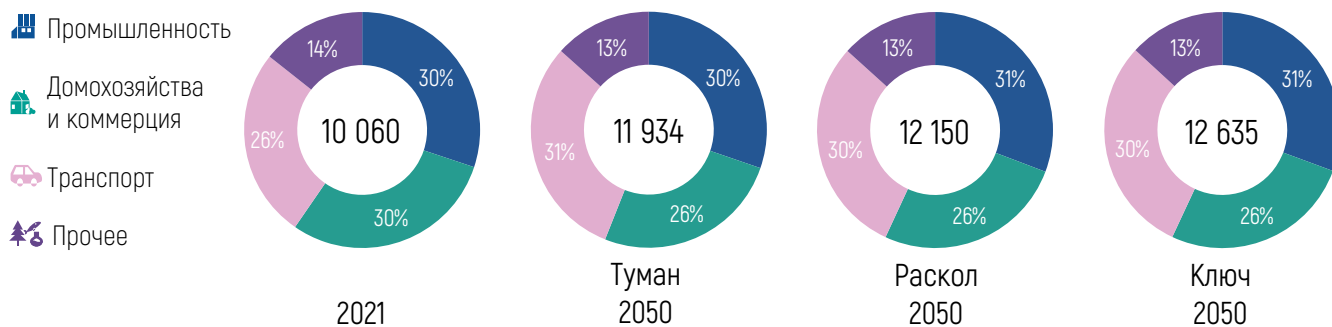
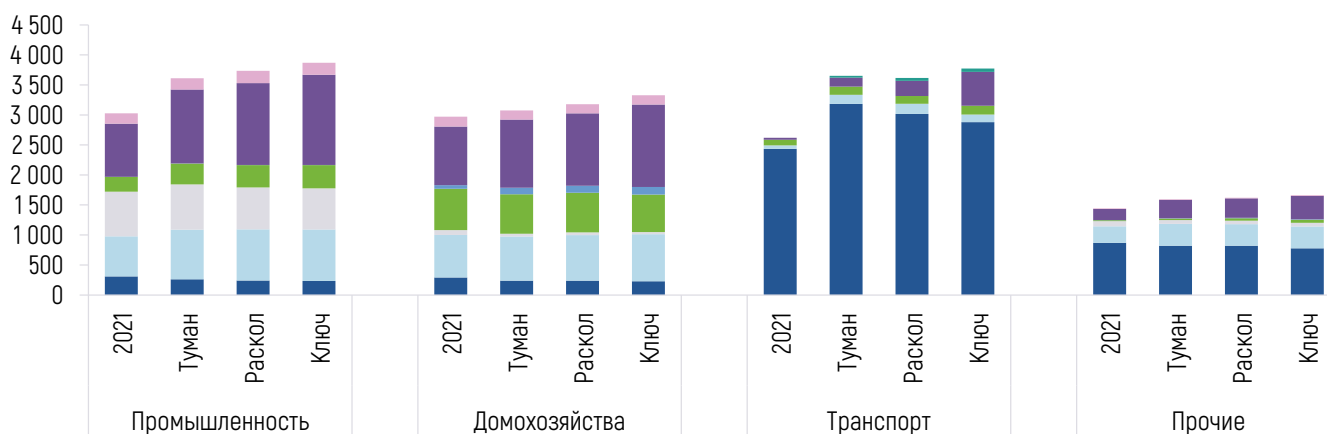


Рисунок П2.6 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.2 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	3028	3380	3612	0,6	3404	3735	0,7	3522	3870	0,9
Домохозяйства	2971	3152	3076	0,1	3166	3179	0,2	3291	3328	0,4
Транспорт	2619	3293	3652	1,2	3285	3617	1,1	3388	3774	1,3
Прочие	1442	1594	1595	0,3	1589	1619	0,4	1633	1662	0,5
Всего	10060	11420	11934	0,6	11443	12150	0,7	11834	12635	0,8

Рисунок П2.7 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

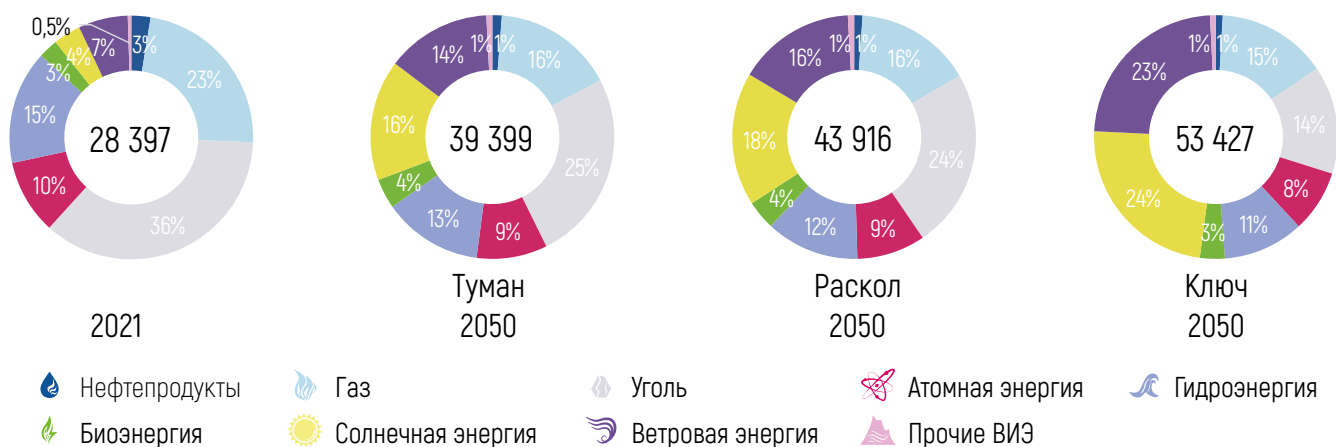


Таблица П2.3 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	723	583	488	-1,3	581	482	-1,4	587	481	-1,4
Газ	6556	7430	6331	-0,1	7588	6830	0,1	8395	7825	0,6
Уголь	10252	11666	10007	-0,1	12218	10472	0,1	12281	7643	-1,0
Атомная энергия	2808	3217	3696	1,0	3359	3997	1,2	3608	4408	1,6
Гидроэнергия	4293	4938	5215	0,7	4993	5444	0,8	5047	5726	1,0
Биоэнергия	735	1038	1556	2,6	1059	1696	2,9	1070	1771	3,1
Солнечная энергия	1035	2933	6312	6,4	3222	7776	7,2	3913	12625	9,0
Ветровая энергия	1864	3759	5478	3,8	4177	6856	4,6	5135	12526	6,8
Прочие ВИЭ	131	191	316	3,1	197	365	3,6	203	423	4,1
Всего	28397	35755	39399	1,1	37394	43916	1,5	40240	53427	2,2
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	3,6	4	4,1	0,4	4,2	4,5	0,8	4,5	5,5	1,5

Рисунок П2.8 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

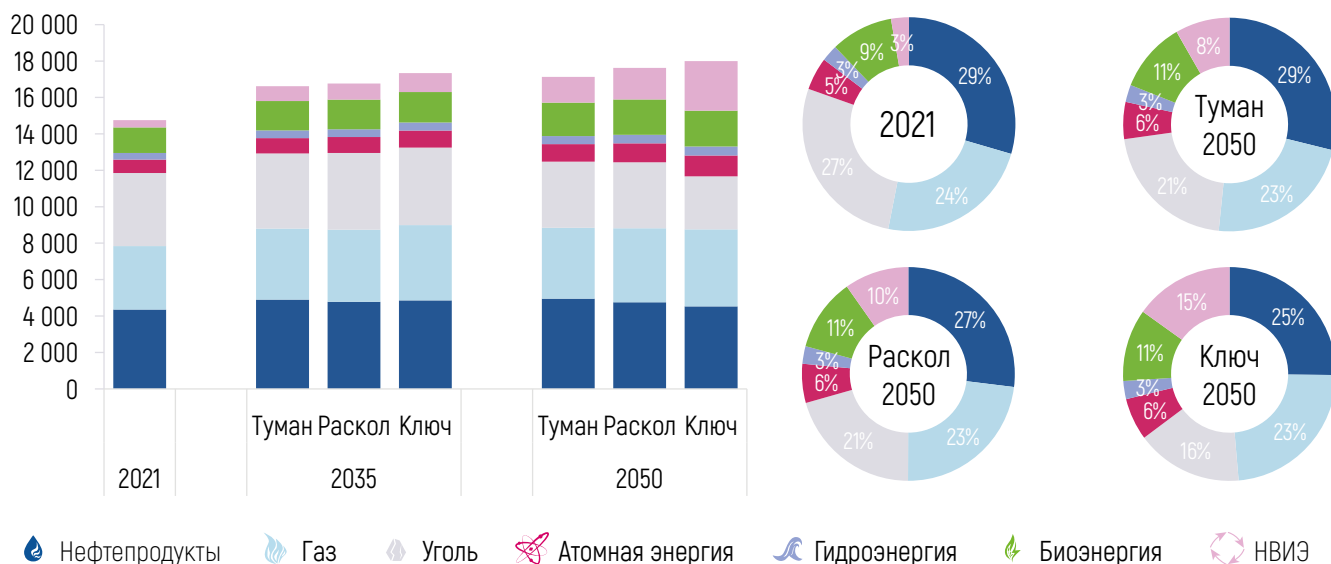


Таблица П2.4 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	4352	4898	4949	0,4	4784	4752	0,3	4857	4529	0,1
Газ	3487	3906	3898	0,4	3960	4067	0,5	4138	4227	0,7
Уголь	4016	4127	3626	-0,4	4207	3625	-0,4	4253	2911	-1,1
Атомная энергия	732	838	963	0,9	875	1041	1,2	940	1148	1,6
Гидроэнергия	369	425	448	0,7	429	468	0,8	434	492	1,0
Биоэнергия	1397	1610	1830	0,9	1629	1941	1,1	1675	1968	1,2
Солнечная энергия	129	313	625	5,6	340	761	6,3	405	1198	8
Ветровая энергия	160	323	471	3,8	359	590	4,6	442	1077	6,8
Прочие ВИЭ	113	182	323	3,7	188	379	4,3	197	447	4,9
Всего	14755	16622	17135	0,5	16771	17623	0,6	17339	17997	0,7

СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	6,4% →	5,8%
ВВП	19,0% →	15,5%...16,1%
Энергопотребление	18,0% →	14,0%...14,7%

Рисунок П2.9 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.10 – Численность населения, млн чел.



Рисунок П2.11 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

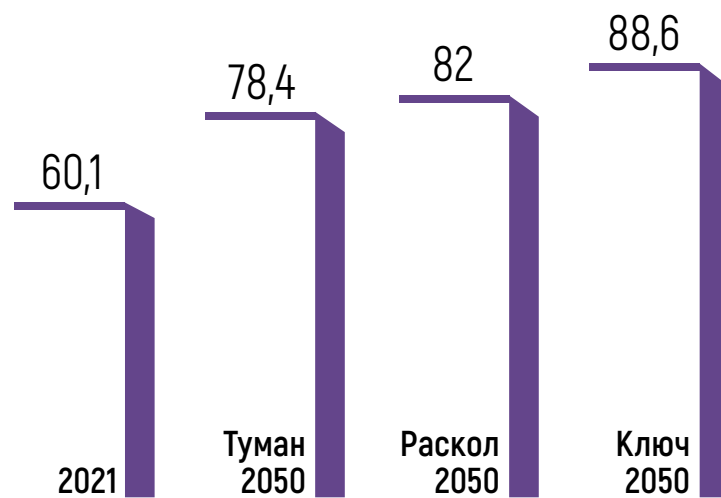


Таблица П2.5 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	30	37	44	1,3	37	46	1,5	39	50	1,8
Численность населения, млн чел.	501	540	565	0,4	540	565	0,4	540	565	0,4
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	60,1	68,7	78,4	0,9	68,1	82	1,1	72,9	88,6	1,3

Рисунок П2.12 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

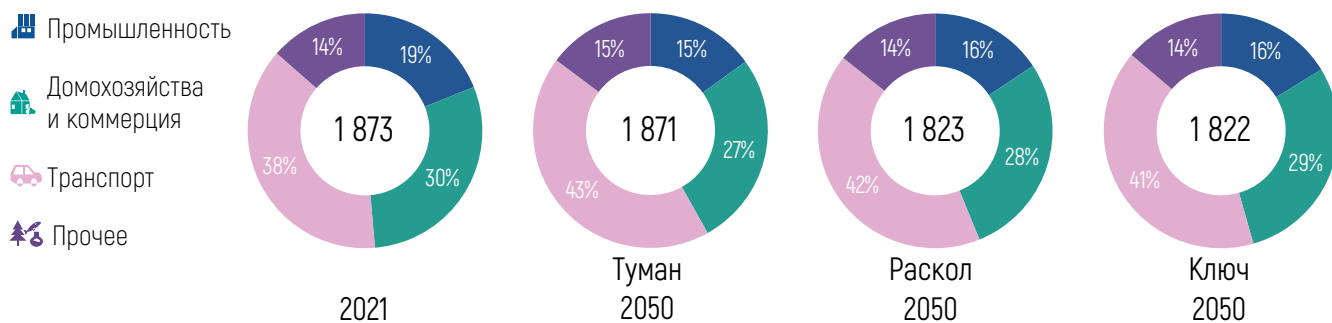


Рисунок П2.13 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



Таблица П2.6 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	354	323	281	-0,8	321	286	-0,7	331	296	-0,6
Домохозяйства	557	540	503	-0,3	537	514	-0,3	555	534	-0,1
Транспорт	709	796	810	0,5	778	762	0,3	786	741	0,2
Прочие	253	268	277	0,3	257	261	0,1	257	252	0
Всего	1873	1927	1871	0	1893	1823	-0,1	1930	1822	-0,1

Таблица П2.7 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

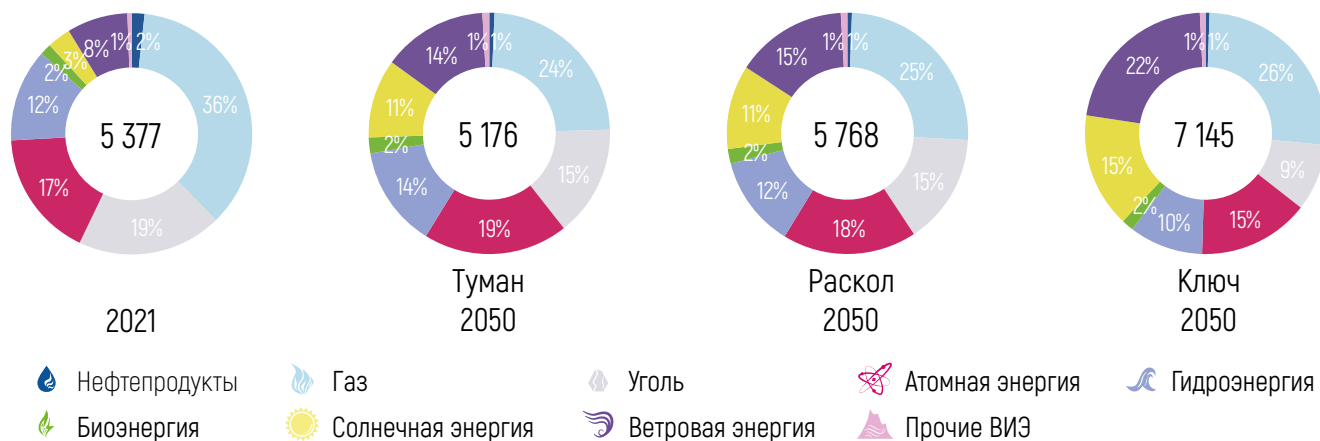


Таблица П2.8 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	92	58	36	-3,2	57	35	-3,3	63	37	-3,1
Газ	1934	1729	1232	-1,5	1839	1459	-1,0	2097	1861	-0,1
Уголь	1043	919	770	-1,0	973	855	-0,7	970	641	-1,7
Атомная энергия	916	995	1005	0,3	1022	1037	0,4	1037	1066	0,5
Гидроэнергия	669	691	700	0,2	693	707	0,2	694	711	0,2
Биоэнергия	82	95	110	1,0	95	113	1,1	96	115	1,2
Солнечная энергия	170	327	547	4,1	347	649	4,7	429	1099	6,6
Ветровая энергия	438	620	727	1,8	658	862	2,4	826	1561	4,5
Прочие ВИЭ	31	38	48	1,6	38	51	1,8	39	55	2,0
Всего	5377	5472	5176	-0,1	5722	5768	0,2	6249	7145	1,0
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	10,7	10,1	9,2	-0,5	10,6	10,2	-0,2	11,6	12,7	0,6

Рисунок П2.14 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

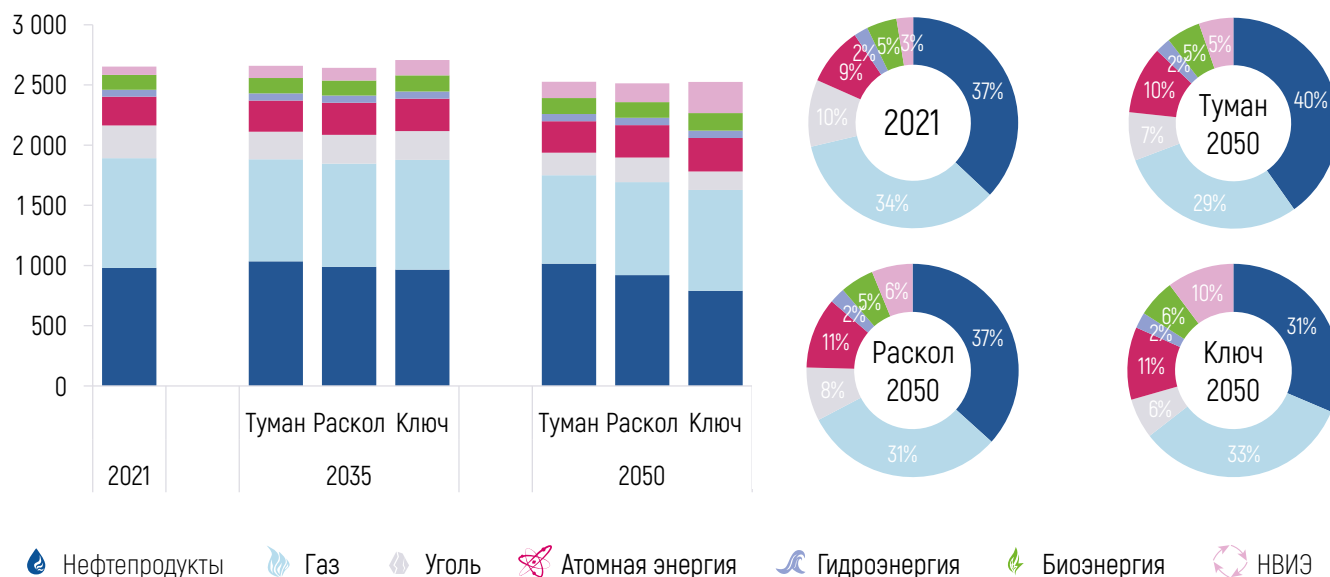


Таблица П2.9 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	980	1035	1015	0,1	989	920	-0,2	966	791	-0,7
Газ	912	847	735	-0,7	857	772	-0,6	911	837	-0,3
Уголь	272	229	187	-1,3	240	204	-1,0	238	154	-1,9
Атомная энергия	239	259	262	0,3	266	270	0,4	270	278	0,5
Гидроэнергия	58	59	60	0,2	60	61	0,2	60	61	0,2
Биоэнергия	124	127	132	0,2	124	129	0,2	133	146	0,6
Солнечная энергия	18	33	54	3,8	35	63	4,3	42	103	6,1
Ветровая энергия	38	53	62	1,8	57	74	2,4	71	134	4,5
Прочие ВИЭ	12	15	18	1,5	15	19	1,7	15	21	2,0
Всего	2652	2659	2526	-0,2	2642	2513	-0,2	2708	2524	-0,2

США

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	4,3% →	3,9%
ВВП	15,7% →	12,8%...13,5%
Энергопотребление	14,7% →	11,3%...11,8%

Рисунок П2.15 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.16 – Численность населения, млн чел.



Рисунок П2.17 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

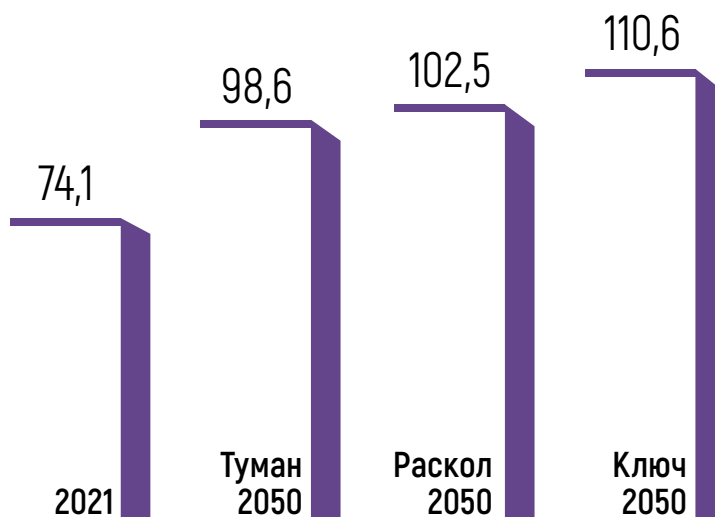


Таблица П2.10 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	25	31	37	1,4	30	38	1,5	33	41	1,8
Численность населения, млн чел.	336	359	375	0,4	359	375	0,4	359	375	0,4
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	74,1	85,7	98,6	1,0	84,8	102,5	1,1	90,6	110,6	1,4

Рисунок П2.18 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

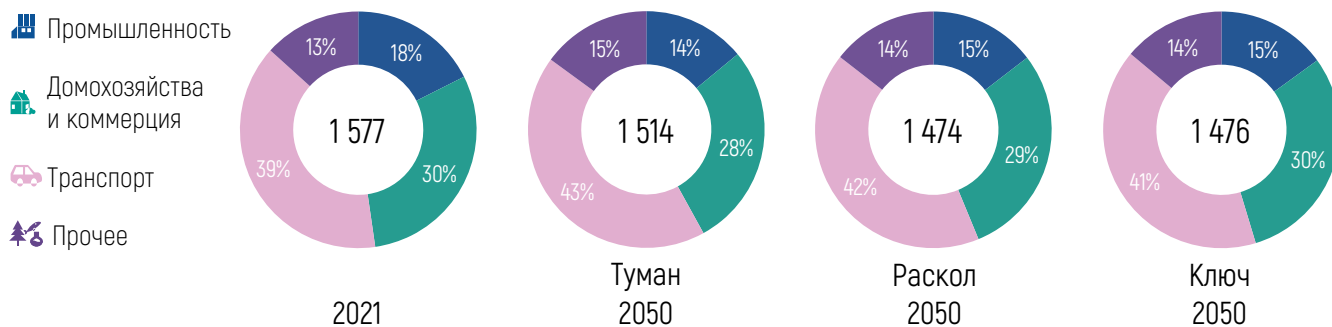


Рисунок П2.19 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.

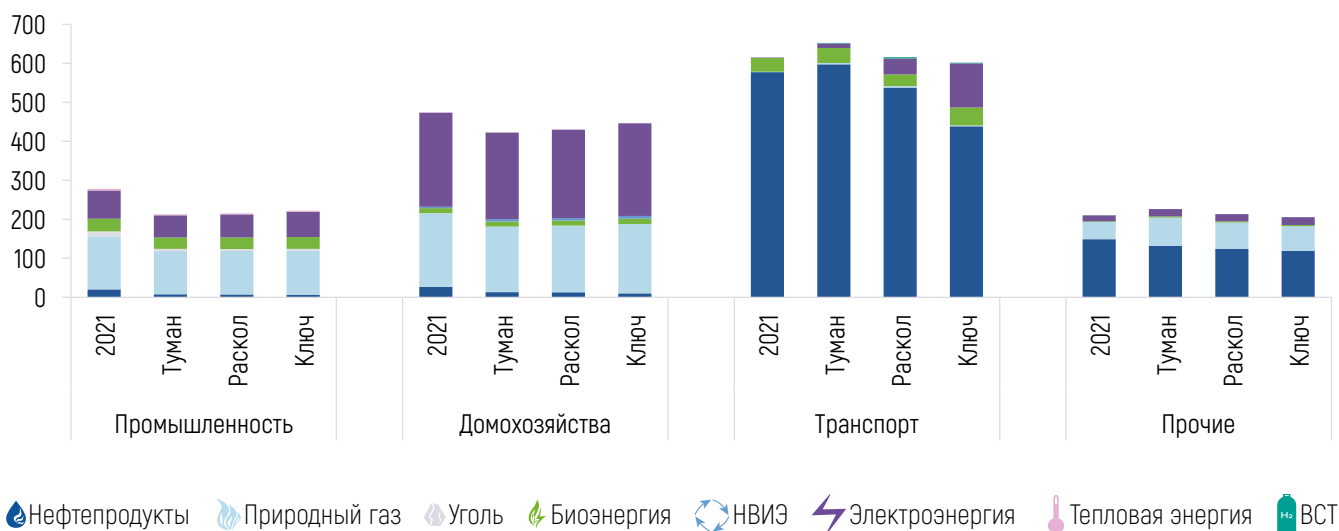


Таблица П2.11 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	278	247	212	-0,9	246	215	-0,9	253	222	-0,8
Домохозяйства	475	457	423	-0,4	454	431	-0,3	469	447	-0,2
Транспорт	615	655	652	0,2	643	616	0,0	654	602	-0,1
Прочие	210	221	226	0,3	212	213	0,1	211	205	-0,1
Всего	1577	1580	1514	-0,1	1553	1474	-0,2	1587	1476	-0,2

Рисунок П2.20 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

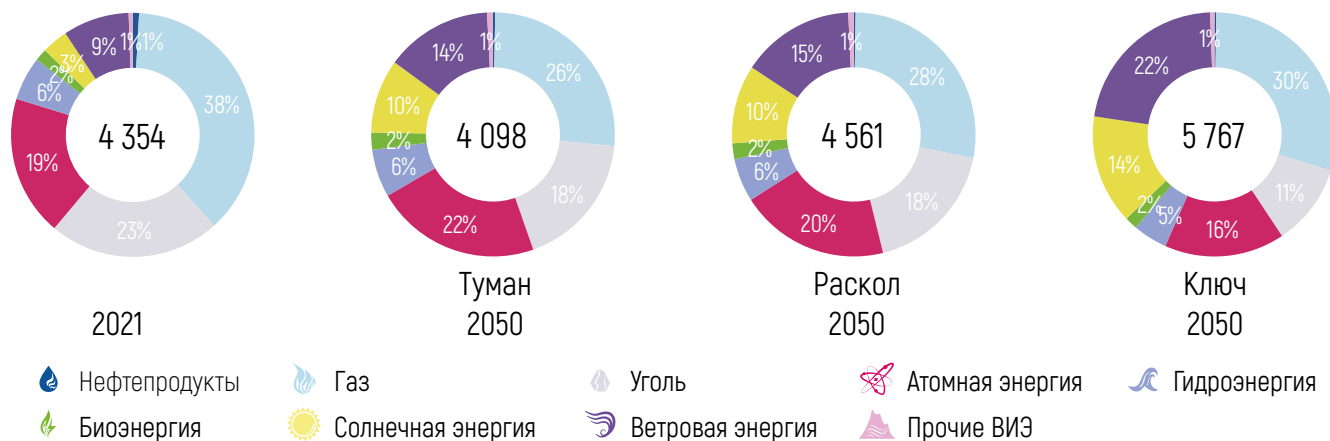


Таблица П2.12 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	36	21	12	-3,7	20	11	-3,9	24	13	-3,5
Газ	1634	1447	1076	-1,4	1564	1270	-0,9	1811	1708	0,2
Уголь	992	872	741	-1,0	928	823	-0,6	928	624	-1,6
Атомная энергия	812	895	901	0,4	902	906	0,4	909	922	0,4
Гидроэнергия	253	259	261	0,1	259	262	0,1	259	263	0,1
Биоэнергия	69	80	93	1,0	80	95	1,1	81	97	1,2
Солнечная энергия	151	262	401	3,4	283	474	4,0	352	836	6,1
Ветровая энергия	383	507	581	1,5	548	686	2,0	688	1271	4,2
Прочие ВИЭ	24	27	32	1,0	28	33	1,1	28	34	1,3
Всего	4354	4369	4098	-0,2	4612	4561	0,2	5080	5767	1,0
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	12,9	12,2	10,9	-0,6	12,8	12,2	-0,2	14,1	15,4	0,6

Рисунок П2.21 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

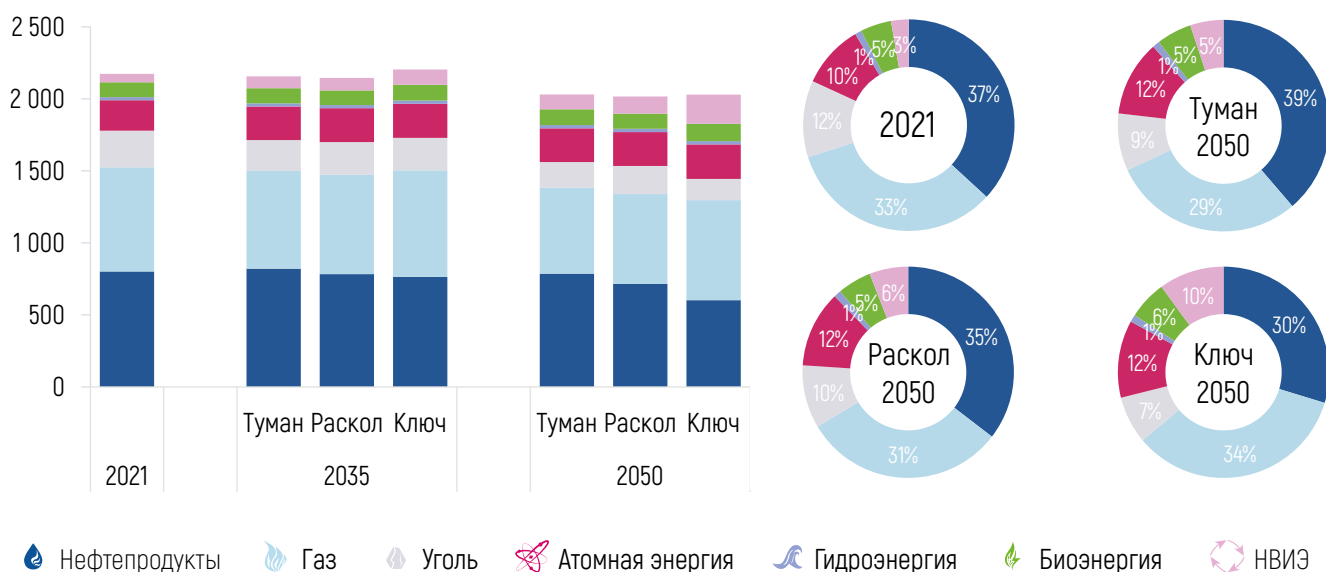


Таблица П2.13 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	801	820	786	-0,1	782	714	-0,4	763	602	-1,0
Газ	723	678	596	-0,7	691	625	-0,5	740	694	-0,1
Уголь	254	215	178	-1,2	226	194	-0,9	225	148	-1,9
Атомная энергия	211	233	235	0,4	235	236	0,4	237	240	0,4
Гидроэнергия	22	22	22	0,1	22	23	0,1	22	23	0,1
Биоэнергия	103	105	109	0,2	102	105	0,1	110	120	0,5
Солнечная энергия	16	27	40	3,2	29	47	3,7	35	79	5,6
Ветровая энергия	33	44	50	1,5	47	59	2,0	59	109	4,2
Прочие ВИЭ	9	11	13	1,1	11	13	1,2	11	14	1,4
Всего	2173	2155	2030	-0,2	2145	2016	-0,3	2203	2029	-0,2

ЮЖНАЯ И ЦЕНТРАЛЬНАЯ АМЕРИКА

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	6,7% →	6,2%
ВВП	5,5% →	4,8%..4,9%
Энергопотребление	4,5% →	4,6%

Рисунок П2.22 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.23 – Численность населения, млн чел.

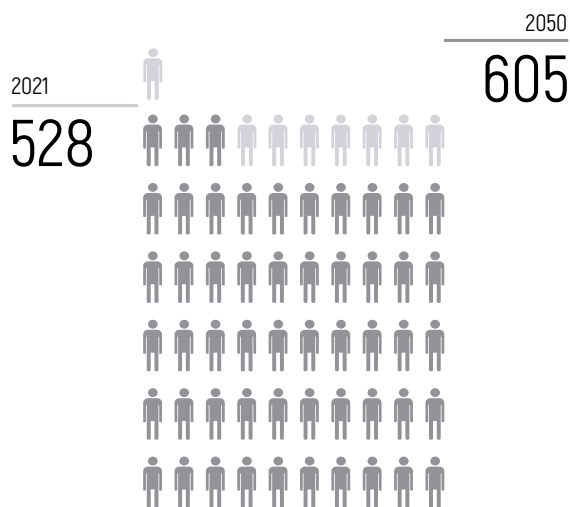


Рисунок П2.24 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

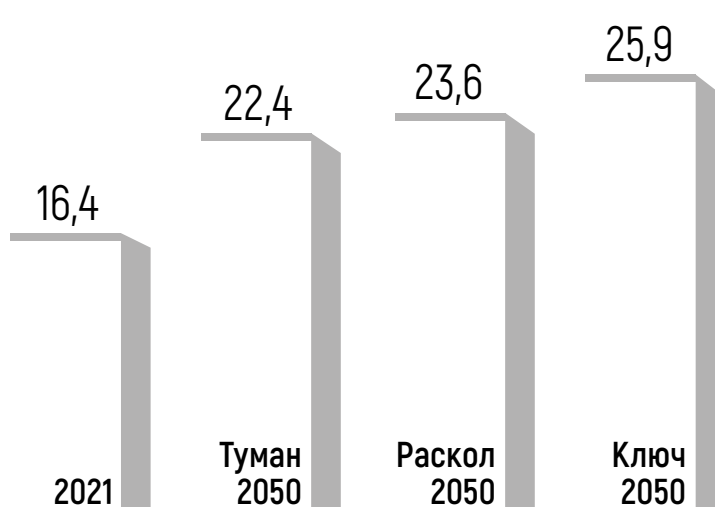


Таблица П2.14 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	9	11	14	1,6	11	14	1,7	12	16	2,1
Численность населения, млн чел.	528	577	605	0,5	577	605	0,5	577	605	0,5
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	16,4	19,5	22,4	1,1	19,4	23,6	1,3	21	25,9	1,6

Рисунок П2.25 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

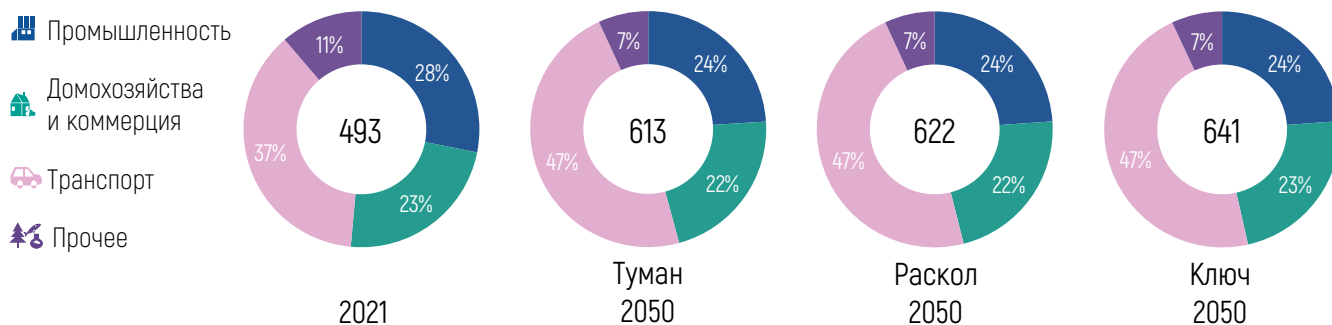
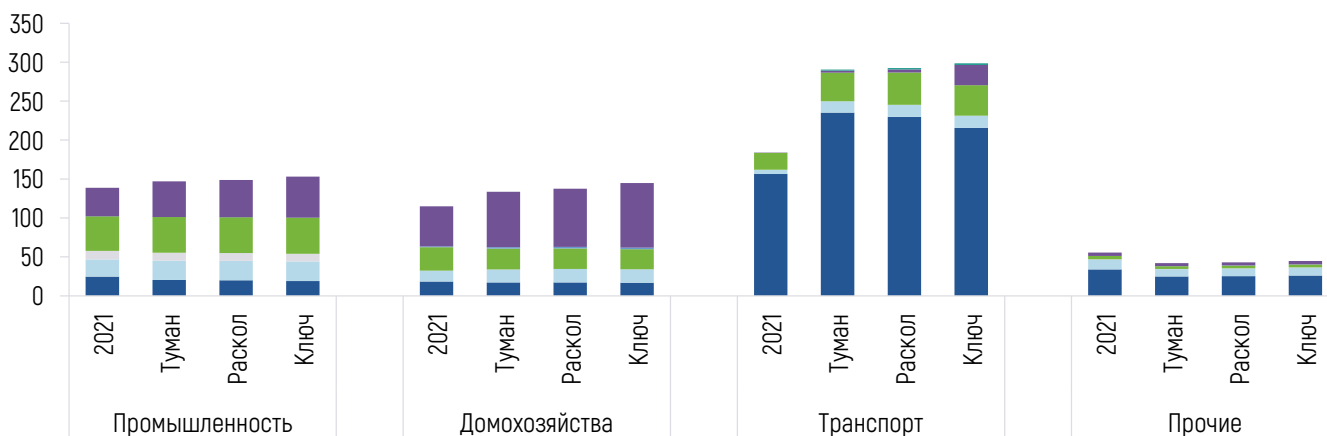


Рисунок П2.26 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.15 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	139	148	147	0,2	147	149	0,2	151	153	0,3
Домохозяйства	115	131	134	0,5	130	138	0,6	136	145	0,8
Транспорт	184	255	291	1,6	256	293	1,6	259	299	1,7
Прочие	56	50	42	-1,0	49	43	-0,9	51	45	-0,8
Всего	493	583	613	0,8	583	622	0,8	598	641	0,9

Рисунок П2.27 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

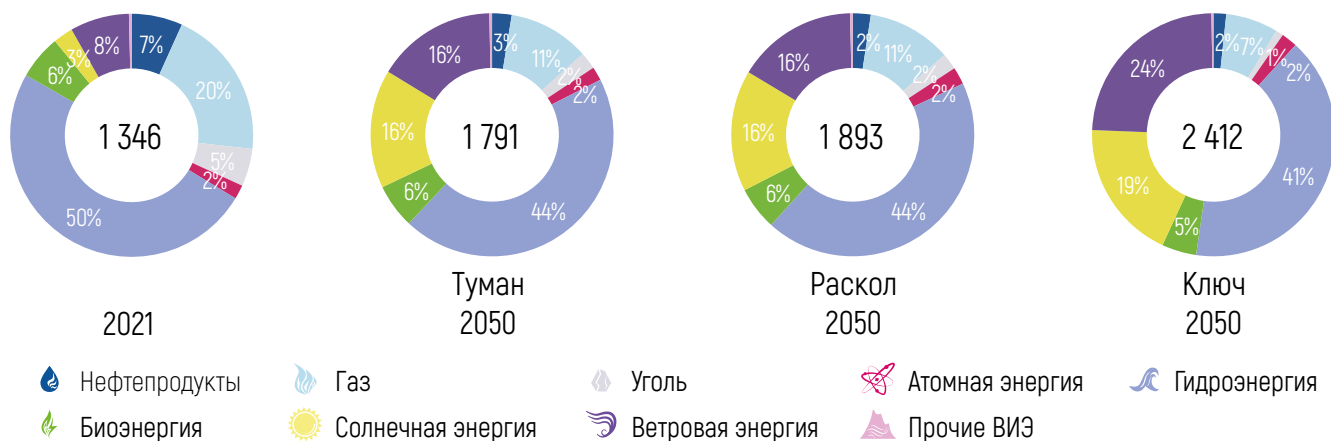


Таблица П2.16 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	91	65	47	-2,3	65	45	-2,4	59	40	-2,8
Газ	269	303	194	-1,1	303	213	-0,8	289	169	-1,6
Уголь	67	67	41	-1,7	65	41	-1,7	56	24	-3,5
Атомная энергия	26	29	32	0,8	35	44	1,9	38	51	2,4
Гидроэнергия	667	759	796	0,6	766	826	0,7	788	978	1,3
Биоэнергия	79	91	106	1,0	92	109	1,1	92	111	1,2
Солнечная энергия	36	125	282	7,4	124	306	7,7	163	452	9,2
Ветровая энергия	106	203	286	3,5	199	304	3,7	271	581	6,0
Прочие ВИЭ	5	6	7	1,0	6	7	1,1	6	7	1,3
Всего	1346	1648	1791	1,0	1654	1893	1,2	1763	2412	2,0
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	2,6	2,9	3	0,5	2,9	3,1	0,7	3,1	4	1,6

Рисунок П2.28 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

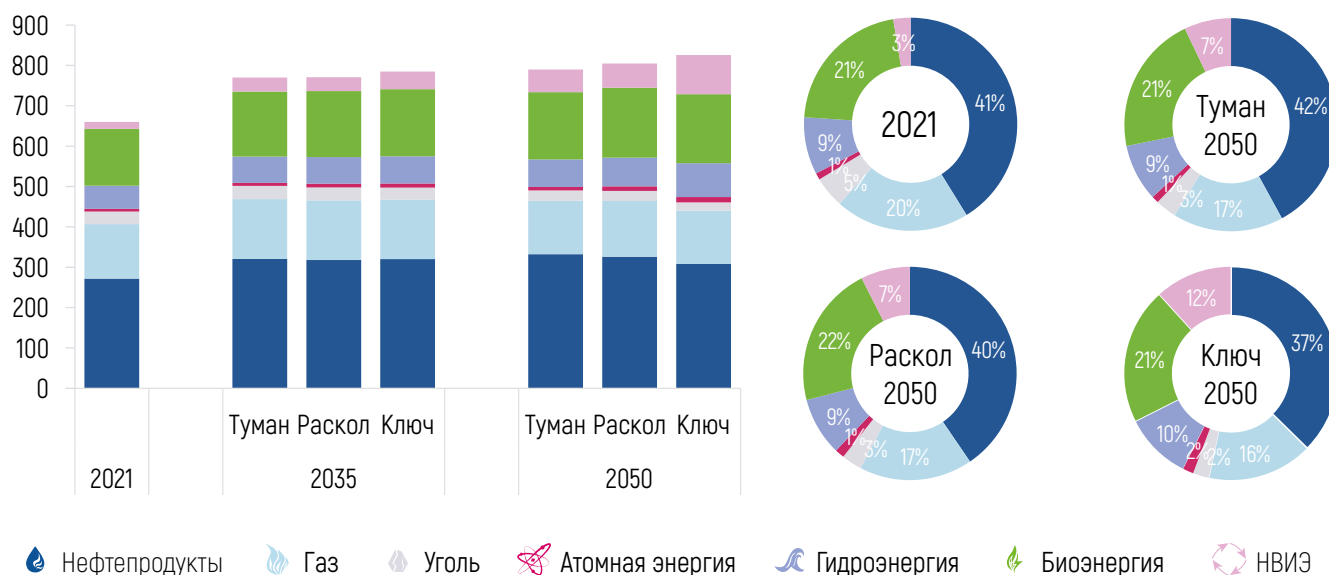


Таблица П2.17 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	272	321	332	0,7	318	326	0,6	320	308	0,4
Газ	135	148	133	-0,1	148	138	0,1	147	132	-0,1
Уголь	31	33	25	-0,7	32	25	-0,8	30	20	-1,5
Атомная энергия	7	7	8	0,8	9	11	1,9	10	13	2,4
Гидроэнергия	57	65	68	0,6	66	71	0,7	68	84	1,3
Биоэнергия	141	161	166	0,6	164	173	0,7	166	171	0,7
Солнечная энергия	4	12	26	6,6	12	29	6,9	16	41	8,3
Ветровая энергия	9	17	25	3,5	17	26	3,7	23	50	6,0
Прочие ВИЭ	4	5	5	0,9	5	5	1,0	5	6	1,1
Всего	660	770	790	0,6	771	805	0,7	785	826	0,8

БРАЗИЛИЯ

Изменение доли в мире

	2021	→	2050
Население	2,7%	→	2,4%
ВВП	2,4%	→	1,9%
Энергопотребление	2,0%	→	2,1%

Рисунок П2.29 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.30 – Численность населения, млн чел.



Рисунок П2.31 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

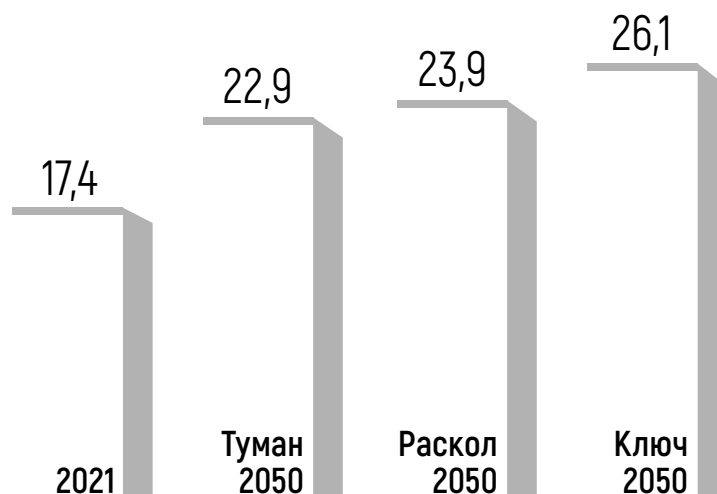


Таблица П2.18 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	4	5	5	1,2	4	6	1,4	5	6	1,7
Численность населения, млн чел.	214	227	231	0,3	227	231	0,3	227	231	0,3
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	17,4	20	22,9	0,9	19,8	23,9	1,1	21,4	26,1	1,4

Рисунок П2.32 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

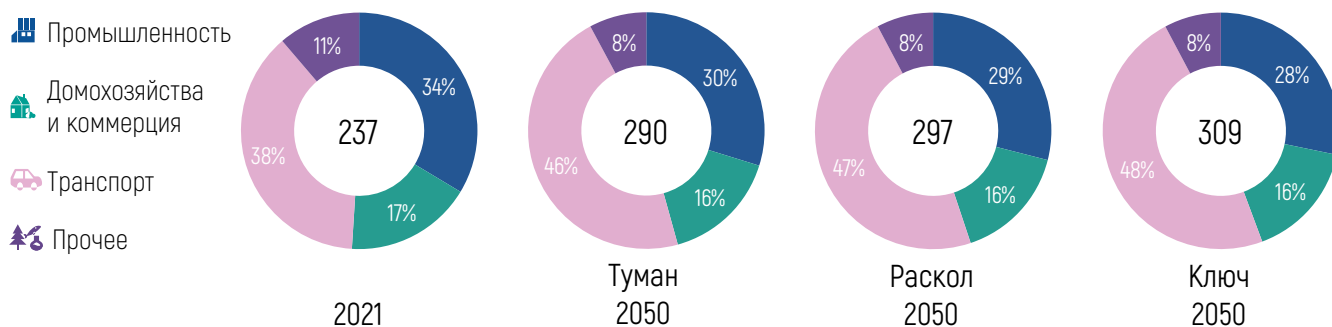
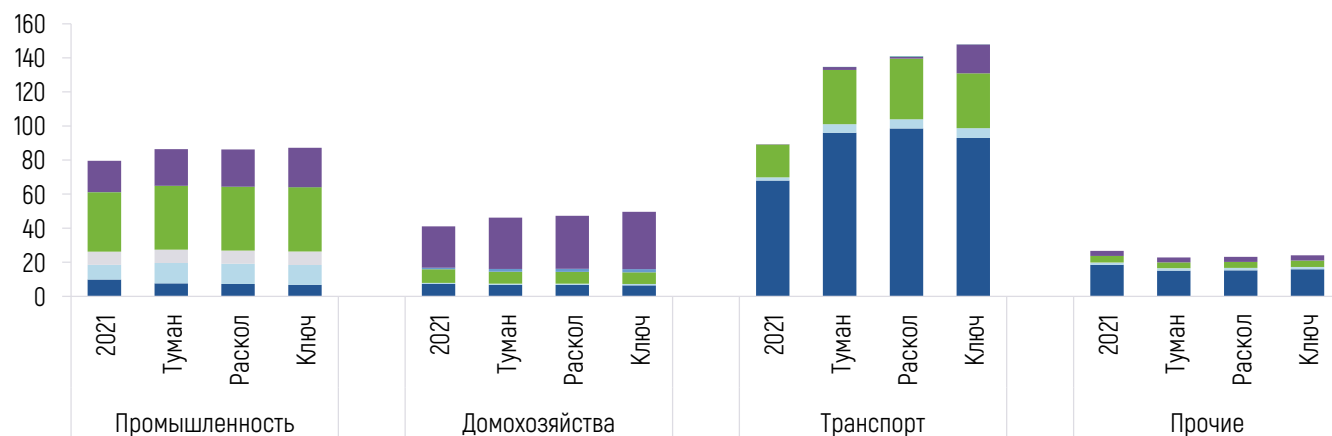


Рисунок П2.33 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.19 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	80	85	86	0,3	84	86	0,3	85	87	0,3
Домохозяйства	41	46	46	0,4	46	47	0,5	48	50	0,7
Транспорт	89	121	135	1,4	124	141	1,6	126	148	1,8
Прочие	27	25	23	-0,5	25	23	-0,5	26	24	-0,3
Всего	237	277	290	0,7	280	297	0,8	285	309	0,9

Рисунок П2.34 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч



Таблица П2.20 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	20	15	10	-2,3	14	10	-2,4	7	5	-4,8
Газ	87	74	53	-1,7	70	49	-1,9	45	39	-2,8
Уголь	24	20	15	-1,7	19	14	-1,9	12	11	-2,7
Атомная энергия	15	17	19	0,9	19	23	1,6	21	27	2,1
Гидроэнергия	363	422	447	0,7	427	466	0,9	448	611	1,8
Биоэнергия	58	67	77	1,0	67	80	1,1	67	81	1,2
Солнечная энергия	17	32	55	4,2	30	51	3,9	47	79	5,5
Ветровая энергия	72	93	103	1,2	88	96	1,0	128	214	3,8
Прочие ВИЭ	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Всего	656	740	779	0,6	735	790	0,6	775	1066	1,7
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	3,1	3,3	3,4	0,3	3,2	3,4	0,4	3,4	4,6	1,4

Рисунок П2.35 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

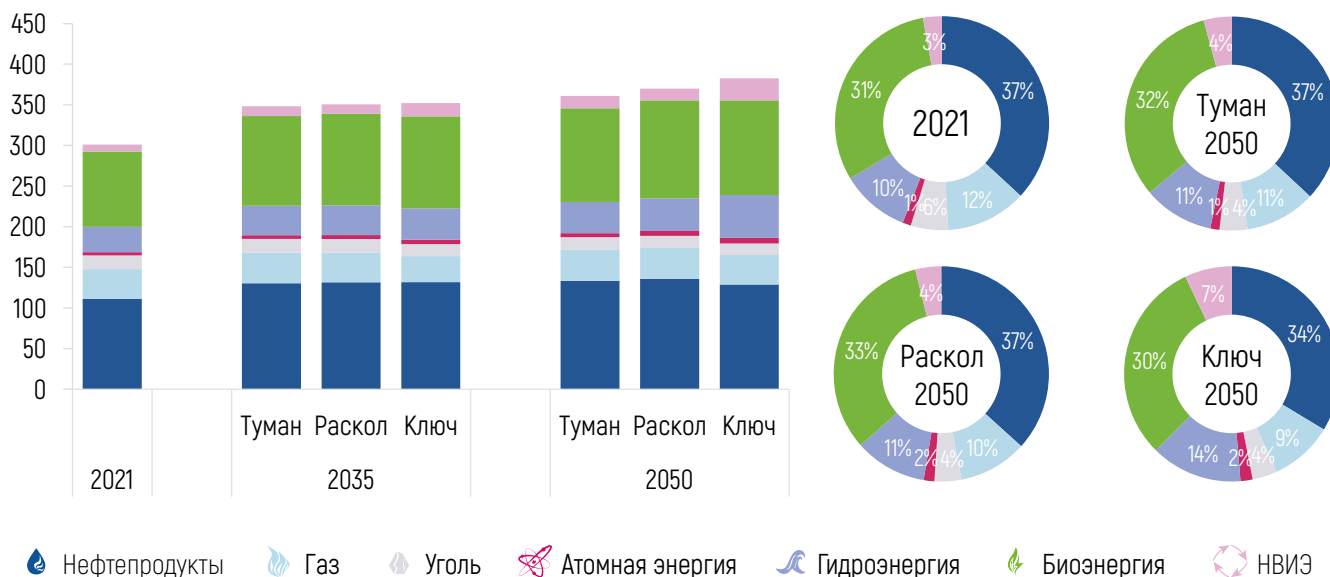


Таблица П2.21 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	111	130	133	0,6	131	136	0,7	132	129	0,5
Газ	37	38	39	0,2	37	38	0,1	32	36	0,0
Уголь	17	17	15	-0,4	17	15	-0,5	15	14	-0,6
Атомная энергия	4	4	5	0,9	5	6	1,6	5	7	2,1
Гидроэнергия	31	36	38	0,7	37	40	0,9	38	53	1,8
Биоэнергия	93	110	115	0,8	113	121	0,9	113	117	0,8
Солнечная энергия	2	4	6	3,5	4	6	3,4	5	9	4,6
Ветровая энергия	6	8	9	1,2	8	8	1,0	11	18	3,8
Прочие ВИЭ	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Всего	301	348	361	0,6	351	370	0,7	352	383	0,8

ЕВРОПА

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	8,0% →	6,4%
ВВП	20,0% →	16,1%...17%
Энергопотребление	12,7% →	8,9%...9,2%

Рисунок П2.36 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.37 – Численность населения, млн чел.

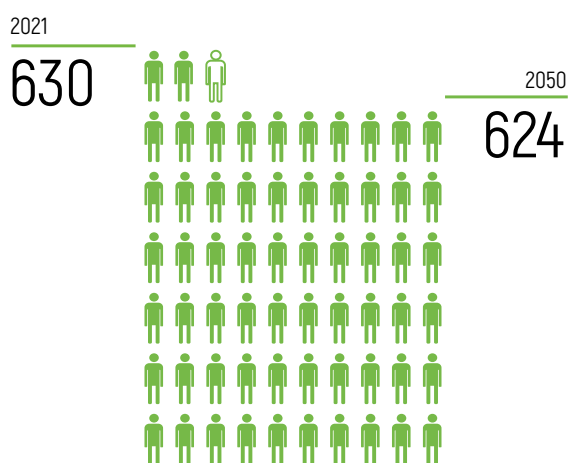


Рисунок П2.38 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

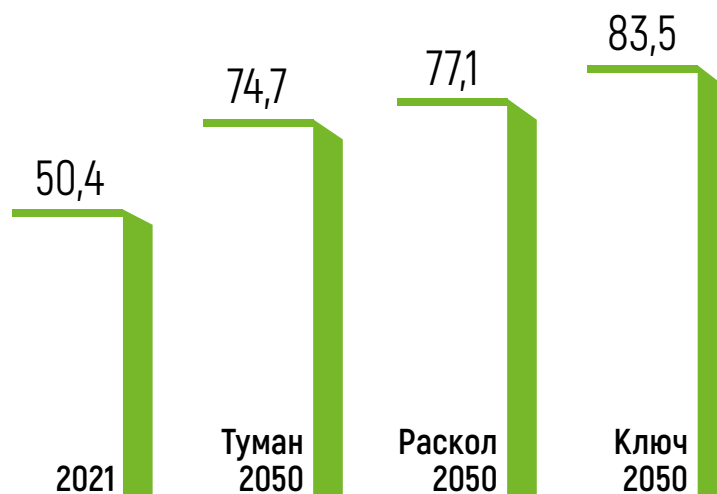


Таблица П2.22 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	32	39	47	1,3	39	48	1,4	41	52	1,7
Численность населения, млн чел.	630	635	624	0,0	635	624	0,0	635	624	0,0
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	50,4	61,9	74,7	1,4	61	77,1	1,5	65,3	83,5	1,8

Рисунок П2.39 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

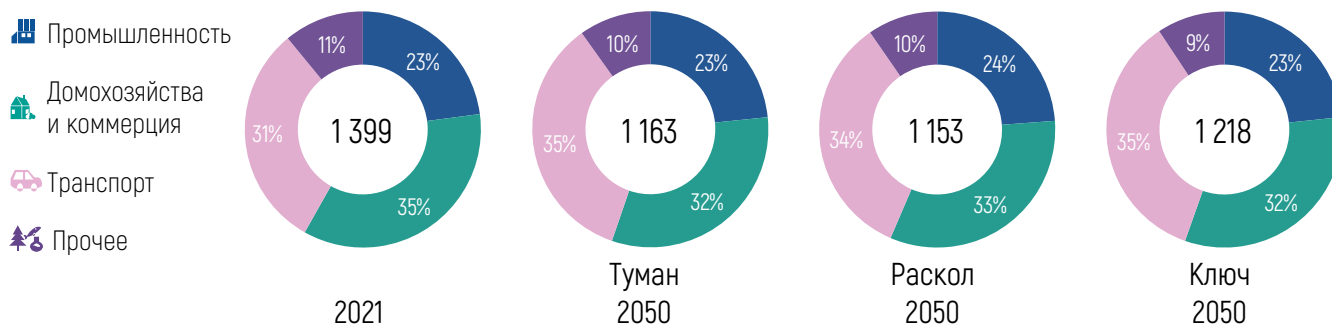


Рисунок П2.40 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.

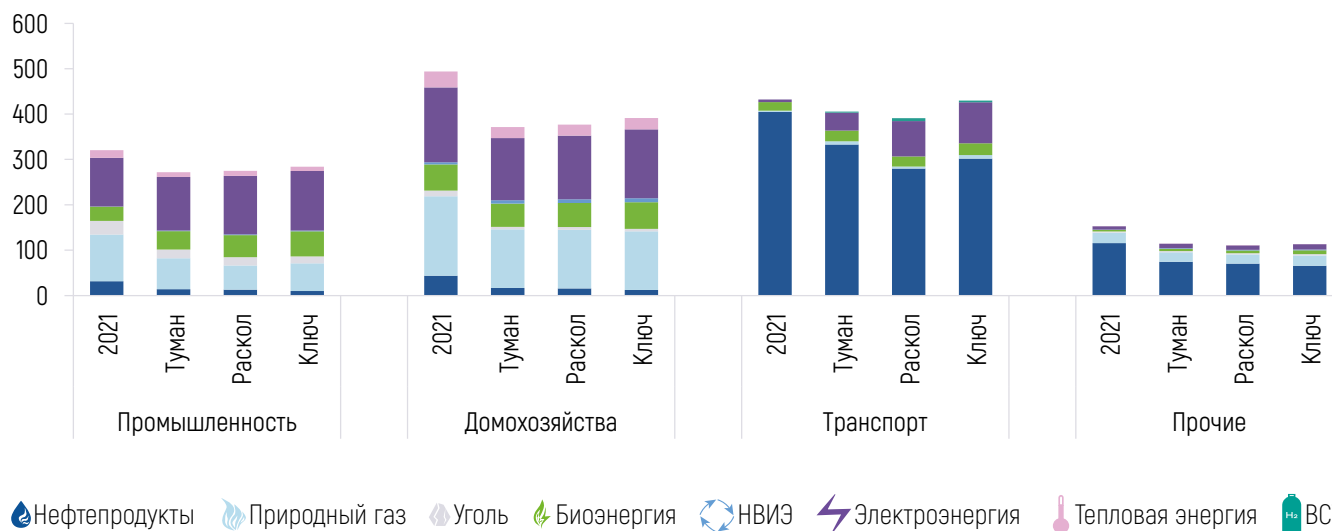


Таблица П2.23 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	320	301	272	-0,6	298	275	-0,5	307	284	-0,4
Домохозяйства	494	441	371	-1,0	438	377	-0,9	453	391	-0,8
Транспорт	432	444	405	-0,2	437	391	-0,3	459	430	0,0
Прочие	153	135	115	-1,0	132	111	-1,1	134	114	-1,0
Всего	1399	1321	1163	-0,6	1305	1153	-0,7	1354	1218	-0,5

Рисунок П2.41 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

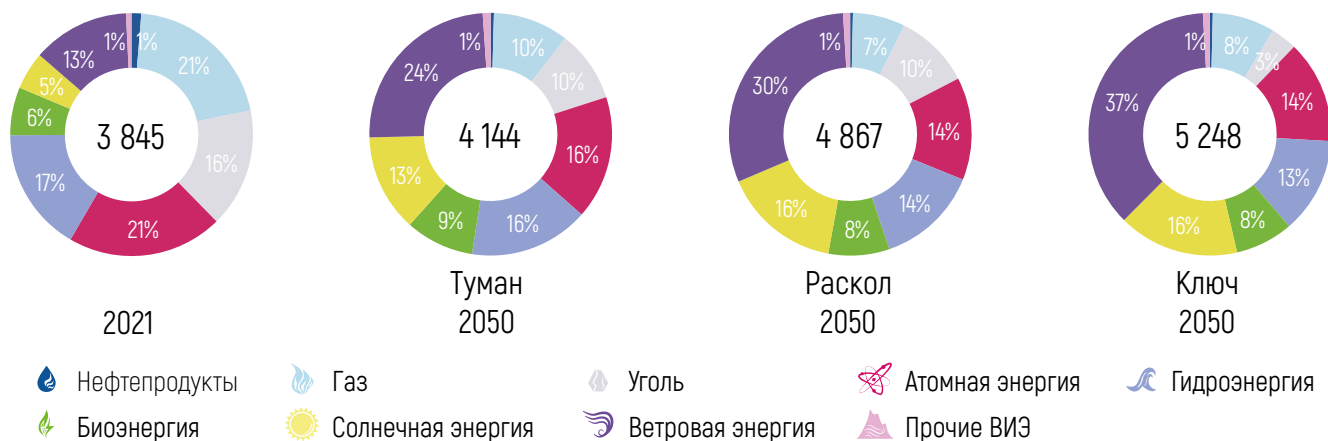


Таблица П2.24 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	49	30	18	-3,4	29	17	-3,5	35	20	-3
Газ	790	707	418	-2,2	644	340	-2,9	802	437	-2,0
Уголь	609	558	396	-1,5	657	491	-0,7	510	183	-4,1
Атомная энергия	797	645	682	-0,5	644	664	-0,6	696	719	-0,4
Гидроэнергия	635	654	661	0,1	655	666	0,2	656	670	0,2
Биоэнергия	246	303	379	1,5	307	397	1,7	308	406	1,7
Солнечная энергия	193	381	538	3,6	482	764	4,9	480	845	5,2
Ветровая энергия	497	840	1010	2,5	1086	1481	3,8	1112	1919	4,8
Прочие ВИЭ	28	35	44	1,5	35	46	1,7	36	49	1,9
Всего	3845	4151	4144	0,3	4541	4867	0,8	4636	5248	1,1
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	6,1	6,5	6,6	0,3	7,2	7,8	0,9	7,3	8,4	1,1

Рисунок П2.42 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

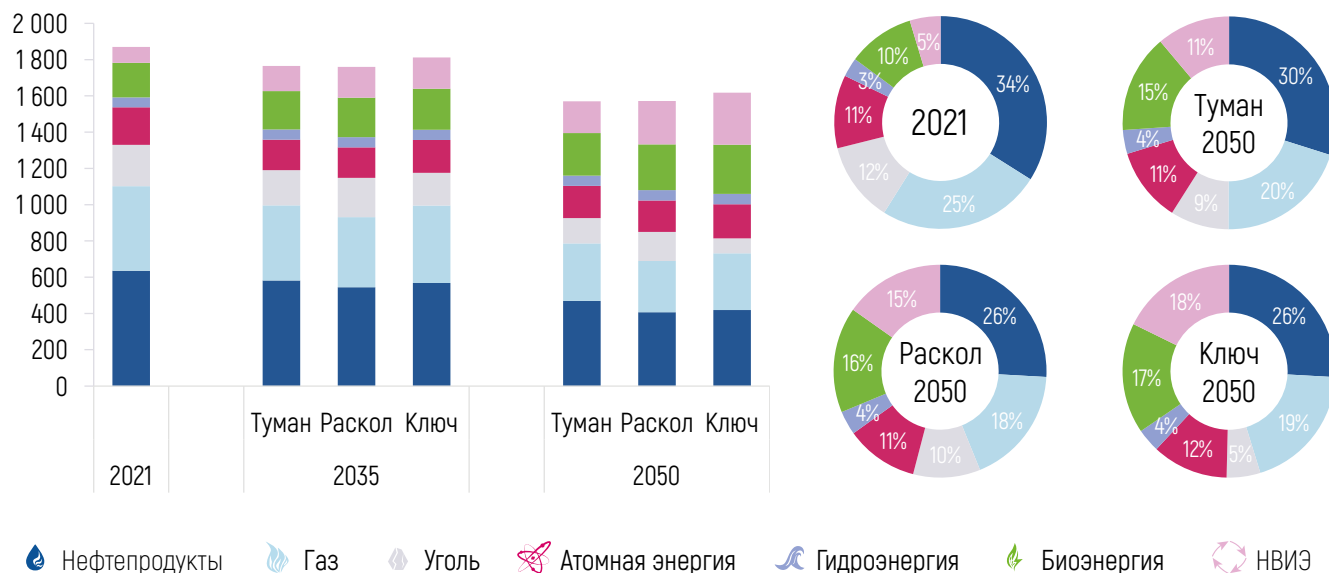


Таблица П2.25 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	636	582	469	-1,0	545	407	-1,5	568	419	-1,4
Газ	466	415	317	-1,3	386	283	-1,7	428	313	-1,4
Уголь	228	194	140	-1,7	217	160	-1,2	180	83	-3,4
Атомная энергия	208	168	178	-0,5	168	173	-0,6	181	187	-0,4
Гидроэнергия	55	56	57	0,1	56	57	0,2	56	58	0,2
Биоэнергия	190	212	234	0,7	218	252	1,0	227	272	1,2
Солнечная энергия	22	41	57	3,4	50	78	4,5	50	86	4,9
Ветровая энергия	43	72	87	2,5	93	127	3,8	96	165	4,8
Прочие ВИЭ	23	26	32	1,1	26	33	1,2	27	35	1,4
Всего	1870	1765	1570	-0,6	1760	1571	-0,6	1812	1617	-0,5

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	3,7% →	3,1%
ВВП	4,5% →	4,3%
Энергопотребление	7,7% →	6,2%...6,4%

Рисунок П2.43 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.44 – Численность населения, млн чел.

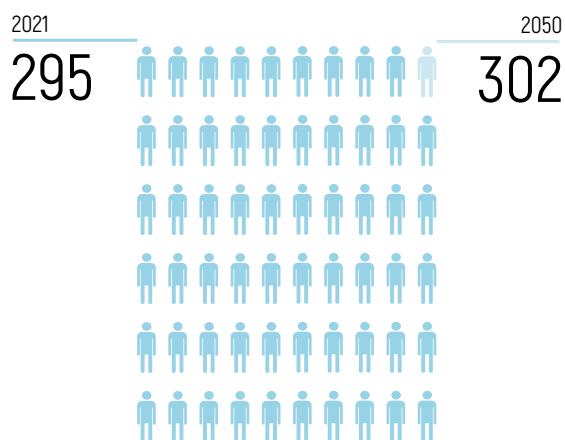


Рисунок П2.45 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

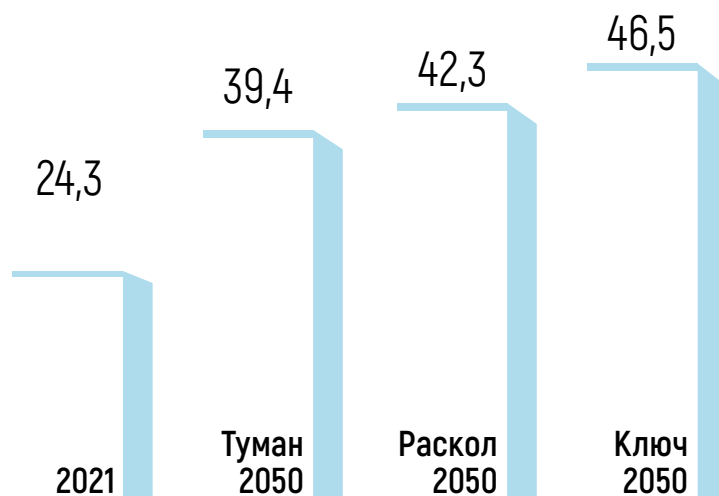


Таблица П2.26 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	7	9	12	1,8	9	13	2,0	10	14	2,4
Численность населения, млн чел.	295	297	302	0,1	297	302	0,1	297	302	0,1
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	24,3	31	39,4	1,7	30,9	42,3	1,9	33,6	46,5	2,3

Рисунок П2.46 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

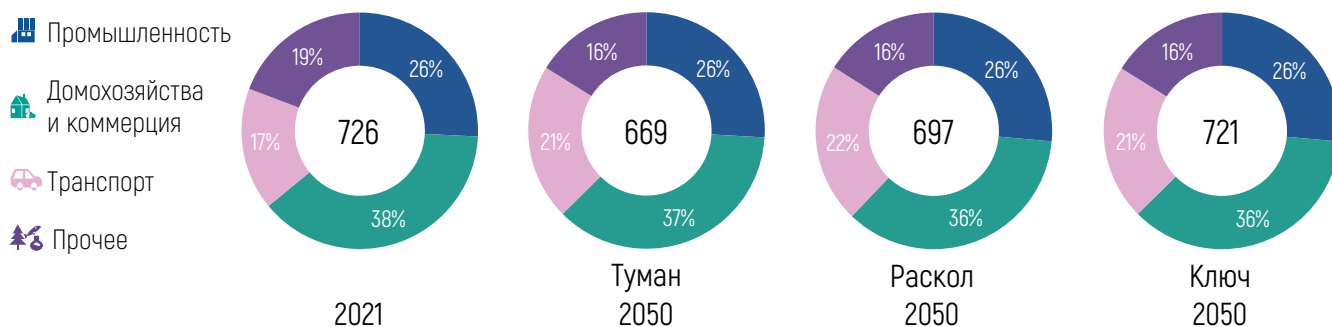


Рисунок П2.47 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.

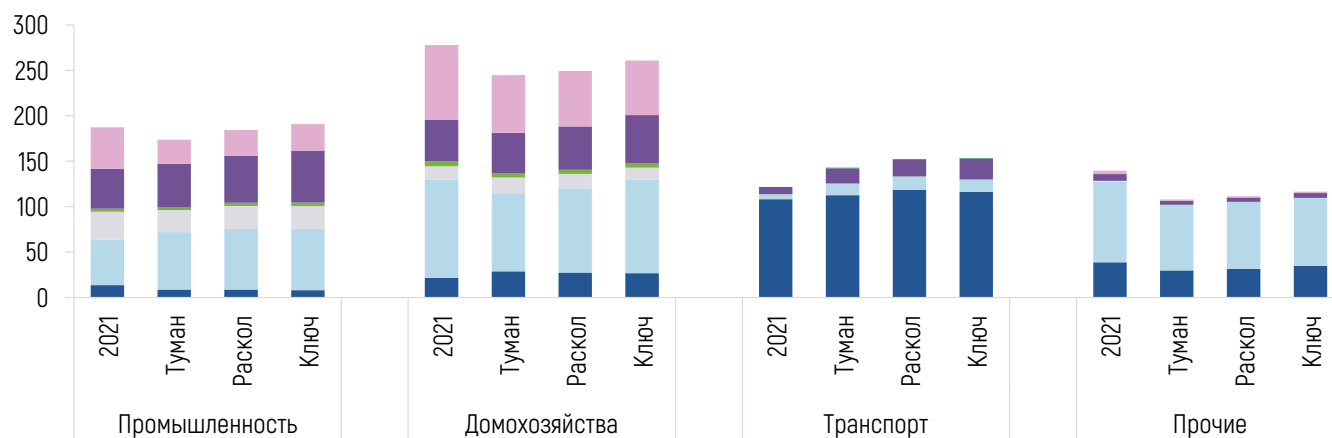


Таблица П2.27 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	187	180	173	-0,3	182	184	-0,1	188	191	0,1
Домохозяйства	278	273	245	-0,4	277	249	-0,4	286	261	-0,2
Транспорт	122	134	143	0,6	136	152	0,8	139	153	0,8
Прочие	140	120	108	-0,9	121	111	-0,8	126	116	-0,6
Всего	726	706	669	-0,3	717	697	-0,1	739	721	0,0

Рисунок П2.48 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

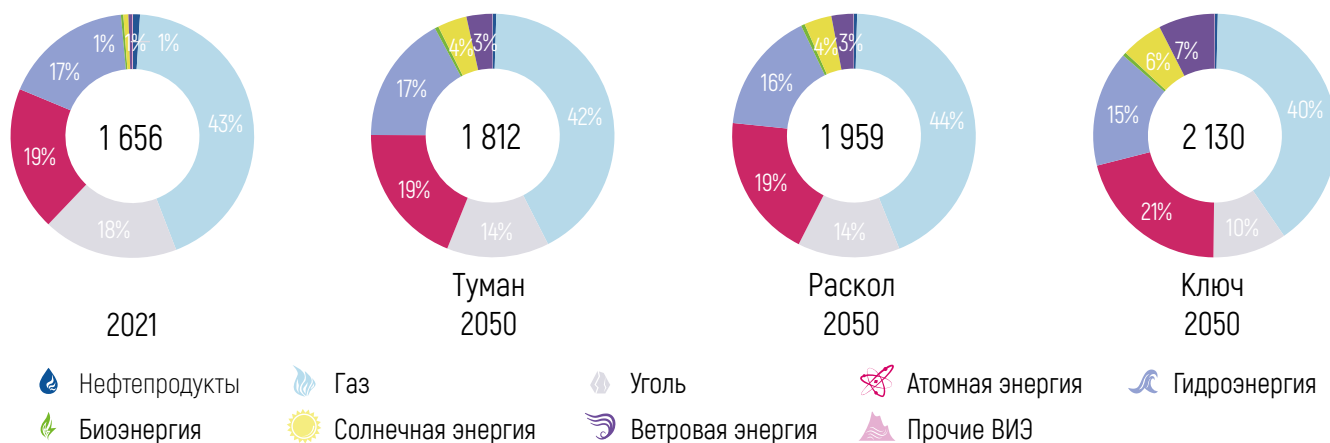


Таблица П2.28 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	17	12	8	-2,3	12	8	-2,4	12	8	-2,5
Газ	715	798	762	0,2	824	852	0,6	849	852	0,6
Уголь	298	272	246	-0,7	279	266	-0,4	264	209	-1,2
Атомная энергия	317	320	344	0,3	334	376	0,6	370	444	1,2
Гидроэнергия	285	303	309	0,3	306	318	0,4	311	328	0,5
Биоэнергия	6	7	9	1,7	7	9	1,9	7	10	2,0
Солнечная энергия	11	29	71	6,6	29	72	6,7	40	119	8,6
Ветровая энергия	8	24	62	7,2	22	57	6,9	39	159	10,7
Прочие ВИЭ	0	1	1	3,0	1	1	3,4	1	1	3,8
Всего	1656	1766	1812	0,3	1813	1959	0,6	1892	2130	0,9
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	5,6	5,9	6	0,2	6,1	6,5	0,5	6,4	7,1	0,8

Рисунок П2.49 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

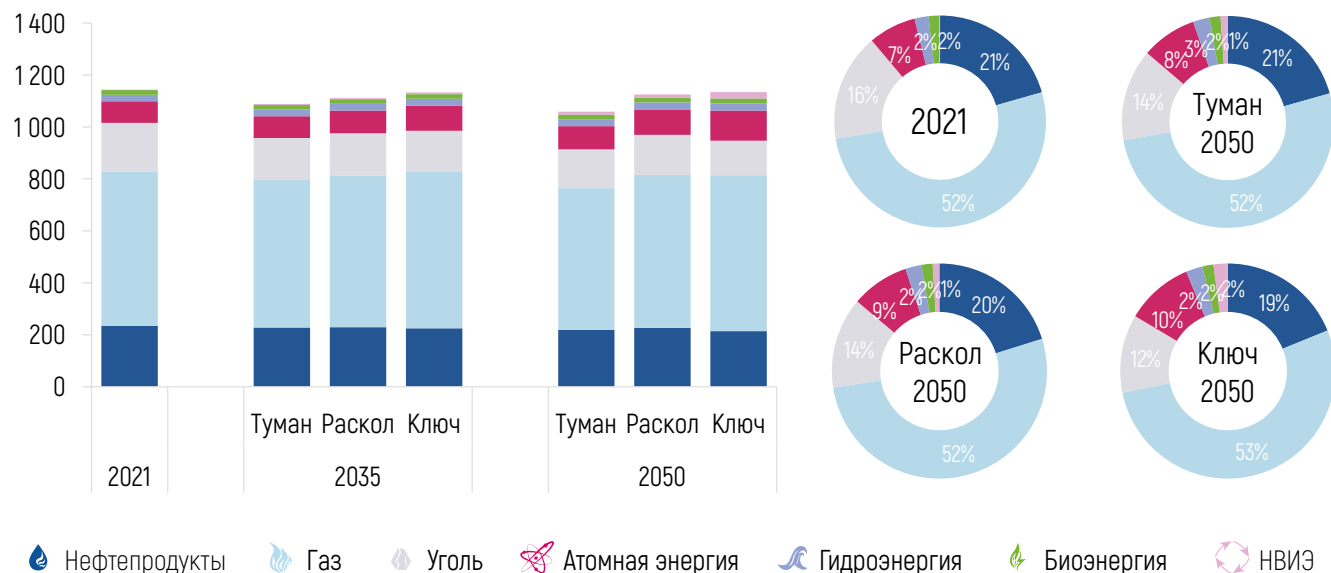


Таблица П2.29 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	235	228	219	-0,2	229	227	-0,1	225	214	-0,3
Газ	593	567	546	-0,3	583	589	0,0	602	600	0,0
Уголь	188	162	149	-0,8	164	154	-0,7	158	133	-1,2
Атомная энергия	83	84	90	0,3	87	98	0,6	96	116	1,1
Гидроэнергия	25	26	27	0,3	26	27	0,4	27	28	0,5
Биоэнергия	18	17	18	-0,1	17	19	0,1	18	19	0,2
Солнечная энергия	1	3	6	6,6	2	6	6,7	3	10	8,5
Ветровая энергия	1	2	5	7,2	2	5	6,9	3	14	10,7
Прочие ВИЭ	0	0	0	2,7	0	0	3,1	0	0	3,5
Всего	1143	1089	1059	-0,3	1111	1125	-0,1	1133	1134	0,0

РОССИЯ

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	1,9% →	1,4%
ВВП	3,1% →	2,9%...3,0%
Энергопотребление	5,5% →	4,8%...5,0%

Рисунок П2.50 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.51 – Численность населения, млн чел.



Рисунок П2.52 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

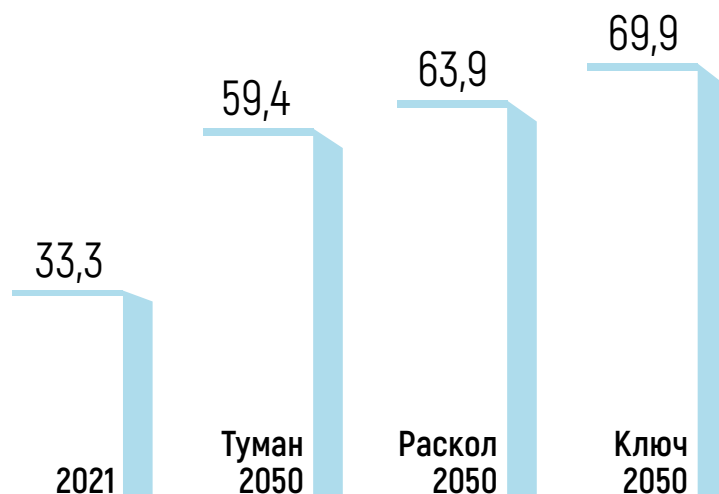


Таблица П2.30 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	5	6	8	1,8	6	9	2,0	7	10	2,4
Численность населения, млн чел.	146	141	137	-0,2	141	137	-0,2	141	137	-0,2
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	33,3	44,3	59,4	2,0	44,3	63,9	2,3	47,8	69,9	2,6

Рисунок П2.53 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

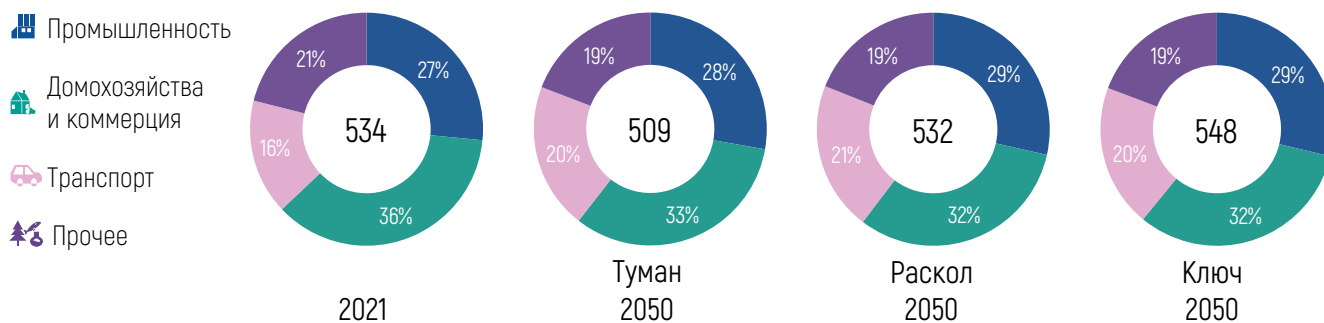
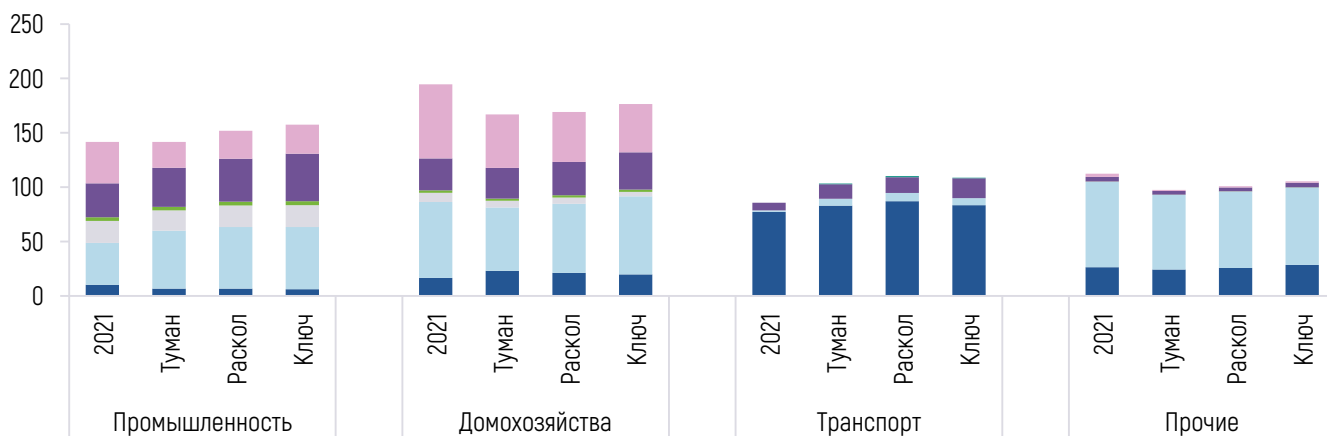


Рисунок П2.54 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.31 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	142	142	142	0,0	145	152	0,2	149	157	0,4
Домохозяйства	195	190	167	-0,5	194	169	-0,5	199	176	-0,3
Транспорт	86	95	103	0,7	98	110	0,9	98	109	0,8
Прочие	112	103	98	-0,5	104	101	-0,4	108	105	-0,2
Всего	534	530	509	-0,2	540	532	0,0	554	548	0,1

Рисунок П2.55 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

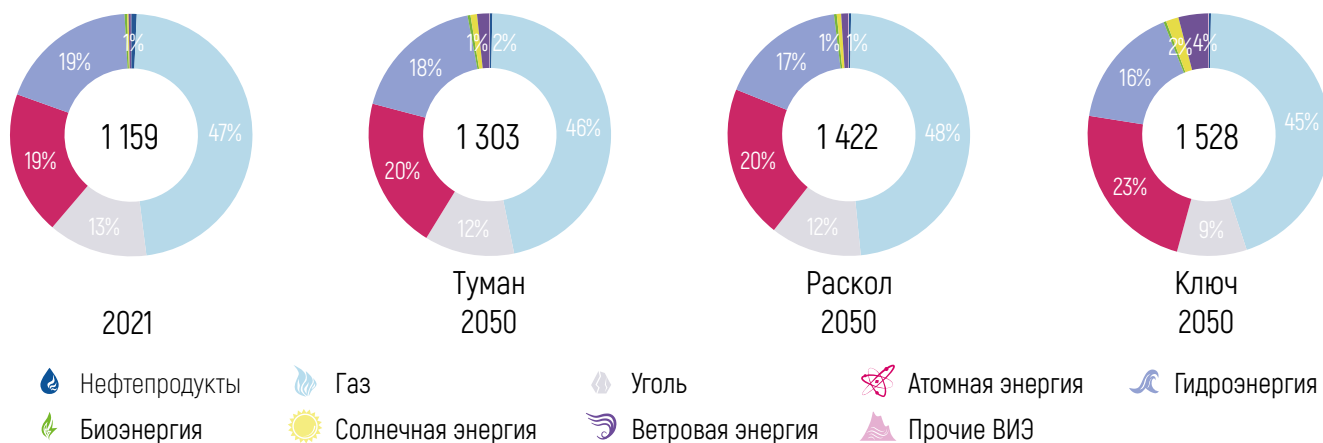


Таблица П2.32 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	9	6	4	-2,3	6	4	-2,4	6	4	-2,5
Газ	548	594	605	0,3	620	684	0,8	630	683	0,8
Уголь	154	162	156	0,1	170	173	0,4	157	142	-0,3
Атомная энергия	223	240	265	0,6	251	291	0,9	280	355	1,6
Гидроэнергия	216	229	233	0,3	232	241	0,4	237	251	0,5
Биоэнергия	4	5	5	1,0	5	5	1,1	5	6	1,2
Солнечная энергия	2	5	11	5,8	4	8	4,6	10	26	8,8
Ветровая энергия	4	9	21	6,3	7	13	4,6	19	61	10,3
Прочие ВИЭ	0	1	1	3,0	1	1	3,4	1	1	3,8
Всего	1159	1249	1303	0,4	1295	1422	0,7	1344	1528	1,0
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	7,9	8,8	9,5	0,6	9,2	10,4	0,9	9,5	11,2	1,2

Рисунок П2.56 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

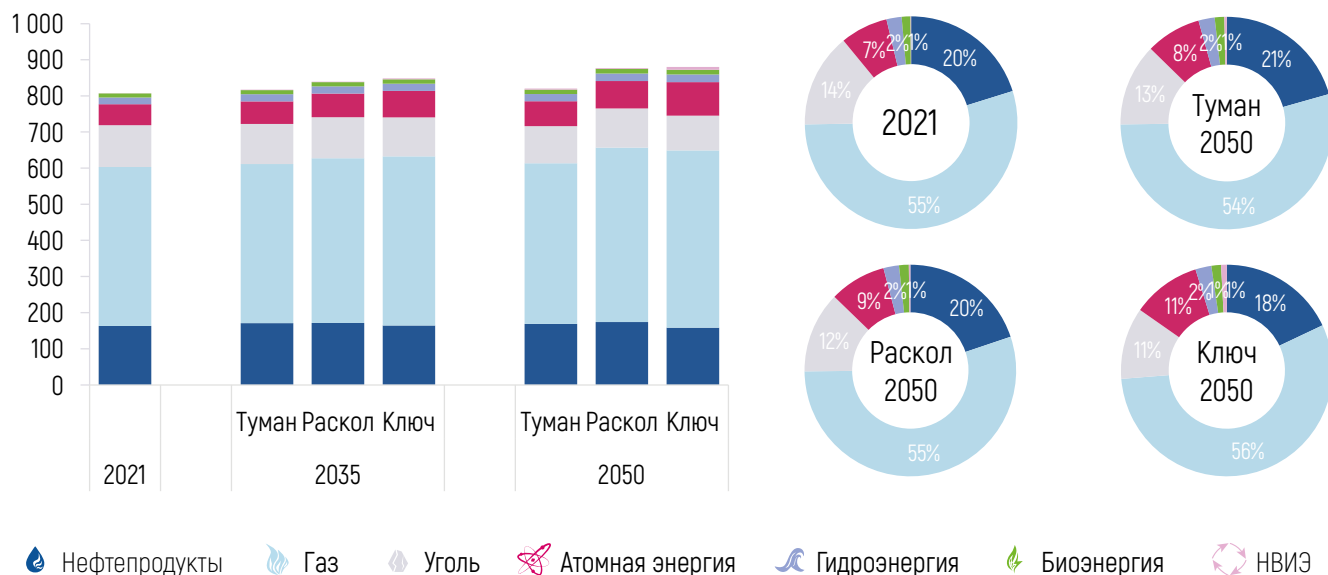


Таблица П2.33 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	163	171	169	0,1	171	174	0,2	164	158	-0,1
Газ	440	440	445	0,0	456	483	0,3	468	491	0,4
Уголь	116	111	103	-0,4	114	109	-0,2	108	96	-0,6
Атомная энергия	58	62	69	0,6	65	76	0,9	73	92	1,6
Гидроэнергия	19	20	20	0,3	20	21	0,4	20	22	0,5
Биоэнергия	11	11	12	0,3	12	13	0,6	12	13	0,6
Солнечная энергия	0	0	1	5,8	0	1	4,6	1	2	8,8
Ветровая энергия	0	1	2	6,3	1	1	4,6	2	5	10,3
Прочие ВИЭ	0	0	0	2,9	0	0	3,3	0	0	3,7
Всего	807	817	820	0,1	839	877	0,3	849	880	0,3

РАЗВИТЫЕ СТРАНЫ АЗИИ

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	2,6% →	1,9%
ВВП	6,7% →	4,8%...5,1%
Энергопотребление	5,9% →	4,3%...4,4%

Рисунок П2.57 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.58 – Численность населения, млн чел.



Рисунок П2.59 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

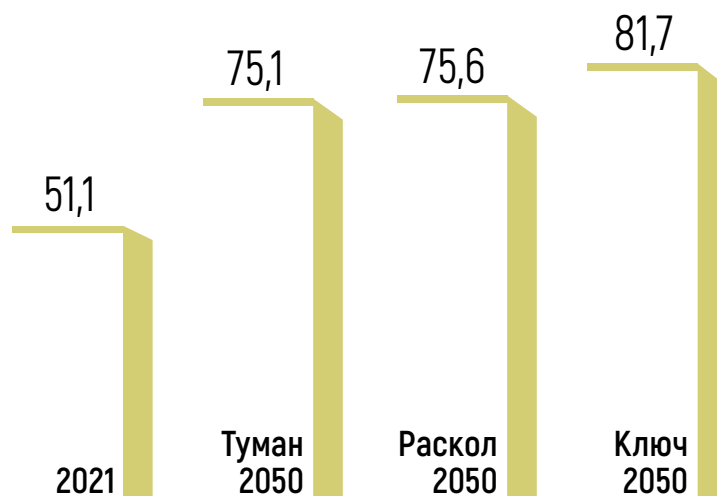


Таблица П2.34 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	11	12	14	1,0	12	14	1,0	13	15	1,3
Численность населения, млн чел.	208	201	188	-0,3	201	188	-0,3	201	188	-0,3
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	51,1	61,8	75,1	1,3	60,1	75,6	1,4	64,2	81,7	1,6

Рисунок П2.60 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

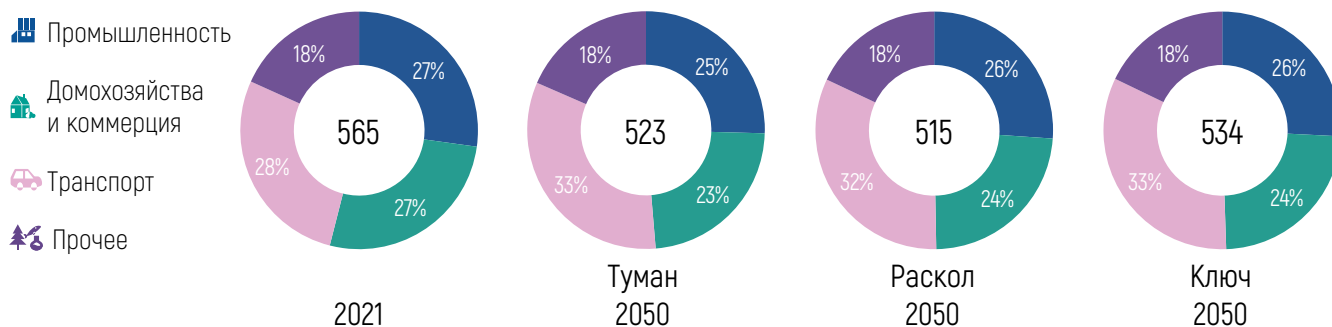
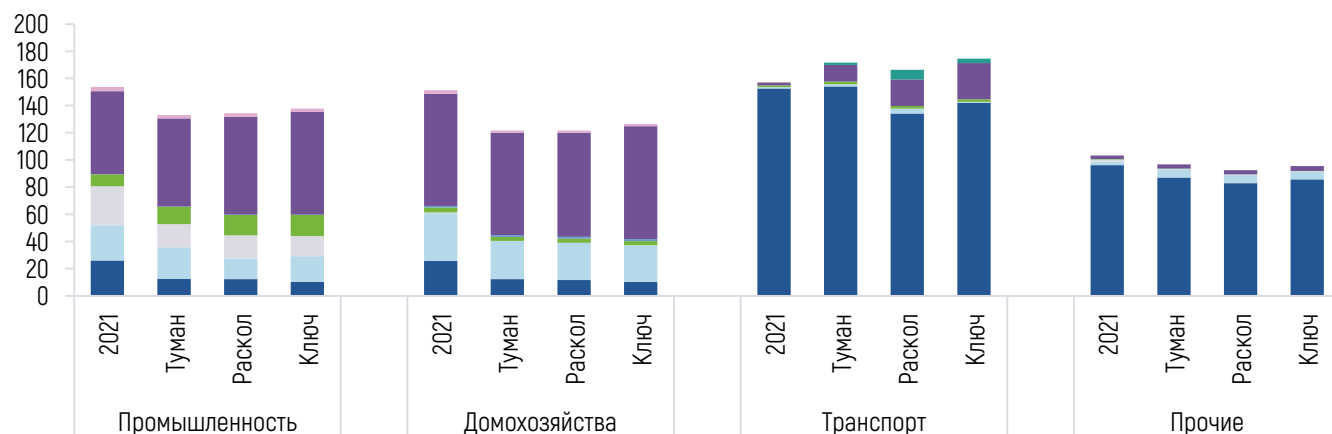


Рисунок П2.61 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.35 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	154	146	133	-0,5	145	134	-0,5	148	138	-0,4
Домохозяйства	151	138	122	-0,8	136	122	-0,7	141	127	-0,6
Транспорт	157	175	172	0,3	170	166	0,2	178	175	0,4
Прочие	103	102	97	-0,2	99	93	-0,4	102	95	-0,3
Всего	565	562	523	-0,3	550	515	-0,3	569	534	-0,2

Рисунок П2.62 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч



Таблица П2.36 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	52	37	25	-2,5	37	25	-2,5	37	25	-2,5
Газ	604	510	356	-1,8	514	347	-1,9	587	381	-1,6
Уголь	674	641	411	-1,7	668	471	-1,2	573	287	-2,9
Атомная энергия	229	296	356	1,5	295	354	1,5	330	383	1,8
Гидроэнергия	121	125	126	0,1	125	127	0,2	125	128	0,2
Биоэнергия	66	99	155	3,0	102	169	3,3	103	177	3,5
Солнечная энергия	137	249	405	3,8	280	507	4,6	341	715	5,9
Ветровая энергия	40	83	140	4,4	92	174	5,2	117	308	7,3
Прочие ВИЭ	34	42	55	1,7	43	59	1,9	44	64	2,2
Всего	1957	2081	2030	0,1	2156	2234	0,5	2257	2468	0,8
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	9,4	10,4	10,8	0,5	10,7	11,9	0,8	11,2	13,1	1,1

Рисунок П2.63 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

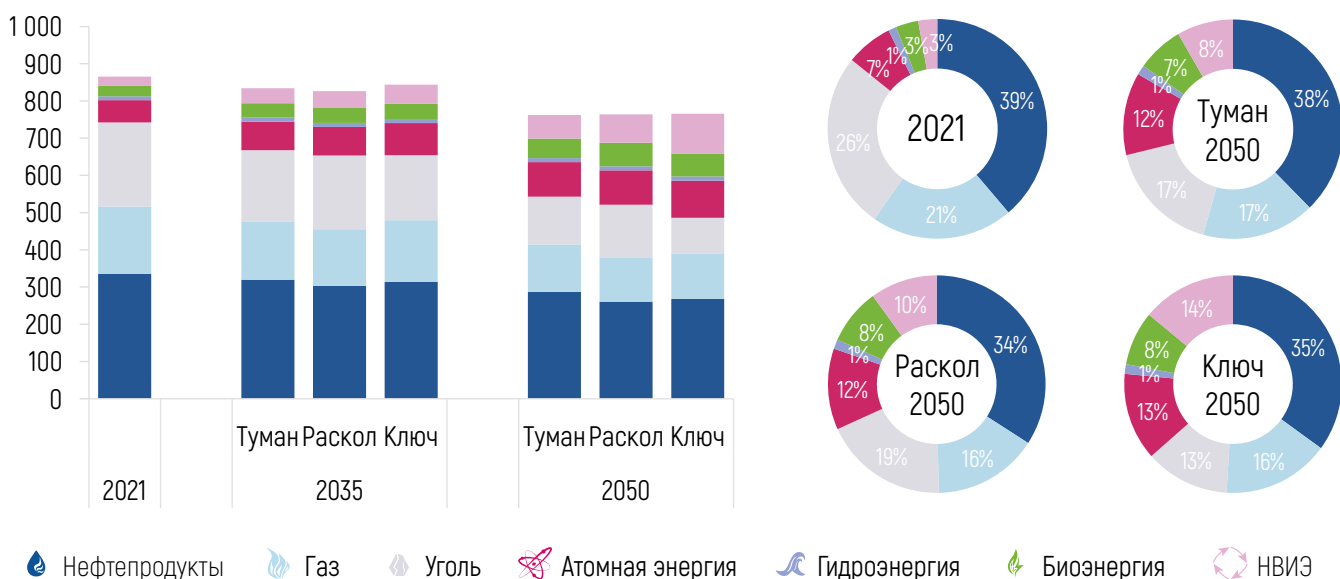


Таблица П2.37 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	336	320	287	-0,5	303	261	-0,9	314	268	-0,8
Газ	181	157	127	-1,2	152	119	-1,4	166	122	-1,4
Уголь	226	191	128	-1,9	198	141	-1,6	175	96	-2,9
Атомная энергия	60	77	93	1,5	77	92	1,5	86	100	1,8
Гидроэнергия	10	11	11	0,1	11	11	0,2	11	11	0,2
Биоэнергия	29	39	53	2,1	41	63	2,7	41	62	2,6
Солнечная энергия	12	22	36	3,7	25	45	4,5	30	62	5,7
Ветровая энергия	3	7	12	4,4	8	15	5,2	10	26	7,3
Прочие ВИЭ	8	11	15	2,2	11	17	2,5	11	18	2,8
Всего	865	834	762	-0,4	826	764	-0,4	844	766	-0,4

РАЗВИВАЮЩИЕСЯ СТРАНЫ АЗИИ

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	51,6% →	47,0%
ВВП	35,2% →	42,3%...44,3%
Энергопотребление	39,6% →	45,7%...46,4%

Рисунок П2.64 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.65 – Численность населения, млн чел.

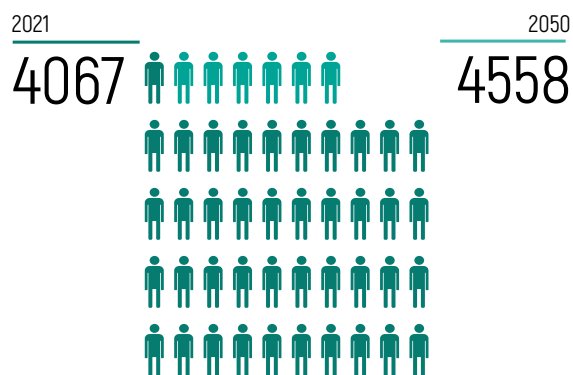


Рисунок П2.66 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

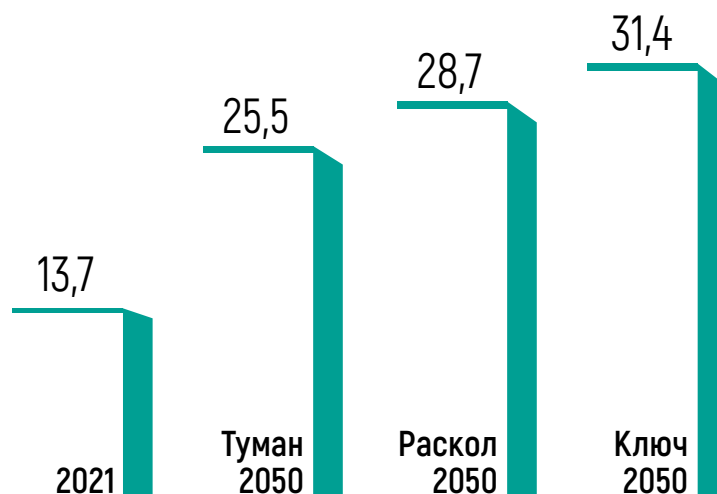


Таблица П2.38 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	56	88	116	2,6	91	131	3,0	99	143	3,3
Численность населения, млн чел.	4067	4389	4558	0,4	4389	4558	0,4	4389	4558	0,4
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	13,7	20	25,5	2,2	20,8	28,7	2,6	22,5	31,4	2,9

Рисунок П2.67 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

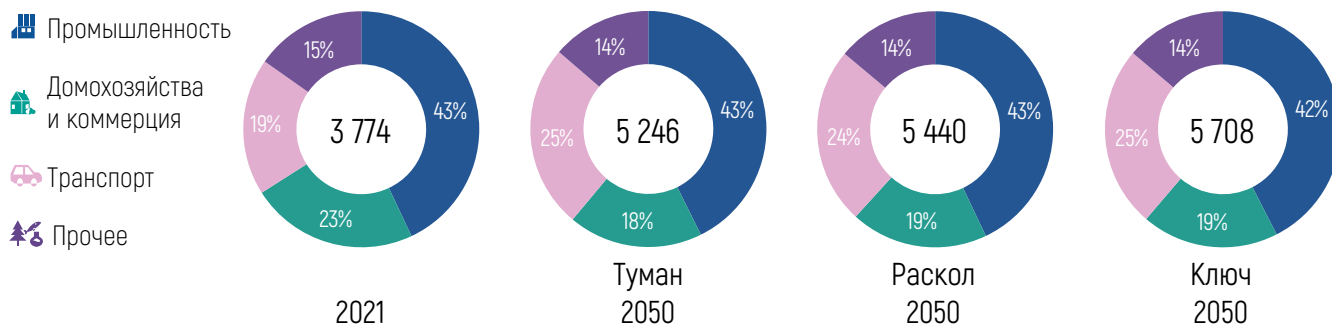


Рисунок П2.68 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



Таблица П2.39 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	1623	1968	2239	1,1	1996	2336	1,3	2073	2425	1,4
Домохозяйства	867	970	966	0,4	990	1024	0,6	1031	1072	0,7
Транспорт	709	1067	1324	2,2	1083	1323	2,2	1126	1423	2,4
Прочие	576	714	718	0,8	726	757	0,9	752	788	1,1
Всего	3774	4719	5246	1,1	4794	5440	1,3	4983	5708	1,4

Рисунок П2.69 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

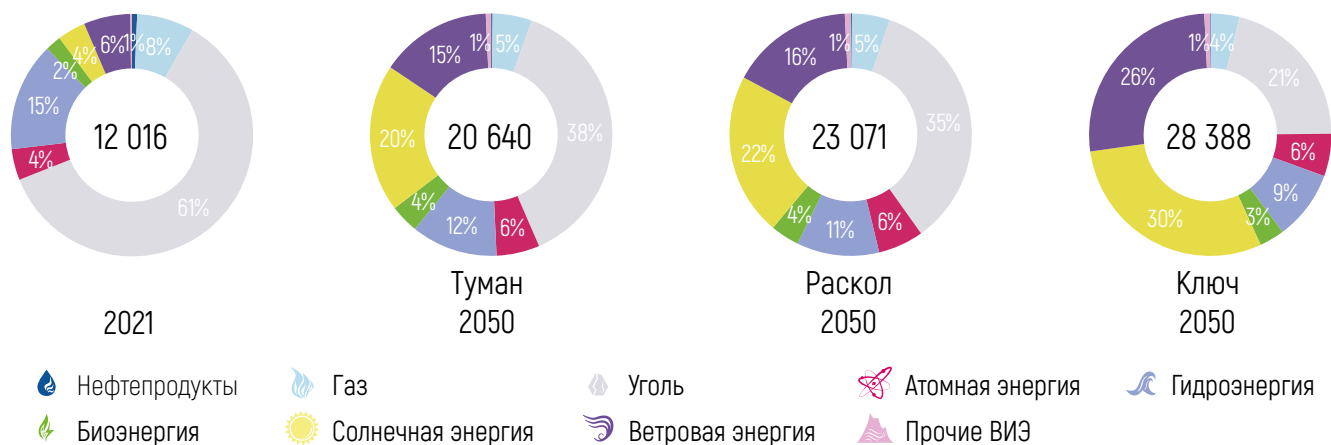


Таблица П2.40 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	82	59	42	-2,3	58	41	-2,4	58	40	-2,5
Газ	917	1313	1079	0,6	1368	1164	0,8	1466	1067	0,5
Уголь	7294	8916	7863	0,3	9281	8055	0,3	9580	5956	-0,7
Атомная энергия	498	858	1189	3,0	941	1402	3,6	1040	1607	4,1
Гидроэнергия	1743	2185	2379	1,1	2222	2538	1,3	2244	2638	1,4
Биоэнергия	253	439	790	4,0	452	890	4,4	459	944	4,6
Солнечная энергия	453	1692	4075	7,9	1824	5019	8,6	2280	8412	10,6
Ветровая энергия	748	1918	3077	5,0	2044	3779	5,7	2657	7497	8,3
Прочие ВИЭ	27	61	146	6,0	65	182	6,8	68	226	7,6
Всего	12016	17441	20640	1,9	18255	23071	2,3	19851	28388	3,0
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	3	4	4,5	1,5	4,2	5,1	1,9	4,5	6,2	2,6

Рисунок П2.70 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

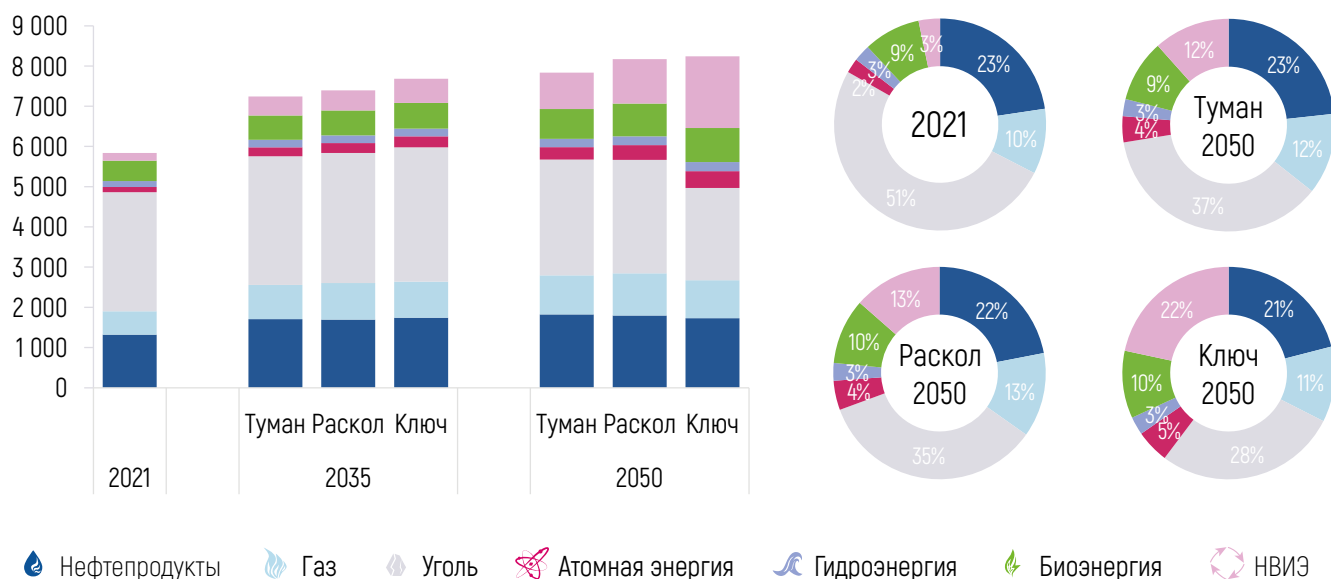


Таблица П2.41 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	1321	1705	1825	1,1	1694	1795	1,1	1740	1729	0,9
Газ	581	852	969	1,8	909	1051	2,1	899	945	1,7
Уголь	2958	3196	2879	-0,1	3235	2821	-0,2	3340	2291	-0,9
Атомная энергия	130	224	310	3,0	245	365	3,6	271	419	4,1
Гидроэнергия	150	188	205	1,1	191	218	1,3	193	227	1,4
Биоэнергия	507	605	742	1,3	620	815	1,7	638	847	1,8
Солнечная энергия	66	187	403	6,4	200	489	7,1	242	787	8,9
Ветровая энергия	64	165	265	5,0	176	325	5,7	228	645	8,3
Прочие ВИЭ	61	118	239	4,8	123	288	5,5	131	350	6,2
Всего	5839	7240	7836	1,0	7394	8168	1,2	7682	8239	1,2

КИТАЙ

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	18,5% →	13,9%
ВВП	18,5% →	21,0%...21,6%
Энергопотребление	26,5% →	24,5%...25,3%

Рисунок П2.71 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.72 – Численность населения, млн чел.

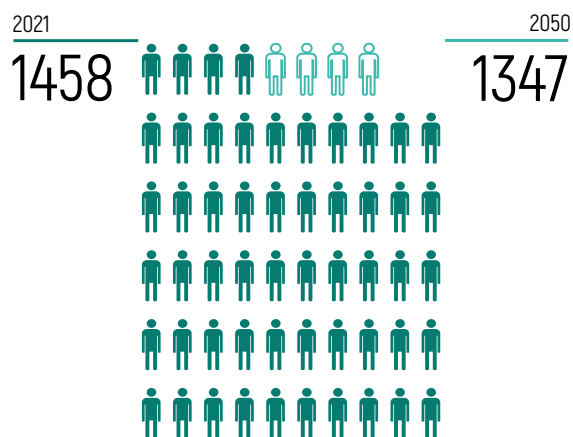


Рисунок П2.73 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

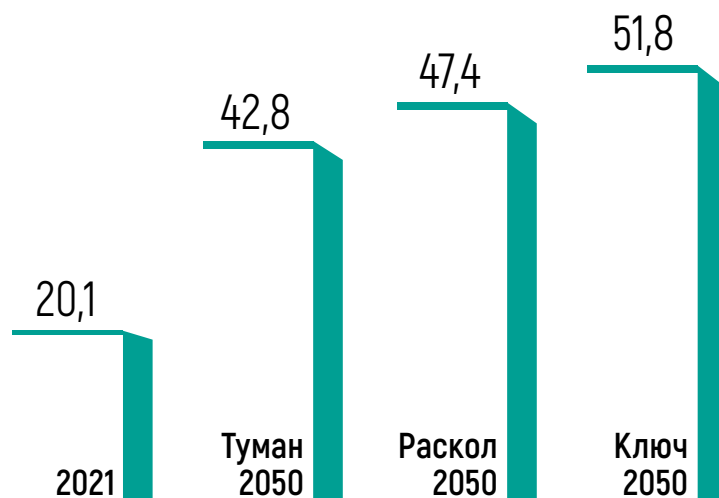


Таблица П2.42 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	29	45	58	2,4	46	64	2,7	50	70	3,0
Численность населения, млн чел.	1458	1434	1347	-0,3	1434	1347	-0,3	1434	1347	-0,3
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	20,1	31,2	42,8	2,6	32,1	47,4	3,0	34,7	51,8	3,3

Рисунок П2.74 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

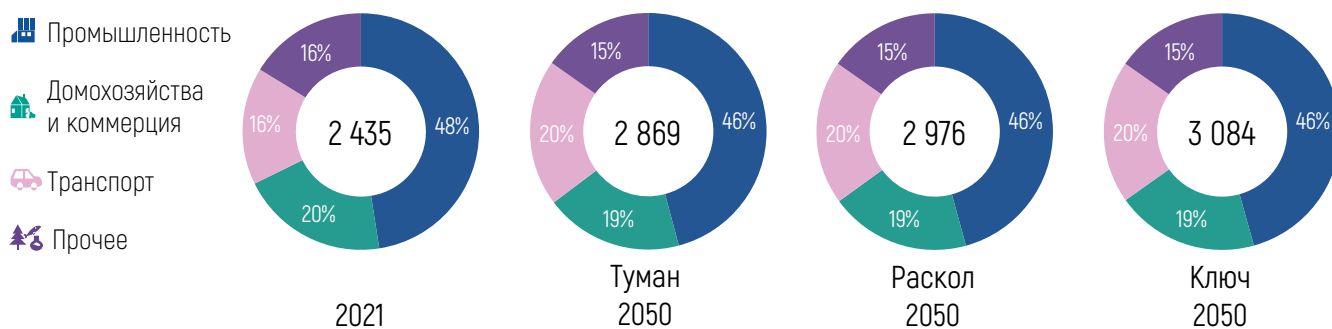
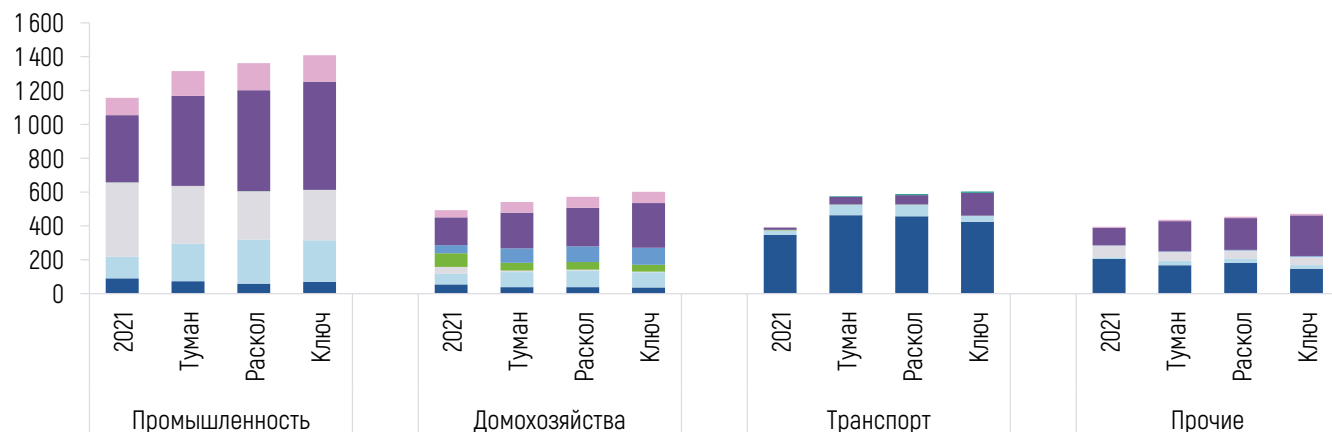


Рисунок П2.75 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.43 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	1157	1284	1315	0,4	1300	1361	0,6	1348	1409	0,7
Домохозяйства	493	548	542	0,3	557	572	0,5	581	601	0,7
Транспорт	390	519	576	1,4	537	588	1,4	546	603	1,5
Прочие	395	467	436	0,3	472	454	0,5	488	471	0,6
Всего	2435	2816	2869	0,6	2865	2976	0,7	2963	3084	0,8

Рисунок П2.76 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

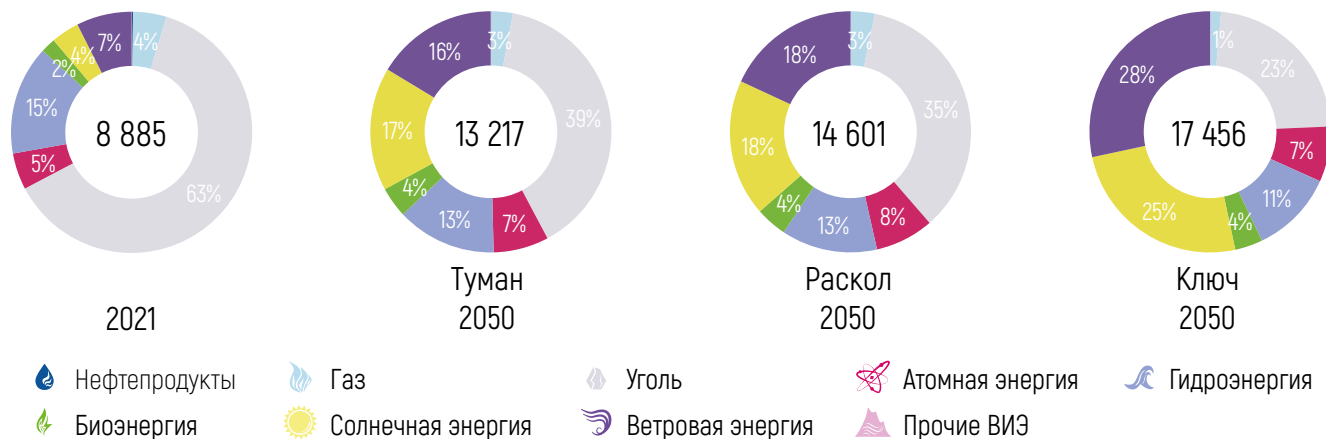


Таблица П2.44 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	17	12	9	-2,3	12	8	-2,4	12	8	-2,5
Газ	399	535	381	-0,2	563	467	0,5	526	250	-1,6
Уголь	5560	6294	5191	-0,2	6495	5164	-0,3	6724	3982	-1,1
Атомная энергия	435	716	980	2,8	780	1145	3,4	856	1297	3,8
Гидроэнергия	1303	1626	1766	1,1	1652	1882	1,3	1668	1954	1,4
Биоэнергия	174	302	543	4,0	311	612	4,4	316	649	4,6
Солнечная энергия	337	1109	2184	6,7	1169	2675	7,4	1447	4360	9,2
Ветровая энергия	658	1560	2162	4,2	1645	2649	4,9	2110	4955	7,2
Прочие ВИЭ	0	0	0	0,5	0	0	0,6	0	0	0,6
Всего	8885	12153	13217	1,4	12627	14601	1,7	13660	17456	2,4
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	6,1	8,5	9,8	1,7	8,8	10,8	2,0	9,5	13	2,6

Рисунок П2.77 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

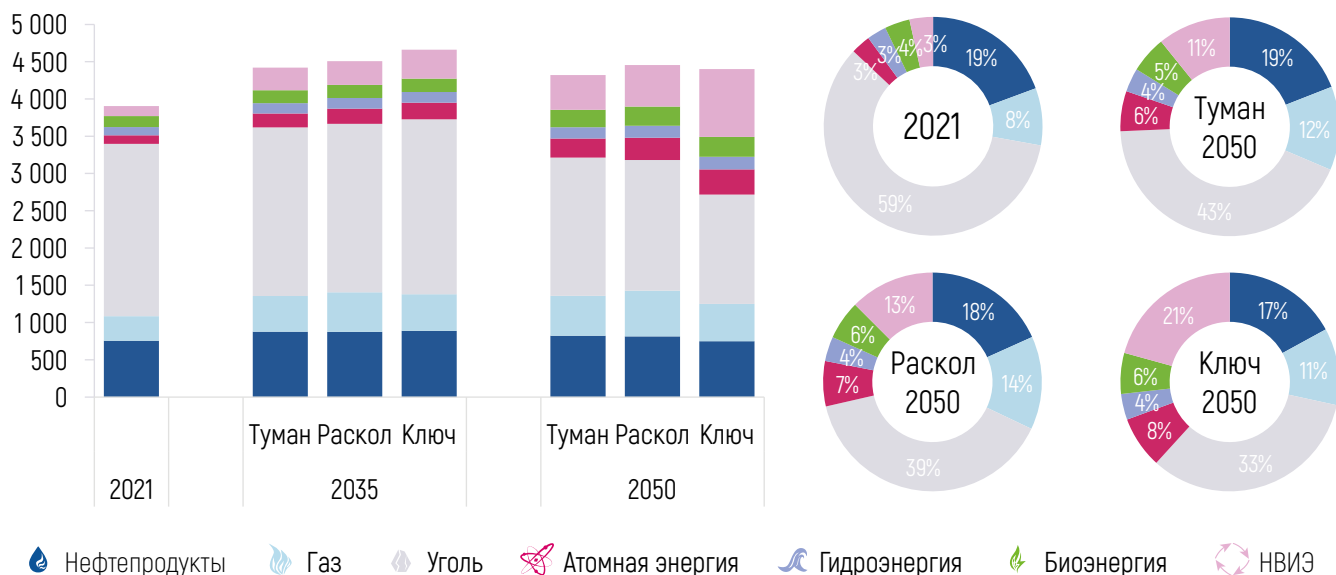


Таблица П2.45 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	756	876	823	0,3	874	814	0,3	888	750	0,0
Газ	329	481	535	1,7	531	613	2,2	491	500	1,5
Уголь	2313	2261	1855	-0,8	2262	1753	-1,0	2348	1467	-1,6
Атомная энергия	113	186	255	2,8	203	298	3,4	223	338	3,8
Гидроэнергия	112	140	152	1,1	142	162	1,3	143	168	1,4
Биоэнергия	146	172	234	1,6	176	257	2	179	266	2,1
Солнечная энергия	55	134	236	5,2	140	283	5,8	167	434	7,4
Ветровая энергия	57	134	186	4,2	141	228	4,9	181	426	7,2
Прочие ВИЭ	24	35	44	2,1	36	47	2,4	39	52	2,7
Всего	3905	4420	4321	0,3	4506	4455	0,5	4660	4401	0,4

ИНДИЯ

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	17,8 % →	17,2 %
ВВП	7,0 % →	10,5%...11,7 %
Энергопотребление	6,4 % →	10,1%...10,8 %

Рисунок П2.78 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.79 – Численность населения, млн чел.

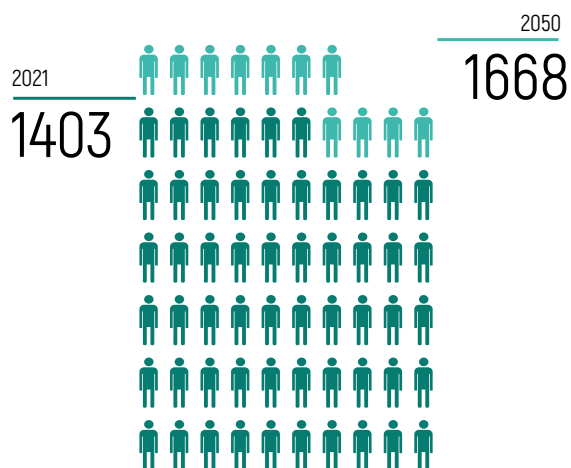


Рисунок П2.80 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

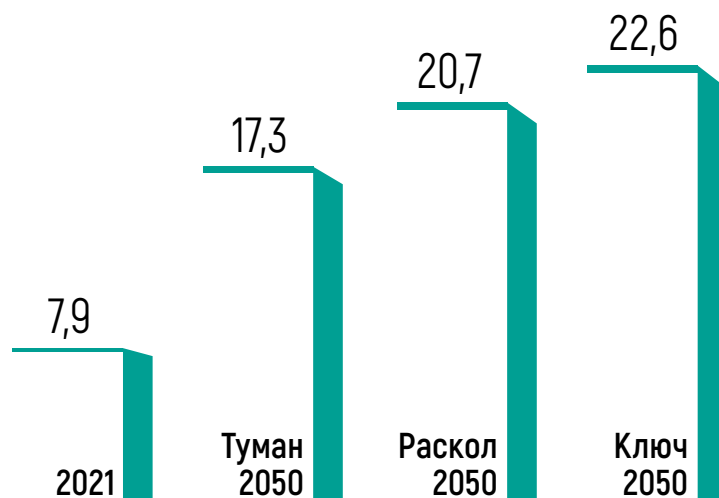


Таблица П2.46 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	11	20	29	3,4	22	34	4,0	24	38	4,3
Численность населения, млн чел.	1403	1563	1668	0,6	1563	1668	0,6	1563	1668	0,6
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	7,9	13,1	17,3	2,7	14	20,7	3,4	15,2	22,6	3,7

Рисунок П2.81 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

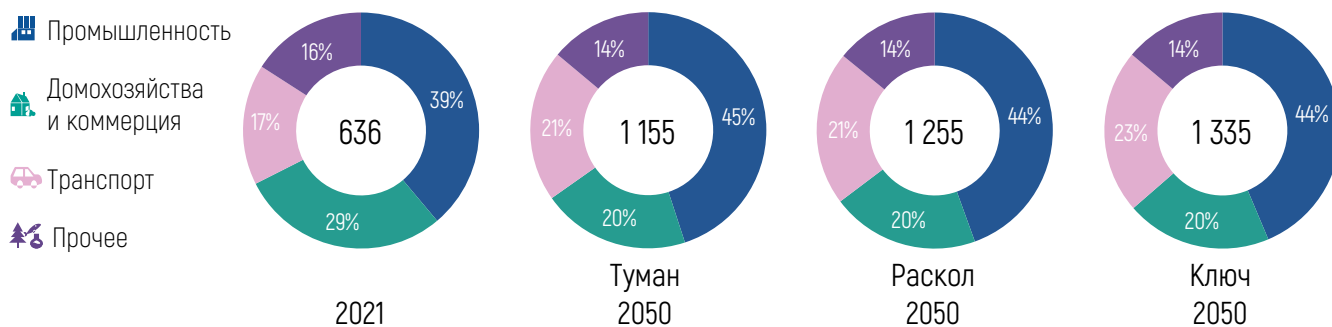


Рисунок П2.82 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.47 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	247	376	519	2,6	386	558	2,9	402	583	3,0
Домохозяйства	183	224	234	0,9	232	255	1,2	242	266	1,3
Транспорт	105	189	240	2,9	203	265	3,2	213	301	3,7
Прочие	101	142	161	1,6	147	177	1,9	153	186	2,1
Всего	636	930	1155	2,1	969	1255	2,4	1011	1335	2,6

Рисунок П2.83 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч



Таблица П2.48 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	5	3	2	-2,3	3	2	-2,4	4	2	-2,1
Газ	62	101	95	1,5	112	117	2,2	125	109	2,0
Уголь	1170	1818	1873	1,6	1975	2167	2,1	2001	1402	0,6
Атомная энергия	47	90	150	4,1	104	181	4,8	122	222	5,5
Гидроэнергия	162	203	220	1,1	206	235	1,3	208	244	1,4
Биоэнергия	37	64	115	4,0	66	130	4,4	67	138	4,6
Солнечная энергия	76	366	1112	9,7	404	1368	10,5	527	2368	12,6
Ветровая энергия	77	288	662	7,7	318	814	8,5	436	1720	11,3
Прочие ВИЭ	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Всего	1635	2933	4229	3,3	3188	5014	3,9	3489	6205	4,7
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	1,2	1,9	2,5	2,7	2	3	3,3	2,2	3,7	4,1

Рисунок П2.84 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

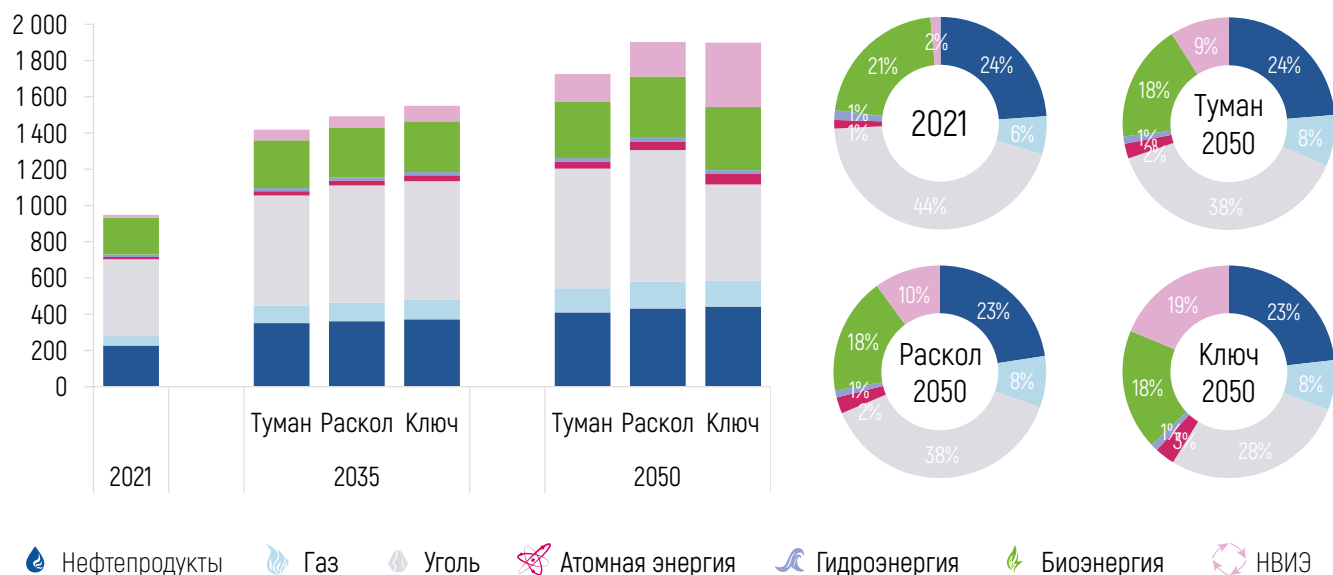


Таблица П2.49 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	227	351	409	2,1	361	431	2,2	372	441	2,3
Газ	55	96	134	3,1	103	149	3,5	108	144	3,4
Уголь	421	609	660	1,6	647	727	1,9	655	531	0,8
Атомная энергия	12	23	39	4,1	27	47	4,8	32	58	5,5
Гидроэнергия	14	17	19	1,1	18	20	1,3	18	21	1,4
Биоэнергия	204	264	309	1,5	272	338	1,8	281	348	1,9
Солнечная энергия	8	34	99	9,1	37	121	9,9	48	208	11,9
Ветровая энергия	7	25	57	7,7	27	70	8,5	38	148	11,3
Прочие ВИЭ	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Всего	948	1418	1726	2,1	1493	1903	2,4	1550	1899	2,4

БЛИЖНИЙ ВОСТОК

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	3,5% →	4,0%
ВВП	4,0% →	3,9%...4,3%
Энергопотребление	5,8% →	7,3%...7,4%

Рисунок П2.85 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.86 – Численность населения, млн чел.

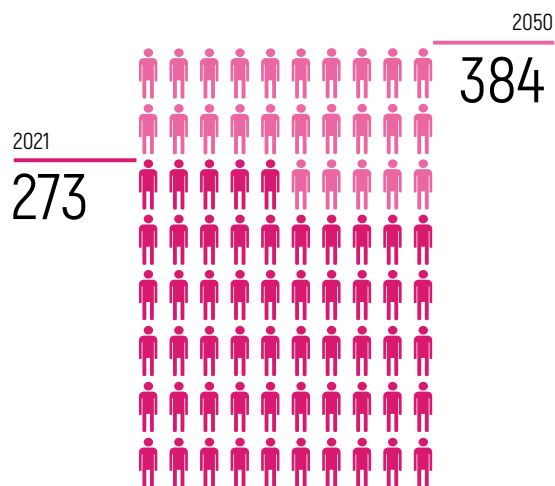


Рисунок П2.87 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

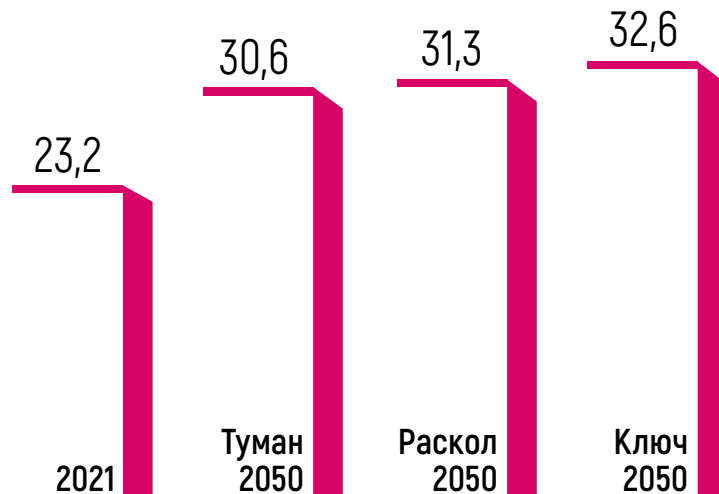


Таблица П2.50 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	6	9	12	2,1	9	12	2,2	10	13	2,4
Численность населения, млн чел.	273	331	384	1,2	331	384	1,2	331	384	1,2
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	23,2	28,2	30,6	0,9	28,1	31,3	1,0	29,2	32,6	1,2

Рисунок П2.88 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

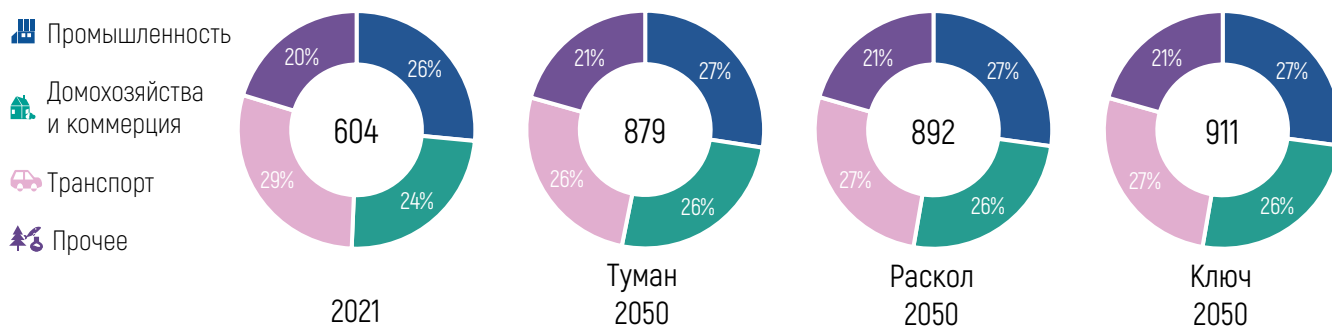
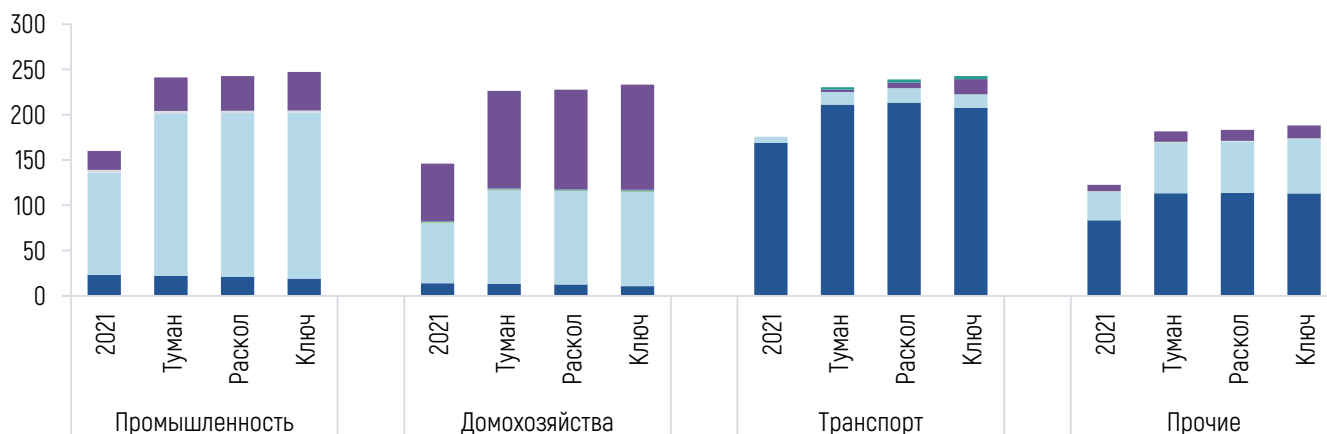


Рисунок П2.89 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.51 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	160	207	241	1,4	206	243	1,4	210	247	1,5
Домохозяйства	146	208	226	1,5	207	228	1,5	211	233	1,6
Транспорт	176	221	230	0,9	223	239	1,1	227	243	1,1
Прочие	122	156	181	1,4	156	183	1,4	159	188	1,5
Всего	604	792	879	1,3	792	892	1,4	807	911	1,4

Рисунок П2.90 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

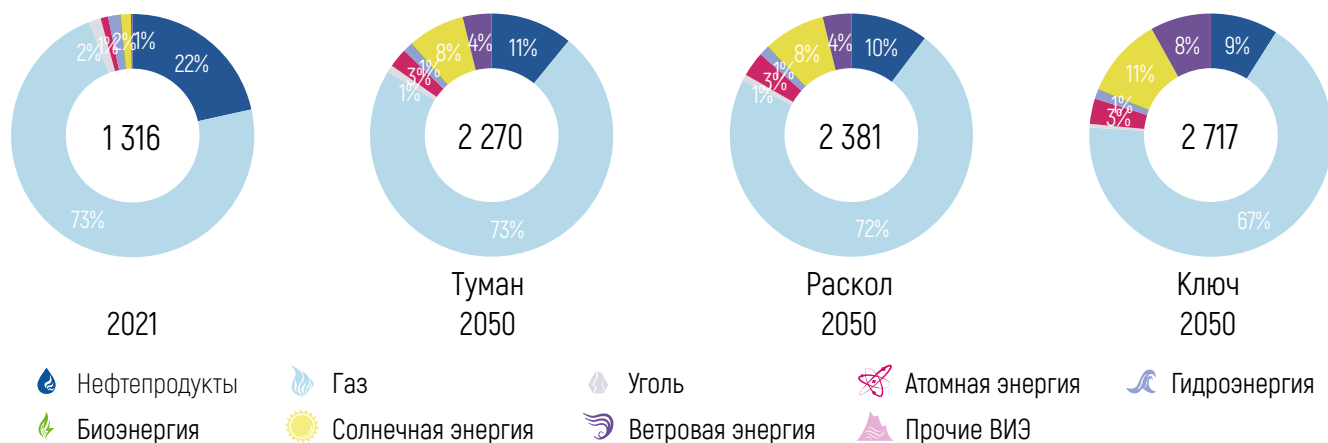


Таблица П2.52 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	283	265	248	-0,5	264	246	-0,5	264	245	-0,5
Газ	956	1516	1653	1,9	1513	1716	2,0	1573	1820	2,2
Уголь	21	23	22	0,1	24	20	-0,2	21	13	-1,6
Атомная энергия	13	50	58	5,2	60	79	6,4	66	92	6,9
Гидроэнергия	22	28	31	1,2	29	33	1,4	29	35	1,6
Биоэнергия	0	0	0	4,0	0	0	4,4	0	0	4,6
Солнечная энергия	18	63	172	8,2	64	195	8,7	74	292	10,2
Ветровая энергия	3	19	87	12,4	19	91	12,5	25	220	16,0
Прочие ВИЭ	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Всего	1316	1964	2270	1,9	1974	2381	2,1	2052	2717	2,5
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	4,8	5,9	5,9	0,7	6	6,2	0,9	6,2	7,1	1,3

Рисунок П2.91 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

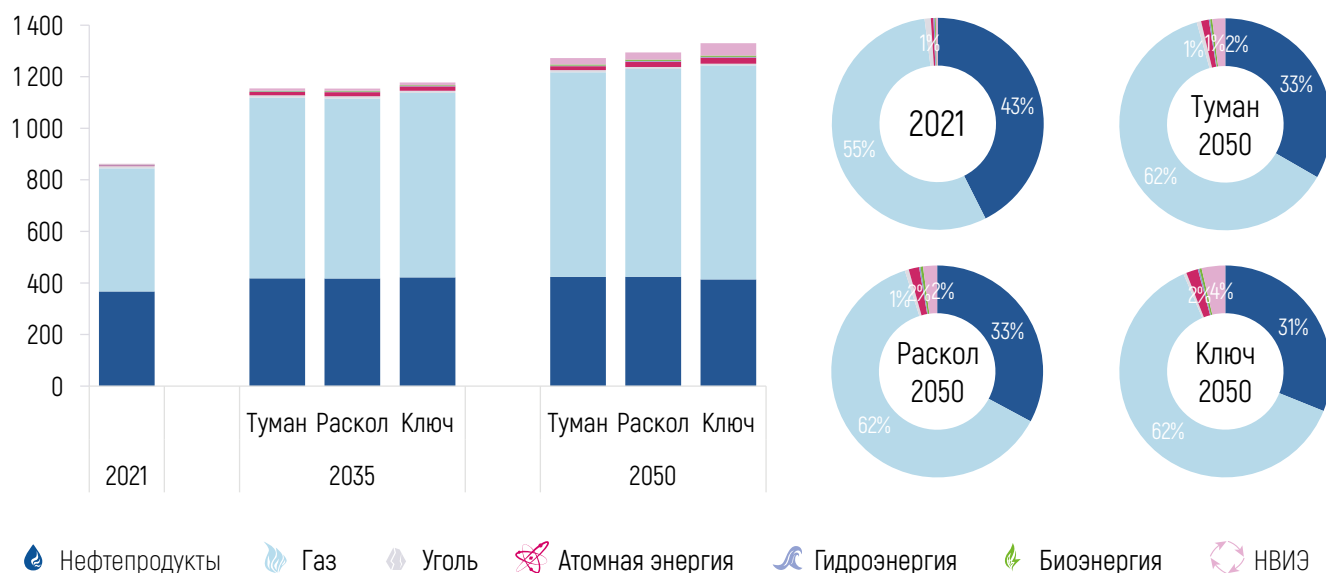


Таблица П2.53 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	367	418	424	0,5	417	424	0,5	422	414	0,4
Газ	478	701	793	1,8	698	806	1,8	715	830	1,9
Уголь	8	9	9	0,2	9	8	-0,1	8	6	-0,9
Атомная энергия	3	13	15	5,2	16	21	6,4	17	24	6,9
Гидроэнергия	2	2	3	1,2	2	3	1,4	3	3	1,6
Биоэнергия	1	2	4	4,4	3	5	5,0	2	5	5,0
Солнечная энергия	2	7	18	7,1	7	20	7,6	8	29	9,0
Ветровая энергия	0	2	7	12,4	2	8	12,5	2	19	16,0
Прочие ВИЭ	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Всего	862	1154	1272	1,4	1154	1294	1,4	1178	1330	1,5

АФРИКА

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	17,5% →	25,4%
ВВП	5,1% →	6,0%...6,3%
Энергопотребление	5,9% →	7,7%...8,7%

Рисунок П2.92 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.93 – Численность населения, млн чел.

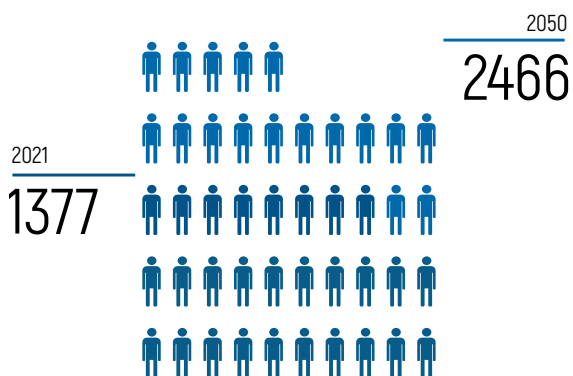


Рисунок П2.94 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

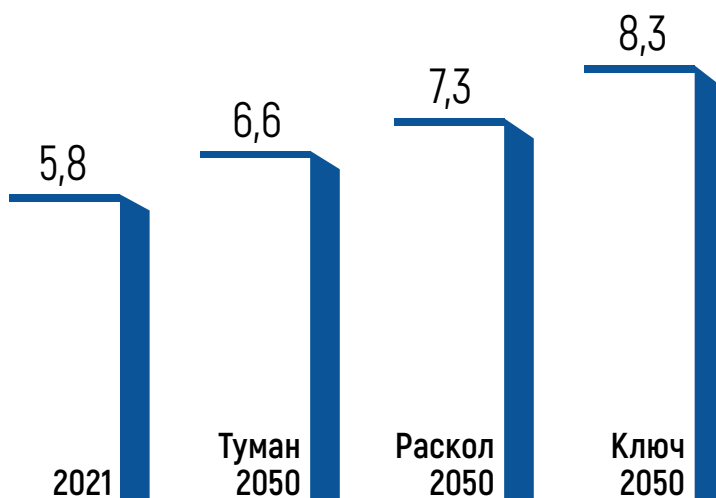


Таблица П2.54 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	8	12	16	2,5	12	18	2,8	14	20	3,3
Численность населения, млн чел.	1377	1880	2466	2,0	1880	2466	2,0	1880	2466	2,0
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	5,8	6,4	6,6	0,5	6,5	7,3	0,8	7,2	8,3	1,2

Рисунок П2.95 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

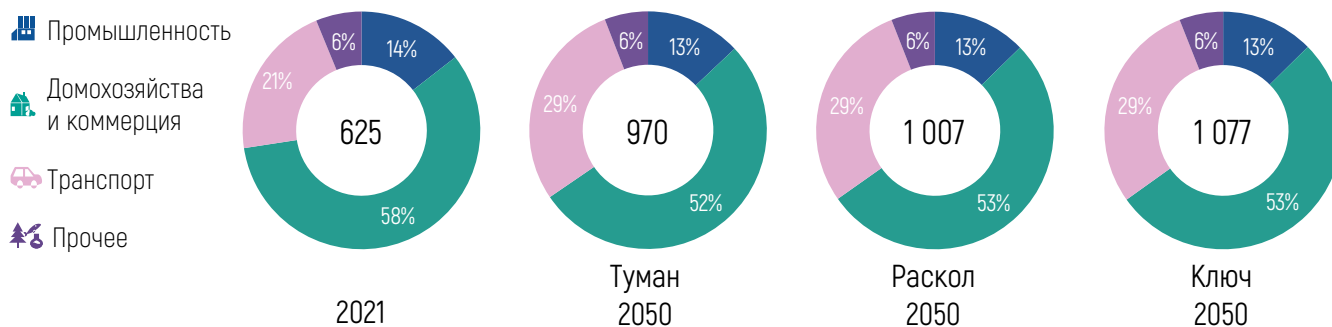
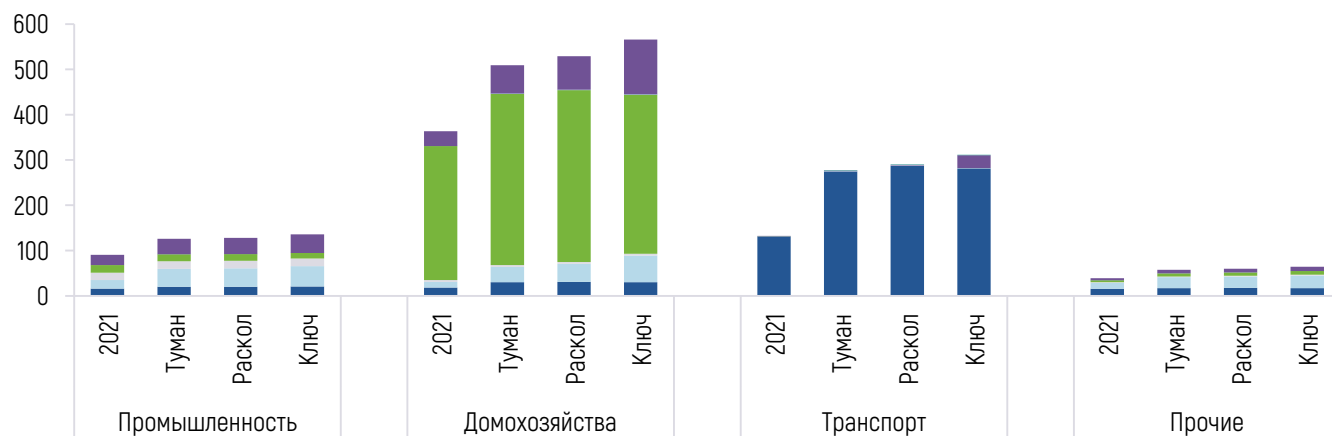


Рисунок П2.96 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.55 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	90	109	126	1,2	108	128	1,2	113	136	1,4
Домохозяйства	364	450	509	1,2	450	529	1,3	477	566	1,5
Транспорт	132	201	277	2,6	201	290	2,7	213	312	3,0
Прочие	39	49	58	1,4	49	60	1,5	52	64	1,7
Всего	625	809	970	1,5	808	1007	1,7	855	1077	1,9

Рисунок П2.97 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

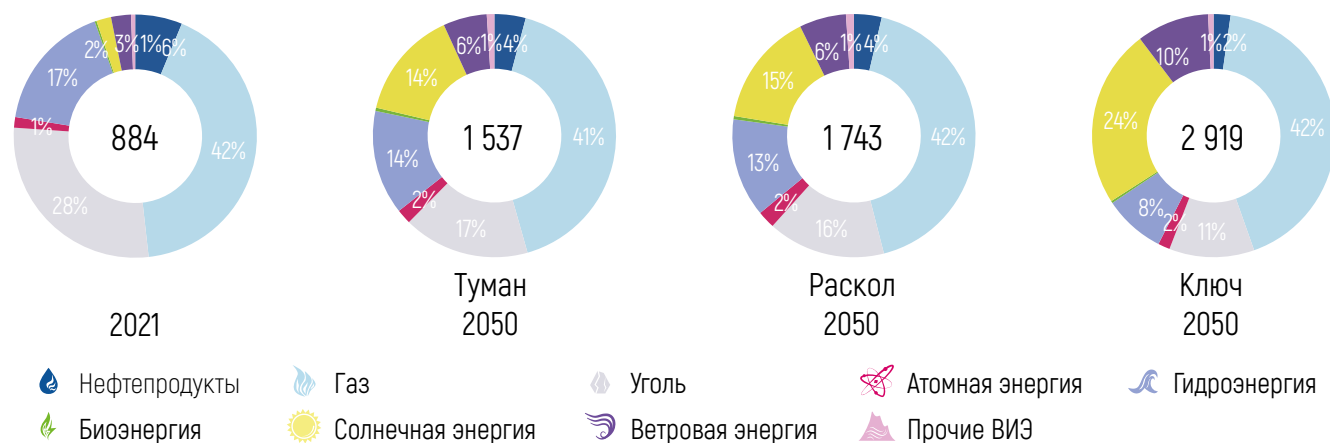


Таблица П2.56 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	55	59	64	0,5	59	64	0,5	60	65	0,6
Газ	371	553	637	1,9	583	738	2,4	733	1237	4,2
Уголь	246	271	258	0,2	271	272	0,3	308	330	1,0
Атомная энергия	12	24	31	3,2	27	41	4,2	31	46	4,6
Гидроэнергия	151	194	213	1,2	197	229	1,4	200	239	1,6
Биоэнергия	2	4	7	4,0	4	8	4,4	4	8	4,6
Солнечная энергия	17	67	223	9,2	72	264	9,9	107	692	13,6
Ветровая энергия	23	52	89	4,7	57	109	5,4	88	281	9,0
Прочие ВИЭ	5	9	16	4,0	9	18	4,5	9	21	5,1
Всего	884	1233	1537	1,9	1280	1743	2,4	1539	2919	4,2
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	0,6	0,7	0,6	-0,1	0,7	0,7	0,3	0,8	1,2	2,1

Рисунок П2.98 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

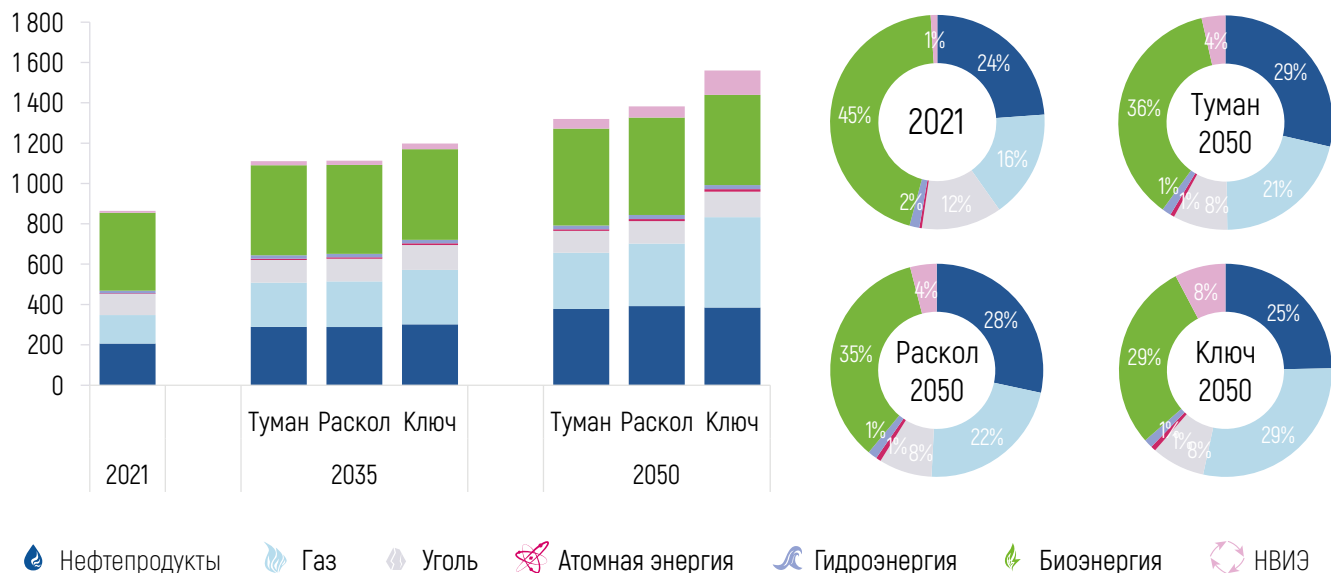


Таблица П2.57 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	206	289	378	2,1	288	392	2,2	302	385	2,2
Газ	141	219	279	2,4	226	310	2,8	270	447	4,1
Уголь	105	113	109	0,1	112	111	0,2	123	127	0,7
Атомная энергия	3	6	8	3,2	7	11	4,2	8	12	4,6
Гидроэнергия	13	17	18	1,2	17	20	1,4	17	21	1,6
Биоэнергия	387	447	481	0,8	441	483	0,8	450	447	0,5
Солнечная энергия	2	8	27	8,8	9	31	9,4	12	79	13,0
Ветровая энергия	2	5	8	4,7	5	9	5,4	8	24	9,0
Прочие ВИЭ	4	7	13	3,9	8	15	4,4	8	18	4,9
Всего	864	1111	1320	1,5	1113	1382	1,6	1198	1560	2,1

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	17,5% →	14,8%
ВВП	46,1% →	36,8%...38,7%
Энергопотребление	36,3% →	27,4%...28,4%

Рисунок П2.99 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.100 – Численность населения, млн чел.



Рисунок П2.101 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

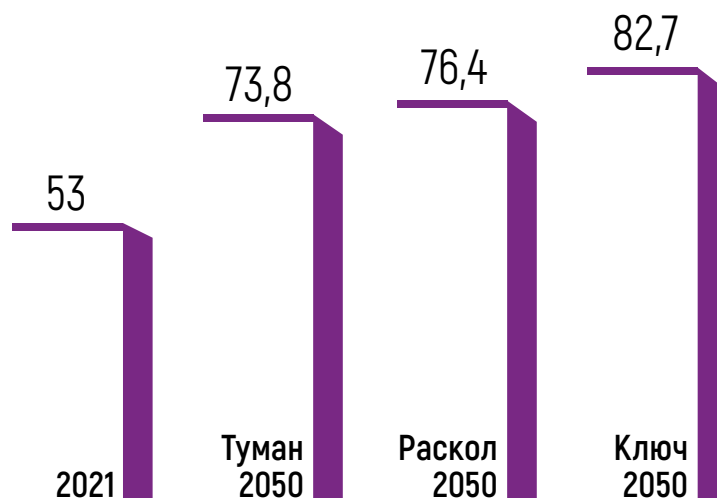


Таблица П2.58 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	73	90	106	1,3	88	110	1,4	95	119	1,7
Численность населения, млн чел.	1378	1426	1438	0,1	1426	1438	0,1	1426	1438	0,1
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	53	62,8	73,8	1,1	61,9	76,4	1,3	66,3	82,7	1,5

Рисунок П2.102 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

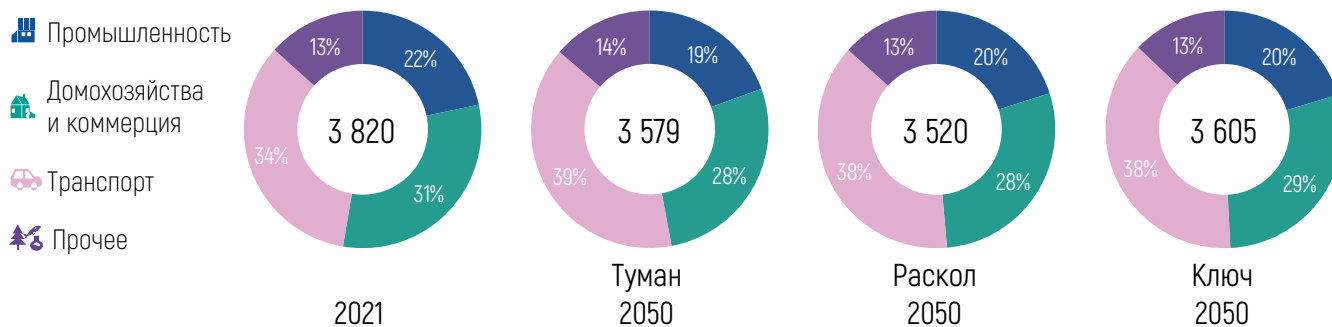
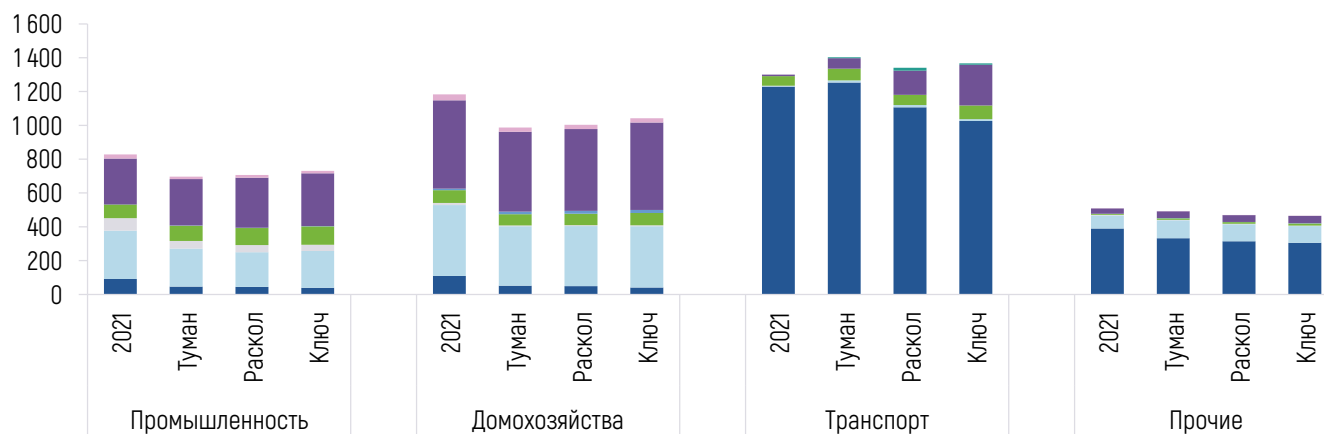


Рисунок П2.103 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.



■ Нефтепродукты
 ■ Природный газ
 ■ Уголь
 ■ Биоэнергия
 ■ НВИЭ
 ■ Электроэнергия
 ■ Тепловая энергия
 ■ ВСТ

Таблица П2.59 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	828	775	697	-0,6	770	707	-0,5	793	731	-0,4
Домохозяйства	1183	1104	987	-0,6	1096	1003	-0,6	1134	1042	-0,4
Транспорт	1300	1425	1402	0,3	1397	1341	0,1	1436	1367	0,2
Прочие	509	507	492	-0,1	490	469	-0,3	495	465	-0,3
Всего	3820	3812	3579	-0,2	3753	3520	-0,3	3857	3605	-0,2

Рисунок П2.104 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

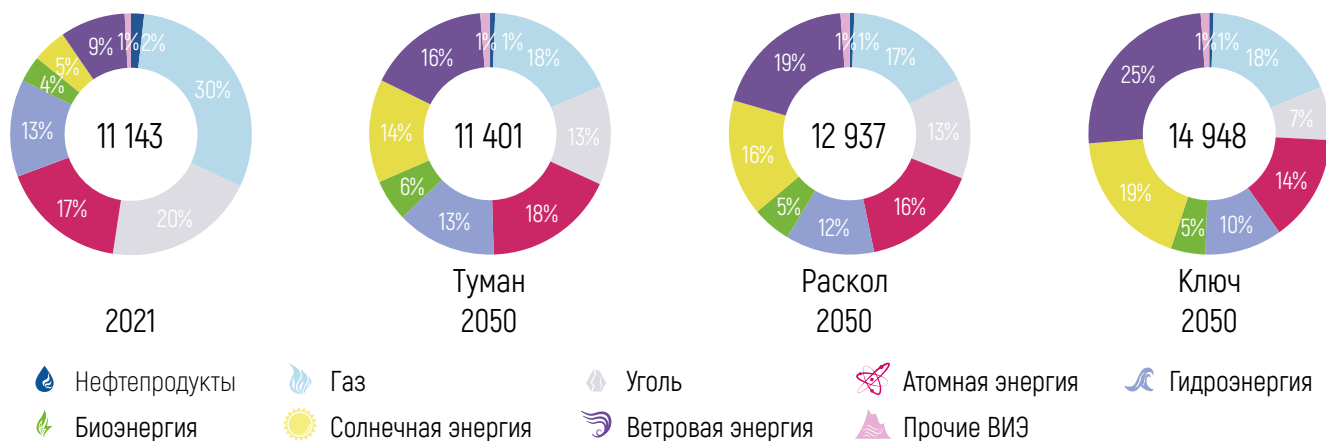


Таблица П2.60 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	194	124	80	-3,0	124	78	-3,1	135	83	-2,9
Газ	3381	2990	2036	-1,7	3048	2203	-1,5	3527	2711	-0,8
Уголь	2264	2038	1515	-1,4	2201	1733	-0,9	1969	1070	-2,6
Атомная энергия	1883	1905	2013	0,2	1938	2034	0,3	2036	2139	0,4
Гидроэнергия	1452	1504	1524	0,2	1508	1540	0,2	1510	1549	0,2
Биоэнергия	391	493	638	1,7	500	673	1,9	503	692	,02
Солнечная энергия	511	994	1575	4,0	1142	2016	4,8	1291	2778	6,0
Ветровая энергия	972	1536	1872	2,3	1822	2500	3,3	2042	3757	4,8
Прочие ВИЭ	95	117	149	1,6	119	159	1,8	121	170	2,0
Всего	11143	11702	11401	0,1	12401	12937	0,5	13134	14948	1,0
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	8,1	8,2	7,9	-0,1	8,7	9	0,4	9,2	10,4	0,9

Рисунок П2.105 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

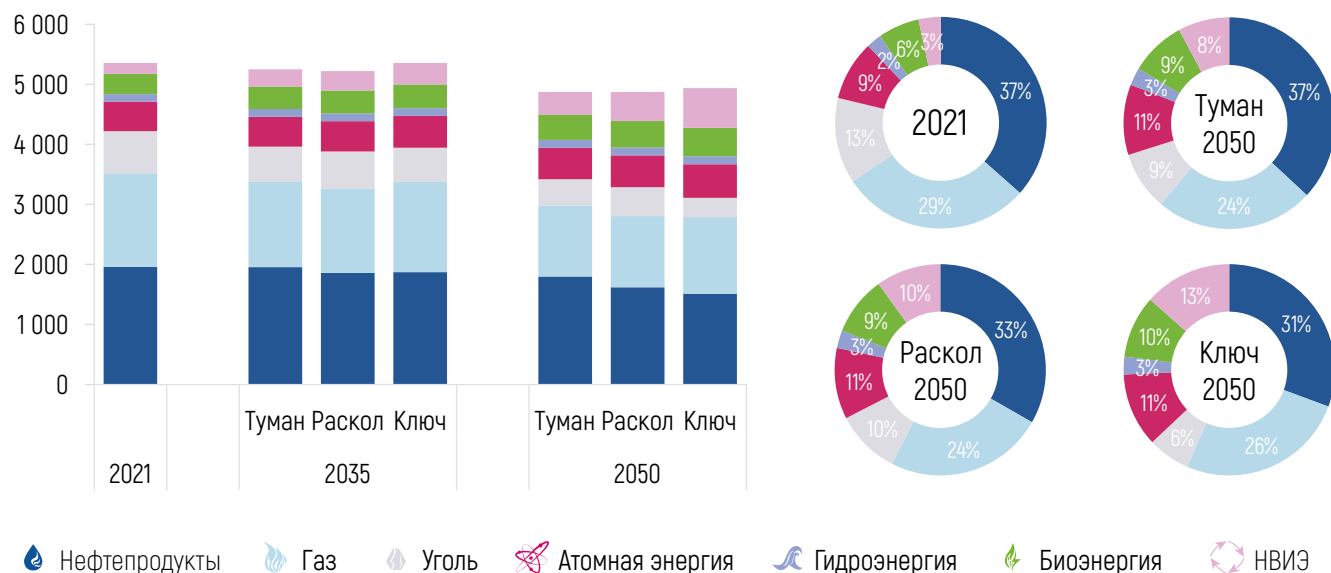


Таблица П2.61 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	1959	1955	1798	-0,3	1859	1620	-0,7	1871	1513	-0,9
Газ	1558	1419	1184	-0,9	1398	1184	-0,9	1504	1277	-0,7
Уголь	702	589	437	-1,6	625	482	-1,3	568	321	-2,7
Атомная энергия	491	496	524	0,2	505	530	0,3	531	557	0,4
Гидроэнергия	125	129	131	0,2	130	132	0,2	130	133	0,2
Биоэнергия	339	373	416	0,7	379	441	0,9	395	473	1,2
Солнечная энергия	54	100	155	3,7	114	196	4,6	127	264	5,6
Ветровая энергия	84	132	161	2,3	157	215	3,3	176	323	4,8
Прочие ВИЭ	45	53	67	1,4	54	71	1,6	55	76	1,8
Всего	5356	5248	4873	-0,3	5219	4872	-0,3	5355	4936	-0,3

HE-OЭСР

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	82,5% →	85,2%
ВВП	53,9% →	61,3%...63,2%
Энергопотребление	63,7% →	71,6%...72,6%

Рисунок П2.106 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.107 – Численность населения, млн чел.

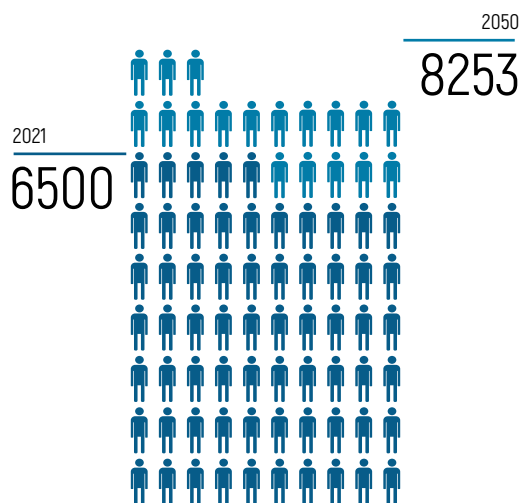


Рисунок П2.108 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

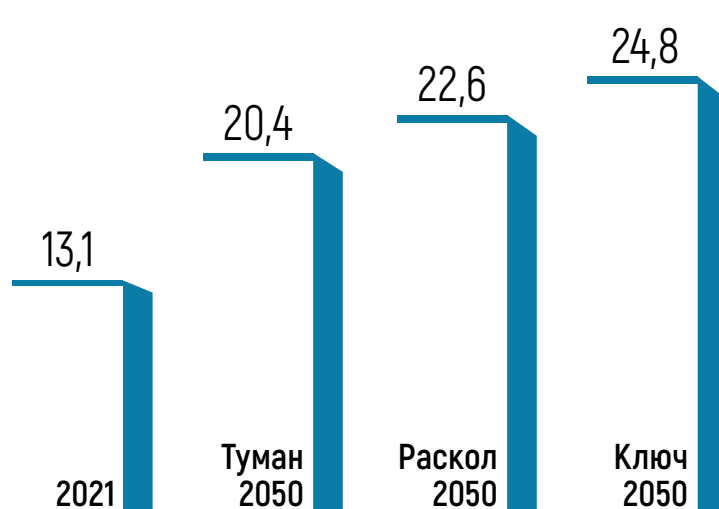


Таблица П2.62 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	85	129	168	2,4	132	186	2,7	143	204	3,1
Численность населения, млн чел.	6500	7423	8253	0,8	7423	8253	0,8	7423	8253	0,8
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	13,1	17,4	20,4	1,5	17,8	22,6	1,9	19,3	24,8	2,2

Рисунок П2.109 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

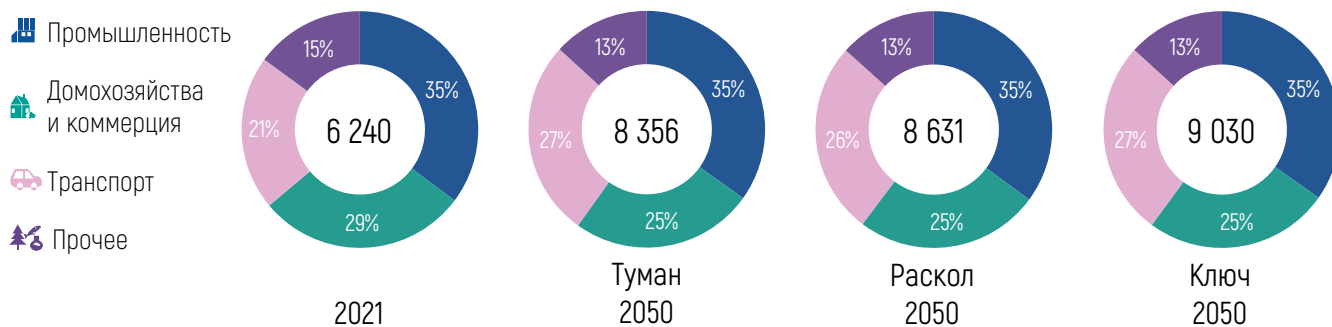


Рисунок П2.110 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.

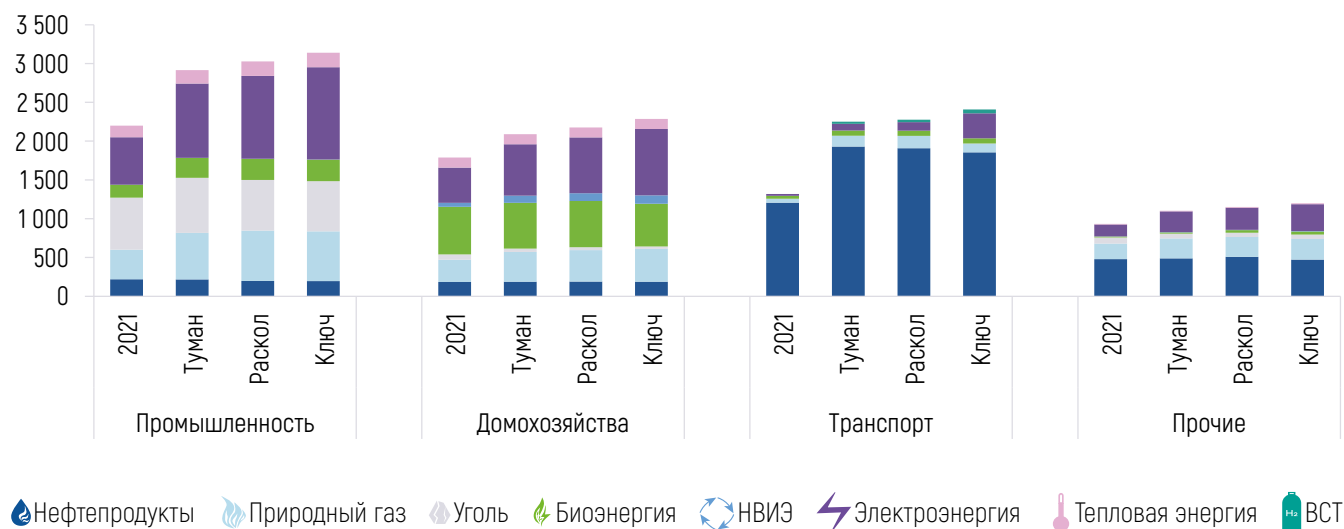


Таблица П2.63 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	2200	2605	2915	1,0	2634	3028	1,1	2729	3140	1,2
Домохозяйства	1788	2048	2089	0,5	2070	2176	0,7	2157	2286	0,9
Транспорт	1319	1868	2250	1,9	1888	2276	1,9	1952	2407	2,1
Прочие	933	1087	1103	0,6	1099	1150	0,7	1138	1197	0,9
Всего	6240	7608	8356	1,0	7690	8631	1,1	7977	9030	1,3

Рисунок П2.111 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

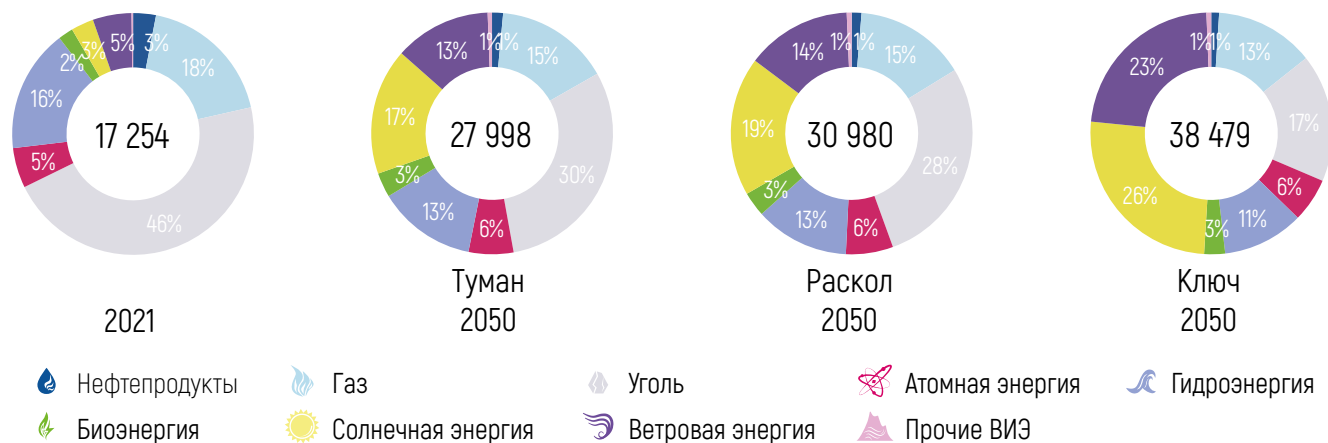


Таблица П2.64 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	529	459	408	-0,9	457	404	-0,9	452	398	-1,0
Газ	3175	4440	4295	1,0	4540	4627	1,3	4869	5114	1,7
Уголь	7988	9628	8492	0,2	10016	8739	0,3	10311	6574	-0,7
Атомная энергия	925	1312	1684	2,1	1422	1962	2,6	1572	2269	3,1
Гидроэнергия	2841	3434	3691	0,9	3485	3904	1,1	3537	4176	1,3
Биоэнергия	343	545	918	3,5	559	1022	3,8	567	1079	4,0
Солнечная энергия	524	1939	4737	7,9	2080	5759	8,6	2622	9847	10,6
Ветровая энергия	892	2223	3606	4,9	2355	4356	5,6	3093	8769	8,2
Прочие ВИЭ	36	74	167	5,5	78	206	6,2	82	253	7,0
Всего	17254	24053	27998	1,7	24993	30980	2,0	27106	38479	2,8
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	2,7	3,2	3,4	0,8	3,4	3,8	1,2	3,7	4,7	2,0

Рисунок П2.112 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

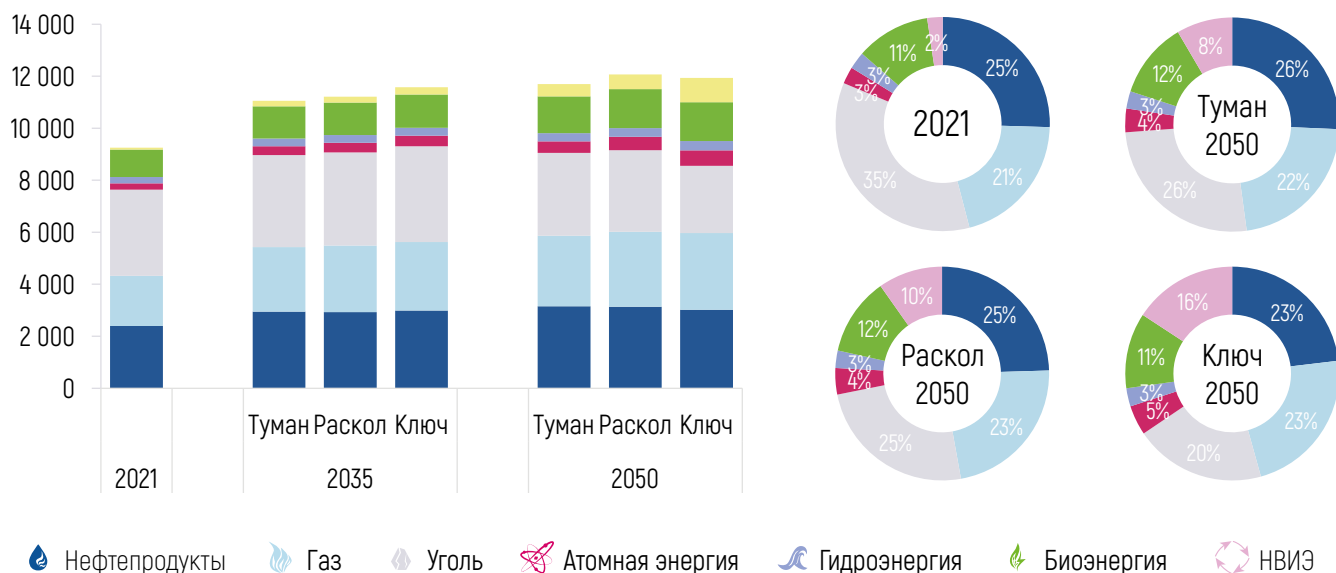


Таблица П2.65 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	2394	2942	3151	1,0	2925	3132	0,9	2986	3016	0,8
Газ	1929	2487	2715	1,2	2562	2883	1,4	2634	2950	1,5
Уголь	3314	3538	3189	-0,1	3582	3143	-0,2	3685	2590	-0,8
Атомная энергия	241	342	439	2,1	370	511	2,6	410	591	3,1
Гидроэнергия	244	295	317	0,9	300	336	1,1	304	359	1,3
Биоэнергия	1058	1236	1415	1,0	1250	1500	1,2	1280	1495	1,2
Солнечная энергия	75	213	471	6,5	227	565	7,2	277	934	9,1
Ветровая энергия	77	191	310	4,9	203	375	5,6	266	754	8,2
Прочие ВИЭ	68	129	256	4,7	134	307	5,3	142	371	6,0
Всего	9399	11374	12262	0,9	11552	12751	1,1	11984	13061	1,1

БРИКС

Изменение доли в мире

	2021	2050
Население	46,2% →	41,2%
ВВП	35,5% →	41,3%...42,8%
Энергопотребление	46,6% →	49,2%...50,2%

Рисунок П2.113 – Динамика ВВП по сценариям, трлн долл. 2021



Рисунок П2.114 – Численность населения, млн чел.

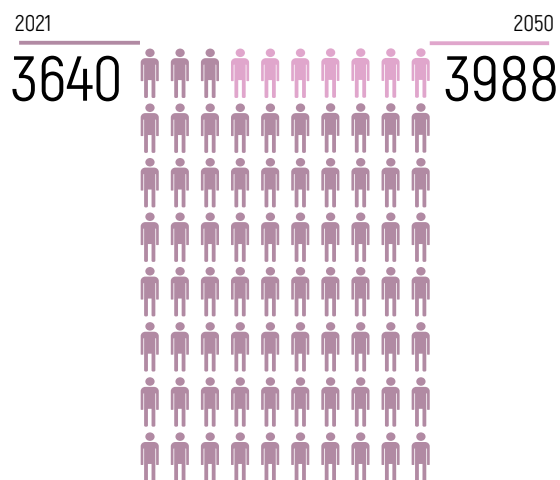


Рисунок П2.115 – Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.

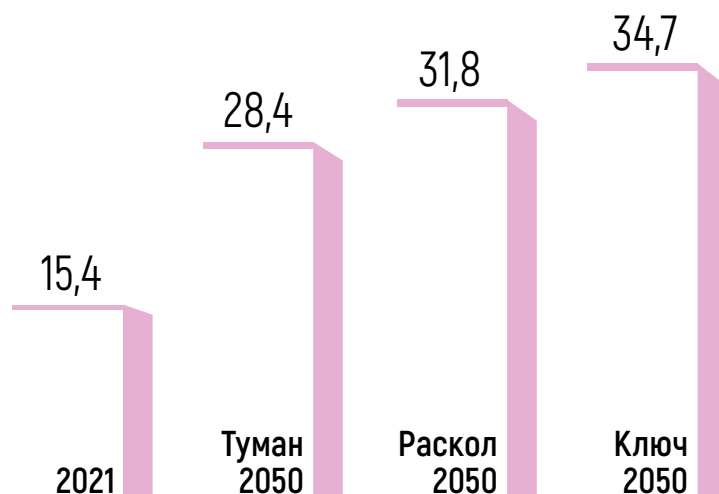


Таблица П2.66 – Основные макропараметры

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
ВВП, трлн долл. 2021	56	86	113	2,5	89	127	2,8	96	138	3,2
Численность населения, млн чел.	3640	3877	3988	0,3	3877	3988	0,3	3877	3988	0,3
Душевой ВВП, тыс. долл. 2021/чел.	15,4	22,3	28,4	2,1	23	31,8	2,5	24,8	34,7	2,8

Рисунок П2.116 – Конечное потребление энергии, млн т н. э. и доля каждого сектора

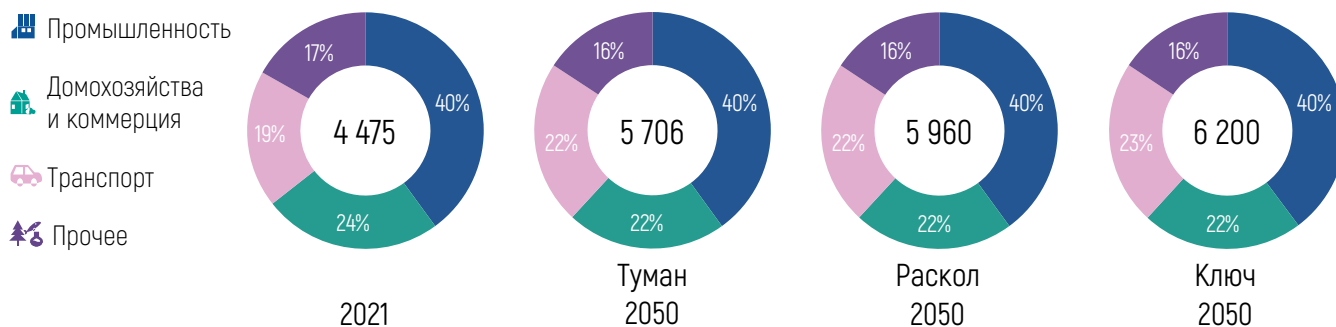


Рисунок П2.117 – Потребление энергии в конечных секторах по видам топлива, млн т н. э.

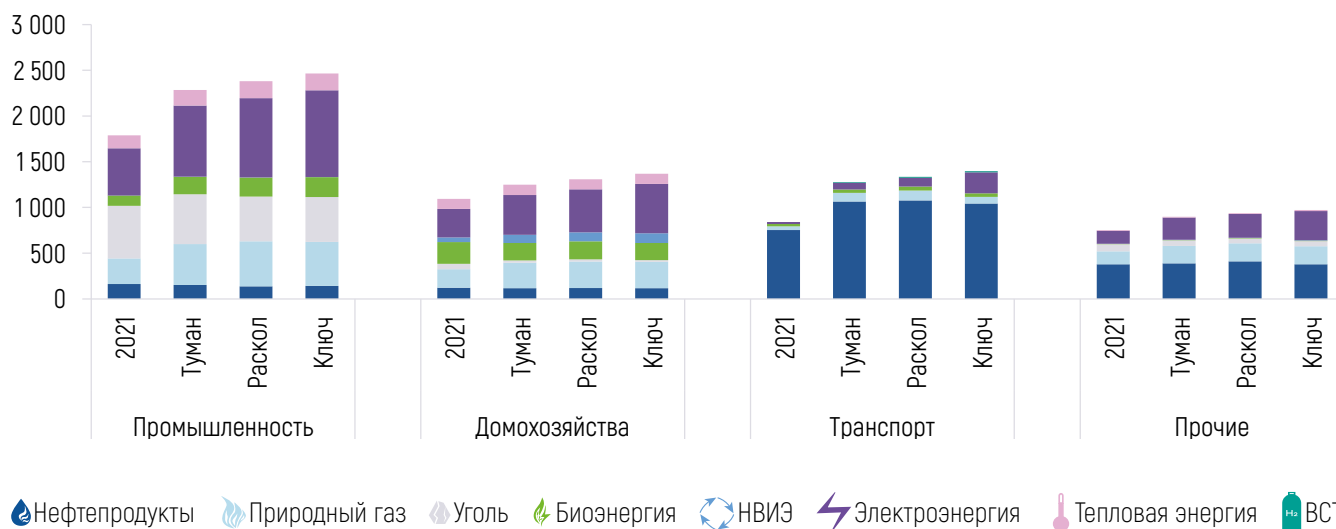


Таблица П2.67 – Потребление энергии в конечных секторах, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Промышленность	1788	2085	2284	0,8	2113	2380	1,0	2187	2464	1,1
Домохозяйства	1094	1251	1248	0,5	1272	1308	0,6	1321	1368	0,8
Транспорт	841	1137	1277	1,5	1177	1335	1,6	1203	1397	1,8
Прочие	753	889	898	0,6	900	937	0,8	930	971	0,9
Всего	4475	5361	5706	0,8	5462	5960	1,0	5641	6200	1,1

Рисунок П2.118 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

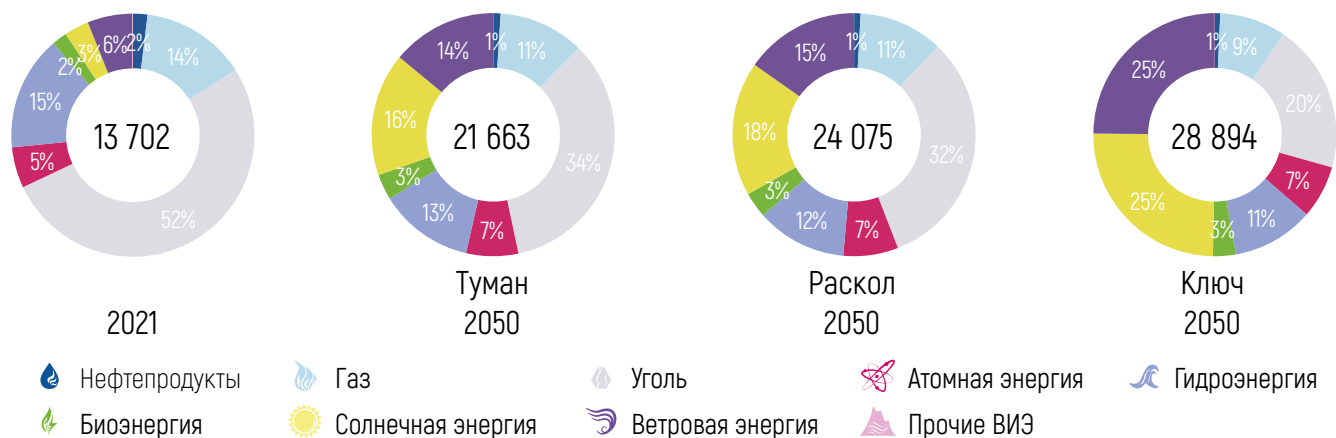


Таблица П2.68 – Генерация электроэнергии по видам, ТВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	264	235	212	-0,8	235	210	-0,8	228	204	-0,9
Газ	1928	2544	2475	0,9	2607	2706	1,2	2616	2548	1,0
Уголь	7121	8510	7419	0,1	8872	7703	0,3	9124	5723	-0,8
Атомная энергия	745	1137	1503	2,4	1241	1760	3,0	1376	2039	3,5
Гидроэнергия	2091	2538	2731	0,9	2577	2893	1,1	2621	3133	1,4
Биоэнергия	273	438	742	3,5	449	828	3,9	455	875	4,1
Солнечная энергия	451	1578	3548	7,4	1675	4305	8,1	2114	7192	10,0
Ветровая энергия	828	1989	3031	4,6	2100	3667	5,3	2757	7178	7,7
Прочие ВИЭ	1,0	1,0	1,0	2,5	1,0	1,0	2,9	1,0	1,0	3,3
Всего	13702	18970	21663	1,6	19756	24075	2,0	21293	28894	2,6
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	3,8	4,9	5,4	1,3	5,1	6	1,6	5,5	7,2	2,3

Рисунок П2.119 – Потребление первичной энергии по видам (млн т н. э.) и его структура

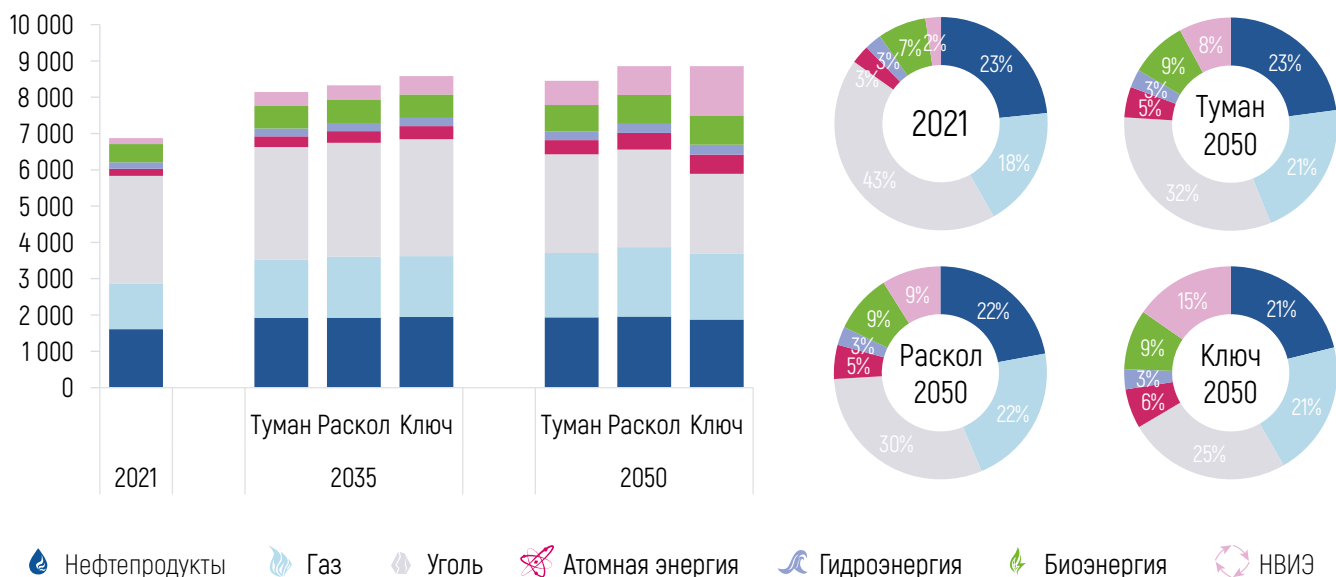


Таблица П2.69 – Потребление первичной энергии по видам, млн т н. э.

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефть	1609	1917	1935	0,6	1926	1957	0,7	1950	1874	0,5
Газ	1263	1615	1772	1,2	1685	1913	1,4	1671	1821	1,3
Уголь	2960	3094	2719	-0,3	3133	2688	-0,3	3225	2194	-1,0
Атомная энергия	195	296	391	2,4	323	459	3,0	359	531	3,5
Гидроэнергия	180	218	235	0,9	222	249	1,1	225	269	1,4
Биоэнергия	504	616	734	1,3	633	795	1,6	647	807	1,6
Солнечная энергия	68	179	361	6,0	189	432	6,6	230	689	8,3
Ветровая энергия	71	171	261	4,6	181	315	5,3	237	617	7,7
Прочие ВИЭ	24	36	44	2,1	36	47	2,4	39	52	2,7
Всего	6873	8143	8452	0,7	8327	8854	0,9	8583	8856	0,9

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

СРАВНЕНИЕ ПРОГНОЗОВ

Рисунок П3.1 – Первичное энергопотребление в мире в 2022 и 2050 гг. млн т н. э.

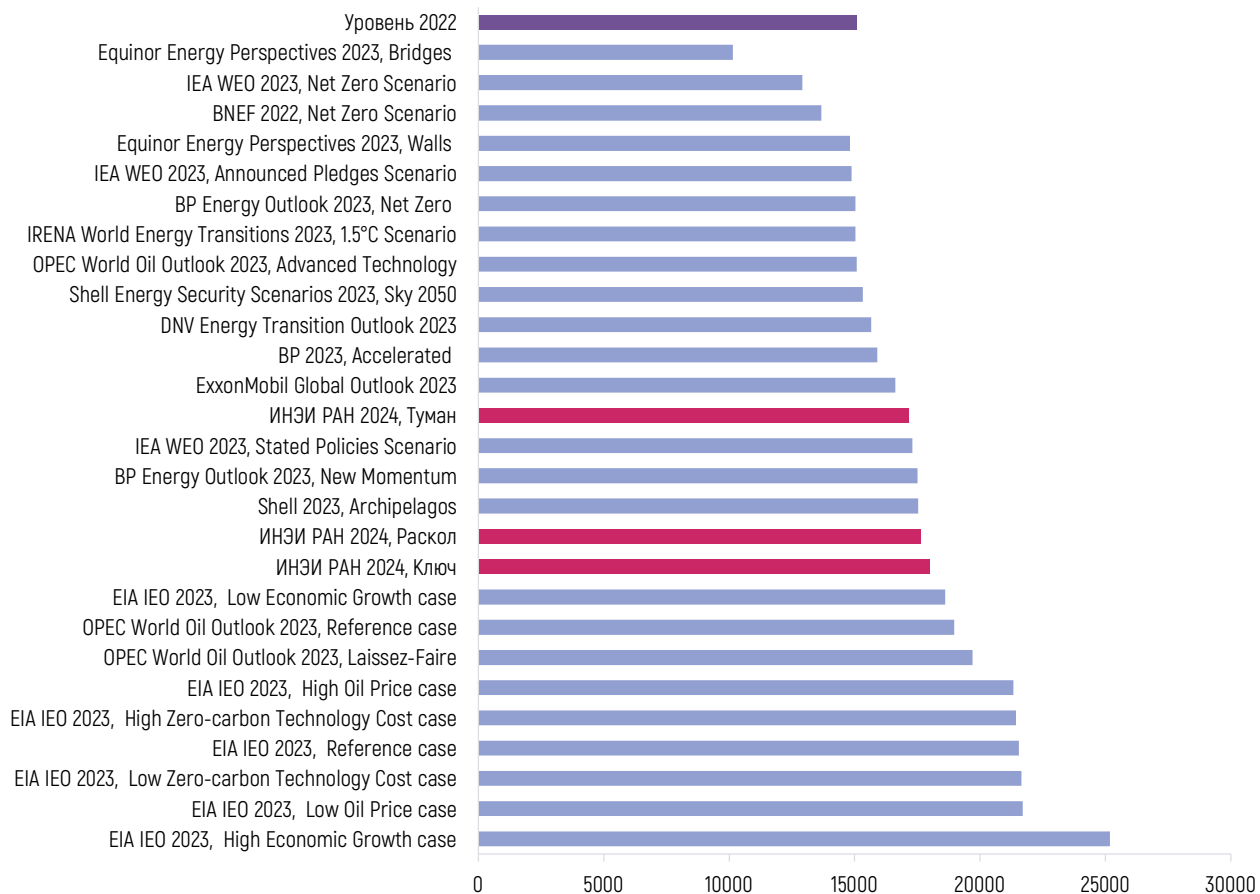


Рисунок П3.2 – Цены нефти в 2050 г., долл. 2022/барр.

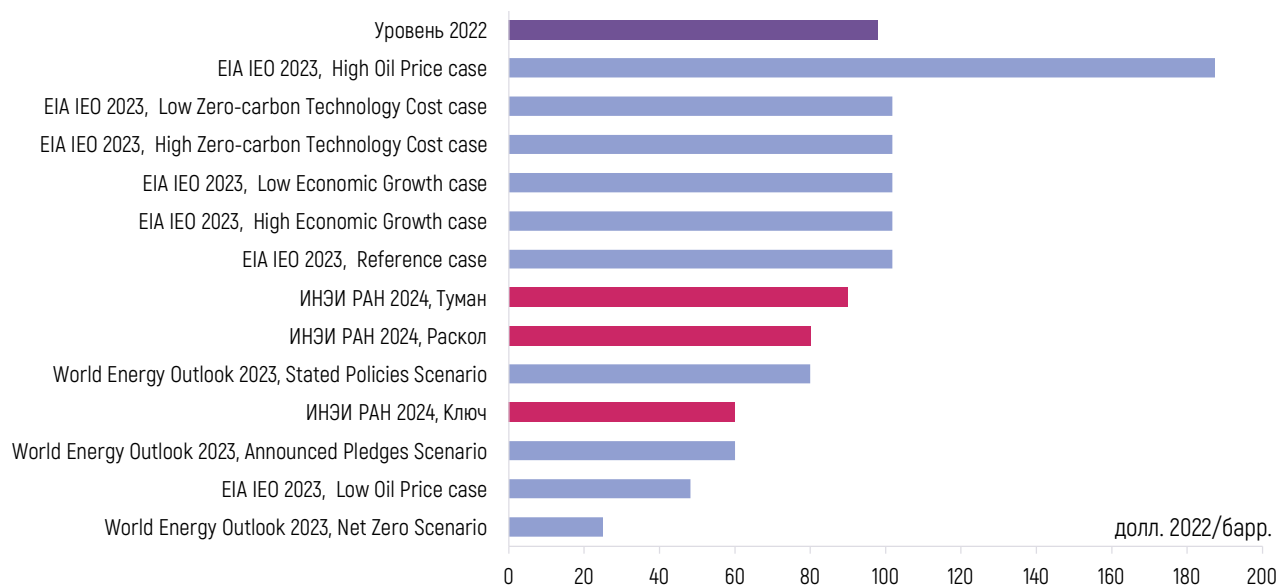


Рисунок П3.3 – Период прохождения пика спроса на газ, млн т н. э.

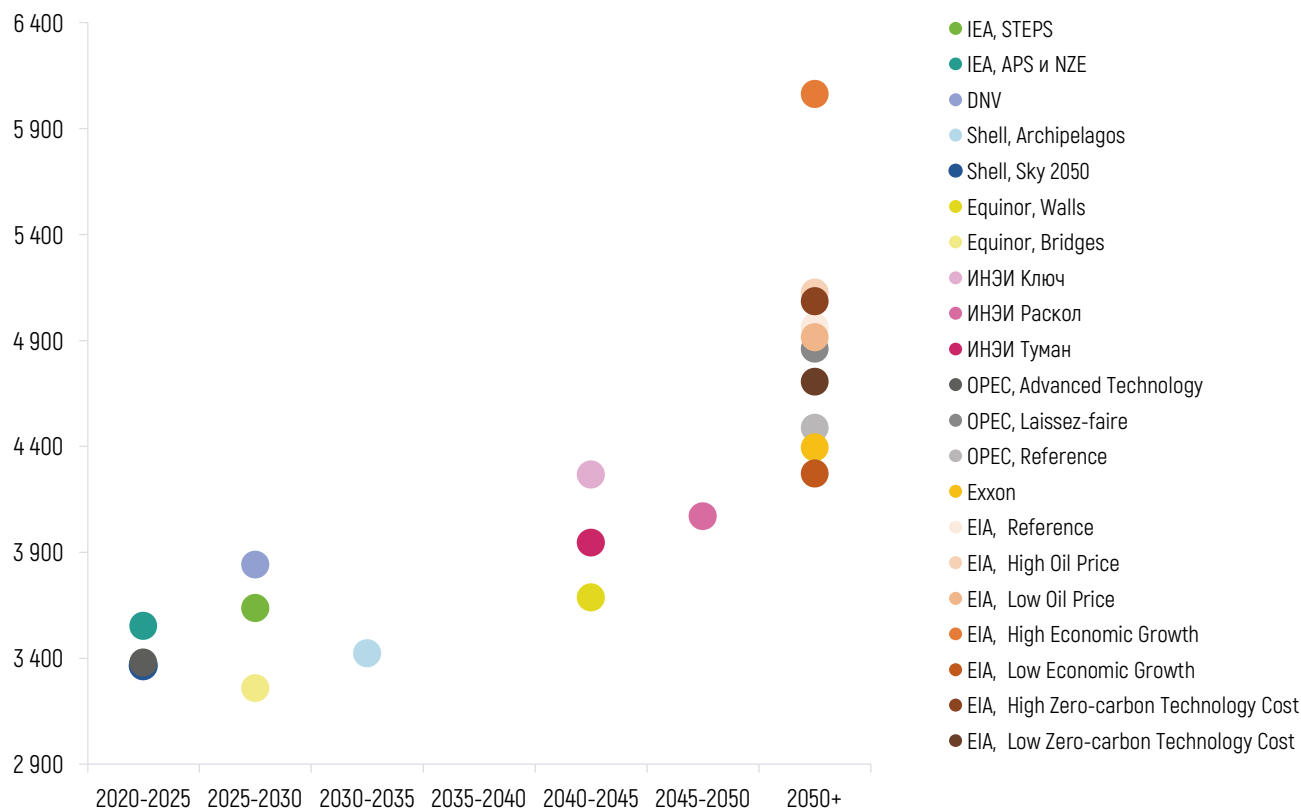


Рисунок П3.4 – Период прохождения пика спроса на нефть, млн т н. э.

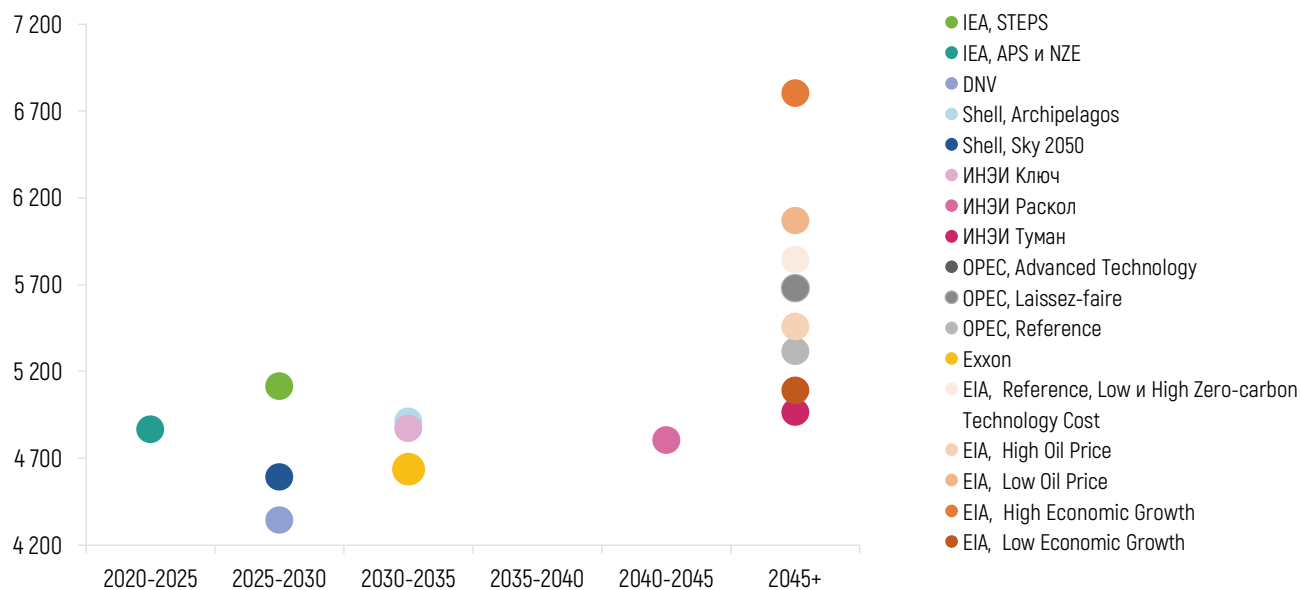


Рисунок П3.5 – Период прохождения пика спроса на уголь, млн т н. э.

