

---

В.И. Волошин  
А.С. Качелин  
О.В. Шимко

РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА  
В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ:  
НОВЫЕ ВЫЗОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

МОСКВА  
2024

Рецензенты:  
д.э.н. И.А. Николаев,  
д.э.н., проф. А.Н. Захаров

**Волошин В.И., Качелин А.С., Шимко О.В.** Российская энергетика в условиях санкций: новые вызовы и перспективы: Доклад. – М.: Институт экономики РАН, 2024. – 118 с.

ISBN 978-5-9940-0780-8

Работа посвящена актуальной теме. В результате санкций США, ЕС и ряда других стран, которые были введены против российской энергетике, возникла острая проблема переориентации экспорта российских энергоносителей на другие рынки. Сокращаются возможности технологического развития страны, усиливается неустойчивость экономики, снижается её конкурентоспособность в мировом сообществе. В материале рассматриваются вопросы перехода к ресурсно-инновационной экономической модели хозяйствования. Анализируется роль нефтегазовых доходов в федеральном бюджете России. Значительное место уделено вопросам международного сотрудничества в формировании новых экспортных маршрутов российского топлива. Оцениваются перспективы российской энергетике в условиях перехода к низкоуглеродной экономике, новые подходы при разработке обновлённой энергетической стратегии.

**Ключевые слова:** российская энергетика, санкции, экспорт энергоносителей, конкурентоспособность, инновационное развитие, нефтегазовые доходы, федеральный бюджет, международное сотрудничество, низкоуглеродная экономика, импортозамещение, технологические ограничения, энергетический переход, энергетическая стратегия.

**Классификация JEL:** JEL: F15, F53, F63.

**Voloshin V.I., Kachelin A.S., Shimko O.V.** Russian energy sector under sanctions: new challenges and prospects: Scientific report. – M.: Institute of Economics of the RAS, 2024 – 118 p.

The work is devoted to an urgent topic. As a result of the sanctions imposed by the United States, the EU and a number of other countries against Russian energy, an acute problem has arisen of reorienting Russian energy exports to other markets. The country's technological development opportunities are decreasing, the instability of the economy is increasing, and its competitiveness in the global community is decreasing. The article discusses the issues of transition to a resource-innovative economic model of management. The role of oil and gas revenues in the federal budget of Russia is analyzed. A significant place is given to issues of international cooperation in the formation of new export routes of Russian fuel. The prospects of the Russian energy sector in the context of the transition to a low-carbon economy, new approaches in the development of an updated energy strategy are assessed.

**Keywords:** Russian energy industry, sanctions, energy exports, competitiveness, innovative development, oil and gas revenues, federal budget, international cooperation, low-carbon economy, import substitution, technological constraints, energy transition, energy strategy.

**JEL Classification:** JEL: F15, F53, F63.

© Институт экономики РАН, 2024  
© Волошин В.И., Качелин А.С., Шимко О.В., 2024  
© Валериус В.Е., дизайн, 2007

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
<b>Глава I. ТЭК России:</b>	
от распада СССР до крупномасштабных санкций .....	8
1. Этапы развития ТЭК России .....	8
2. На пути к инновационному развитию .....	18
3. Нефтегазовые доходы федерального бюджета .....	27
<b>Глава II. Энергетический разворот</b>	
с рынков Запада на Восток и Юг .....	36
1. Переориентация экспорта	
российских энергоносителей .....	36
2. Россия и страны Центральной Азии + Азербайджан ..	56
<b>Глава III. Ключевые аспекты развития</b>	
российского ТЭК в перспективе .....	79
1. Переход к низкоуглеродной экономике .....	79
2. Технологические ограничения .....	91
3. Энергетическая стратегия России .....	100
Заключение .....	107
Литература .....	110

## Введение

Санкции Запада против России породили новые проблемы в мировом энергетическом хозяйстве, затронули финансовую и технологическую сферы, заставили по-новому взглянуть на переход к низкоуглеродной экономике. Первые санкции против российской энергетики Запад начал вводить в 2014 г. после воссоединения Крыма с Россией. Однако по силе воздействия на российскую энергетику они значительно уступали крупномасштабным санкциям, которые Запад стал вводить после начала спецоперации в конце февраля 2022 г. Сильный удар был нанесён сложившейся системе международного сотрудничества в энергетике, разрушая её. При всех своих недостатках она способствовала решению проблем энергетического и экономического развития России, обеспечению энергетической безопасности отдельных стран и регионов.

К середине 2024 г. Евросоюз принял 14 санкционных пакетов<sup>1</sup>. Почти все из них содержат меры против российской энергетики. Первый пакет санкций ЕС, принятый 25 февраля 2022 г., запрещал поставлять оборудование в Россию для модернизации нефтеперерабатывающих заводов. В следующих санкционных пакетах спектр запретов расширялся. Вводились ограничения на экспорт оборудования и технологий в ЕС для российской энергетической промышленности (за исключением атомной промышленности). Запрещались новые инвестиции в российскую энергетику, импорт Евросоюзом угля из России. Одним из важных направлений санкций стал отказ от импорта энергоносителей из России или его сокращение, эмбарго на российские нефтепродукты, запрет на морские поставки российской нефти в Европу. Стали разрушаться цепочки поставок нефти и газа, меняться логистика, а те бизнес-процессы в энергетике, которые создавались десятилетиями, перестают работать.

США ввели запрет на импорт нефти, газа и угля из России, на инвестирование американцами российской энергетики, не по-

---

1. <https://ktaplav.ru/tpost/5dmuyptcf1-chetirnadtsatii-paket-sanktsii-es-chast?ysclid=m1cc9m0a1r571826237>

зволяют им финансировать зарубежные компании, которые такие инвестиции производят. Великобритания заявила о планах скорого отказа от российского угля и газа. Запрет на импорт российского угля ввели Япония и Швейцария. Новая Зеландия ввела эмбарго на импорт нефтепродуктов, газа и угля из России. В условиях санкций российские энергоносители стали токсичными и для многих стран мирового сообщества, не присоединившихся к санкциям, но компании которых не хотят портить отношения с западным миром.

Относительно газа, экспортируемого из России в ЕС, 25 марта 2022 г. было принято совместное заявление Еврокомиссии и США об энергетической безопасности в Европе. В нем была поставлена цель – достичь независимости от российского газа уже к 2027 г.<sup>2</sup> В то же время следует отметить, что ЕС не устанавливал никаких запретов на поставки российского газа в Европу. Высокая зависимость Евросоюза от российского газа не давала возможности отказаться от него в короткие сроки. Тем не менее, отдельные страны ЕС – Польша, Литва, Латвия, Эстония индивидуально прекратили импорт российского газа.

Значительный ущерб был нанесён российской энергетике и европейскому энергетическому рынку, на котором Россия выступала одним из главных поставщиков нефти и газа. Европейские страны стали менять поставщиков нефтегазового топлива, строить инфраструктуру для СПГ, возобновили внимание к развитию атомной энергетике, стали всё больше использовать уголь и мазут на электростанциях, что противоречит идее низкоуглеродного развития.

Санкции Запада сильно сократили возможность экспортировать из России энергоносители в Европу и в ряд других промышленно развитых стран. Россия стала терять традиционные зарубежные рынки сбыта для своего топлива. Это стало важным препятствием для её развития, поскольку в течение уже многих лет страна получала значительные доходы от экспорта энергоресурсов. В этих условиях возникла острая проблема переориентации экспортных поставок российских энергоносителей на другие рынки.

В условиях санкций сокращаются возможности международного сотрудничества в развитии российского ТЭК, обеспечения

---

2. <https://www.europeantimes.news/ru/2022/03/Совместное-заявление-Европейской-комиссии-и-США-о-европейской-энергетической-безопасности/>

энергетической безопасности. Российская энергетика столкнулась с проблемой ухода из страны крупных энергетических и сервисных компаний, без которых сложно, а в некоторых случаях и невозможно обеспечивать добычу топлива из-за отсутствия высокоэффективного технологического оборудования и высококвалифицированных специалистов. Обострилась проблема импортозамещения и технологического суверенитета. Страна потеряла доступ к инвестициям из стран Запада для развития энергетике, в том числе для низкоуглеродных проектов. Падают инвестиционные ресурсы компаний и государства. Снизилась инвестиционная привлекательность самой России. Сужаются возможности эффективных структурных сдвигов в экономике за счёт международного сотрудничества с промышленно развитыми странами, международного разделения труда в масштабах всего мирового хозяйства.

Санкции не отменяют перехода мировой экономики к низкоуглеродному развитию, которое сокращает возможности развития российской экономики за счёт нефтегазового экспорта. Мир стремится жить, не увеличивая в структуре энергопотребления в первую очередь долю угля, затем нефти, а потом и газа как наименее опасного вида топлива с точки зрения низкоуглеродного развития. В результате возрастает необходимость ухода России от экспортно-сырьевой модели хозяйствования, основанной на получении сырьевой ренты от экспорта энергоносителей, к более конкурентоспособной инновационной экономике.

В процессе перехода к инновационной экономике важно принимать во внимание ряд факторов, без учёта которых этот переход осуществить невозможно. Следует отметить, что нельзя закрываться от международного сотрудничества. Необходимо участвовать в международном разделении труда, развивать международные связи с теми странами, которые могут быть надёжными партнёрами в предпринимательской деятельности. При этом жизненно важные вещи нужно самим изготавливать, без чего невозможен технологический суверенитет, т.е. способность самостоятельно создавать в стране критические и сквозные технологии и производить продукцию на их основе<sup>3</sup>. Требуется повернуться лицом к инновациям, разви-

---

3. Ленчук Е.В. Основные контуры научно-технологической политики России в условиях внешних ограничений // Экономическое возрождение России, 2023, №3, с.16–23.

вать человеческий капитал, без чего нельзя сократить технологический разрыв с промышленно развитыми странами, обеспечить конкурентные преимущества российской экономике. Важная роль в создании эффективной системы управления принадлежит плановым инструментам в сочетании с рыночными механизмами.

В работе представлен ретроспективный взгляд на развитие российского ТЭК от распада СССР до настоящего времени, рассматривается возможность перехода от сырьевой к инновационной модели экономики России в контексте снижения ее зависимости от экспорта нефтегазового топлива. Исследуются отдельные кардинальные изменения, которые вносят крупномасштабные санкции в логистику поставок энергоносителей и в развитие всей российской энергетики. Анализируются условия, от которых зависят перспективы добычи топлива и производство энергии. Рассматриваются новые факторы, которые необходимо учитывать при актуализации энергетической стратегии России на период до 2050 г. в связи с новыми вызовами, стоящими перед ТЭК.

Материал подготовлен коллективом авторов сектора Энергетической политики ИЭ РАН в составе: *В.И. Волошина* (введение, гл. I, параграф 1, 2, гл. II, параграф 1, гл. III, параграф 1, 2, заключение), *А.С. Качелина* (гл. II, параграф 2. и гл. III, параграф 2.), *О.В. Шимко* (гл. I, параграф 3.).

# ТЭК России: от распада СССР до крупномасштабных санкций

## 1. Этапы развития ТЭК России

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК), включающий топливную промышленность (нефтяную, газовую, угольную), электроэнергетику и теплоснабжение занимает ключевое положение в российской экономике, являясь её системообразующим сектором, выступает ядром структурных и технологических преобразований. Российский ТЭК – важный сектор мирового энергетического хозяйства, ключевое звено в международной системе энергообеспечения. Экспорт российских энергоносителей, прежде всего нефтегазовые поставки за рубеж, относится к основному источнику валютных поступлений, во многом влияющих на изменения валютного курса в стране.

На долю ТЭК в 2023 г. приходилось более 20% в ВВП страны, инвестиции составляли 7,1 трлн руб.<sup>4</sup> Развитие комплекса создаёт высокий спрос на продукцию машиностроения и других сопряжённых отраслей. Россия выступает крупным поставщиком нефтегазового топлива и угля на мировые рынки энергоносителей, представляет собой важное звено в международной системе энергетической безопасности.

Согласно оценке Oil & Gas Journal, доказанные запасы нефти в мире на конец 2022 г. составляли 1757 млрд барр. Россия по доказанным запасам нефти занимает шестое место в мире – 6,2% всех запасов. Самыми большими запасами нефти обладают Венесуэла (17,5%) и Саудовская Аравия (17,2%)<sup>5</sup>. В 2023 г. Россия находилась на третьем месте в мировом сообществе по

---

4. <https://neftegaz.ru/news/dekarbonizatsiya/817040-a-novak-vyshel-na-otkrytyy-dialog-v-sovfede-podvedya-itogi-tek-za-2023-g-i-otvetiv-na-aktualnye-vopr/?ysclid=lywveng4s3766940601>

5. <https://journal.tinkoff.ru/short/oil-reserves/?ysclid=m05nfa8beu921935229> (дата обращения: 18.07.2024).

добыче нефти и газового конденсата (530 млн т) после США и Саудовской Аравии. (табл. 1). По доказанным запасам природного газа Россия занимает первое место в мире – 24% мировых запасов. За ней следует Иран – 18% и Катар – 11%<sup>6</sup>. В 2023 г. было добыто 637 млрд куб. м природного газа – это второе место в мире после США. По доказанным запасам угля Россия располагается на четвёртом месте в мировом сообществе с долей в 11%, уступая США (23%), Австралии (14%) и Китаю (13%). По объёмам добычи угля Россия занимает шестое место в мире – в 2023 г. 438 млн т. На первом месте по этому показателю находится Китай – 4710,0 млн т (51,8% мировой добычи), далее идут Индия – 1010,9 млн т и Индонезия – 775,2 млн т<sup>7</sup>.

Таблица 1. Как изменялись основные показатели ТЭК России в 1990–2023 гг.

Наименование	Единица Измерения	1990	2000	2010	2015	2020	2021	2022	2023
<b>Добыча (производство) энергоресурсов</b>									
Уголь	млн т.	395	258	323	374,0	403,1	442,3	443,6	438
Нефть и газовый конденсат	млн т.	516	324	505	534,3	513,0	524,5	535,1	530
Объём переработанной нефти	млн т.	298	173	250	282,9	270,1	280,8	271,7	274,9
Природный газ	млрд м3	641	584	651	635,5	692,9	762,8	673,8	637
Выработка электроэнергии	млрд кВтч	1082	878	1038	1049,9	1063,7	1131,3	1138,7	1151,6
<b>Экспорт энергоресурсов</b>									
Уголь	млн т.	53,6	47,3	117,7	151,4	211,0	223,4	221,2	213
Нефть	млн т.	221,8	144,6	247,9	241,8	232,5	225,2	242,2	250
Природный газ	млрд м3	215,5	193,9	171,9	192,5	243,0	246,2	170,6	135

*Источники:* составлено автором на основе данных Доклада «Социально-экономическое положение России» (2024). Федеральная служба государственной статистики. URL: <https://rosstat.gov.ru/compendium/document/50801> (дата обращения: 12.07.2024); Справочные и аналитические материалы (2024). Федеральная таможенная служба. URL: <https://customs.gov.ru/statistic> (дата обращения: 12.07.2024); Деятельность (2024). Министерство энергетики РФ. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity> (дата обращения: 12.07.2024).

**После распада СССР до введения Западом против России крупномасштабных санкций в 2022 г. можно выделить три этапа развития ТЭК. Первый связан с последним десятилетием XX в., второй начался в нулевые годы, третий – в середине второго десятилетия XXI в. Четвёртый этап вызван**

6. <https://fin-plan.org/blog/investitsii/mirovoy-rynok-gaza/> (дата обращения 18.07.2024).

7. Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024 (дата обращения :18.07.2024).

**крупномасштабными антироссийскими санкциями.** Каждый из этих этапов отличается степенью участия государства и бизнеса, уровнем международного сотрудничества в развитии российской энергетики.

В 1990-х годах, **на первом этапе** развития российского ТЭК после распада СССР, комплекс активно акционировался и разгосударствлялся. Усиливалось значение бизнеса и международного сотрудничества в развитии ТЭК. В нефтяной и угольной промышленности государство практически полностью ушло от прямого управления отраслью, в то же время в газовой промышленности и электроэнергетике оно сохранило контроль. В результате приватизации в структуре собственности, прежде всего нефтяных компаний, основную долю получили небольшое число физических лиц и несколько банковско-промышленных групп. Такая структура собственности при отсутствии контроля со стороны государства давала им возможность использовать компании в своих интересах, пренебрегая интересами общества.

В 90-х годах в российском энергетическом секторе активизировали свою деятельность крупнейшие в мире зарубежные компании, среди них: транснациональная нефтегазовая компания British Petroleum (BP), британско-нидерландская нефтегазовая компания Shell, норвежская энергетическая компания Equinor ASA (до 2018 года – Statoil ASA), американские компании Exxon Mobil и Chevron, французская нефтегазовая компания Total S.A., итальянская нефтегазовая компания Eni S.p.A. Появление зарубежных компаний в России способствовало притоку в страну прямых иностранных инвестиций, внедрению современных технологий производства, использованию сервисных услуг. У российских компаний появилась возможность позаимствовать опыт у иностранных компаний в области добычи и переработки ископаемого топлива.

Особенно стремительно развивалось сотрудничество в энергетике между Россией и США. Правительство США считало приоритетными нефтегазовые проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» и оказывало им поддержку. Реализацией этих проектов занималась Комиссия Гор-Черномырдин. Предполагалось сформировать энергетический диалог РФ–США. До «сланцевой революции», которая началась в США в конце нулевых годов XXI в., в условиях благо-

приятной геополитической ситуации страна была заинтересована в российской нефти и газе. Что касается России, то её интерес состоял в том, чтобы получить американские технологии, инвестиции, опыт менеджмента.

В 1992 г. был утверждён Закон «О недрах», согласно которому у государств закреплялись права собственности и содержащихся в них полезных ископаемых. Компаниям, которые собирались проводить разведку и добычу углеводородного сырья, требовалось получение лицензии.

В 1992 г. Государственный газовый концерн «Газпром» был преобразован в Российское акционерное общество «Газпром», которое в 1998 г. переименовали в ОАО «Газпром». В 1999 г. 35% акций ОАО «Газпром» принадлежали государству.

Создавались частные вертикально-интегрированные нефть-газовые корпорации (ВИНК) на базе Министерства нефтяной промышленности, а затем и его правопреемницы – корпорации «Роснефтегаз». Первые ВИНК («ЛУКОЙЛ», «ЮКОС» и «Сургутнефтегаз») были созданы в начале 1990-х годов. Одним из механизмов приватизации и формирования крупного частного сектора экономики в сырьевых отраслях стали залоговые аукционы, проведённые в 1995 г. Государство брало кредит у ряда коммерческих банков, передавая им во временную собственность государственные пакеты акций некоторых крупных компаний (таких как «ЮКОС», «Сибнефть», «Сиданко», «ЛУКОЙЛ»). Если в намеченные сроки государство не выплачивало долга, то государственные пакеты акций переходили в собственность коммерческих банков. Значительная часть государственной собственности оказалась в частных руках, стала контролироваться небольшой группой олигархов, интересы которых, как правило, доминировали над национальными.

В 1992 г. был приватизирован и акционирован, кроме атомных электростанций, электроэнергетический комплекс страны. Была создана общероссийская компания-монополист РАО «ЕЭС России», которая владела более 70% установленной мощности электростанций страны и обеспечивала передачу 96% производимой электроэнергии. Атомные электростанции были переданы госконцерну «Росэнергоатом».

Реструктуризация угольной отрасли связывалась с переходом на рентабельную работу угледобывающих предприятий. К 1990-м годам почти половина шахт и разрезов в стране были убыточными. Повышение их рентабельности обеспечивалось посредством ликвидации убыточных и неперспективных предприятий. Перспективными в основном считались предприятия, которые занимались открытой угледобычей. В течение первого этапа реструктуризации (1994–1997 гг.) в стране была остановлена добыча угля на 95 нерентабельных и с опасными условиями труда шахтах и одном разрезе.

В 1990–2000 гг. происходило падение добычи нефти и газа соответственно с 516 до 324 млн т нефти и с 641 до 584 млрд куб. м газа. (см. табл. 1). Однако в других секторах экономики падение производства было глубже и нефтегазовый сектор не только сохранил, но и укрепил свои позиции в экономике страны. Возросла доля экспорта нефти и газа в добыче этих видов топлива. Для нефти она приблизилась к 40%, для газа – находилась на уровне более 20%, тогда как в 1980-е годы эти показатели составляли соответственно 20 и 10%<sup>8</sup>. Экономику и социальную устойчивость в стране обеспечивала продажа за рубеж сырья. Зависимость российской экономики от экспорта возросла ещё сильнее.

Важную роль в реформе 1990 -х годов сыграл «Вашингтонский консенсус» – экономическая теория, предлагавшая России максимально быструю приватизацию и либерализацию, стабилизацию за счёт сжатия денежной массы. Эти основные идеи были восприняты в России как руководство к действию. В результате ускоренной приватизации, которая позволяла самостоятельно акционироваться любому структурному подразделению любого производственного объединения, появилось много неэффективных предприятий, разрушались технологические цепочки, разрывалась связь между наукой и производством. Не создание высококачественной продукции и её рост, а передел собственности и спекуляция ценными бумагами стали основными мотивами бизнеса. Процветали те, кто занимался не производством, а спекуляциями. Возрастала коррупция и криминализация в экономике.

8. <http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/168/>

Всё это привело к тому, что в результате реформ 1990-х годов, получивших название «шоковая терапия», Россия потеряла значительную часть своего промышленного потенциала. Пришли в упадок наиболее наукоёмкие сектора промышленности: станки с программным управлением, приборостроение, производство компьютеров и электронных схем, автоматические линии для разных отраслей и др. Отсутствие спроса на специалистов высокой квалификации способствовало разрушению человеческого капитала. В результате была перекрыта дорога России к модернизации и инновационной экономике. ВВП России в 1991–1999 гг. сократился на 35% (с 535,4 до 350,6 млрд долл.), а доля страны в мировом ВВП уменьшилась с 2,3 до 0,6%<sup>9</sup>. В условиях открытой экономики, в пользу которой Россия сделала выбор в 1990-е годы, наиболее простым способом обеспечить экономическое выживание страны в условиях рекомендаций «Вашингтонского консенсуса» стала сырьевая модель хозяйствования, ориентированная не на инновационное развитие и диверсификацию экономики, а на экспорт нефти и газа.

Реформы, проводимые в российском ТЭКе **на втором этапе** — в 2000-е годы, имели неоднозначный и противоречивый характер. В нефтегазовом комплексе шёл процесс усиления прямого участия государства в развитии отрасли, возрастала роль государственных компаний, в электроэнергетике и угольной промышленности, наоборот, предпринимались меры, чтобы свести участие государства в развитии этих отраслей к минимуму.

В нефтяном комплексе стало усиливаться государственное присутствие. Активы ЮКОСа были распроданы и в основном стали частью государственной компании «Роснефть». Активы нефтяной компании «Сибнефть» стали базой для создания компании «Газпром нефть», принадлежащей «Газпрому». Новое перераспределение собственности, которое шло «сверху», отрицательно сказалось на инвестиционном климате страны и доверии инвесторов. Одновременно обострились вопросы, связанные с эффективностью государственного регулирования.

В газовом секторе экономики было сохранено организационное и технологическое единство «Газпрома». Государственная доля

9. <https://be5.biz/makroekonomika/gdp/ru.html#main>

в «Газпроме» увеличилась до контрольной (50,002%), и после принятия Государственной Думой закона «Об экспорте газа» (2006 г.) он стал единоличным экспортёром отечественного трубопроводного газа. В результате усиливались монопольные позиции «Газпрома» в газовом секторе хозяйства.

В угольной промышленности завершился процесс преобразования всех государственных предприятий (за исключением одного — ФГУП «Арктикуголь») в частную собственность. Отрасль стала прибыльной. Шёл процесс консолидации, появлялись крупные компании. Возникло более 50 частных угольных компаний, некоторые из них вошли в состав холдингов, например углеметаллургических<sup>10</sup>.

В 2008 г. перестало существовать РАО «ЕЭС России» и наступил новый этап развития российской электроэнергетики. В эту отрасль предполагалось привлечь частные инвестиции, создать рынок электроэнергии (мощности). Отрасль разделили на естественно-монопольные и конкурентные виды деятельности, приватизированы генерирующие активы. Однако поставленные цели не были достигнуты. Конкурентный рынок электроэнергии не сформировался. Неэффективное регулирование и монополизм привели к росту тарифов. Решение ценовых проблем перекадывалось на потребителей электроэнергии.

В 2000-х годах стали меняться подходы к управлению ТЭКом. Если в 1990-х годах бизнес во многом контролировал власть, то в 2000-х годах власть стала контролировать бизнес и финансовые потоки. Стал складываться чиновничье-бюрократический капитализм, или госкапитализм. При этом жесткость правления сопровождалась новым переделом собственности (в том числе и в энергетике) в пользу новой элиты. Сворачивалась политика дерегулирования и приватизации энергетического сектора, которая активно проводилась в 1990-х годах. Усиливалась централизация управления ТЭКом, увеличивалась доля государственного присутствия в нефтяных компаниях и «Газпроме».

После чрезмерного либерализма 1990-х годов и отсутствия эффективных рыночных институтов в стране усиление госрегулирования в энергетическом секторе в какой-то мере было оправданным.

10. <https://lenta.ru/articles/2015/09/25/ugol/>

Оно позволяло сделать внутреннюю энергетическую политику более внятной, давало возможность, которая не была полностью реализована, развернуть развитие отрасли в интересах всего общества, более полно изымать природную ренту. Власть открыто заявила об укреплении своих позиций в нефтегазовой сфере России.

В условиях относительно благоприятного геополитического климата 90-х и нулевых годов, роста мировых цен на нефть в начале века российский ТЭК развивался достаточно благополучно, усиливались конкурентные позиции России в мировой системе энергообеспечения. Отдельные эксперты стали называть страну «энергетической сверхдержавой». Однако росла зависимость развития России от ТЭК, увеличивалась энергоёмкость её экономики. Государство не уделяло должного внимания научно-техническому прогрессу в стране, укреплению отечественного производства на основе высокоэффективных современных технологий, а ориентировалось в основном на добычу и экспорт топливно-энергетических ресурсов. Возрастала зависимость страны от импорта техники и оборудования. Предприятия закупали высокотехнологичное оборудование или брали его в лизинг. При этом игнорировались возможности российского научно-производственного комплекса, который обладал хорошим потенциалом. Он деградировал и переставал соответствовать требованиям времени.

В нулевые годы стала обостряться борьба за энергоресурсы, за сферы влияния в мировом энергетическом хозяйстве между четырьмя глобальными центрами международных отношений: США, Европой, Россией и Китаем. В результате сокращались возможности российского экспорта энергоносителей. Если в 90-х годах предполагалось сформировать энергетический диалог РФ—США, то уже в конце первого десятилетия XXI в. сотрудничество между странами стало свёртываться.

В 2014 г. геополитическая ситуация резко обострилась в связи с событиями на Украине. Они изменили внешние условия развития энергетики и вектор международного сотрудничества России в энергообеспечении. Это ещё больше сократило возможности международного сотрудничества России в энергетике. **С этим связан третий этап развития ТЭК.**

На энергетической карте мира в результате «сланцевой революции» появился новый экспортёр нефти и сжиженного природ-

ного газа (СПГ) — это США. Экспорт нефти и газа из этой страны стал важнейшим фактором, влияющим на мировые цены на углеводороды, баланс спроса и предложения в нефтегазовой сфере.

Влияние «сланцевой революции» на энергетическую политику России усиливалось процессом глобализации газового рынка в результате прогресса в технологиях СПГ. Возможности его транспортировки обеспечивали поставки СПГ в разные точки планеты. Для американского газа стал доступным европейский газовый рынок, где одним из крупных поставщиков природного газа, который направлялся в основном по трубопроводам, была Россия.

Евросоюз и США приступили к осуществлению планов, направленных на замещение импортных энергоресурсов, увеличения самообеспечения. Энергетическая политика ЕС ориентировалась на диверсификацию источников энергоресурсов: росту использования возобновляемых источников энергии, наращиванию импорта сжиженного природного газа (СПГ). Всё это вело к уменьшению экспортных поставок российских энергоносителей.

Противостояние между Россией, с одной стороны, и США с Евросоюзом — с другой, достигли такой силы, что Запад стал вводить против России санкции.

Они были направлены прежде всего на ключевой сектор российской экономики — нефтяной. Они препятствовали получению технологий, позволяющих осваивать арктические, сланцевые и трудноизвлекаемые месторождения нефти. Запрещалась работа в России западных сервисных компаний. Ограничения США распространялись и на природный газ, тогда как ЕС вывел газовые проекты из-под санкций.

Санкции затронули и финансовый сектор, ограничили доступ к долгосрочному капиталу ряд российских компаний, повысили риски, связанные с рефинансированием внешнего долга компаний. Под санкции ЕС попали «Роснефть», «Транснефть» и «Газпром нефть». Список российских компаний, блокируемых США, гораздо больше — кроме названных компаний, включает также «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «НОВАТЭК».

**Началом четвёртого этапа** развития ТЭК стали новые крупномасштабные санкции, вводимые США, ЕС и Великобританией против России в 2022 г. Они стали рекордными по количеству мер

и масштабам давления на российскую экономику и энергетику. К санкциям присоединились ряд стран мирового сообщества. Среди них: Австралия, Канада, Южная Корея, Новая Зеландия, Сингапур, Тайвань и Швейцария.

Крупномасштабные санкции привели к новой геополитической реальности, фрагментации глобального пространства и мировой экономики. Сокращается ресурс международного сотрудничества, усиливается роль государства в развитии ТЭК. В результате санкций появились новые угрозы и вызовы эффективному развитию страны на основе экспортно-сырьевой модели хозяйствования. К главным из них относятся:

- необходимость переориентации экспортных поставок энергоносителей, формирование новых транспортных энергетических коридоров, поскольку санкции включают отказ ряда стран от импорта российских энергоносителей, запрет на морские поставки нефти в Европу;

- технологическая деградация энергетики в результате его беспрецедентной изоляции от промышленно развитых стран. Уход из страны крупных энергетических и сервисных компаний без которых сложно, а в некоторых случаях и невозможно добывать топливо. Из-за отсутствия эффективного оборудования и квалифицированных специалистов снижаются ресурсы его добычи;

- потеря доступа к инвестициям из стран Запада для развития энергетики, в том числе для низкоуглеродных проектов. Падают инвестиционные ресурсы компаний и государства. Снижение инвестиционной привлекательности самой России;

- сокращение возможностей развития российской экономики за счёт экспорта топлива в условиях ограниченного потенциала российского несырьевого экспорта, из-за его низкой конкурентоспособности, недостаточно развитой рыночной инфраструктуры;

- сужаются возможности эффективных структурных сдвигов в экономике за счёт международного сотрудничества с промышленно развитыми странами, международного разделения труда в масштабах всего мирового хозяйства.

Для преодоления угроз и вызовов нужны системные преобразования в энергетике, которые включают широкий комплекс вопросов, связанных с институциональными и структурными преобразованиями.

ями, направленными на уход от сырьевой модели развития, интеграцией энергетического сектора в систему мирохозяйственных связей.

## 2. На пути к инновационному развитию

В течение многих десятилетий Россия стремилась реализовать своё важное конкурентное преимущество – относительно большие запасы ископаемого топлива. Такой подход сформировался ещё во времена СССР и определил развитие России на основе сырьевой модели после распада Советского Союза. Важную роль в такой модели играет топливно-энергетический комплекс (ТЭК). Экспорт энергоносителей, главным образом нефти и газа, является одним из важных источников экономического роста. Многолетние поставки российской нефти и газа за рубеж гарантировали энергетическую безопасность не только европейским странам, но и многим другим государствам, обеспечивали России рост политического влияния в мировом сообществе.

Однако большой энергетический потенциал очень часто может стать источником «ресурсного проклятья» для страны, и он не способствует развитию и процветанию её экономики. Об этом свидетельствует опыт Нидерландов, где после открытия крупного месторождения природного газа Гронинген в 1959 г. быстрое развитие получила газовая индустрия и поставки газа на экспорт, но стали приходить в упадок другие сектора промышленности. Это явление получило название «голландской болезни», или эффект Гронингена, т.е. когда из-за увеличения экспорта энергоресурсов снижается эффективность экономики. К 80-м годам прошлого века экспорт газа из Нидерландов составил 25% от общего объёма экспорта страны<sup>11</sup>.

Экспорт газа повысил стоимость местной валюты, а укрепление курса национальной валюты привело к уменьшению стоимости импортной продукции. Дешевеющий импорт сделал эти сектора менее конкурентоспособными, в первую очередь это относится к отраслям обрабатывающей промышленности, не занятым в сырьевом секторе экономики. Потребовалось увеличивать зарплату в обрабатывающих отраслях Нидерландов до уровня газового сектора, чтобы кадры не утекали из менее прибыльных в более прибыльный сектор экономи-

---

11. <https://fintolk.pro/pomoch-rossijskoj-ekonomike-okrepnut-chto-takoe-byudzhethoe-pravilo-i-kak-ono-rabotaet/>

ки. Это увеличивало издержки производства, которые были источником роста отпускных цен. В результате разгорялась инфляция. Товары, произведённые в стране, стали очень дорогими и сильно проигрывали дешёвым импортным товарам. Импортная продукция становилась высококонкурентной для отечественных производителей. Инвестиции в несырьевые отрасли экономики сократились, что привело к спаду производства товаров в этих отраслях, сделало их менее конкурентоспособными. Снизилась возможность диверсификации экономики. Замедлился экономический рост в целом.

Для преодоления этого состояния Нидерланды ввели бюджетное правило, согласно которому сверхдоходы от экспорта газа направлялись в бюджетный резерв, пользоваться которыми предполагалось в кризисные времена. При снижении цен на газ на внешних рынках средства из бюджетного резерва могли использоваться внутри страны для нейтрализации негативных последствий сокращения доходов от экспорта газа.

Вместе с тем мировой опыт показывает, что изобилие ресурсов может быть не только проклятием, но и благом. Многие государства мирового сообщества, включая промышленно развитые страны, обладая значительными энергетическими ресурсами, достаточно успешно живут за счёт их разработки и экспорта, избегая ресурсного проклятия. Среди них: США, Канада, Великобритания, Норвегия, имеющие диверсифицированную экономику и способные получать доходы от различных отраслей, а не только от нефтяной или газовой, ориентированных на экспорт. У таких стран гораздо больше возможностей развивать свою экономику, усилить свои конкурентные позиции в мировом хозяйстве. Однако для этого надо умело использовать рентные доходы от экспорта сырья.

В первые годы нового столетия важным фактором, препятствующим уходу от экспортно-сырьевой модели, и движущей силой развития российской экономики стал рост мировых цен на нефть. Если в декабре 1998 г. цена на нефть марки Brent составляла \$10,53 за баррель, то в июне 2008 г. цена поднялась до \$139,83 за баррель (рис. 1). Вслед за нефтью росли и цены на газ, поскольку они связаны с нефтяными ценами. Валютные поступления значительно облегчили восстановление экономики после падения многих её отраслей в 1990-е годы. Рост притока валюты в страну от экспорта

нефти и газа благоприятно сказывался на темпах экономического роста. Среднегодовые темпы прироста ВВП в 2000–2008 гг. составили 6,9%.



Рис. 1. Динамика цен на нефть марки Brent с 1988 по 2024 г., долл.

Источник: составлено автором на основе данных *Cena NEFTI marki Brent WTI Urals za barrel'* по godam (Tablica grafik) [Brent WTI Urals price per barrel by year (Table graph)] (2024). Infotables. (In Russ.). URL: <https://infotables.ru/statistika/95-tseny-tarify/1325-tsenana-neft-tablitsa> (accessed on 12.07.2024)

В это время значительные усилия были направлены на разработку нефтегазовых месторождений. В России увеличивалась добыча нефти и газа. Если в 2000 г. добыча нефти находилась на уровне 324 млн т, то в 2010 г. этот показатель составил 505 млн т. Добыча газа с 2000 г. по 2010 г. возросла с 584 до 651 млрд куб м. (см. табл. 1).

Однако, как и прежде, не уделялось достаточного внимания для переориентации экономики на модель ресурсно-инновационного развития, которая использует не только природные факторы производства, но также интеллектуальные ресурсы, в значительной степени опирается на человеческий капитал, применение высокоэффективного оборудования и технологий. Экономика медленно перестраивалась в сторону производства станков и создания высокотехнологичного оборудования. Его закупали за границей. Укрепление позиций российского нефтегазового комплекса было связано с бурным развитием партнёрских отношений с зарубежными поставщиками высокотехнологичного оборудования и подрядчиками. При этом игнорировались возможности российского научно-производственного комплекса. Не уделяли должного внимания вопросам им-

портозамещения. Российские нефтегазовые компании приобретали западное оборудование, не ориентируясь на использование отечественных аналогов. В результате российские компании свёртывали их производство.

В результате природная рента, т.е. сверхприбыль, получаемая от эксплуатации нефтегазовых и горнорудных месторождений, распределялась неэффективно. В этих условиях трудно было осуществлять стратегии долгосрочного развития, нацеленные на инновационное развитие экономики, её диверсификацию.

При быстром росте мировых цен на нефть в 1999–2008 гг. российская экономика достаточно успешно восстанавливалась и развивалась после её развала в 1990-е годы. За 10 лет к 2008 г. российский ВВП почти удвоился. Нефтяные доллары поддерживали рост экономики. Однако они не способствовали уходу от сырьевой модели развития экономики, в которой накапливались проблемы низкой конкуренции, высокой инфляции, отсутствия эффективных институтов, зависимости от мировых цен на нефть.

Мировой финансовый кризис 2008–2009 гг. обострил проблемы российской экономики. За десятилетие, последовавшее после падения мировых цен на нефть в декабре 2008 г., темпы роста российской экономики были незначительными. В 2009–2019 гг. ВВП в России увеличился на 22,9%, тогда как в мире этот показатель составил 42,2%<sup>12</sup>. Даже высокие мировые цены на нефть с трудом поддерживали российскую экономику.

Сложившимся международным связям в энергетике стали препятствовать санкции, которые Запад стал вводить против России в 2014 г. в связи с событиями на Украине. Однако первые санкции не оказали существенного влияния на добычу нефти и газа в России, их поставки за рубеж. Добыча нефти с газовым конденсатом в 2021 г. составила 524,5 млн т, добыча газа увеличилась до 762,8 млрд куб. м. Происходил рост его поставок за рубеж (см. табл. 1).

Зависимость экономики России от нефти и газа в пятилетие, предшествующее 2022 г., когда были введены крупномасштабные санкции, изменялась при росте или падении мировых цен на нефть. При росте среднегодовых цен на нефть марки Brent с \$41,8 в 2020 г.

12. <https://be5.biz/makroekonomika/gdp/world.html?ysclid=m266043uv1794171246#main>

до \$70,9 в 2021 г. доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете выросла с 28,0 до 35,8%, а доля нефти и газа в экспорте страны с 44,6 до 49,2%<sup>13</sup> (табл. 2).

Таблица 2. Зависимость экономики России от нефти и газа

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Доля нефтегазового сектора в ВВП России, %	16,9	21,1	19,2	15,2	17,4
Доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете, %	39,6	46,4	39,3	28,0	35,8
Доля нефти и газа в экспорте страны, %	54,1	58,3	56,2	44,6	49,2
Средние цены на нефть Brent, \$ за баррель	54,2	71,3	64,2	41,8	70,9

Источник: составлено автором на основе данных Федерального бюджета (2024). Минфин России. URL: <https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud> (дата обращения: 12.07.2024).

Для сырьевой экономики характерна технологическая деградация, неустойчивость, волатильность, что ведёт к нестабильности экономики, снижению возможности экономического развития и роста, уменьшению (падению, ослаблению) конкурентоспособности страны в мировом сообществе. В условиях санкций значение этих факторов возрастает.

Сырьевая модель хозяйствования создаёт угрозы для развития энергетики и всей экономики страны. Нужен переход к ресурсно-инновационной экономической модели, позволяющей создать основу для эффективного развития страны. Важными шагами в этом направлении должны стать:

- импортозамещение и локализация оборудования и технологий для преодоления технологического отставания (деградации) энергетики и всей экономики, эффективное использование человеческого капитала;
- повышение эффективности использования энергоресурсов, снижение энергоёмкости экономики;
- изменение структуры энергобаланса, ориентированное на снижение доли ископаемого топлива, развитие нефтепереработки и нефтегазохимии, рост экспорта их продукции;
- диверсификация экономики.

В течение многих лет в стране ставилась задача о необходимости переходить на инновационную модель развития. Тем не менее в реальности она так и не была решена, хотя такие усилия и

13. Волошин В.И. От сырьевой к инновационной модели экономики России: роль нефтегазового экспорта // BENEFICIUM. 2024. № 1(50). С. 40–46.

предпринимались. Бюджетное правило, которое стало действовать в России в 2004 г., в некоторой степени способствовало решению проблемы.

Известно, что важный недостаток российской экспортно-сырьевой модели состоит в том, что экономика остро реагирует на внешний фактор – изменения цен на нефть на мировом рынке. Это связано с тем, что Россия – один из крупнейших экспортёров нефти в мире. Рост цен на нефть и другие энергоресурсы способствует укреплению курса рубля, стимулирует товарное обращение, закупку импортной продукции, увеличивает валютную выручку, что отражается на ликвидности банковского сектора. Активизируется экономическая деятельность, способствуя притоку иностранного капитала в страну. Всё это даёт возможность обеспечить достаточно высокие темпы экономического роста в стране. С падением мировых цен на нефть ситуация принципиально меняется. Обостряется проблема наполнения бюджета, уменьшается курс рубля, что приводит к росту стоимости импортной продукции. Сокращаются возможности экономического роста.

Для защиты экономики, курса национальной валюты от колебаний мировых цен на нефть, снижения зависимости российского бюджета от экспорта сырья в России, как и во многих странах мира, применяется бюджетное правило. В нём определяется цена отсечения нефти, согласно которой планируется бюджет. Если цена нефти выше цены отсечения, то ЦБ скупает с рынка лишнюю валюту (в основном доллары и евро), а также золото и направляет всё это в Фонд национального благосостояния (ФНБ), если ниже – продаёт её обратно на рынок. Таким образом, сдерживается чрезмерный расход бюджета, а накопленные сверхдоходы от экспорта сырья могут идти на покрытие дефицита бюджета в зависимости от ситуации.

С течением времени в зависимости от складывающейся экономической ситуации в бюджетное правило вносились изменения. Если говорить о цене отсечения, то начиная с 2017 г. она была определена в \$40/барр, а затем ежегодно индексировалась на 2% и в 2022 г. она была на уровне \$44,2/барр<sup>14</sup>.

---

14. <https://quote.rbc.ru/news/article/63be8a839a79478a60e73436?ysclid=lylm4jw1bu807299745&from=copy>

В начале 2022 г. в условиях введения крупномасштабных санкций, когда была нарушена стабильность рубля (1\$=120 руб.), а большая часть резервов России была заморожена, работу бюджетного правила временно приостановили.

В 2023 г. бюджетное правило стало действовать снова. Согласно новой редакции бюджетного правила из состава ФНБ исключили валюты недружественных стран. ФНБ стал состоять на 40% из золота и на 60% из юаней<sup>15</sup>. Был введён фиксированный размер нефтегазовых доходов бюджета в размере 8 трлн руб. в год<sup>16</sup>.

С 2024 г. нефтегазовые доходы в бюджете страны вновь стали формировать через базовую (среднегодовую) цену на нефть, или цену отсечения на уровне \$60/барр. Фиксировалась также базовая экспортная цена на природный газ на уровне \$250 за 1 тыс. куб. м. При этом намечалось, что цена отсечения начнёт ежегодно индексироваться на 2% с 2027 г.<sup>17</sup>

Регулируя поступление доходов от добычи нефти и газа в бюджет страны, бюджетное правило даёт возможность обеспечить относительную устойчивость и стабильность экономики в условиях её сырьевой ориентации и существенных колебаний мировых цен на сырьё. Однако проблему ухода от экспортно-сырьевой модели развития бюджетное правило не решает. Слабое место бюджетного правила заключается в том, что из экономической системы страны изымаются ресурсы (рентные доходы) в ФНБ, которые могут быть инвестированы в несырьевой сектор экономики. Необходимо искать и реализовывать другие способы решения поставленной задачи.

В условиях глобальной нестабильности важно нейтрализовать существенные колебания мировых цен на нефть и держать их на приемлемом уровне. В какой-то мере способствовать решению этой задачи позволяет сотрудничество России в рамках ОПЕК+. Такой подход связан с тем, что ключевым фактором формирования мировых цен на нефть являются решения ОПЕК+, которые способ-

15. <https://fintolk.pro/pomoch-rossijskoj-ekonomike-okrepnut-chto-takoe-byudzhetnoe-pravilo-i-kak-ono-rabotaet/>

16. <https://finance.rambler.ru/economics/51576439-60-dollarov-za-kazhdyy-barrel-nefti-v-byudzhet-vse-chto-vyshe-v-fnb/?ysclid=lymxnedri9698768434>

17. <https://oilcapital.ru/news/2023-11-02/byudzhetnoe-pravilo-s-tsenoy-otsecheniya-po-nefti-v-60-utverzhdeno-prezidentom-3088891?ysclid=lymw7q1fua48583497>

ны корректировать цены и поддерживать их на желаемом уровне в зависимости от роста и падения спроса.

До недавнего времени значительное влияние на мировой рынок нефти оказывала ОПЕК, в которую в настоящее время входят 12 членов: Алжир, Венесуэла, Габон, Ирак, Иран, Конго, Кувейт, Ливия, Нигерия, Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты и Экваториальная Гвинея. Для большего контроля над мировым рынком нефти в 2016 г. к ОПЕК присоединились десять нефтедобывающих стран, включая Россию, Казахстан, Азербайджан, Бахрейн, Судан, Южный Судан, Оман, Мексику, Малайзию и Бруней, и было образовано ОПЕК+. Эта организация была создана в виде неформального объединения, которая контролирует 90% доказанных мировых запасов нефти и более 50% её экспорта<sup>18</sup>. Россия и Саудовская Аравия – неформальные лидеры этого объединения.

Впервые страны ОПЕК+ договорились о сокращении добычи нефти на 1,8 млн барр./сут. в конце 2016 г., в том числе Россия сокращала добычу на 0,3 млн барр./сут.<sup>19</sup> Согласно договорённостям, достигнутым в 2023 г., предполагается, что ОПЕК+ в 2024 г. уменьшит добычу на 1,39 млн барр./сут. относительно 2023 г. Она составит 40,46 млн барр./сут. (без добровольных обязательств). Россия должна сократить добычу с 10,478 млн барр./сут. в 2023 г. до 9,828 млн барр./сут, в 2024 г. т.е. на 650 тыс барр./сут.<sup>20</sup>

Переговоры о квотах на добычу в рамках ОПЕК+ оказывают влияние на предложение нефти на мировом рынке и тем самым воздействуют на уровень нефтяной цены. С 2016 г. по 2019 г. в результате сделки ОПЕК+ средняя цена нефти в мире выросла с \$45 до \$63 за баррель<sup>21</sup>. В апреле 2023 г. ОПЕК+ объявил о добровольном сокращении добычи на 1,65 млн баррелей в сутки. После этого котировки нефти сорта Brent подскочили на 5,31%, сорта WTI – на 5,48%.

Спрос и предложение являются фундаментальной движущей силой, которая определяет уровень и динамику мировых цен на нефть. В свою очередь, цена на нефть изменяется в зависимости и

18. <https://www.finam.ru/publications/item/chto-takoe-opек-i-kak-ona-vliyaet-na-ceny-na-neft-20230510-142800/>

19. [https://mgimo.ru/about/news/experts/rossiya-i-opек-usloviya-novogo-soglasheniya/?utm\\_source=yandex.ru&utm\\_medium=organic&utm\\_campaign=yandex.ru&utm\\_referrer=yandex.ru](https://mgimo.ru/about/news/experts/rossiya-i-opек-usloviya-novogo-soglasheniya/?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru)

20. <https://ria.ru/20230604/neftedobycha-1876115086.html?ysclid=lzwy1eb7w8232766840>

21. <https://russian.rt.com/business/article/781967-neft-opек-yubilej?ysclid=lzy0374w4w75167077>

от многих других факторов, которые воздействуют на спрос и предложение. К ним относятся инновации в энергетике и новые технологии, развитие «зелёной» энергетики и переход к низкоуглеродной экономике, санкции и ограничения квот на нефтедобычу, поиск новых месторождений в Арктике, геополитические изменения и т.д.

При нормальных условиях мирового рынка ОПЕК+ продолжит сохранять свое доминирующее положение в определении цен на нефть. Однако сделать это будет непросто, поскольку страны сильно отличаются по своим возможностям добычи и экспорта нефти. Не все страны в силу политических и экономических причин могут договориться о снижении добычи нефти, а договорившись, не всегда способны выполнить намеченные договорённости.

Переход к ресурсно-инновационной модели требует ускоренного развития технологического сектора экономики, расширения подготовки высококвалифицированных специалистов, укрепления человеческого капитала. Необходимо реформирование налогообложения, снижение налоговой нагрузки в наиболее технологичных отраслях обрабатывающей промышленности и в то же время увеличение налогового бремени на сырьевой экспорт. Отличительная особенность сырьевой экономики – это её большая энергоёмкость. Поэтому одним из важных путей решения проблемы является повышение энергоэффективности российской экономики, снижение её высокой энергоёмкости.

По оценкам, сделанным в ИЭ РАН, энергоёмкость российской экономики в 2021 г., при расчёте ВВП через ППС, была более высокой, чем среднемировой уровень, в 1,7 раза, выше, чем в Китае и ЕС, соответственно в 1,2 и в 2,5 раза. Среднегодовые темпы снижения энергоёмкости российской экономики в 1999–2007 гг. составили 8,5%, в 2007–2016 гг. – 1,4%, в 2016–2021 гг. – 3%<sup>22</sup> (табл. 3).

Для снижения энергоёмкости ВВП необходимо осуществлять структурную перестройку экономики в направлении инновационного развития. Важное направление снижения энергоёмкости связано с технологической модернизацией, внедрением энергосберегающих технологий, применением на транспорте двигателей, работающих на электричестве, водороде и природном газе, использованием

---

22. Соколов М.М. Энергоёмкость экономики России и основные направления по её сокращению // Энергетическая политика. 2023. № 7. С.46–67.

энергоэффективного освещения, современных приборов учета потребления энергоресурсов, воды и тепла в жилищно-коммунальном секторе.

Таблица 3. **Уровень и динамика энергоёмкости ВВП в России и ряде ведущих стран мирового сообщества в 1999–2021 гг.**

Страна и мир	Энергоёмкость в кг н.э., на 1000 долл. ВВП (по ППС)					Среднегодовые темпы снижения (-) энергоёмкости, в %		
	1999	2007	2016	2020	2021	1999–2007 гг.	2007–2016 гг.	2016–2021 гг.
В целом по миру	199	1415	114,5	101,5	98,6	- 4,2	- 2,3	- 3,1
ЕС	151	119	85,6	67,8	67,0	- 3,0	- 3,6	- 4,6
Германия	146	114	81,0	69,0	63,0	- 3,1	- 3,6	- 4,9
США	236	171	122	107,1	94,8	- 4,0	- 3,7	- 4,9
Канада	350	2473	203,5	180,5	166,6	- 4,3	- 2,2	- 4,0
Япония	150	117	91,3	82,4	76,6	- 3,1	- 2,7	- 3,6
Китай	325	2093	166,5	153,0	140,2	- 5,4	- 2,5	- 3,4
Россия	452	225	198	168,7	169	- 8,5	- 1,4	- 3,0

*Источник:* рассчитано на основе статистического ежегодника за соответствующие годы, BP Statistics Review of World Energy, World Bank, за соответствующие годы.

Структурные преобразования и технологическую модернизацию необходимо связывать с развитием человеческого капитала и экономики знаний.

Инновационное развитие, одним из путей которого является снижение энергоёмкости экономики, относится к одной из ключевых задач энергетической политики. Без её решения энергетический сектор будет сдерживать социально-экономическое развитие страны.

### 3. Нефтегазовые доходы федерального бюджета

В контексте проводимого исследования наибольший интерес представляет рассмотрение федерального бюджета, поскольку он предназначен для финансового обеспечения всех задач и функций государства. В отличие от консолидированного бюджета, который несёт в себе прежде всего статистические функции и не утверждается законодательной властью, проект федерального бюджета разрабатывается Минфином и Минэкономразвития, а затем утверждается Государственной Думой и подписывается Президентом РФ. Также надо учитывать, что нефтегазовые налоги полностью поступают в федеральный бюджет страны, а не в бюджеты регионально-

го и местного уровня, которые в совокупности формируют консолидированный бюджет.

Кроме того, необходимо принимать во внимание, что нефтегазовые компании направляют в федеральный бюджет и бюджеты субъектов также и другие налоги, которые не относятся к нефтегазовым. Это налог на прибыль, налог на добавленную стоимость, налог на доходы физических лиц и иные налоги.

Но значительная часть совокупных поступлений федерального бюджета формируется благодаря добыче нефти и газа. К нефтегазовым доходам федерального бюджета в соответствии с Бюджетным кодексом страны относятся доходы федерального бюджета от уплаты:

- налога на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья (нефть, а также газ горючий природный и газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья) (НДПИ);
- вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, газ природный и товары, выработанные из нефти;
- акциза на нефтяное сырье, направленное на переработку;
- налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД).

Нефтегазовые доходы являются наглядным индикатором сохранения высокой углеводородной зависимости страны, что становится очевидным из ретроспективного взгляда на прогнозные данные ключевых видов доходов федерального бюджета страны, которые были утверждены в сопутствующих федеральных законах. Так, на 2022, 2023 и 2024 годы указанный показатель закладывался на уровне соответственно 38,1, 34,2 и 32,8%. (табл. 4).

Таблица 4. **Оценки ключевых видов доходов Федерального бюджета, млрд руб.**

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
<b>Нефтегазовые доходы</b>	<b>5 050,0</b>	<b>5 479,6</b>	<b>8 298,2</b>	<b>7 472,2</b>	<b>5 987,2</b>	<b>9 542,6</b>	<b>8 939,0</b>	<b>11 504,3</b>
Базовые	–	–	–	–	–	–	8 000,0	9 683,2
НДПИ	3 285,5	3 547,5	6 059,3	5 979,3	4 212,8	7 761,4	–	–
Вывозные таможенные пошлины	1 764,5	1 932,1	2 436,7	1 726,1	1 246,1	1 664,7	–	–
Акциз на нефтяное сырье, направленное на переработку	–	–	-300,8	-329,1	-108,4	-940,1	–	–
НДД	–	–	103,1	95,9	636,7	1 056,6	–	–
Дополнительные	–	–	–	–	–	–	939,0	1 821,1

Окончание табл. 4

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
<b>Нефтегазовые доходы</b>	<b>8 437,6</b>	<b>9 778,2</b>	<b>11 671,1</b>	<b>12 907,1</b>	<b>12 777,9</b>	<b>15 479,3</b>	<b>17 191,3</b>	<b>23 561,0</b>
Оборотные налоги и сборы	–	–	–	–	–	–	12 614,1	14 782,5
Налог на добавленную стоимость	4 895,6	5 624,9	6 899,7	7 492,4	7 582,8	5 270,6	–	–
Акцизы	871,6	1 054,0	1 068,3	1 085,7	1 057,2	1 041,9	–	–
Налог на добавленную стоимость ввозной продукции	–	–	–	–	–	3 673,2	–	–
Ввозные таможенные пошлины	527,2	572,2	655,5	656,3	701,1	829,2	–	–
Акцизы на ввозимую продукцию	–	–	–	–	–	140,3	–	–
Налоги на прибыль, доходы	–	–	–	–	–	–	1 786,0	2 209,9
Налог на прибыль организаций	600,4	806,1	960,3	1 210,3	1 197,8	1 447,4	–	–
Налог на доходы физических лиц	–	–	–	–	60,0	186,9	–	–
Дивиденды по акциям	483,5	379,9	–	–	–	–	–	–
Прочие нефтегазовые доходы	1 059,2	1 341,1	2 087,2	2 462,4	2 179,0	2 889,7	2 791,2	6 568,6
<b>Всего доходов</b>	<b>13 487,6</b>	<b>15 257,8</b>	<b>19 969,3</b>	<b>20 379,4</b>	<b>18 765,1</b>	<b>25 021,9</b>	<b>26 130,3</b>	<b>35 065,3</b>

Источник: сайт Минфина России (URL: <https://minfin.gov.ru>).

Важно отметить и исполнение бюджета (табл. 5). В частности, для 2022 г. и 2023 г. нефтегазовые доходы в общих поступлениях составили 41,6% и 30,3% соответственно, что вполне корреспондируется с получаемыми с 2017 г. значениями. Очевидно, что разница между фактическими данными и изначально намеченными соотношениями связана с отклонениями реально полученных нефтегазовых и совокупных доходов федерального бюджета от их плановых величин. Однако привлекает внимание то обстоятельство, что в 2019 г. фактические общие и нефтегазовые доходы оказались достаточно близкими к утвержденным для федерального бюджета показателям, а в 2023 г. близкие значения отмечались лишь для нефтегазовых поступлений.

Таблица 5. Краткая ежегодная информация об исполнении  
Федерального бюджета, млрд руб.

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
НДПИ	4 021,6	6 009,8	5 971,7	3 819,7	7 110,9	10 643,7	9 465,3
Нефть	3 352,2	5 232,3	5 175,5	3 198,3	6 295,7	8 391,5	7 786,6
Газ	545,4	630,6	627,0	482,2	577,8	1 872,1	1 219,3
Газовый конденсат	124,0	147,0	169,3	139,1	237,4	380,1	459,4
Экспортная пошлина	1 950,3	3 007,9	2 276,0	1 131,5	2 224,6	2 506,4	976,8
Нефть	976,2	1 550,0	1 115,5	436,0	707,8	607,2	283,9
Газ	576,2	809,2	695,7	439,1	1 125,4	1 630,1	566,0
Нефтепродукты	397,9	648,7	464,9	256,4	391,4	269,1	126,8

Окончание табл. 5

Аквиз на нефтяное сырье без Кдемп и Кинв	—	—	-142,4	-221,6	-564,6	-971,3	-1 173,7
Кдемп	—	—	-282,2	356,6	-674,5	-2 171,3	-1 588,6
Кинв	—	—	—	—	-48,6	-106,3	-150,2
НДА	—	—	101,1	149,0	1 008,7	1 685,0	1 292,6
Базовый месячный объем нефтегазовых доходов	5 130,1	4 756,3	4 967,4	5 557,6	5 889,5	6 508,9	8 000,0
Дополнительные нефтегазовые доходы	841,8	4 261,4	2 956,8	-322,3	3 167,0	5 077,3	822,3
<b>Нефтегазовые доходы</b>	<b>5 971,9</b>	<b>9 017,8</b>	<b>7 924,3</b>	<b>5 235,2</b>	<b>9 056,5</b>	<b>11 586,2</b>	<b>8 822,3</b>
<b>Всего доходов</b>	<b>15 088,9</b>	<b>19 454,4</b>	<b>20 188,8</b>	<b>18 719,1</b>	<b>25 286,4</b>	<b>27 824,4</b>	<b>29 124,1</b>

Источник: сайт Минфина России (URL: <https://minfin.gov.ru>).

Примечание. Кдемп — демпфирующая надбавка; Кинв — инвестиционная надбавка.

В условиях действующей бюджетной системы нефтегазовые доходы играют одну из ключевых ролей в обеспечении сбалансированности. Так, Минфин России определяет базовые месячные объемы нефтегазовых доходов, которые в сумме и образуют годовой показатель. Согласно Бюджетному кодексу положительное значение разницы между нефтегазовыми доходами федерального бюджета и базовыми величинами является дополнительными нефтегазовыми доходами. В свою очередь, отрицательное значение выражает недополученные нефтегазовые доходы федерального бюджета.

На текущий момент базовая цена на нефть марки Urals, как отмечалось выше, установлена на уровне в \$60 за баррель, но с 2027 г. данный показатель надлежит индексировать на 2% в год.

При расчёте федерального бюджета ориентируются на основные макроэкономические показатели, к которым относятся цены на нефть Urals, курс доллара США, валовой внутренний продукт (ВВП) и индекс потребительских цен (ИПЦ) (табл. 6).

Таблица 6. Прогноз и фактические данные по макроэкономическим показателям, на основе которых разрабатывался Федеральный бюджет

Показатель		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		год						
Среднегодовые цены на нефть Urals, долларов США за баррель	план	40,0	43,8	63,4	57,0	45,3	62,2	70,1
	факт	53,03	70,01	62,2	41,73	69,0	76,09	62,99
Среднегодовой курс доллара, рублей за доллар США	план	67,5	64,7	63,59	65,7	72,4	72,1	68,3
	факт	58,33	62,54	64,73	71,94	73,65	67,46	84,66
ВВП, трлн рублей	план	86,8	97,5	105,8	112,9	115,5	133,3	149,9
	факт	91,8	103,9	109,6	107,7	135,8	155,2	172,1
ИПЦ, % к декабрю предыдущего года	план	4,0	4,0	4,3	3,0	3,7	4,0	5,5
	факт	2,51	4,26	3,04	4,91	8,39	11,94	7,42

Источники: сайты Минфина России (URL: <https://minfin.gov.ru>), Банка России (URL: <https://www.cbr.ru>) и Росстата (URL: <https://rosstat.gov.ru>).

В 2019 г. разница между ожидаемыми и фактическими данными для макроэкономических показателей оказалась минимальной, как раз тогда, когда наблюдалось наименьшее расхождение между прогнозом и исполнением поступлений как на уровне всего федерального бюджета, так и, в частности, по нефтегазовым доходам. В предыдущие два года превышение фактических цен на нефть над ожидаемыми значениями повлияло на то, что реальные доходы федерального бюджета превосходили прогнозы, особенно в 2018 г. В 2020 г. цена на нефть заметно уступила плановым значениям, рубль оказался слабее ожиданий, ВВП не добрался до намеченного уровня, а ИПЦ превысил установленную планку. Итогом стало то, что исполнение федерального бюджета по доходам не достигло прогнозной величины.

В следующие два года отмечалось осязаемое превышение фактических цен на нефть над прогнозными значениями, что способствовало более высоким доходам по сравнению с прогнозами. Данная связь очевиднее всего проявилась в 2021 г. В 2023 г. превышение прогноза по общим доходам произошло на фоне серьезного ослабления рубля к доллару США. Следовательно, цена на нефть и курс рубля вполне в состоянии выступать в качестве действенных инструментов наполнения Федерального бюджета.

Подавляющее большинство нефтегазовых доходов приходится на НДС. Однако надо учитывать, что налогооблагаемой базой, с которой взимается НДС, является тонна добытой нефти без учёта издержек на её получение. Поскольку в России количество легкодоступных для выработки месторождений быстро сокращается, то влияние НДС на результаты хозяйственной деятельности нефтедобывающих компаний будет возрастать. В перспективе применение этого налога может привести к замедлению объёмов добычи нефти.

НДС был введён с 1 января 2002 г. вместо действовавших ранее отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Основные факторы изменения НДС — это цены на нефть Urals и курс доллара США. Высокие цены на нефть Urals способствуют росту поступлений по налогу на добычу полезных ископаемых. Поэтому действенным инструментом формирования бюджета в данном случае выступает достижение договоренностей на перегово-

ворах о стабилизации нефтяного рынка в формате ОПЕК+ и регулирование курса иностранных валют по отношению к российскому рублю. Повышение курса доллара США в разгар пандемии и уже после введения основных пакетов санкций тоже содействовало увеличению рублевых доходов в бюджет по налогу на добычу полезных ископаемых.

Порядок исчисления НДСИ меняется в зависимости от вида добываемого полезного ископаемого. В доходах по НДСИ преобладают поступления от нефти. В Налоговый кодекс постоянно вносятся изменения и корректировки, затрагивающие нефтегазовые доходы. НДСИ играет важную роль в дополнительном изъятии части сверхдоходов нефтегазового бизнеса. Так, с июля 2021 г. года увеличена налоговая ставка НДСИ для нефти на тех участках недр, которые облагаются НДС. В сентябре–ноябре 2022 г. «Газпром» выплатил дополнительно в бюджет по 416 млрд руб. в месяц через НДСИ, что в сумме дало 1,248 трлн руб. В период с 2023 по 2025 г. для «Газпрома» повышен НДСИ на 50 млрд руб. в месяц. Размер дополнительных выплат компании за 3-летний период составит 1,8 трлн руб<sup>23</sup>.

Отрицательные показатели по акцизам на нефтяное сырье вызваны тем, что с 1 января 2019 г. в стране введен механизм обратного (отрицательного) акциза для нефтяного сырья, направляемого на переработку на отечественные НПЗ, что позволяет исключить негативное влияние снижения экспортной пошлины на маржу переработки. Этот механизм увязывался с завершающим этапом налогового маневра. В его рамках осуществлялось постепенное снижение с 30% до 0% экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты. И в то же самое время предполагалось последовательное наращивание НДСИ. В результате росла стоимость нефти для НПЗ и соответственно стоимость продуктов нефтепереработки. Для исключения воздействия такого маневра на стоимость топлива предлагалось сохранить действовавшие льготы по налогу на добычу полезных ископаемых, а также задействовать механизм отрицательного акциза. Путём демпфирующей надбавки нефтеперерабатывающим предприятиям компенсировались их расходы, чтобы они не повышали цены на конечные нефтепродукты.

23. <https://neftegaz.ru/news/gosreg/759590-v-putin-podpisa-zakon-ob-uvlichenii-nalogovoy-nagruzki-na-neftegazovuyu-otrasl/?ysclid=m2hg1ulasg734957256>

Вычет по такому акцизу положен тем нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ), где освоен выпуск бензина и дизельного топлива классом не ниже пятого, при условии поставок данных нефтепродуктов на внутренний рынок, а правила его расчета менялись уже неоднократно. Следует отметить то, что сумма вычета еще и дополнительно увеличивается на величину Кдемп тогда, когда такие продукты нефтепереработки пятого экологического класса, как высокооктановый автомобильный бензин с октановым числом не ниже 92 и дизельное топливо, производятся из собственного сырья и реализуются самим же налогоплательщиком в налоговом периоде на территории страны.

Требуется упомянуть и появление инвестиционной надбавки Кинв для налогоплательщиков, которые до 1 октября 2021 г. заключили соглашение о создании новых производственных мощностей по глубокой переработке нефти, газа и продукции их переработки или же объектов основных средств, необходимых для снабжения нефтяным сырьем НПЗ с высокой глубиной переработки, обеспечивающих своевременную модернизацию производства.

С 2022 г. возможность использовать обратный акциз по сжиженному углеводородному газу и этану получили нефтегазохимические предприятия. В Налоговый кодекс внесены изменения, которые позволяют задействовать механизм обратного акциза на нефтяное сырье до конца 2025 г. С 1 января 2024 г. стал действовать обратный акциз на синтетический каучук.

Что касается НДД, то этот налог вступил в силу только с 1 января 2019 г. и взимается по результатам календарного года по ставке в 50% от дополнительного дохода от добычи углеводородного сырья. Под таким доходом в Налоговом кодексе подразумевается расчетная выручка от реализации углеводородного сырья, которая затем уменьшается на фактические и расчетные расходы по добыче. Несмотря на сравнительно недавнее его введение, в посвященной налогу главе уже успели произойти серьезные изменения. Так, с 2021 г. расширен перечень участков недр, при добыче на которых может применяться НДД, что привело к его заметному росту. Примечательно, что расположение целого ряда участков детализируется вплоть до обозначения конкретных границ посредством географических координат.

Следует констатировать, что результатом налогового маневра стало усложнение регулирования в нефтегазовой отрасли. А в рамках охваченного периода в Налоговый кодекс неоднократно вносились изменения по всем налоговым компонентам нефтегазовых доходов. По своей сути, их налоговые ставки и базы превратились в инструменты ручного управления доходами, а расчет НДС, НДД и обратного акциза представляется крайне запутанным.

После перераспределения фискальной нагрузки в отношении нефти с экспорта непосредственно на добычу механизм обратного акциза не помог избежать дефицита нефтепродуктов, о чем ясно свидетельствуют временные запреты на экспорт бензина и дизельного топлива. Не способствовал данный механизм и заметной модернизации НПЗ, ведь глубина переработки нефти увеличилась с 83,4% в 2018 г. только до 84,1% в 2023 г. И потому все более актуальным представляется пересмотр инструментов налогообложения. Также очевидна необходимость достоверного прогнозирования не только на уровне федерального бюджета, а уже в рамках всей бюджетной системы, где нефтегазовые доходы важны с позиции обеспечения сбалансированности.

В этом контексте вызывает интерес рассмотрение отдельных показателей из пояснительной записки к Федеральному закону о Федеральном бюджете на 2025 г. В частности, там предполагается увеличить долю ненефтегазовых доходов в 2025 г. до 73%, тогда как этот показатель в 2024 г. составлял 68,7%. Соответственно, доля нефтегазовых доходов в общих доходах федерального бюджета, которые возрастут до 40,296 трлн руб., уменьшится с 31,3 до 27%. (табл. 7). Эта тенденция, как планируется, продолжится и в последующие два года. Таким образом, предпринимаются усилия для ухода от нефтегазовой зависимости в бюджетных доходах. Способствовать реализации столь серьезных планов должно заметное повышение налоговой нагрузки. Так, с 2025 г. изменятся ставки налогов на прибыль организаций и доходы физических лиц, а также появится упрощенная система налогообложения. Экспортная цена на российскую нефть в 2025 г., по проекту бюджета, снизится до \$69,7 за баррель (с \$70 в 2024 г.).

Таблица 7. **Отдельные показатели из пояснительной записки к Федеральному закону о Федеральном бюджете на 2025 год**

Общие доходы, млрд рублей	40 296,1
Ненефтегазовые доходы, млрд рублей	29 359,7
Нефтегазовые доходы, млрд рублей	10 936,4
Базовые нефтегазовые доходы, млрд рублей	9 123,5
Дополнительные нефтегазовые доходы, млрд рублей	1 813,0
Пополнение ФНБ за счет нефтегазовых доходов, млрд рублей	1 558,7
Объем ФНБ на конец года, млрд рублей	12 883,5
Объем средств ФНБ, размещенных на счетах в Банке России, млрд рублей	5 522,2
Экспортная цена на российскую нефть, долларов США за баррель	69,7
Курс доллара, рублей за доллар США	96,5

Источник: сайт Государственной Думы (URL: <http://duma.gov.ru>).

Уход от нефтегазовой зависимости создаёт рост надёжности для поступлений в бюджет. Однако в настоящее время бюджет ещё очень зависит от экспортной цены на российскую нефть. Ощутимое падение цен на нефть вполне может поставить под сомнение возможность надлежащего исполнения федерального бюджета. В таком случае придется прибегать к дополнительным мерам, позволяющим обеспечить наполнение бюджета. Одна из таких мер – ослабление курса национальной валюты до уровня, который позволит покрыть возникший дефицит. Но это может привести к росту цен, обнищанию населения, стать одной из причин торможения экономики. И поэтому все очевиднее становится необходимость снижения нефтегазовой зависимости страны, её уходу от сырьевой модели хозяйствования.

Однако в настоящее время экспорт российских энергоносителей играет важную роль в экономике страны. Санкции, ограничивая возможность поставок российских энергоносителей на экспорт, сужают возможности экономического развития. В этих условиях России необходимо переориентировать экспортные потоки энергоносителей, развивать сотрудничество с дружественными странами.

## Энергетический разворот с рынков Запада на Восток и Юг

### 1. Переориентация экспорта российских энергоносителей

Санкции существенно изменили картину движения российских экспортных энергетических потоков, которые в течение многих лет играли важную роль в энергообеспечении Европы, были важным фактором их энергетической безопасности. Для России потеря рынков сбыта своих энергоносителей – это сильный удар по всей её экономике, которая развивается в рамках экспортно-сырьевой модели, ведёт к большим экспортным потерям, поскольку в поставках за рубеж значительную роль играют топливно-энергетические товары. В 2021 г. основу российского экспорта (\$493,3 млрд), как и прежде, составляли топливно-энергетические товары (54,3%)<sup>24</sup>. Выступая важным источником инвестиционных ресурсов, топливно-энергетический комплекс в значительной степени формирует платёжный баланс страны, обеспечивает поддержание курса национальной валюты. В этих условиях переориентация экспортных поставок энергоносителей в страны, которые не ввели санкции, может быть важным средством компенсации экспортных потерь.

#### *Нефть*

В нефтяной отрасли России в настоящее время существует олигополия вертикально интегрированных компаний (ВИНК), охватывающих все этапы технологического процесса: от бурения, строительства скважин и добычи нефти до переработки, маркетинга и продажи готового продукта конечному потребителю.

---

24. <https://rg.ru/2022/02/07/rossijskij-eksport-v-2021-godu-vyros-na-457-procenta.html?ysclid=m00ss3jx6634374305>

Среди них: «Роснефть», Лукойл, «Газпром нефть», «Татнефть», «Сургутнефтегаз» и другие. Доля добычи и экспорта компаний, не относящихся к ВИНК, незначительна. Главными каналами экспорта российской нефти выступают трубопроводы и морские порты. Все магистральные нефтепроводы (кроме Каспийского трубопроводного консорциума) принадлежат и эксплуатируются государственной монополией «Транснефть», а нефтепродуктопроводы — её дочерней компанией «Транснефтепродукт».

Крупнейшими покупателями российской нефти в Европе являлись Нидерланды и Германия. В 2021 г. они импортировали из России соответственно 37,4 млн т и 19,2 млн т<sup>25</sup> нефти. Две третьих экспорта нефти из России в ЕС — морские перевозки, а остальное транспортировалось по нефтепроводу «Дружба». По северному маршруту этого нефтепровода сырье поставлялось в Германию и Польшу. По южному маршруту — в Чехию, Словакию и Венгрию (рис. 2.1). По нефтепроводу ежегодно можно было экспортировать 66,5 млн тонн, в том числе по северной ветке — 49,8 млн т.

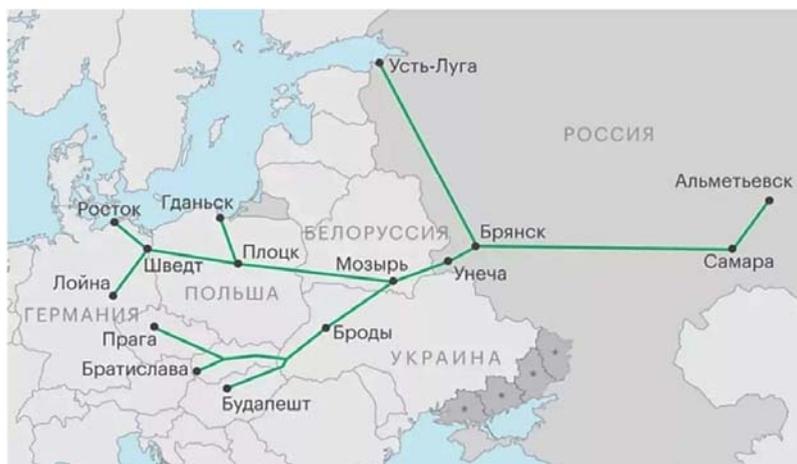


Рис. 2. Маршрут нефтепровода «Дружба»

Источники: «Транснефть», IEA, Reuters.

Поставки нефти по морю осуществлялись через морские порты на Чёрном море — «Туапсе» и «Новороссийск», на Балтийском

25. <https://tass.ru/info/14008857>

море – «Приморск» и «Усть-Луга», а также из Арктики и морских портов на Тихоокеанском побережье Дальнего Востока.

С 5 декабря 2022 г. был введён запрет на поставку российской нефти морским путём в страны G7 и ЕС. Исключение сделано для Болгарии, которая могла импортировать нефть из России по морю до конца 2024 г.

Кроме того, страны G7 вместе с ЕС и Австралией с 5 декабря 2022 г. установили ценовой потолок в \$60 за баррель<sup>26</sup> на российскую нефть, поставки которой осуществляются по морю в другие страны мирового сообщества. Под ценовым потолком понимается предельная цена, выше которой Россия не может продавать нефть. Ограничение цен на нефть определяется при отгрузке сырья на судно в порту отправления на условиях поставки (FOB). Это значит, что расходы на доставку в пункт назначения, фрахт, таможенную и страховую в цену не включаются. Одновременно запрещается страхование танкеров, везущих нефть, которая стоит дороже этого потолка. Предполагалось, что ценовой потолок обеспечит сокращение потока нефтедолларов, которую будут получать российские компании.

Трубопроводная нефть первоначально не попала под эмбарго ЕС. Поставки российской нефти по северной ветке в Германию и Польшу, а также по южной ветке нефтепровода «Дружба» в Чехию, Словакию и Венгрию продолжали осуществляться<sup>27</sup>. Тем не менее, ситуация изменилась с поставками нефти по северной ветке «Дружбы» с принятием ЕС 11 пакета санкций против РФ в июне 2023 г. Если по южной ветке разрешалось поставлять нефть из России, то экспорт российской нефти по северной ветке «Дружбы» в Германию и Польшу был полностью запрещен. В то же время разрешалось поставлять по этому маршруту нефть из третьих стран. По нему стала идти транзитом через Россию нефть из Казахстана<sup>28</sup>.

Запрет на поставку российской нефти в страны G7 и ЕС заставил Россию развивать альтернативные маршруты поставок в страны, которые не поддержали санкции. Приоритетными стали рынки Индии и Китая. Эти страны значительно увеличили импорт

26. <https://quote.rbc.ru/news/article/638dcbb79a7947cf9ee0a7f0>

27. <https://www.rbc.ru/economics/03/06/2022/629a15e09a7947323cc625f1>

28. <https://tass.ru/ekonomika/18095803?ysclid=log0hjke81578923186>

российской нефти, но одновременно воспользовались противостоянием России с Западом, закупая её с большой скидкой.

Идея строительства Восточного нефтепровода: соединить месторождения западной и Восточной Сибири с рынками Азии и США, появилась ещё во времена СССР. В конце XX в. эта идея стала активно прорабатываться, а в нулевые годы нового столетия в результате сложных обсуждений был утверждён проект строительства нефтепровода и началось его строительство. Основной акцент в строительстве был сделан на поставки нефти к морскому терминалу в бухте Козьмино (Тихий океан) и обеспечение экспорта нефти в Китай.

Трубопроводный проект «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) состоит из двух очередей – «ВСТО-1» мощностью 80 млн т нефти в год (от Тайшета до терминала в городе Сковородино Амурской области) и ВСТО-2 мощностью 50 млн т (от Сковородино до порта Козьмино – поставки до 40 млн т для загрузки в танкеры и около 10 млн т в год направляется на Комсомольский и Хабаровский НПЗ)<sup>29</sup> (рис. 3). Из порта Козьмино танкеры транспортируют нефть в страны АТР. Первая очередь проекта «ВСТО-1» была запущена в декабре 2009 г., а вторая очередь «ВСТО-2» сдана в декабре 2012 г.<sup>30</sup>

Для поставок нефти из России в Китай был сооружён нефтепровод, который идёт от Сковородино через Мохэ до Дацина. После ввода в эксплуатацию в конце 2017 г. второй нитки нефтепровода по нему можно поставлять до 30 млн т нефти в год. Нефтепровод построен в рамках трубопроводного проекта «Восточная Сибирь – Тихий океан» и является отводом от этой трубопроводной системы.

Кроме того, в Китай нефть из России идёт транзитом через Казахстан по «Казахстанско-китайскому» нефтепроводу «Атасу-Алашанькоу» мощностью 20 млн т в год<sup>31</sup>. В феврале 2022 г. «Роснефть» и CNPC подписали соглашение о поставках 100 млн т нефти в Китай через Казахстан в течение 10 лет для НПЗ на северо-западе КНР.

29. <https://oilcapital.ru/news/export/27-11-2019/vsto-vyvedena-na-maksimalnuyu-moschnost>

30. «Транснефть» приступает к расширению нефтепровода ВСТО. РИА-Новости (7 октября 2014). Дата обращения: 13 января 2015. Архивировано 21 января 2015 года.

31. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/05/18/975740-kazahstan-planiruet?ysclid=lnvtm7hk8s701179423>



Рис. 3. Схема нефтепровода ВСТО

Источники: «Транснефть», IEA, Reuters.

В условиях санкций крупным потребителем российской нефти стала Индия. Если в 2021 г. экспорт нефти из России в эту страну составил 4,5 млн т, то в 2022 г. этот показатель увеличился до 37,0 млн т., а в 2023г достиг 81,8 млн т<sup>32</sup>. В Индию нефть из России доставляется морем: с запада — из балтийских и черноморских портов, а с востока — из портов Дальнего Востока. Однако логистика поставок нефти в Индию из стран Ближнего Востока гораздо более выигрышная по сравнению с логистикой российских поставок углеводородов.

Россия — крупнейший поставщик нефти в Турцию. В 2021 г. российская нефть составила около 25% от всей импортируемой Турцией нефти. С января по август 2022 г. страна увеличила импорт российской нефти на 104% до более 200 000 барр. (27460 т) в сутки в сравнении с 98 000 барр. (13455,4 т) в сутки за аналогичный период в прошлом году<sup>33</sup>. В 2023 г. Россия поставила в Турцию 10,7 млн т нефти и вышла в лидеры по этому показателю, опередив Ирак, который экспортировал 9,8 млн т<sup>34</sup>.

В условиях крупномасштабных санкций России удалось перенаправить экспорт нефти, который выпал в связи с эмбарго и сохранить уровень её добычи. По данным российской статистики, если в 2021 г. экспорт нефти из России составил 225,2 млн т, то в

32. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2024

33. <https://www.vedomosti.ru/politics/news/2022/08/22/936975-turtsiya-uvlechila-import-nefti>

34. <https://inosmi.ru/20240620/turtsiya-269264258.html?ysclid=lzd05ti1qv107097152>

2023 г. он даже увеличился до 250 млн т. Добыча нефти (с учётом газового конденсата) изменилась с 524,5 млн т в 2021 г. до 530 млн т в 2023 г. (табл. 8).

Переориентация экспорта российской нефти в значительной степени произошла с европейских стран в Индию и Китай (табл. 8).

Таблица 8. Экспорт нефти из России

	2021 г.	2023 г.
Всего	225,2 млн т	250 млн т
Европа	138,7 млн т	32,4 млн т
Китай	79,6 млн т	107,0 млн т
Индия	4,5 млн т	81,8 млн т

Источник: «Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2024».

Таким образом, в условиях мероприятий, направленных на снижение экспорта нефти, России удалось удержать и даже превысить, хоть и с логистическими и другими издержками, масштабы её экспорта, которые были до ввода мер по его ограничению. Удалось это осуществить благодаря созданию теневого флота, альтернативным страховкам, отказу от торговли за доллары и другим способам обхода санкций.

На мировой рынок Россия экспортирует в основном три сорта нефти: тяжёлая Urals, лёгкая Siberian Light и ESPO (ВСТО), которые относятся к эталонным или маркерным сортам нефти. Все они стали результатом смешения нефти из различных месторождений. Сорт Urals – это смесь из легкой западносибирской нефти (Siberian Light) и тяжелой высокосернистой нефти уральских и поволжских месторождений. Из всех сортов российской нефти, направляемой на мировой рынок до крупномасштабных санкций, на Urals приходилось более 85%. Данная нефть традиционно экспортировалась в Европу. Сорт Siberian Light сформирован в основном легкой нефтью Западной Сибири. Сорт ESPO (ВСТО) – смесь нефти месторождений Западной, Центральной и Восточной Сибири.

В Великобритании к маркерным сортам нефти относится Brent, в Норвегии – Statfjord, в Ираке – Kirkuk, в США – Light Sweet и WTI, в регионе Персидского залива – Dubai Crude. На рынках Европы и стран ОПЕК стандартом для цен слу-

жит нефть сорта Brent. Для западного полушария – нефть сортов WTI и Light Sweet<sup>35</sup>.

Основной сорт нефти, который производится в России – Urals. Международные котировки на нефть сорта Urals служат ориентиром для определения налоговой нагрузки на нефтегазовые доходы. Кроме Urals, Siberian Light и ESPO (ВСТО) в России производится ещё четыре сорта нефти: Sokol, Vityaz, ARCO, Sakhalin Blend, – отличающихся разным качеством и котируемостью на международных рынках. Качество нефти определяется прежде всего процентным содержанием серы и её плотностью (тяжёлая или лёгкая). Качественная нефть – это лёгкая нефть с низким содержанием серы. Высокое содержание серы требует дополнительной обработки нефти для снижения вредных выбросов при её сжигании, а тяжёлая нефть нуждается в более сложных технологиях для её добычи и переработки.

В течение многих лет российская нефть сорта Urals торговалась на мировых рынках с дисконтом к эталонному сорту североморской нефти Brent на \$2–4. Разница в цене связана с химическим составом этих двух сортов нефти. Urals имеет более высокую плотность и содержание серы по сравнению с Brent. Обработать такую нефть тяжелее, а скидка компенсирует издержки переработчиков.

После начала Специальной операции разница между ценами Urals и Brent резко увеличилась. Если 1.03.2022 г. она находилась на уровне \$6, то к концу месяца превысила \$30. С марта по декабрь 2022 г. среднее значение скидки на Urals составило \$26, или 24%<sup>36</sup>. Дисконт увеличивался до \$40 за баррель. Большие скидки на нефть связаны с высоким уровнем рисков, которые возникли в результате изменения направления поставок нефти с европейского на азиатское направление. Морские перевозчики, страховые компании и обслуживающие банки стали опасаться санкций. Стоимость фрахта нефтяных танкеров для российской нефти увеличилась в 5 раз. Высокий дисконт снижал цены на нефть и давал возможность укрепляться продавцам на тех рынках, куда направлялась нефть.

35. <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142128-sorta-nefti-markernyy-standart-benchmark/?ysclid=lmq7z8uz8g925544713>

36. <https://www.forbes.ru/finansy/487942-indikator-uspeha-sankcij-cto-oznacaet-diskont-rossijskoj-nefti-urals-k-brent?ysclid=lmezpi3iki721341289>

До ноября 2022 г. котировки сорта Urals определялись на основании цен реальных сделок на базе поставки CIF Rotterdam и CIF Augusta. Эмбарго на морские перевозки российской нефти в ЕС сделало невозможными такие котировки. Главными потребителями Urals стали Индия и Турция. Кроме того, уменьшилась доля сорта Urals в общих экспортных поставках российской нефти. Более трети этих поставок стало приходиться на другие сорта российской нефти, в первую очередь на сорт ESPO (ВСТО), которая направлялась в основном в Китай.

В ноябре 2022 г. Argus сменило методику определения цен на нефть Urals. Ранее, как отмечалось, котировки Urals определялись на основании цен реальных сделок на условиях поставки CIF (Cost, Insurance and Freight – стоимость, страхование и фрахт/перевозка) в портах доставки в Роттердаме (Нидерланды) и Аугуста (Италия). Продавец брал на себя (включал в стоимость) расходы по страхованию и фрахтованию (перевозке) груза морем до Роттердама и Аугуста. После введения крупномасштабных санкций Европа отказалась от российской нефти и использовать эти порты для определения цен на нефть Urals стало затруднительно. По новой методике Urals считается на основе сделок на условиях поставки FOB (free on board) в портах отгрузки в Приморске, Усть-Луге (Балтийское море) и Новороссийске (Чёрное море). При таких условиях поставки покупатель самостоятельно оплачивает стоимость транспортировки товаров, страхование и другие расходы. Котировка Urals на условиях FOB отражает стоимость морских партий нефти, которые экспортируются из России в различных направлениях.

После смены методики Urals стала рассчитываться следующим образом:

- стоимость нефти Urals в российских портах отгрузки;
- плюс затраты на доставку в европейские порты (цена фрахта, портовых сборов, страховки груза).

Однако на этом новые подходы к способам расчёта Urals не закончились. На южные и восточные рынки с западных в 2022 г. было перенаправлено около 40 млн т нефти и нефтепродуктов. Основными рынками сбыта стали Индия и Китай, которые закупали российскую нефть с большим дисконтом – \$30–40 за баррель. Низкие цены на нефть обеспечивали значительную выгоду этим

странам. Кроме того, она возрастала от того, что часть дешёвой российской нефти Индия перепродавала в Европу, причем по относительно высоким рыночным ценам. Существенная ценовая скидка на нефть давала возможность России укрепиться на этих рынках, но значительно снижала доходы от продажи нефти.

В конце февраля 2023 г. в России был принят закон с ограничением дисконта российской нефти Urals для расчёта налогов. Котировки Urals стали привязываться к мировому эталону Brent с фиксированным дисконтом. Устанавливалось, что с июля 2023 г. котировки Urals должны быть не ниже стоимости Brent минус \$25 за баррель. Для адаптации к новому налоговому режиму до середины лета предусматривался переходный период<sup>37</sup> со следующим графиком:

- с 1 апреля до 30 апреля 2023 г. — \$34 за баррель;
- с 1 мая по 31 мая 2023 г. — \$31 за баррель;
- с 1 июня по 30 июня 2023 г. — \$28 за баррель;
- с 1 июля 2023 г. — \$25 за баррель.

В условиях отсутствия ликвидности по Urals в европейских морских портах ценовое агентство Argus в июле 2023 г. объявило, что с 2024 г. перестанет публиковать котировки нефти Urals на базисе CIF (Роттердам, Аугуста). Однако котировки Urals на базисе FOB продолжают публиковаться<sup>38</sup>.

Предполагается, что в 2025 г. Россия может перейти на отечественный индикатор на российскую нефть, который не зависит от зарубежных котировок. Он будет использоваться для расчёта нефтяных налогов (НДПИ, НДС) и экспортных пошлин. Методы расчёта котировок Urals агентства Argus, как считают эксперты, не всегда объективны. Идею отечественного регулятора на российскую нефть через механизм биржевых торгов обсуждают Федеральная антимонопольная биржа (ФАС) и Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ), у которой для этого, по оценкам экспертов, есть все необходимые механизмы<sup>39</sup>.

37. <https://www.rbc.ru/economics/23/02/2023/63f7a5af9a7947c665ac7487?ysclid=lmnh6jg1dl6258701>

38. <https://www.rbc.ru/business/14/07/2023/64b182f89a79471a3d8a8968?ysclid=lmq469qdt9998685565>

39. <https://oilcapital.ru/news/2022-12-21/kotirovka-nezavisimosti-2621485>

### *Нефтепродукты*

В 2021 г. экспорт нефтепродуктов из России находился на уровне 140,7 млн т – второе место в мире после США. На экспорт нефтепродуктов приходилось около 50% всей продукции российских НПЗ. Из них 75,9 млн т направлялось в Европу, 22,6 млн т в США, 3,2 млн т в Китай и 2,1 млн т в Индию<sup>40</sup>. В общем объёме экспорта нефтепродуктов доля мазута составляла около 32%, обеспечивая контроль более 20% мировой торговли этим продуктом.

В 2023 г. российский экспорт нефтепродуктов упал до 90,9 млн т, в т.ч. в Европу до 37,5 млн т, а в США он сократился до нуля. В Китай и Индию поставки выросли соответственно до 16,2 и 8,7 млн т<sup>41</sup>.

С 5 февраля 2023 г. после ввода странами G7, ЕС и Австралией эмбарго на поставки российских нефтепродуктов в эти страны стал действовать потолок цен на нефтепродукты при морских перевозках. Лимит стоимости установили на уровне \$100 за баррель для дизеля и \$45 за баррель для мазута. Средние цены на эти виды топлива в 2022г. были примерно в полтора раза выше: \$140 и \$75 за баррель соответственно<sup>42</sup>.

Из потолка цен на российские нефтепродукты были сделаны два исключения. Ограничения не касаются продукции, произведенной из российской нефти за рубежом, а предельные цены не применяются к смесям нефтепродуктов из российского и зарубежного сырья.

Запрещалось ввозить в Россию и ремонтировать оборудование для переработки нефти, ограничивались сделки с крупнейшими российским нефтепереработчиками («Газпромнефть» и «Роснефть».)

В результате отказа от российских нефтепродуктов стран ЕС и Северной Америки, которые были их основными импортёрами, у России возникли проблемы, связанные с переориентацией поставок российских нефтепродуктов, прежде всего дизельного топлива, в страны АТР и другие страны мирового сообщества. Около трети его производства направлялось в Европу. Однако в странах АТР достаточно своих мощностей по производству дизельного топли-

40. BP Statistical Review of World Energy 2022.

41. Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

42. <https://www.kp.ru/daily/27461.5/4716490/>

ва. Российский дизель они могут приобрести, если продавать его с очень большой скидкой.

С поставками за рубеж бензина ситуация складывается лучше — он довольно востребован в странах АТР и в СНГ, а на экспорт идёт не более 10% от всего объёма, производимого в России<sup>43</sup>.

Российский мазут иногда использовался за рубежом как топливо для электростанций, но в основном применялся для переработки на более технологичных установках зарубежных нефтеперерабатывающих заводов. Из него получали авиационное топливо, бензин и дизельное топливо. Прямогонный бензин (нафта) использовался в основном как сырьё для нефтехимической промышленности. Нефтеперерабатывающая промышленность России в значительной степени ориентировалась на экспорт, поставляя за рубеж продукцию относительно невысокой степени переработки.

### *Природный газ*

В газовом секторе России ключевую роль играет «Газпром», который занимает монопольное положение в газовой отрасли. В 2021 г. на него приходилось 67% добываемого газа в стране. Единая система газоснабжения (ЕСГ) России, которая принадлежит «Газпрому», обеспечивает газом внутренних и зарубежных потребителей. «Газпром» — единственная в России компания, которая имеет право экспортировать газ по трубопроводам. Прямой выход других отечественных компаний поставлять газ по трубопроводам зарубежным потребителям невозможен.

«Газпрому» принадлежит важная роль в производстве сжиженного природного газа, который создал в 2009 г. на Сахалине первый завод СПГ. Кроме «Газпрома» производством СПГ в России занимается «Новатэк», который в 2018 г. реализовал проект «Ямал СПГ».

В 2021 г. поставки газа за рубеж по трубам составили 203,5 млрд куб. м (100,5% к 2020 г.) на сумму \$55,5 млрд. Физические объёмы экспорта остались практически без изменения в 2021 г. по сравнению с предыдущим годом, зато в стоимостном выражении

---

43. <https://oilcapital.ru/news/2023-05-19/na-kakie-rynki-uhodyat-rossiyskie-nefteprodukty-2932569>

из-за роста цен на газ они выросли до 216,1%. Сжиженного природного газа (СПГ) в 2021 г. продано за рубеж 66,1 млрд куб. м (96,7% к 2020 г.) на сумму \$7,3 млрд, что на 8,5% больше, чем в 2020 г.<sup>44</sup> В ЕС в 2021 г. было направлено около 155 млрд куб. м – 140 млрд куб. м поставляли по трубам, еще 15 млрд куб. м – в виде СПГ танкерами.

Россию и Европу связывает мощная систем газопроводов, которая стала активно формироваться в 60-х годах прошлого столетия (рис. 4), (табл. 9).

### Маршруты основных газопроводов из России в Европу



Рис. 4. Основные газопроводы из России в Европу

Источник: ООО «Газпром экспорт».

Таблица 9. Мощности основных газопроводов из России в Европу

«Уренгой–Помары–Ужгород» 32 млрд куб. м	«Ямал–Европа» 32,9 млрд куб. м	«Северный поток-1» 55 млрд куб. м
«Прогресс» 26 млрд куб. м	«Голубой поток» 16 млрд куб. м	«Северный поток-2» 55 млрд куб. м
«Союз» 26 млрд куб. м	«Турецкий поток» 31,5 млрд куб. м	Газотранспортный коридор 14 млрд куб. м

Источник: ООО «Газпром экспорт».

Евросоюз не вводил запрета на поставки российского газа, но в марте 2022 г. было принято совместное заявление Еврокомиссии и США об энергетической безопасности в Европе. Была поставле-

44. Данные ФТС РФ и Росстата: <https://journal.open-broker.ru/investments/eksport-gaza-iz-rossii-v-evgoru/> прекратила.

на задача достигнуть независимости от российских поставок газа к 2027 г. Однако экспорт газа из России в Европу стал сокращаться уже в первой половине 2022 г.

В мае 2022 г. Украина прекратила приём для транзита газа в Европу через газоизмерительную станцию (ГИС) «Сохрановка» (точка входа на Украину из России магистрального газопровода «Союз»), так как этот маршрут проходит через АНР. Магистральный газопровод «Северный поток-1» был остановлен 31.08.2022 г. из-за проблем с газоперекачивающими агрегатами Siemens, а 26.09.2022 г. в результате взрывов в Балтийском море были повреждены обе его нитки. У «Северного потока-2», который не сертифицирован, от взрыва пострадала только одна нитка. Для восстановления газопроводов требуются большие затраты и время. Польский участок магистрального газопровода «Ямал – Европа» недоступен «Газпрому» из-за санкций<sup>45</sup>.

В результате для транзита газа в Европу остался только один вход – ГИС «Суджа» (точка входа на Украину из России магистрального газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород», известный как трубопровод «Братство»). Газ транзитом через Украину направлялся в Словакию (86,8%, по данным за 2023 г.) и Молдавию (13,2%), в основном в Приднестровье. Из Словакии газ поступал в Австрию на крупнейший газовый хаб Баумгартен, откуда шёл в Италию и Венгрию<sup>46</sup>.

В 2024 г. для поставок газа по трубам из России в Европу были доступны только 2 маршрута – по украинскому маршруту через газоизмерительную станцию «Суджа» и по магистральному газопроводу «Турецкий поток». Газ по сухопутному продолжению 2-й нитки «Турецкого потока» направляется дальше в Южную и Восточную Европу, включая Венгрию, Грецию, Боснию и Герцеговину, Румынию и Сербию. Из России в Европу (кроме Турции) в 2023 г. по трубопроводам было поставлено около 28 млрд куб. м газа<sup>47</sup>. Около по-

---

45. <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/857273-za-9-mesyatsev-2024-g-postavki-rossiyskogo-truboprovodnogo-gaza-v-evropu-sostavili-pochti-23-5-mlrd-/?ysclid=m1s2pjk-5t2449835683>

46. <https://www.rbc.ru/business/19/02/2024/65d1bc4f9a7947a0fcd73f82?ysclid=m1s7e81711465983675>

47. <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/798360-khoroshaya-novost-truboprovodnye-postavki-rossiyskogo-gaza-v-kitay-skoro-vyydut-na-uroven-eksporta-v/?ysclid=lnwvjz01ky822617192>

ловины поставок газа в Европу — 14,65 млрд куб. м осуществлялось через «Суджу»<sup>48</sup>, а вторая половина шла через «Турецкий поток».

На границе с Европой Турция намечает создание газового хаба, по которому можно будет поставлять российское топливо в Европу. Через Трансанатолийский газопровод (TANAP) азербайджанский природный газ может доставляться к турецкой границе в предлагаемый хаб.

Известно, что срок действия соглашения о транзите российского газа через Украину истекает в 2024 г. Оно было заключено между Москвой и Киевом в декабре 2019 г. на пять лет. По соглашению транзит российского газа через территорию Украины в 2020 г. должен был составить 65 млрд куб. м и в 2021–2024 гг. по 40 млрд куб. м в год. Украина за пять лет рассчитывала получить более \$7 млрд<sup>49</sup>.

Соглашение о транзите российского газа через Украину в условиях сложившихся отношений между странами продлеваться не будет. Тем не менее, заинтересованные страны ЕС смогут продолжить покупать российский газ, если их энергетические компании заключат с «Газпромом» контракты на покупку газа на российско-украинской границе и будут рассчитываться с оператором газотранспортной системы Украины (ОГТСУ) за транзит.

Экспорт газа (трубного и СПГ) из России уменьшился с 246,2 млрд куб. м в 2021 г. до 145 млрд куб. м в 2023 г. Что касается СПГ, то его экспорт увеличился с 39,5 млрд куб. м в 2021 г. до 42,7 млрд куб. м в 2023 г.<sup>50</sup>

Основной объём газа экспортируется по трубопроводам, что заставляет Россию быть жёстко привязанной к сложившимся рынкам. Трубопроводная зависимость России в поставках газа в ЕС значительно больше, чем по нефти. Изменение направления экспортных поставок трубного газа требует значительных инвестиций и времени, переориентация экспорта гораздо сложнее в сравнении с нефтью.

48. <https://www.profinance.ru/news/2024/08/12/cd60-prishel-li-konets-postavkam-rossijskogo-gaza-v-evropu-cherez-ukrainu.html?ysclid=m1s3rd5ww3736824368>

49. <https://ria.ru/20191231/1563035478.html?ysclid=m1ur857nw4630229751>

50. Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

В условиях сокращения возможностей поставлять газ по трубам в западном направлении Россия концентрирует усилия для увеличения экспорта газа на Восток. До санкций, когда между европейскими странами и Россией достаточно успешно развивалось сотрудничество в энергетике, предполагалось, что восточные поставки топлива будут осуществляться в дополнение к западным. Планировалось наращивать экспорт газа. Сегодня задача состоит в необходимости компенсировать уменьшающиеся объёмы газа, идущие в Европу.

Предполагается, что в перспективе крупным покупателем российского газа будет Китай. Экспорт газа пойдёт по трубопроводу «Сила Сибири», проектная мощность которого в 2025 г. достигнет 38 млрд куб. м (рис. 5). Ресурсной базой для трубопровода являются Чаяндинское месторождение в Якутии и Ковыктинское месторождение в Иркутской области. В 2023 г. поставки газа по этому газопроводу составили 22,7 млрд куб. м<sup>51</sup>. В 2025 г. газопровод заработает на полную мощность – 38 млрд куб. м в год. «Газпром» и крупнейшая китайская нефтегазовая компания China National Petroleum Corporation (CNPC) заключили в 2014 г. контракт на поставку газа с 2019 г. В течение 30 лет ежегодный российский экспорт газа по контракту может обеспечить загрузку трубопровода «Сила Сибири» на полную мощность<sup>52</sup>.

В рамках создания Дальневосточного маршрута поставок газа в Китай предполагается строительство газопровода–отвода от магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» до госграницы с КНР, в т.ч. перехода через р. Уссури. К 2027 г. этот маршрут будет работать на полную мощность. Поставки газа с шельфовых месторождений Сахалина составят 10 млрд куб. м в год в течение 25 лет<sup>53</sup>. Цена на газ по контракту привязана к цене нефтепродуктов с девятимесячным лагом. За российский газ КНР рассчитывается в рублях и юанях.

Предполагается строительство газопровода «Сила Сибири-2» для поставок газа в Китай через Монголию из Западной Сибири – полуострова Ямал, Надым–Пур–Тазовского региона Ямало-

51. <https://aftershock.news/?q=node/1332416&full>

52. <https://sevastopol.su/news/gazprom-i-cnpc-zaklyuchili-tridcatiletний-dogovor-na-postavku-gaza>

53. <https://smart-lab.ru/blog/794267.php>

Ненецкого автономного округа. Максимальная мощность этого газопровода должна составить 50 млрд куб. м в год (рис. 5).



Рис. 5. Газопроводы «Сила Сибири» и «Сила Сибири-2»  
Источник: «Газпром».

Для России поставки газа в Китай – это важный путь компенсации сокращающегося экспорта трубного газа в Европу. По данным «Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2024», поставки российского трубного газа в Европу уменьшились со 167,0 в 2021 г. до 49,8 млрд куб. м. в 2023 г., сократившись на 117,2 млрд куб. м. Поставки газа по «Силе Сибири-2» и по газопроводу «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» могут более чем на половину заместить сокращающиеся поставки трубного газа в Европу. Но всё равно это будет явно недостаточно для компенсации снижающегося экспорта российского газа. Кроме того, для строительства газопровода «Сила Сибири-2» потребуется немало времени.

Проблема обостряется тем, что в отношении газопровода «Сила Сибири-2» у Китая есть сомнения в целесообразности его строительства. Китай в настоящее время не торопится с подписанием долгосрочного контракта с Россией. Существуют разные оценки перспектив спроса на газ в стране. В Китае достаточно быстро развивается возобновляемая энергетика, в производстве электроэнергии происходит поворот в сторону увеличения потребления угля. Высокая зависимость в поставках газа от одного поставщика не вписывается в политику диверсификации закупок топлива. Значительные поставки газа в Китай идут из Австралии и Туркменистана, которые по этому показателю в 2021 г. занимали соответственно первое и второе ме-

сто. Затем шла Россия, обеспечивая 10% всего экспорта. Необходимо также учитывать санкционные и политические риски, имеющие свою цену, что может препятствовать закупкам российского газа по более низким ценам, чем у конкурентов.

Важным фактором, препятствующим торговле России с Китаем, являются вторичные санкции, т.е. применение различных мер наказания физических или юридических лиц, нарушивших существующий режим санкций. Ситуация обострилась после того, как в конце 2023 г. Президент США подписал указ о вторичных санкциях. Отказываться от сотрудничества с Россией стали многие банки Китая. Работа с Россией создаёт для китайских банков слишком большие риски.

Поставки российского газа в Китай идут со значительными скидками. Цена российского газа для Китая была часто в два раза ниже, чем для европейских стран. В 2021 г. 1000 куб. м газа из России в Европе стоила \$270, в Китае максимальная цена такого объёма газа составляла \$200, а в первые полгода – всего \$120-140. После ввода крупномасштабных санкций Китай стал требовать скидки и на СПГ. Есть оценки, согласно которым дисконт на поставки газа в Китай по сравнению с партиями для Евросоюза и Турции в 2024–2027 гг. составит 28%<sup>54</sup>.

Значительные поставки газа из России идут в Турцию, которые поступают по двум газопроводам: «Голубой поток» мощностью 16 млрд куб. м и «Турецкий поток» мощностью 31,5 млрд куб. м. В 2021 г. Россия обеспечивала около 45% турецких закупок природного газа<sup>55</sup>. Возможны поставки трубного газа из России в страны Центральной Азии.

Экспорт из России СПГ в 2021–2023 гг., как отмечалось выше, незначительно вырос. В настоящее время действуют такие проекты СПГ, как «Ямал СПГ» (17,4 млн т), «Сахалин-2» (9,6 млн т), «Газпром СПГ Портовая» (1,5 млн т), «Криогаз Высоцк СПГ» (0,66 млн т), более десяти заводов малотоннажного производства суммарной мощностью 0,29 млн т<sup>56</sup>.

54. <https://finance.rambler.ru/economics/52662506-rossiya-daet-kitayu-ogromnye-skidki-na-gaz-chto-budet-s-nashim-byudzhedom/?ysclid=lzfhqotaeu445881929>

55. <https://www.vedomosti.ru/politics/news/2022/08/22/936975-turtsiya-velichila-import-nefti>

56. <https://oilcapital.ru/news/2023-10-11/spg-v-rossii-krupneyshie-proekty-rossijskih-kompaniy-3062036>

В перспективе предполагается наращивать производство СПГ и его поставки за рубеж. В России ставится задача поднять уровень производства СПГ с 30 млн т в 2023 г. до 100 млн т к 2030 г. и увеличить его долю в мировом производстве с 8 до 20%<sup>57</sup>. В основном будут строиться крупнотоннажные и среднетоннажные СПГ-заводы. Суммарная мощность 94 малотоннажных СПГ-заводов составит 3,2 млн т в год<sup>58</sup>.

В 2021 г. Россия располагала тремя терминалами для экспорта СПГ суммарной мощностью в 28 млн т., что соответствует 40 млрд куб. м газа. В стадии строительства находятся терминалы еще на 30 млрд куб. м<sup>59</sup>.

Можно спорить о реалистичности поставленных задач, но компенсировать в установленные сроки сжимающиеся потоки газа, идущие в Европу за счёт новых СПГ-проектов будет трудно, поскольку их строительство связано с технологическими ограничениями. В условиях санкций не хватает оборудования и технологий, которые раньше поставляли западные компании. Без этого нельзя самостоятельно запускать крупно- и среднетоннажные заводы для сжижения газа. Однако Россия отстала от ведущих стран в СПГ-технологиях и для достижения мирового уровня в этой области потребуется время. Надо также учитывать, что для транспортировки СПГ может не хватать танкеров. Нужны не просто газовозы, а суда арктического класса, способные двигаться по Северному морскому пути.

### Уголь

На Россию приходится около 5% мировой угледобычи и 15% мирового экспорта. Российская угольная промышленность более ориентирована на экспорт по сравнению с нефтяной или газовой. Доля экспортной составляющей по отношению к добыче угля (51% в 2021 г.) выше, чем соответствующий показатель в нефтяной или газовой промышленности. Россия занимает третье место после Австралии и Индонезии среди крупнейших в мире экспортёров угля.

57. <https://tass.ru/ekonomika/19203405>

58. [https://sfr.gov.ru/press\\_center/z\\_news/-2023/06/20/251297](https://sfr.gov.ru/press_center/z_news/-2023/06/20/251297)

59. <https://inosmi.ru/20220330/gaz-253616445.html>

Эмбарго на поставки российского угля в ЕС с 10 августа 2022 г., прописанное в пятом пакете санкций ЕС, лишил Россию масштабного рынка сбыта твёрдого топлива. Экспорт угля из России в 2021 г. составил 223,4 млн т (добыча — 442,3 млн т). Из общего объёма экспорта на европейские рынки было поставлено 50,4 млн т. Согласно оценкам Еврокомиссии, стоимость экспорта угля из России в ЕС составляла 8 млрд евро в год. Европейские страны в основном закупали энергоуголь (92,9%), который использовался для производства электроэнергии. На коксующийся уголь, применяемый при производстве стали, приходилось 7,1%<sup>60</sup>.

В результате эмбарго страны АТР остались основным экспортным направлением для российского угля. В 2021 г. АТР получил из России 129 млн т угля, в т.ч. Китай — 53,7 млн т, Япония — 21,9 млн т, Южная Корея — 21,4 млн т, Индия — 6,6 млн т<sup>61</sup>. Из-за санкций значительную часть своего экспорта российские компании переориентировали на Азию, главным образом в КНР и Индию. В 2022 г. Китай стал крупнейшим импортёром угля из России. Они выросли в 2022 г. до 59,52 млн т. Поставки в Индию увеличились в 2,5 раза и составили 16,7 млн т<sup>62</sup>.

Для поставок угля за пределы страны морским транспортом в России сложились три основных экспортных направления перевалки угля в портах. К ним относятся: Северо-Западное направление (порты Балтийского моря), Восточное (порты Дальнего Востока) и Южное направление (порты Азово-Черноморского бассейна).

Северо-Западное направление обеспечивало прежде всего поставки угля в ЕС. Восточное обслуживает АТР. В 2022 г. через это направление было направлено на экспорт свыше 107 млн т угля. Южное направление (через порт Тамань) можно использовать для экспорта угля в Индию и Китай. Рентабельность этого маршрута немного отстаёт от рентабельности перевозок через порты Дальнего Востока.

60. <https://expert.ru/2022/11/25/ugolnaya-promyshlennost-v-rf-yevropeyskoye-embargo-i-novyye-rynki-sbyta/?ysclid=llxjrj64rb785249010>

61. <https://neftegaz.ru/news/coal/726839-n-shulginov-eksport-uglya-iz-rossii-v-evropu-sostavil-50-4-mln-t-v-2021-g/?ysclid=llv7yse6bz856312535>

62. <https://1prime.ru/energy/20230213/839787141.html?ysclid=llv9jyny8d606605387>

Существуют оценки, согласно которым общий объём поставок российского угля за рубеж к 2030 г. будет оставаться стабильным на уровне 220 млн т. в год. Однако к 2030 г. в структуре экспорта доля Китая сократится до 5%, а доля Индии в российском экспорте увеличится до 40%. Кроме Индии, существенно увеличатся поставки в страны Юго-Восточной Азии и Африки<sup>63</sup>.

Важным препятствием для переориентации российского угольного экспорта с Запада на Восток выступает низкая пропускная способность железнодорожной инфраструктуры. Это прежде всего относится к восточному направлению поставок угля на экспорт, поскольку «Транссиб» и БАМ уже работают с максимальной загрузкой. В результате возрастающие мощности по отгрузке угля на экспорт остаются незадействованными. При поставках угля за рубеж через порты Северо-Западного и Южного направления возникают проблемы, связанные с ростом стоимости фрахта из-за того, что российские территориальные воды объявлены зоной повышенного риска, а западные компании отказываются работать с российскими поставщиками.

### *Эффект переориентации*

Российский экспорт углеводородов в 2023 г. составил \$218,4 млрд, тогда как за 2019–2021 гг. среднее значение этого показателя находилось на уровне \$162,35 млрд. До крупномасштабных санкций страны ЕС приобретали у России углеводородов на \$102,5 млрд в среднем за 2019–2021 гг., а в 2023 г. закупки сократились до \$31,6 млрд. Сокращение поставок на европейский рынок в размере \$70,9 млрд компенсировалось переориентацией экспорта в другие страны: Китай, Индию, Турцию, Бразилию, Малайзию, Индонезию. В 2023 г. экспорт углеводородов из России в эти страны увеличился до \$186,7 млрд (до 2021 г. в среднем они составляли \$59,9 млрд)<sup>64</sup>.

Переориентация экспортных поставок углеводородов позволила России увеличить доходы от экспорта, но одновременно привела к появлению ранее не существовавших рисков и вызовов. Это связано с новыми факторами. К ним относятся:

63. <https://www.gazeta.ru/business/news/2023/08/28/21164708.shtml?ysclid=llv72l0evi362174615>

64. <https://news.myseldon.com/ru/news/index/309186034>

- возросшая неопределённость в отношении перспектив российского экспорта углеводородов из-за возможности применения вторичных санкций со стороны США к странам, импортирующим нефть и газ из России;

- расчёты за поставку углеводородов ведутся в основном в национальных валютах, многие из которых не всегда востребованы на мировых рынках (индийские рупии оседают мёртвым грузом на счетах российских компаний);

- в условиях санкций у покупателей появляется возможность диктовать условия поставок, в результате они приобретают энергоносители со значительным дисконтом;

- в Европу доставка российских энергоносителей осуществлялась, как правило, в рамках долгосрочных контрактов. Новые партнёры предпочитают спотовые сделки, которые менее выгодны для России.

Основные экспортные потоки российских энергоносителей были переориентированы с европейских стран в Китай и Индию. Эти страны в условиях крупномасштабных санкций стали играть важную роль в формировании энергетической безопасности России, стали её ключевыми партнёрами в международном энергетическом сотрудничестве. Однако нельзя недооценивать в этих процессах значение стран Центральной Азии и Азербайджана.

## 2. Россия и страны Центральной Азии + Азербайджан

Центральная Азия (ЦА)<sup>65</sup>, к которой относятся пять стран — Казахстан, Кыргызстан, Узбекистан, Таджикистан и Туркменистан, находится на перекрестке кратчайших путей между четырьмя великими экономическими и культурными зонами и крупнейшими рынками Евразии: Ближним Востоком, Европой, Индией и Китаем.

Несмотря на недостаток своего географического положения — удаленность от Мирового океана, эта территория имеет решаю-

---

65. Впервые выделил Центральную Азию в качестве отдельного региона мира барон Фридрих Вильгельм Генрих Александр фон Гумбольдт — немецкий географ, натуралист и путешественник, один из основателей географии как самостоятельной науки (1834).

По определению Британской энциклопедии, в которой нет различия понятий «Средняя Азия» и «Центральная Азия» и оба понятия трактуются как «Central Asia», регион включает в себя Казахстан, Кыргызстан, Узбекистан, Туркменистан и Таджикистан.

щее значение для роста инфраструктуры международной торговли и транспорта Евразийского континента, что вынуждает внешних игроков, таких как Россия, Китай, США и страны Западной Европы, уделять ей особое внимание.

Значение ЦА для России определяется общим историческим прошлым, сложившимися ещё в советское время производственными цепочками и транспортной инфраструктурой, географией (Россию связывает с этим регионом самая протяженная в мире сухопутная граница – 7598,8 км), взаимодействием в торгово-экономической, энергетической, культурной и гуманитарной областях.

Ряд стран ЦА и Россия входят в состав двух межгосударственных объединений: Евразийский экономический союз (ЕАЭС) и Шанхайскую организацию сотрудничества (ШОС).

В ЦА сталкиваются интересы России и Китая. Тем не менее, Россия и Китай стараются ориентироваться не на соперничество, а на сотрудничество. От координации интересов во многом зависит эффективность экономической политики Китая и России в регионе. Во взаимном сотрудничестве этих двух стран реализуются взаимные экономические и политические интересы в формировании стабильной и безопасной ЦА.

Возрос интерес к странам ЦА и со стороны США и Западной Европы, которые стремятся ослабить позиции России в ЦА, подорвать двусторонние отношения со странами региона, убеждают их отказаться от обхода санкций. США стремятся участвовать в освоении огромных углеводородных ресурсов ЦА, дальнейшее развитие Транскаспийского международного транспортного коридора в обход России<sup>66</sup>. Несмотря на активные действия США, Западной Европы, позиции их в регионе пока не соответствуют масштабу поставленных стратегических задач.

Экономики стран ЦА отличаются по своим структурам и объемам, по итогам 2023 г. совокупный ВВП составляет около \$452 млрд (рис. 6) с населением более 81 млн человек<sup>67</sup>.

---

66. Первый саммит в формате США – Центральная Азия в Нью-Йорке – Повестка дня и Инициативы, 20 сентября 2023 г., URL: <https://www.newscentralasia.net/2023/09/20/pervyy-sammit-v-formate-ssha-tsentralnaya-aziya-v-nyu-yorke-povestka-dnya-i-initsiativy/> (дата обращения: 07.07.2024).

67. Национальные статистические агентства.



Рис. 6. ВВП стран Центральной Азии и России с 2004–2023 гг., млрд долл. США

Источник: составлено по данным Всемирного Банка, URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.KD?end=2022&locations=UZ-KZ-KG-TJ-RU-TM&start=2004> (дата обращения: 07.07.2024).

В 2023 г. совокупный ВВП региона увеличился на 4,9% по сравнению с 2022 г. Рост ВВП стран ЦА происходит за счет инвестиций в крупные энергетические и инфраструктурные проекты, стимулирующие рост экономики в среднесрочной перспективе.

Основная задача экономической политики стран ЦА заключается в том, чтобы перейти от стратегии роста, основанной на экспорте сырьевых товаров и трудовых ресурсов, к структурному реформированию экономики с целью устойчивого развития.

Страны имеют различия в ресурсных и производственных возможностях укрепления национальных экономик и их присутствия на мировых рынках. Казахстан, Узбекистан и Туркменистан обладают значительными запасами углеводородных ресурсов и металлов. У этих стран есть ряд развивающихся и модернизируемых отраслей промышленности. Кыргызстан и Таджикистан такими объемами углеводородных ресурсов не владеют, хотя есть экспорт алюминия (Таджикистан) и золота (Кыргызстан).

Поскольку страны ЦА не имеют прямого выхода в Мировой океан, то это существенно увеличивает стоимость доставки товаров и углеводородного сырья на мировые рынки. Объединенная энергетическая инфраструктура центральноазиатских стран, созданная в период 1960–1970-х годов в СССР, делает их зависящими друг от друга, что говорит о необходимости развития регионального многостороннего сотрудничества в энергетике.

Казахстан, Узбекистан и Туркменистан из пяти стран ЦА представляют собой крупных производителей нефти и газа (рис. 7, 8). При этом потребление этих ресурсов внутри стран относительно невелико, что подчеркивает их важную роль на мировом энергетическом рынке в обеспечении энергетической безопасности в регионе.

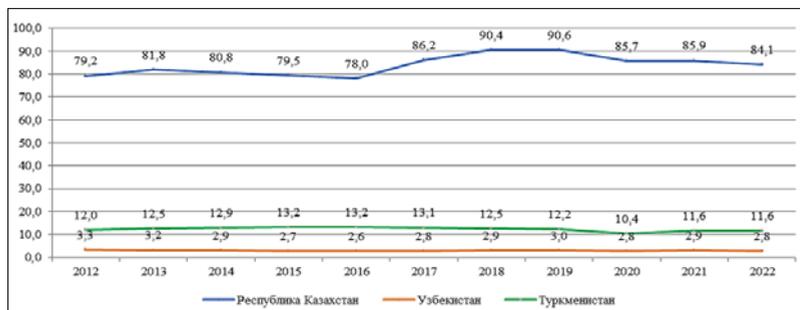


Рис. 7. Добыча нефти в 2012–2022 гг., млн т

Источник: составлено по материалам Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023 72<sup>th</sup> edition.

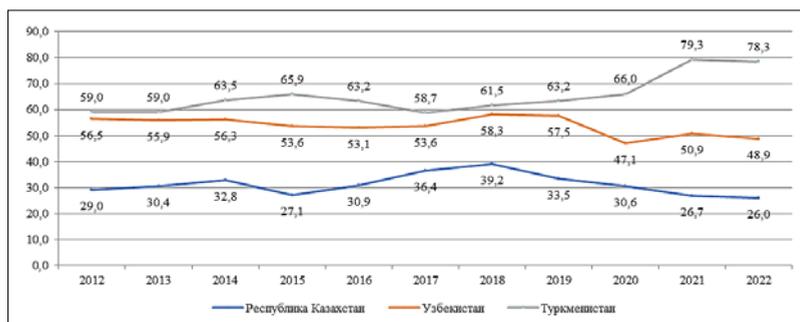


Рис. 8. Добыча газа в 2012–2022 гг., млрд м³

Источник: составлено по материалам Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023 72<sup>th</sup> edition.

**Казахстан** – ведущая экономика региона с ВВП в размере \$259 млрд в 2023 г., с большими объемами запасов природного газа, нефти, угля, железной руды, бокситов, меди, цинка, галлия, хрома и занимает первое место по добыче урана в мире<sup>68</sup>.

68. «Казатопром» отчитался о производстве урана URL: <https://kz.kursiv.media/2023-04-28/lgtn-uranium/> (дата обращения: 07.07.2024).

Казахстан является крупным производителем угля, сырой нефти и природного газа, а также крупным экспортером энергии. Хотя уголь доминирует в энергетическом балансе страны, возобновляемые источники энергии составляют небольшую, но растущую долю в производстве электроэнергии в Казахстане. Расширение сети газопроводов остается приоритетом, чтобы расширить доступ и снизить зависимость от угля и сжиженного нефтяного газа для домашнего потребления<sup>69</sup>.

Нефтегазовый сектор Казахстана как одна из ведущих отраслей промышленного производства является основой развития экономики и во многом определяет экономическую независимость и энергетическую безопасность страны, ставший одним из ключевых драйверов экономики в постпандемический период благодаря росту цен на мировых энергетических рынках.

Доказанные запасы природного газа в Казахстане составляют 1,51 трлн м<sup>3</sup>. Значительную роль в развитии страны в нефтегазовом секторе играют три крупнейших месторождения: Карачаганак, Кашаган и Тенгиз<sup>70</sup>.

На полях Петербургского международного экономического форума в этом году «Газпром» закрепил свое долгосрочное присутствие в ЦА, подписав транзитный контракт с Казахстаном на поставку российского газа в Узбекистан и Кыргызстан на ближайшие 15 лет.

Казахстан в отличие от Туркменистана имеет диверсифицированную систему транспортировки нефти на экспорт. Экспорт казахстанской нефти осуществляется по следующим маршрутам:

- нефтепровод «Каспийский трубопроводный консорциум»<sup>71</sup> (КТК) (пропускная способность – 67 млн т в год), более 80% нефти от общего экспорта идет по нефтепроводу;

---

69. Энергетическая система Казахстана URL: <https://www.iea.org/countries/kazakhstan> (дата обращения: 07.07.2024).

70. Газовая промышленность Казахстана. URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/3/1100/](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/3/1100/) (дата обращения: 07.07.2024).

71. Акционеры КТК – Российская Федерация ( ПАО «Транснефть») – 24%; АО Национальная компания «КазМунайГаз» – 19%; Шеврон Каспизн Пайплайн Консорциум Компани – 15%; ЛУКОЙЛ ИНТЕРНЭШНЛ ГмбХ – 12,5%; Мобил Каспийская трубопроводная компания – 7,5%; Роснефть-Шелл Каспизн Венчурс Лимитед – 7,5%; МК КТК Компани (ООО) – 7%; БГ Оверсиз Холдингс Лтд – 2%; Эни Интернэшнл Н.А. Н.В. С.арл. – 2 %; КОО Казахстан Пайплайн Венчурс – 1,75%; Орикс Каспиан Пайплайн Лтд – 1,75%. URL: <https://www.cpc.ru/RU/about/Pages/shareholders.aspx> (дата обращения: 07.07.2024).

- нефтепровод Атырау—Самара (1550 км, пропускная способность — 17,5 млн т в год);
- нефтепровод Атасу—Алашанькоу (2228 км, пропускная способность — 20 млн т в год);
- морской порт Актау и по железной дороге.

Необходимо отметить, что транзит казахстанской нефти через территорию России по нефтепроводу КТК является самым коротким и экономически эффективным маршрутом транспортировки сырья на мировые рынки. Кроме этого, Казахстан на постоянной основе проводит переговоры со странами ЕС и США по обеспечению несанкционного статуса казахстанской нефти при транзите через территорию России. В целях идентификации для покупателей казахстанской нефти казахстанские власти начали обозначать свою нефть как — *Kazakhstan export blended crude oil (КЕВСО)*<sup>72</sup>.

В Казахстане, как и в Туркменистане, проведена комплексная программа реконструкции и модернизации отечественных нефтеперерабатывающих заводов. Модернизация Шымкентского нефтеперерабатывающего завода завершилась в 2018 г., Атырауского нефтеперерабатывающего завода и Павлодарского нефтехимического завода — в 2017 г. В результате модернизации увеличилось производство светлых нефтепродуктов, а именно: бензина — более чем в 2 раза, авиатоплива — в 3 раза, дизельного топлива — в 1,3 раза, что, в свою очередь, позволяет полностью обеспечить потребности внутреннего рынка<sup>73</sup>.

**Узбекистан** — вторая по размеру (после Казахстана) экономика Центральной Азии с объемом ВВП в \$90 млрд в 2023 г., с большими объемами запасов природного газа, драгоценных металлов, меди, урана, вольфрама, нефти, угля и наличием развитой производственной базы.

Доказанные запасы нефти и природного газа в Узбекистане составляют порядка 81 млн т и 1,85 трлн м<sup>3</sup> соответственно. Месторождения нефти разведаны в Каракалпакской автономной Республике и шести административных областях: Кашкадарьинской, Бухарской, Сурхандарьинской, Наманганской, Андижанской

72. Официальный сайт Министерства энергетики Республики Казахстан. URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/179?lang=ru> (дата обращения: 07.07.2024).

73. Там же.

и Ферганской. Основной объем запасов сосредоточен в Кашкадарьинской области, прежде всего в пределах крупнейшего в стране месторождения Кокдумалак.

Переработка нефти ведется на трех крупных НПЗ суммарной мощностью по первичной переработке 11,2 млн т в год, в т.ч.:

- Ферганский НПЗ – топливно-масляного профиля мощностью 5,5 млн т в год;
- Алты-Арыкский НПЗ – топливно-масляного профиля – 3,2 млн т в год;
- Бухарский НПЗ – топливного профиля – 2,5 млн т в год<sup>74</sup>.

Республика Узбекистан становится значимым полем для энергетического сотрудничества с Россией, при этом многие крупные российские энергетические компании успешно и эффективно занимают свои позиции на этом стратегически важном рынке. В этом контексте «Лукойл», одна из ведущих российских энергетических компаний, активно осваивает месторождения нефти в Кандыме и Гиссаре. Бухарская область стала местом строительства газоперерабатывающего комплекса, что не только способствует развитию нефтегазового сектора, но также подчеркивает стратегическую значимость России в узбекистанском энергетическом секторе.

Кроме того, другие российские компании, такие как «Татнефть» и «Зарубежнефть», активно участвуют в нефтехимической переработке, поставках топлива и технологической модернизации нефтяных промыслов в Республике Узбекистан, подчеркивая многогранность и важность российско-узбекского сотрудничества в различных сегментах энергетической отрасли.

В контексте современных дипломатических и экономических отношений между Россией и Узбекистаном энергетика становится фундаментальной сферой двустороннего взаимодействия. Правительство России выделяет этот сектор как важнейший и акцентирует внимание на расширении сотрудничества в газовой сфере, подчеркивая его стратегическую значимость для обеспечения энергетической безопасности не только России, но и всего региона ЦА.

---

74. Нефтяная промышленность Узбекистана. URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/488/](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/488/) (дата обращения: 07.07.2024).

Узбекистан, в свою очередь, придает особое стратегическое значение энергетике, учитывая свой значительный топливно-энергетический потенциал в ЦА и активную роль на мировом рынке энергоресурсов. Наличие обширных залежей энергетических ресурсов, включая доказанные запасы природного газа, позволяет стране занимать ведущую позицию среди стран региона.

Однако разработка и освоение месторождений требуют значительных ресурсов – финансовых, технологических и человеческих. В этом контексте иностранные инвестиции, особенно от российских компаний, становятся ключевым элементом в поддержке узбекистанского энергетического сектора.

Сотрудничество в области газовой добычи и эксплуатации является показателем взаимной выгоды, при этом доля предприятий с участием российского капитала (30%) в общем объеме добычи подчеркивает эффективность этого партнерства<sup>75</sup>.

Таким образом, энергетическое взаимодействие между Россией и Узбекистаном не только соответствует стратегическим интересам обеих стран, но также является ключевым фактором для поддержания стабильности и энергетической безопасности в регионе Центральной Азии.

Период с конца 2022 г. по начало 2023 г. стал ключевым в эволюции отношений между Россией и Узбекистаном в энергетике. Особое внимание следует уделить «дорожной карте» между Минэнерго Узбекистана и «Газпромом», подписанной 24 января 2023 г. в Санкт-Петербурге на транзит российского газа через территорию Казахстана (рис. 9), по специально выделенному маршруту на базе системы магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр». Пропускная способность этой системы газопроводов протяженностью 3962 км составляет 60,2 млрд куб. м в год.

---

75. Узбекистан планирует импортировать 300 тыс. тонн нефти из России в 2023 году. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17603825> (дата обращения: 07.07.2024).

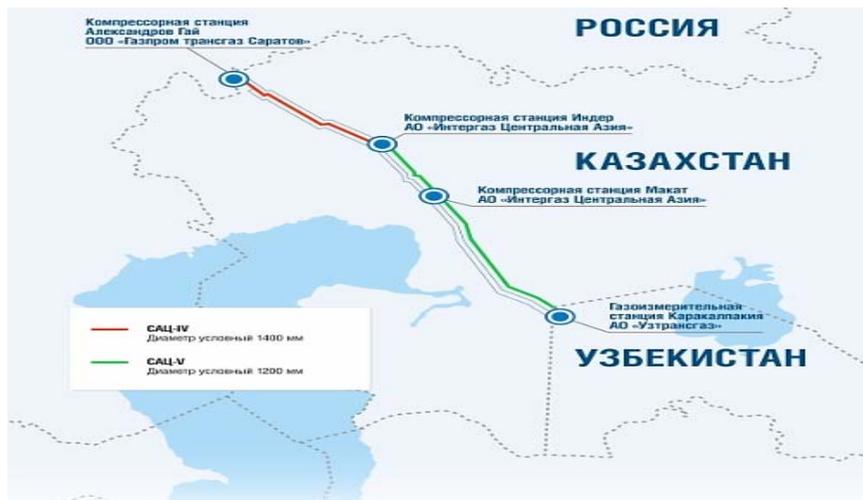


Рис. 9. Схема транзита российского газа в Узбекистан

Источник: URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/2023/october/article568111/> (дата обращения: 07.07.2024).

Этот документ стал определяющим моментом, который задал форматы и направления будущего сотрудничества. Важным аспектом этой «дорожной карты» является включение в неё Казахстана, который стал государством-транзитёром, что обозначило новый этап в трехсторонних отношениях. Подписанные соглашения стали не только ответом на срочные потребности в энергоресурсах, но и фундаментом для долгосрочного сотрудничества в области энергетики между Россией, Узбекистаном и Казахстаном.

Важным направлением российско-узбекского энергетического партнёрства является соглашение о сотрудничестве в области использования атомной энергии в мирных целях, подписанное в 2017 г. Планируется построить АЭС на территории Узбекистана к 2028г. Она будет оснащена двумя самыми современными водо-водяными энергетическими реакторами поколения «3+» ВВЭР-1200 (мощностью 1,2 ГВт)<sup>76</sup>.

Следует отметить, что на сегодняшний день России удалось сохранить и укрепить свое присутствие в энергетическом секторе

76. Тимохин Д.В. О перспективах развития российской энергетики / Д.В. Тимохин, А.А. Ефимов, С.А. Монахов // Вестник Национального Института Бизнеса. 2023. № 1(49). С. 219.

Узбекистана за счет «Лукойла» и «Газпрома», осуществляющих разработку на важнейших нефтегазовых месторождениях с совместными предприятиями.

**Туркменистан** – третья по размеру (после Казахстана и Узбекистана) экономика ЦА с объемом ВВП в \$81 млрд в 2023 г. и большими объемами запасов природного газа<sup>77</sup> и нефти. Кроме запасов природного газа и нефти республика богата серой, йодом, солью, глинами, гипсом и цементом, т.е. всеми необходимыми ресурсами для химической и строительной промышленности.

Несмотря на свою обширную базу ресурсов природного газа и нефти, Туркменистан не является крупным игроком на энергетических рынках из-за отсутствия инфраструктуры, что ограничивает его экспортные возможности.

В последние несколько лет страна увеличивает инвестиции в разработку своих запасов и экспорт большего количества природного газа в Китай. Иностранным компаниям разрешается участвовать в нефтегазовом секторе Туркменистана только в том случае, если они сотрудничают с ГК «Туркменнефть», крупнейшим производителем нефти в стране или ГК «Туркменгаз».

Согласно государственной «Программе развития нефтегазовой промышленности Туркменистана до 2030 года» планируется в 2030 г. довести годовую добычу природного газа до 250 млрд м<sup>3</sup>, нефти – до 110 млн т, предусматривается увеличение объемов нефтепродуктов и повышение их качества в результате переработки углеводородного сырья<sup>78</sup>.

Среди стран ЦА Туркменистан стал ведущим экспортёром природного газа, более 70% экспорта пришлось на Китай, остальное в Иран и Россию (рис. 10).

---

77. По данным Всемирного Банка, запасы природного газа в Туркменистане оцениваются как четвертые по величине в мире и составляют около 10 % мировых запасов.

78. Официальный сайт Государственного концерна «Туркменнефть»// URL: <https://turkmennebit.gov.tm/ru/articles/47> (дата обращения: 07.07.2024).

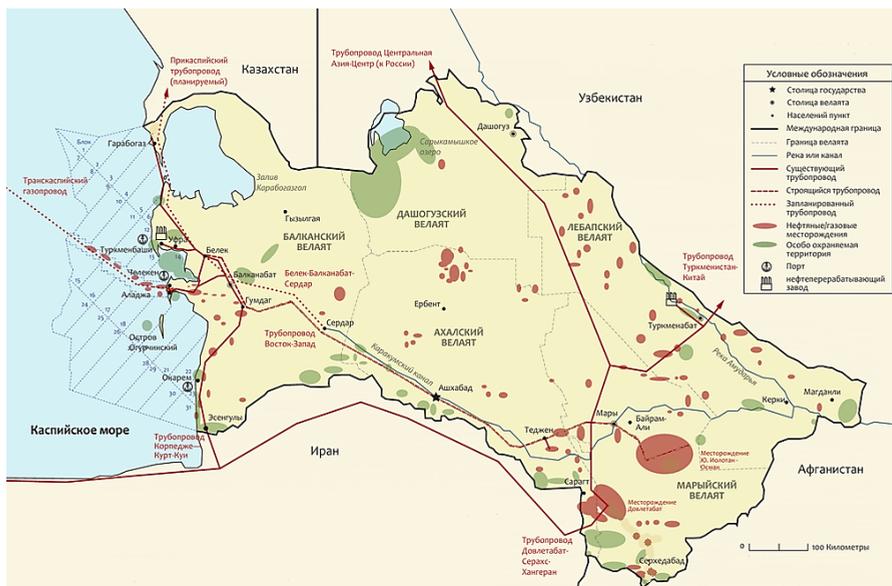


Рис. 10. Схема поставок природного газа из Туркменистана  
 Источник: International Energy Agency.

Перезагрузкой экономических отношений послужило Соглашение между Россией и Туркменистаном, предусматривающее поставки газа в Россию сроком на 25 лет, подписанное в 2003 г. двумя президентами. Однако в результате взаимных претензий по условиям контракта в 2016 г. «Газпром» досрочно расторг контракт с ГК «Туркменгаз». Очередным перезапуском двусторонних отношений является подписание пятилетнего контракта в 2019 г. в рамках двадцатипятилетнего контракта между «Газпромом» и ГК «Туркменгаз» на покупку туркменского газа в результате договоренностей двух президентов.

Вместе с тем, Туркменистан заинтересован в диверсификации покупателей своего сырья и осуществляет многовекторное энергетическое сотрудничество с Ираном, Китаем, Турцией и другими.

3 июля 2024 г. Туркменистан и Иран подписали соглашение о сотрудничестве в газовой сфере<sup>79</sup>.

79. Газовый своп между Туркменистаном и Ираном – геоэкономическое обоснование // URL: <https://www.newscentralasia.net/2024/07/04/gazovyy-svop-mezhdu-turkmenistanom-i-iranom-geoekonomicheskoye-obosnovaniye/> (дата обращения: 07.07.2024).

В рамках соглашения планируется увеличить поставки газа в Иран до 40 млрд м<sup>3</sup>, включая 10 млрд м<sup>3</sup> газа, предназначенного по схеме «SWAP» Ираку. Для обеспечения этих объемов необходимо модернизировать участок газопровода «Довлетабад – Серахс – Хангеран», открытый в 2010 г. Протяженность туркменского участка газопровода начинается от газового месторождения «Довлетабад» на юго-востоке Туркменистана до населенного пункта Салыр-Яп на границе с Ираном, составляет 30,5 км.

В 2009, 2010 и 2014 г. были введены в эксплуатацию первые три параллельные нитки (А, В, С) газопровода. Дата завершения строительства четвертой нитки (D) пока не объявлена<sup>80</sup>.

Между Туркменистаном и Китаем достигнуто соглашение относительно второй фазы разработки супергигантского газонефтяного месторождения «Галкыныш» в Туркменистане, запасы которого составляют около 27,4 трлн м<sup>3</sup>. Месторождение в перспективе станет ресурсной базой для магистрального газопровода «Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия» (ТАПИ) (1814 км, пропускная способность – 33 млрд куб м в год)<sup>81</sup> (рис. 11).

Проект ТАПИ – очередной действенный шаг в реализации энергетической стратегии Туркменистана, ключевыми аспектами которой являются комплексная модернизация национального ТЭК, наращивание его потенциала с расчётом на перспективу, создание новых систем транспортировки энергоносителей на мировой рынок<sup>82</sup>.

Необходимо отметить, что строительство туркменского участка (214 км) магистрального газопровода ТАПИ завершено<sup>83</sup>. Этот проект даст возможность Туркменистану расширить географию

---

80. Анализ размера и доли рынка нефти и газа Туркменистана – тенденции роста и прогнозы (2024–2029 гг.) URL: <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/turkmenistan-oil-and-gas-market> (дата обращения: 07.07.2024).

81. Компании из ОАЭ могут принять участие в освоении месторождения Галкыныш и реализации других проектов в Туркменистане. URL: [https://etppgb.ru/posts/30197-kompanii\\_iz\\_oe\\_mogut\\_prinyat\\_uchastie\\_v\\_osvoenii\\_mestorozhdeniya\\_galkynysh\\_i\\_realizatsii\\_drugih\\_proektov\\_v\\_turkmenistane/](https://etppgb.ru/posts/30197-kompanii_iz_oe_mogut_prinyat_uchastie_v_osvoenii_mestorozhdeniya_galkynysh_i_realizatsii_drugih_proektov_v_turkmenistane/) (дата обращения: 07.07.2024).

82. Дурдыева М. Из истории нефтедобычи в Туркменистане / М. Дурдыева // Гуманитарные научные исследования. 2023. № 8(144). С. 10.

83. Туркменистан говорит о прогрессе проекта Трансафганского газопровода в Пакистан и Индию. URL: <https://daryo.uz/ru/2024/04/29/turkmenistan-govorit-o-progresse-proekta-transafganskogo-gazoprovoda-v-pakistan-i-indiu> (дата обращения: 07.07.2024).

экспорта природного газа, и ослабит зависимость от Китая. На территории Афганистана сейчас строится участок в 150 км, который призван обеспечить газом крупнейшую провинцию Герат<sup>84</sup>.

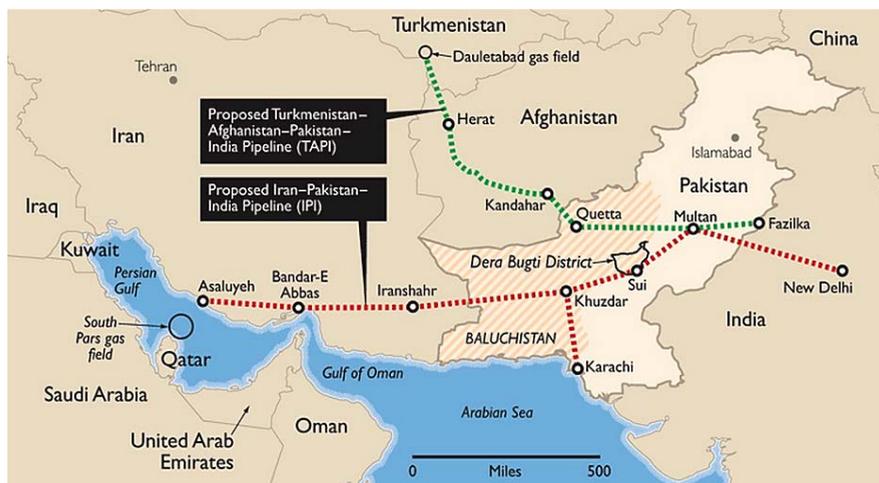


Рис. 11. Схема проектов «Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия» и «Иран–Пакистан–Индия»

Источник: <https://newsland.com/post/4936689-rossiia-pakistan-i-katar-skrestili-shpagi-v-afganistane>

Сегодня Россия заинтересована и принимает активное участие в реализации проекта ТАПИ. В свете прекращения поставок трубопроводного газа в Европу нельзя исключать, что через этот газопровод может пойти российский газ в Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР).

Кроме этого, существует альтернативный проект поставки российского газа в Индию – «Иран–Пакистан–Индия» (ИПИ) (рис. 11).

Участие в проектах ТАПИ и ИПИ геоэкономически важно для России по принципу «строительство–владение–управление–передача» и является отличным подспорьем для присутствия в этом регионе.

Что касается реализации проекта «Транскаспийского газопровода» по дну Каспийского моря, обсуждаемого западными инвесто-

84. Кабул возобновляет строительство ТАПИ// URL: <https://oilcapital.ru/news/2024-04-15/kabul-vozobnovlyat-stroitelstvo-tapi-5056318> (дата обращения: 07.07.2024).

рами больше четверти века, то главная цель заключается в ослаблении России в Прикаспийском регионе и Южном Кавказе (см. рис. 10). После подписания Конвенции о правовом статусе Каспийского моря<sup>85</sup> европейские инвесторы не готовы финансировать этот газопровод. Экономически этот проект также является невыгодным, так как основные месторождения газа в Туркменистане находятся на востоке страны и проще построить трубопровод до проекта ИПИ или по газопроводу «Довлетабад – Серахс – Хангеран» экспортировать газ в Азербайджан и Турцию.

Аналогично нефтегазовому сектору электроэнергетическая инфраструктура Туркменистана находится в государственной собственности. Государственное регулирование в сфере электроэнергетики осуществляет Министерство энергетики Туркменистана. В настоящее время в систему государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» Министерства энергетики Туркменистана входят: 12 государственных электростанций суммарной установленной мощностью 6 511,2 МВт, 6 производственных объединений<sup>86</sup>.

**Кыргызстан** – экономика состоит преимущественно из сферы услуг и промышленности с объемом ВВП в \$12 млрд в 2023 г. В стране добывается золото, серебро, ртуть, глина, уголь, гипс, известь, гравий, природный газ, нефть и многие другие полезные ископаемые.

Одним из основных драйверов развития экономики страны является гидроэлектроэнергетический потенциал. Республика занимает третье место по гидроресурсам среди стран СНГ после России и Таджикистана.

В республике функционируют 17 электростанций суммарной установленной мощностью 3680 МВт, в том числе 2 теплоэлектроцентрали (730 МВт) и 15 ГЭС (2950 МВт)<sup>87</sup>.

Основные гидроэлектроэнергетические сооружения расположены в бассейнах рек Нарын и Сары-Джаз. Самая мощная элек-

---

85. Конвенция о правовом статусе Каспийского моря, подписанная в городе Актау 12 августа 2018 г. //URL: <http://www.kremlin.ru/supplement/5328> (дата обращения: 07.07.2024).

86. Официальный сайт Министерства энергетики Туркменистана. URL: <https://minenergo.gov.tm/> (дата обращения: 07.07.2024).

87. Нефть, газ, уголь и энергетика Киргизии //URL: <https://neftegaz.ru/analisis/economy/329269-neft-gaz-ugol-i-energetika-kirgizii/> (дата обращения: 07.07.2024).

тростанция – Токтогульская ГЭС (1200 МВт)<sup>88</sup>, которая вырабатывает порядка 4,1 млрд кВт\*ч / год. Данная гидроэлектростанция строилась как комплексный ирригационно-энергетический гидрозел регионального значения<sup>89</sup>. Тем не менее, богатый водными ресурсами энергетический сектор Кыргызстана характеризуется стареющей инфраструктурой и значительными потерями, которые усугубляются сочетанием погодных потрясений и растущего спроса<sup>90</sup>.

Нефтегазодобывающую отрасль страны представляет АО «Кыргызнефтегаз». Доказанные запасы нефти в республике незначительны – 11,3 млн т н.э.<sup>91</sup> и 4,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа<sup>92</sup>. Основные месторождения сосредоточены в Ферганском нефтегазодобывающем районе. Перспективными районами для проведения геологоразведочных работ на нефть являются Ферганская и Ак-Сайская долины, а также отдельные районы Иссык-Кульской, Нарынской областей и юг Чуйской долины.

Производство нефтепродуктов в стране ведется на 9 предприятиях. Крупнейшими из них являются НПЗ в г. Джалал-Абад мощностью 500 тыс. т в год и НПЗ в г. Кара-Балта мощностью 800 тыс. т в год.

*Таджикистан* – объем ВВП составил в стране \$10 млрд в 2023 г. Таджикистан проходит процесс индустриализации, закрепленный в национальной стратегии до 2030 г. как одна из ключевых задач страны. Основным драйвером развития экономики является добыча полезных ископаемых: золота, цветных металлов (свинца, цинка), угля.

Таджикистан имеет значительный потенциал в области гидроэнергетики, которая является основным источником энергии.

- 
88. Энергетический профиль Кыргызстана // URL: <https://www.eeseaec.org/energeticeskij-profil-kyrgyzstana> (дата обращения: 07.07.2024).
  89. Экономика Центральной Азии: новый взгляд // Аналитический доклад Евразийского Банка Развития, 2022 г. (дата обращения: 07.07.2024).
  90. Энергетическая система Кыргызстана. URL: <https://www.iea.org/countries/kyrgyzstan> (дата обращения: 07.07.2024).
  91. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Киргизии // URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/941/](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/941/) (дата обращения: 07.07.2024).
  92. // Запасов газа на юге Кыргызстана хватит, чтобы 80 лет обеспечивать регион топливом – «Газпром» URL: <https://economist.kg/novosti/2023/02/02/zapsov-gaza-na-yuge-kyrgyzstana-hvatit-chtoby-80-let-obespechivat-region-toplivom-gazprom/> (дата обращения: 07.07.2024).

В стране сосредоточено более 50% гидроресурсов стран ЦА. По гидроэнергетическому потенциалу Таджикистан занимает восьмое место в мире, но используется лишь 4–5% от него. В стране насчитывается 11 крупных и средних ГЭС и порядка 300 малых. В 2021 г. общая установленная мощность ГЭС Таджикистана превысила 5274 МВт. Среди них на Вахше работают Нурекская ГЭС (1950 МВт), Байпазинская ГЭС (550 МВт), Сангтудинская ГЭС-1 (670 МВт). Выработка электроэнергии более чем на 90% осуществляется за счёт гидростанций. В 2022 г. было выработано 21 млрд кВт·ч электроэнергии, а к 2030 г. Правительство Таджикистана предполагает увеличить выработку на ГЭС в размере 37,6–41,6 млрд кВт·ч (92,4% от общего объема генерации)<sup>93</sup>.

Ключевая проблема развития гидроэнергетики – изношенность и устаревание гидроэнергетической и электросетевой инфраструктуры в условиях отсутствия нужного притока инвестиций. Эта сфера не привлекательна для бизнеса из-за низкого уровня тарифов на электроэнергию.

Россия была основным участником строительства Сангтудинской ГЭС-1, запущенной в 2008 г., возведенной с использованием российских финансовых ресурсов. В уставном капитале ОАО «Сангтудинская ГЭС-1» доля России составляет 75%, а доля Таджикистана – 25%.

Доказанные запасы нефти и газа в Таджикистане незначительны, 113 млн т и 863 млрд м<sup>3</sup> соответственно<sup>94</sup>. По итогам 2022 г. добыча нефти в республике составила около 25 тыс.<sup>95</sup> т. Часть добываемой нефти перерабатывается на местных мини-НПЗ, часть экспортируется в Киргизию на НПЗ в г. Джелал-Абад. В Таджикистане действуют 11 небольших нефтеперерабатывающих установок и мини-НПЗ<sup>96</sup>.

---

93. Надежда Казеева, Мария Козырева. Гидроэнергетика Таджикистана: потенциал сегодня и возможности завтра // Энергетическая политика, №4,2023. С.58–65.

94. Перспективы нефтегазовой отрасли в Республике Таджикистан // URL: [https://unece.org/sites/default/files/2023-04/09.%20Sharifa%20Kudobakhsh%20Tajikistan%20EGRM-14\\_Rus.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2023-04/09.%20Sharifa%20Kudobakhsh%20Tajikistan%20EGRM-14_Rus.pdf) (дата обращения: 07.07.2024).

95. В Таджикистане возросла собственная добыча нефти // URL: [https://halva.tj/news/v\\_tadzhikistane\\_vozroslo\\_sobstvennaya\\_dobycha\\_nefti/](https://halva.tj/news/v_tadzhikistane_vozroslo_sobstvennaya_dobycha_nefti/) (дата обращения: 07.07.2024).

96. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Таджикистана. URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/1028/](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/1028/) (дата обращения: 07.07.2024).

В 2022 г. на территории республики было добыто 0,8 млн м<sup>3</sup> природного газа. Добыча осуществляется на юге страны в Вахшской и Гиссарской долинах. Более 60% природного газа в республике потребляется Душанбинским цементным и Вахшским азотно-туковым заводами и «Душанбинской ТЭЦ».

В республике находится ООО «Газпромнефть–Таджикистан» – одно из сбытовых предприятий ОАО «Газпромнефть» и его официальный дилер в Таджикистане. В активе ООО «Газпромнефть–Таджикистан» 25 АЗС, расположенных во многих городах страны.

В заключение следует отметить, что страны ЦА, с разнообразными экономиками и энергетическими ресурсами имеют важное значение не только для устойчивого развития региона, но и для формирования надёжной мировой системы энергоснабжения. Сотрудничество между Россией и странами ЦА приобретает стратегическое значение для обеспечения энергобезопасности, в особенности в условиях нарастающего давления на этот регион со стороны Китая, Турции, Западной Европы и США.

Если Китай ориентируется на сотрудничество с Россией в ЦА, то страны Западной Европы и США стремятся оторвать ЦА от России, минимум для поддержания санкций и прекращения параллельного импорта технологий и максимально посеять хаос и развязать гибридную войну в данном регионе.

В ЦА существует перспективный набор энергетических проектов, где участие России играет ключевую роль. Это проекты по строительству АЭС, внедрению солнечной и ветровой генерации в Казахстане, Кыргызстане, Узбекистане и Таджикистане. Международный энергетический проект CASA-1000, предполагающий строительство ЛЭП между Кыргызстаном и Таджикистаном, поставку электроэнергии в Афганистан и Пакистан.

Участие России в подобных проектах обеспечивает долгосрочную энергетическую безопасность своей страны и ЦА, поддерживает стабильные и взаимовыгодные отношения с партнерами, способствуя развитию энергосистем и снижению воздействия на окружающую среду.

*Азербайджан* – государство на побережье Каспийского моря, является первой по размеру экономикой среди постсоветских

республик Южного Кавказа с объемом ВВП \$216 млрд в 2023 г. (Армения \$58 млрд, Грузия \$84 млрд)<sup>97</sup> и большими объемами запасов природного газа (6,25 трлн. м<sup>3</sup>) и нефти (2,54 млрд т н. э).<sup>98</sup> Кроме запасов природного газа и нефти республика богата мрамором, каолином, доломитом, туфом, т.е. необходимыми ресурсами для отделочной промышленности. По итогам 2023 г. Азербайджан увеличил добычу газа на 3,2 % – до 48,3 млрд м<sup>3</sup> по сравнению с 2022 г.<sup>99</sup> Добыча нефти с конденсатом в Азербайджане составила 30,2 млн т.н., снизившись на 7,4 % по сравнению с показателем 2022 г.<sup>100</sup>

В отличие от стран ЦА, которые имеют разногласия между собой по каким-либо вопросам, но поддерживают дружеские, соседские и дипломатические отношения, Азербайджан не имеет дипломатических отношений со своим непосредственным соседом – Арменией. Азербайджан входит в состав ГУАМ (Грузия, Украина, Молдавия, Азербайджан), региональной организации на постсоветском пространстве, созданной в 1997 г., и в этом же году учредил дипломатическую миссию при НАТО. В 2009 г. в Азербайджане проходили совместные учения с НАТО.

Однако, несмотря на это, российско-азербайджанские отношения развиваются прагматично и поступательно в духе добрососедства и взаимного уважения на протяжении нескольких десятилетий. Кроме этого, Россия не препятствовала реализации проекта трубопровода «Баку–Тбилиси–Джейхан» для транспортировки азербайджанской нефти на европейский рынок. После обретения независимости Азербайджана в результате распада СССР республика открыла доступ к своим углеводородным ресурсам с целью привлечения иностранных инвесторов для разработки нефтегазовых месторождений и реализации транспортных маршрутов нефти и природного газа.

---

97. По данным Всемирного Банка // URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.RP.KD?end=2023&locations=RU-AZ-AM-GE&start=2004> (дата обращения: 07.07.2024).

98. Извлекаемые и прогнозируемые запасы нефти с конденсатом и газа в Азербайджане оцениваются в 8,43 млрд тонн н.э. // URL: <https://interfax.az/view/893404> (дата обращения: 07.07.2024).

99. Добыча газа в Азербайджане в 2023 г. выросла на 3% – Минэнерго Азербайджана // URL: <https://interfax.az/view/907431> (дата обращения: 07.07.2024).

100. Азербайджан в 2023 г. сократил добычу нефти на 7,4%, экспорт – на 4,2% – Минэнерго Азербайджана // URL: <https://interfax.az/view/907430> (дата обращения: 07.07.2024).

Импульсом дальнейшего развития нефтегазовой отрасли республики послужило подписание 20 сентября 1994 г. контракта о совместной разработке нефтяных месторождений «Азери», «Чираг» и части месторождения «Гюнешли» (АЧГ), расположенных в азербайджанском секторе Каспийского моря, между Азербайджаном и 11 иностранными компаниями<sup>101</sup> из 6 стран мира — США, Великобритании, России, Турции, Норвегии и Саудовской Аравии. Это был первый контракт, подписанный независимым Азербайджаном с ведущими нефтяными компаниями мира. По историческому, политическому и международному значению соглашение стоимостью \$7,4 млрд назвали «Контракт века»<sup>102</sup>. В настоящее время, для экспорта нефти из Каспийского моря на мировые рынки построены следующие нефтепроводы: «Баку–Новороссийск» (1347 км, пропускная способность — 5 млн т в год), «Баку–Супса» (833 км, пропускная способность — 7,2 млн т в год) и «Баку–Тбилиси–Джейхан» (1768 км, пропускная способность — 60 млн т в год).

С момента подписания «Контракта века» республика заключила более 30 соглашений о разделе продукции (СРП) с иностранными компаниями на разработку нефтегазовых месторождений на море и суше, объем инвестиций превышает \$80 млрд<sup>103</sup>.

Кроме этого, построены два новых завода по производству полипропилена и полиэтилена высокой плотности и созданы предприятия по строительству современных буровых установок, добывающих платформ и судов. Благодаря разработке нефтяных месторождений (АЧГ) Азербайджан получил новые технологии, оборудование и технику в сфере бурения скважин и эксплуатации месторождений. Были построены и введены в эксплуатацию шесть нефтедобывающих платформ, отвечающих современным стандартам, и вся необходимая инфраструктура для транспортировки нефти и попутного газа на берег. Сегодня Азербайджан располагает четырьмя современными буровыми установками, отвечающими всем

101. Amoco, BP, McDermott, UNOCAL, ГНКАР, «ЛУКОЙЛ», Statoil, ТРАО, Pennzoil, Ramco, Delta.

102. Официальный сайт Президента Азербайджанской Республики. Энергетические проекты// URL: <https://president.az/tu/pages/view/azerbaijan/contract> (дата обращения: 07.07.2024).

103. «Контракт века» - 25 лет: прошлое, настоящее, будущее// URL: <https://interfax.az/view/777131> (дата обращения: 07.07.2024).

мировым стандартам по безопасности и экологии: «Деде Горгуд», «Истиглал», «Гуртулуш» и «Гейдар Алиев».

21 января 2021 г. Азербайджан и Туркменистан подписали Меморандум о взаимопонимании, о совместной разведке, разработке и освоении углеводородных ресурсов месторождения «Достлук» в Каспийском море<sup>104</sup>.

Углеводородная структура одного из богатейших газовых месторождений мира «Шахдениз» была открыта советскими геологами в 1954 г. Запасы месторождения оцениваются в 1,2 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 240 млн т н.э. газового конденсата<sup>105</sup>. Добытый природный газ с этого месторождения стал ресурсной базой для проекта «Южный газовый коридор» с возможной пропускной способностью до 20 млрд куб. м газа в год (рис. 12). Проект был инициирован Азербайджаном. К проекту присоединились Турция, Грузия, Италия, Греция, Болгария и Албания. Инфраструктурная часть этого проекта включает в себя газопроводы «Баку–Тбилиси–Эрзурум» (Южно-Кавказский газопровод, 970 км), «Азербайджан–Турция» (Трансанатолийский газопровод, 1850 км) и «Греция–Албания–Италия» (Трансадриатический газопровод, 878 км).



Рис. 12. Схема газопроводов проекта «Южный газовый коридор»

Источник: <https://president.az/ru/pages/view/azerbaijan/contract> (дата обращения: 07.07.2024).

104. Азербайджан и Туркменистан подписали знаковое соглашение по каспийскому месторождению// URL: <https://casp-geo.ru/azerbajdzhan-i-turkmenistan-podpisali-znakovoe-soglashenie-po-kaspijskomu-mestorozhdeniyu/> (дата обращения: 07.07.2024).
105. ШахДениз – газоконденсатное месторождение на шельфе Азербайджана// URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141690-shakhdeniz/> (дата обращения: 07.07.2024).

Кроме традиционных источников энергии республика обладает высоким потенциалом в области возобновляемых источников энергии (ВИЭ), оцениваемым в объеме 27 000 МВт, в том числе 3 000 МВт по ветряной энергии, 23 000 МВт по солнечной энергии, 380 МВт по биоэнергетическому потенциалу и 520 МВт по горным рекам<sup>106</sup>. Учитывая потенциал ВИЭ республики, до 2030 г. 30% производимой в Азербайджане энергии нацелено на получение возобновляемой энергии. Таким образом, будущее экономическое развитие Азербайджана будет тесно связано с использованием экологически чистых источников энергии и технологий.

Главными внешнеэкономическими партнёрами Азербайджана являются: Турция, Россия, Иран, США, страны Западной Европы.

Турция остаётся важнейшим военно-политическим и экономическим партнёром Азербайджана. Связи между двумя странами в сфере политического взаимодействия являются весьма активными и развиваются на двустороннем, региональном и международном уровнях. Сотрудничество с Турцией усиливает международные и региональные позиции Азербайджана.

Отношения с Ираном также являются одним из важнейших направлений внешнеполитической деятельности Азербайджана. Однако религиозная близость Азербайджана к Ирану (в обеих странах большинство населения – шииты) не привела к тесному сотрудничеству между двумя государствами. Иран стремится к сохранению дружественных отношений с Арменией, несмотря на армяно-азербайджанский конфликт из-за Нагорного Карабаха. Между Турцией и Ираном существует соперничество по вопросу влияния на Азербайджан.

США развивают отношения с Азербайджаном, основываясь на своих стратегических и прагматичных интересах, включая не только контроль над каспийским нефтегазоносным районом, но и наблюдение за Ираном.

Двусторонние отношения России и Азербайджана характеризует позитивная динамика. После распада СССР Россия, несмотря на эскалацию азербайджано-армянского конфликта, открыто заяв-

---

106. Использование возобновляемых источников энергии: цели, потенциал – ИССЛЕДОВАНИЕ// URL: <https://report.az/ru/energetika/ispolzovanie-vozobnovlyaemih-istochnikov-energii-celi-potencial/> (дата обращения: 07.07.2024).

ляла о заинтересованности в обеспечении стабильности в этой стране и оказала Азербайджану (так же, как и Армении) существенную помощь в формировании создаваемой азербайджанской армии вооружениями и военной техникой.

Основополагающим документом для двусторонних отношений является Договор о дружбе, сотрудничестве и взаимной безопасности между Россией и Азербайджаном<sup>107</sup>. Между двумя странами заключено около 80 межгосударственных и межправительственных соглашений. Рабочим механизмом, решающим конкретные вопросы двусторонних отношений на государственном уровне, является Межправительственная комиссия по экономическому сотрудничеству (МПК) между Россией и Азербайджаном. Торгово-экономическое сотрудничество неуклонно развивается, и в 2023 г., товарооборот составил примерно \$4,5 млрд, увеличившись по сравнению с 2022 г. на 17 процентов<sup>108</sup>. Традиционно основными статьями российского экспорта в Азербайджан являются оборудование, транспортные средства, продовольственные товары, сельскохозяйственное сырье, древесина и целлюлозно-бумажные изделия, продукция химической промышленности, металлы и металлические изделия. Россия импортирует из Азербайджана плодовоовощную продукцию, чай, вина, коньяк, продукцию текстильной промышленности.

В начале 2024 г. между Россией и Азербайджаном был подписан «План мероприятий по развитию ключевых направлений российско-азербайджанского сотрудничества на 2024–2026 гг.», который является дорожной картой межведомственного экономического взаимодействия на ближайшую перспективу.

Дополнительным взаимовыгодным направлением двустороннего сотрудничества может стать процесс восстановления Нагорного Карабаха. Россия может оказать важную роль в экономическом развитии региона, учитывая инвестиционный и технологический потенциал, географическое расположение и аналогичность техноло-

---

107. Договор о дружбе, сотрудничестве и взаимной безопасности между Российской Федерацией и Азербайджанской Республикой от 3 июля 1997 г.// URL: [http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&link\\_id=13&nd=203004898&collection=1](http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&link_id=13&nd=203004898&collection=1) (дата обращения: 07.07.2024).

108. Товарооборот Азербайджана с Россией динамично растёт URL:[https://azertag.az/ru/xeber/tovarooborot\\_azerbaidzhana\\_s\\_rossiei\\_dinamichno\\_rastet-2943607](https://azertag.az/ru/xeber/tovarooborot_azerbaidzhana_s_rossiei_dinamichno_rastet-2943607) (дата обращения: 07.07.2024).

гического уклада России и Азербайджана. Соответственно, с учетом намеченных планов и потенциально взаимовыгодных перспективных проектов у России и Азербайджана появляется возможность достичь более высокого уровня интеграции и экономического взаимодействия<sup>109</sup>.

В настоящее время у России и Азербайджана отсутствуют политические препятствия как для реализации крупных экономических проектов, так и для углубления отношений на двустороннем уровне и в рамках ЕАЭС. Российско-азербайджанское сотрудничество переходит в совершенно новое качество – взаимодействие равноправных и стратегических партнеров.

Кроме этого, изменились отношения в формате Россия – Азербайджан – Армения после решения руководства Армении об интеграции со странами Западной Европы с постепенным выходом из Организации Договора о коллективной безопасности (ОДКБ) и ограничением торгово-экономических отношений с Россией. Это также формирует предпосылки для стратегического углубления российско-азербайджанского сотрудничества. В новых реалиях Азербайджан вместо Армении занимает место основного стратегического партнера для России на Южном Кавказе.

---

109. Российско-азербайджанское стратегическое взаимодействие на современном этапе // URL: <https://russiancouncil.ru/papers/RIAC-Russia-Azerbaijan-PolicyBrief53.pdf> (дата обращения: 07.07.2024).

## Ключевые аспекты развития российского ТЭК в перспективе

### 1. Переход к низкоуглеродной экономике

#### *Антропогенные выбросы парниковых газов*

Необходимость низкоуглеродного развития связана с ростом температуры на планете, вызванным антропогенными выбросами в атмосферу парниковых газов, что усиливает естественный парниковый эффект, принося вред окружающей среде, становится причиной необратимых климатических изменений. Добыча энергоносителей и производство энергии занимает около  $\frac{3}{4}$  всей эмиссии парниковых газов. Энергетика, основанная на ископаемом топливе – один из главных антропогенных источников эмиссии парниковых газов: таких как двуокись углерода  $\text{CO}_2$ , метана  $\text{CH}_4$ , озона  $\text{O}_3$  и др. На  $\text{CO}_2$  в России в 2020 г. приходилось 79,2% всех выбросов парниковых газов<sup>110</sup>. Снижение этих выбросов, декарбонизация, зелёное развитие, дают возможность продвинуться к углеродно-нейтральной экономике, т.е. когда антропогенные выбросы парниковых газов в атмосферу равны нулю, либо они нейтрализуются мерами по защите окружающей среды.

В 2021 г. в мире было эмитировано 33,88 млрд т парниковых газов. Ведущие места по этому показателю занимают Китай (10,52 млрд т), США (4,70), Индия (2,55) и Россия (1,58 млрд т) (табл. 10).

По показателю интенсивности выбросов углекислого газа в килограммах на единицу ВВП Россия и Китай занимают ведущие места в мировом сообществе. В Китае в 2020 г. этот показатель составлял 0,407 кг, а в России – 0,359 кг на единицу ВВП в \$

110. <https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2023/10/ep-maket-№10-2023-30-41.pdf>

по паритету покупательной способности. В США этот индикатор находился на уровне 0,213 кг/\$, в Индии – 0,258 кг/\$, Японии – 0,139кг/\$, Германии – 0,135 кг/\$.

Таблица 10. Пять ведущих стран по выбросам CO<sub>2</sub> в млн т за год и доля в % от общей эмиссии<sup>111</sup>

№ п/п	Страна	2020 г., млн т	2021 г., млн т	2021 г., в %
1	Китай	9899,3	10523,0	31,1
2	США	4457,2	4701,1	13,9
3	Индия	2302,3	2552,8	7,5
4	Россия	1482,2	1581,3	4,7
5	Япония	1027,0	1053,7	3,1

Источник: Statistical Review of World Energy 2022. ВР (28 июня 2022). Дата обращения: 12.07. 2024.

Значительная степень выбросов CO<sub>2</sub> на единицу ВВП в России связана с относительно низким технологическим уровнем российской экономики, её энергоёмкой сырьевой структурой, ориентированной на широкое использование ископаемого топлива внутри страны и его поставки за рубеж. Энергоёмкость ВВП в России в 1,5–2,5 раза выше, чем в промышленно развитых странах. Её снижение позволит существенно снизить выбросы парниковых газов.

### *Сценарии выбросов парниковых газов*

Проблемы перехода России к низкоуглеродному развитию, вопросы снижения уровня выбросов парниковых газов в последние годы прочно вошли в глобальную повестку социально-экономического развития страны. Незадолго до санкций – 29 октября 2021 г. Правительством России была утверждена Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (далее – Стратегия). Документ предусматривал два сценария социально-экономического развития России – инерционный и целевой (интенсивный). Они различались по уровню технологического развития, структурным изменениям в экономике, поглощающей способности природных поглотителей и накопителей парниковых газов.

111. Углекислый газ CO<sub>2</sub> в данном случае используется как эквивалент для оценки суммарных выбросов парниковых газов.

Целевой (интенсивный) сценарий Стратегии, рассматриваемый в качестве основного, предполагал, что к 2050 г. чистая эмиссия парниковых газов снизится от уровня 2019 г. в 2,5 раза (на 60%) – с 1584 до 630 млн т эквивалента углекислого газа. По инерционно-му сценарию этот показатель за тот же период времени возрастал с 1584 до 1986 млн т эквивалента углекислого газа (табл. 11).

Таблица 11. Показатели выбросов и поглощений парниковых газов (млн т эквивалента углекислого газа)

Наименование показателя	Факт-2019 г.	План-2030 г.	План -2050 г.
Инерционный сценарий			
Выбросы парниковых газов	2119	2253	2521
Поглощения	-535	-535	-535
Нетто-выбросы	1584	1718	1986
Целевой (интенсивный) сценарий			
Выбросы парниковых газов	2119	2212	1830
Поглощения	-535	-539	-1200
Нетто-выбросы	1584	1673	630

Источник: Приложение к Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. [https://biosinfo.ru/upload/file/strategia\\_nizko\\_uglerod\\_razvitie.pdf](https://biosinfo.ru/upload/file/strategia_nizko_uglerod_razvitie.pdf)

По целевому сценарию поглощающая способность управляемых экосистем в 2030 г. оставалась практически на уровне 2019 г. (535 млн т эквивалента углекислого газа), а в 2050 г. возрастала до 1200 млн тонн эквивалента углекислого газа. Основная управляемая экосистема в России – это леса (лесное хозяйство). Снижению поглощения углекислого газа способствует огромное количество экологически и климатически неграмотных сплошных рубок при дефиците рубок, связанных с уборкой сухостоя, которые снижают пожароопасность. Предполагалось, что к 2050 г. реализуются мероприятия, позволяющие осуществить меры по лесовосстановлению и лесоразведению, охране лесов от пожаров, защите лесов от вредных организмов и т.д. Всё это позволит поднять поглощение углекислого газа.

Целевой сценарий обеспечивал глобальную конкурентоспособность и устойчивый экономический рост России в условиях глобального энергоперехода. Он предусматривал дополнительные меры по декарбонизации отраслей экономики и увеличению поглощающей способности управляемых экосистем. Намечалась структурная пе-

рестройка экономики, направленная на увеличение доли выпуска в отраслях с более низкой ресурсоёмкостью и более высокими показателями энергоэффективности. Технологическая модернизация отраслей экономики предусматривала повышение энергоэффективности и снижение выбросов парниковых газов. Предполагалось дальнейшее развитие международного сотрудничества в области выбросов парниковых газов, перехода к низкоуглеродному развитию.

Санкции ломают сложившиеся тренды относительно устойчивого развития мировой энергетики и экономики. Глобальный тренд на низкоуглеродное развитие, декарбонизацию остаётся, но меняются сроки реализации отдельных направлений энергетического перехода, пути и средства достижения поставленных целей, уменьшается потенциал сокращения выбросов парниковых газов.

Официальная позиция России заключается в том, что и при санкциях страна подтверждает актуальность для неё энергоперехода, климатической повестки на страновом и международном уровнях<sup>112</sup>. Для этого необходимо, как отмечалось выше, осуществлять структурную рестройку экономики с целью декарбонизации. Проблемы этого направления не исчезли. Однако в условиях санкций на первый план выходят вопросы энергетической безопасности. Механизмы и пути её решения часто противоречат задачам в области экологии и климата. В результате реализация мер, связанных с выбросами парниковых газов, отодвигается на более поздние сроки.

Евросоюз и другие страны мирового сообщества также не отказались от перехода к низкоуглеродной экономике. Однако в условиях сокращения в ЕС поставок российских энергоносителей европейские страны для обеспечения энергетической безопасности возобновили внимание к развитию атомной энергетики, стали всё больше использовать уголь и мазут на электростанциях, что противоречит идее низкоуглеродного развития.

### *Уголь, нефть и газ*

Поскольку с добычей ископаемого топлива связаны основные выбросы парниковых газов, то от снижения или роста этого пока-

---

112. Эдельгериев заявил, что Россия не намерена выходить из Парижского соглашения // ТАСС. 16.06.2022. URL: <https://tass.ru/obschestvo/14926653>

зателя в некоторой степени можно судить, как страна продвигается к углеродно-нейтральной экономике.

Следует отметить, что технологический фактор во многом определяет уровень добычи нефти, газа и угля в стране. Особенно важен технологический фактор для добычи нефти, поскольку в разработку необходимо всё больше вовлекать трудноизвлекаемые месторождения. Их освоение затруднительно при отсутствии высокоэффективного сервиса, современной техники и технологий.

### *Атомная энергетика*

Атомная энергетика может играть важную роль в процессе перехода к низкоуглеродной экономике, поскольку позволяет значительно снизить выбросы углекислого газа. АЭС в России дают возможность ежегодно предотвратить выбросы  $\text{CO}_2$ -эквивалента в размере более 100 млн тонн, что составляет порядка 7% от всех выбросов парниковых газов в стране. Если же оценивать планетарные масштабы, то работа всех АЭС в мире дает экономию выбросов парниковых газов на уровне 2 млрд тонн  $\text{CO}_2$ -эквивалента в год, что соразмерно поглощающей способности всего лесного массива планеты<sup>113</sup>.

Однако оценки в отношении перспектив перехода на АЭС не являются однозначными. Атомная энергетика в обозримом будущем обладает потенциалом снижения выбросов парниковых газов, но нет однозначных оценок рисков при работе АЭС. К ним прежде всего нужно отнести масштабные последствия аварий на АЭС и проблему утилизации отработанного ядерного топлива.

До недавнего прошлого Евросоюз ориентировался в перспективе на полный отказ от атомной энергетики, хотя некоторые европейские страны возражали против этого. К ним относятся Франция, Финляндия и большинство стран Центральной и Восточной Европы, которые считают, что для достижения климатической нейтральности к 2050 г. необходимо развивать атомную энергетiku.

В 2020 г. на долю АЭС приходилось 25% от всей выработки электроэнергии в ЕС. Действующие АЭС, кроме вышеназванных Франции и Финляндии, имели ещё 11 стран союза, в том числе

113. <https://www.kommersant.ru/doc/5735488>

Венгрия, Нидерланды, Румыния, Словения, Словакия, Швеция, Бельгия, Болгария, Чехия, Германия и Испания.

В результате острых и бескомпромиссных споров летом 2022 г. Европейский парламент принял предложение Еврокомиссии о включении атомной и газовой энергетики в список экологически устойчивых видов генерации на период перехода к низкоуглеродной (зелёной) экономике. В условиях потери российских энергоносителей (нефти, газа, угля) Европе трудно отказаться от использования атомной энергии.

Позиция России заключается в том, что атомная энергетика выступает безуглеродным источником производства электроэнергии и вносит важный вклад в осуществление планов Парижского соглашения. Россия заинтересована в том, чтобы мировое сообщество признало атомную энергию безуглеродной и отвечающей климатическим целям. В этих условиях Россия, занимающая ключевые позиции в атомном секторе мирового хозяйства, может получить значительные выгоды от международного сотрудничества.

За рубежом Россия в настоящее время на разной стадии реализации ведёт строительство 33 энергоблоков атомных станций в десяти странах. Среди них: Турция, Индия, Иран, Бангладеш, Египет, Китай, Армения, Венгрия, Финляндия, Белоруссия<sup>114</sup>.

Атомные электростанции занимают важное место в российской энергетической системе. В России в 2022 г. в эксплуатации находилось 37 энергоблоков на 11 АЭС суммарной мощностью 29,5 ГВт., которые вырабатывали около 20% (223,7 млрд кВт·ч) электроэнергии в стране. К 2040 г. Россия планирует увеличить этот показатель до 25%<sup>115</sup>.

В настоящее время ядерные энергетические реакторы работают в 33-х странах. По количеству вырабатываемой электроэнергии на АЭС лидируют США – 789,9 млрд кВт·ч в 2020 г. Россия занимает четвёртое место после Китая и Франции. По количеству строящихся реакторов лидирует Китай. Россия находится на втором

114. <https://www.atomic-energy.ru/news/2024/01/09/142022?ysclid=m1v2zeyr0780992852>

115. <https://rosatom.ru/journalist/interview/a-likhachev-atomnaya-otrasl-mozhet-stat-osnovoy-perekhoda-k-nizkouglerodnoy-energetike/>

месте, правда, для себя она строит только три реактора, тогда как ещё 17 для других стран<sup>116</sup>.

Атомная отрасль в России является одной из передовых в мире по уровню научно-технических разработок, выступая локомотивом для развития других отраслей. Российская госкорпорация «Росатом» обладает компетенциями во всей технологической цепочке ядерного топливного цикла. Это даёт ей возможность полностью обеспечивать высокотехнологичным оборудованием строящиеся АЭС в России и за рубежом. Зависимость российских АЭС от иностранных производителей составляет 0,5%, в ближайшее время она будет полностью покрываться отечественной продукцией<sup>117</sup>.

Атомная энергетика способна разрешить проблему глобального энергетического дефицита на планете. В России атомная энергетика будет играть важную роль в процессе трансформации структуры энергетике, в обеспечении энергетической безопасности и перехода к низкоуглеродной экономике, даст возможность укрепить конкурентные позиции страны в мировом сообществе

### *Ветро- и солнечная энергетика*

В процессе перехода к низкоуглеродной экономике многие страны мирового сообщества особое внимание уделяют развитию энергетике, основанной на использовании энергии солнца и ветра.

Солнце – гигантский термоядерный реактор, мощность энергетического потока, доходящего до Земли, составляет около 173 млн ГВт, что более чем в 10 тыс. раз превышает общемировые потребности планеты<sup>118</sup>. Общие запасы энергии ветра в мире в восемь раз превышают нынешнее мировое потребление электроэнергии.

Технический прогресс в последнее десятилетие позволил поднять уровень энергетической эффективности ветряных и солнечных электростанций (которые относятся к низкоуглеродным технологиям), сделать их экономически привлекательными для про-

116. <https://dzen.ru/a/Y1-ZZVMfFBhOszSP>

117. Баимаков И.А. и др. Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы. ЦЭНЭФ-XXI. М. 2023. С. 173.

118. <https://www.quepaw.com.ru/power-and-energy-industry/kakoy-segodny-glavnyy-istocnik-energii-v-mire>

изводства электроэнергии. Производимая ими стоимость электроэнергии приблизилась к аналогичным показателям традиционных электростанций. В использовании энергии солнца и ветра мировое сообщество видит важное средство снижения выбросов парниковых газов, перехода к низкоуглеродной экономике.

В структуре производства электроэнергии в России доля солнечных электростанций (СЭС) и ветряных электростанций незначительна (ВЭС). В 2023 г. на них приходилось соответственно 0,24% и 0,5% от всей выработки электроэнергии. В мировом производстве электроэнергии доля СЭС находилась на уровне 5,5%, ВЭС – 7,8%<sup>119</sup>.

В отношении перспектив развития солнечных и ветряных электростанций в России нет однозначного подхода. Зависимость производства электроэнергии на солнечных и ветряных электростанциях от погодных условий, а СЭС и от времени суток, требуют применения накопителей энергии – аккумуляторов либо дополнительных традиционных энергоустановок (дизельных генераторов). Это ставит под сомнение «чистоту» вырабатываемой электроэнергии, а промышленное применение СЭС и ВЭС может быть оправдано только при создании мощных и эффективных накопителей энергии<sup>120</sup>.

Следует также учитывать, что в России для СЭС наиболее благоприятные для их применения территории находятся в зоне централизованного энергоснабжения, т.е. там, где их применение не будет эффективным. Что касается ВЭС, то они могут быть востребованы для отдельных потребителей, расположенных вдоль побережий северных и восточных морей России.

При оценке перспектив развития солнечных и ветряных электростанций в России надо учитывать, что при их строительстве применяются иностранные технологии. Степень локализации в отрасли значительная, но зависимость от импорта остаётся высокой. В условиях санкций возникают сложности с привлечением иностранных экспертов для проведения пусконаладочных работ, а также пробле-

119. <https://aenert.com/ru/novosti-i-sobytiya/monitoring-novostei-ehnergetiki/n/globalnyi-obzorehlektoehnergetiki-2024-rekordnye-30-voznobovljaemykh-istochnikov-ehnergii-v-mirovom-p/>

120. Сокут А.Д., Муровская А.С. Перспективы развития систем электроснабжения за счет подключения ветровых и солнечных электростанций с накопителями энергии в общую энергосистему // Строительство и техногенная безопасность. 2017. №7 (59). С. 113–121.

мы с допуском к иностранным программным средствам<sup>121</sup>. Это ставит российскую энергетику в зависимость от других стран, является важным сдерживающим фактором развития этих возобновляемых источников энергии.

Под давлением санкций некоторые компании, реализующие проекты ВИЭ, объявили о приостановке своей деятельности в России. В этих условиях необходимо найти разумный баланс между уровнем технологического суверенитета компаний в отрасли и их зависимости от новых зарубежных партнёров, которые не присоединились к санкциям. Это даст возможность не потерять отечественные разработки и продвигаться вперёд в реализации проектов ВИЭ.

### *Водородная энергетика*

В низкоуглеродном развитии важная роль принадлежит водороду, поскольку его можно получать из низкоуглеродных источников, а при его использовании нет выбросов парниковых газов. С целью конкретизации и дополнения ЭС-2035 в августе 2021 г. Правительство РФ утвердило Концепцию развития водородной энергетики в Российской Федерации. Намечалось, что потенциальные объёмы экспорта водорода из Российской Федерации на мировой рынок могут составить от 2 до 12 млн т в 2035 г. и 15–50 млн т в 2050 г. в зависимости от темпов развития мировой низкоуглеродной экономики и роста спроса на водород на мировом рынке<sup>122</sup>. В основе концепции лежала идея о том, что в будущем водород может стать важным экспортным товаром России в энергодефицитные европейские страны и Японию, поскольку рынки ископаемого топлива в Европе и во всём мире будут сжиматься.

В условиях санкций перспективы развития водородной энергетики в России кардинально меняются. Переориентация на Восток — на рынки Китая и Индии сомнительна, поскольку эти страны сами достаточно успешно развивают водородную энергетику и в поставках водорода из России не нуждаются. Необходимо ориен-

121. РЭА Минэнерго России. Возобновляемая энергетика в России и мире. М. 2022. С.105.

122. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, 2021. URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2NqcVsexl.pdf> (Дата обращения: 02.11.2021).

тироваться не на экспорт водорода, а на его использование внутри страны и обеспечение себя передовыми водородными технологиями за счёт собственных разработок. Важной сферой применения водорода в России может стать транспорт. Однако пока все энергоустановки в российских транспортных средствах, работающих за счет водорода, — импортные<sup>123</sup>.

Водород в перспективе может играть сопоставимую роль по масштабам потребления с ископаемым топливом. Но в отличие от ископаемого топлива водород — это, как и электроэнергия, вторичный энергоноситель и они могут успешно дополнять друг друга. В настоящее время водород используется в основном в химической и нефтехимической промышленности. Водород может найти широкое применение как накопитель избыточной электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ, когда в периоды солнечной и ветровой активности предложение электроэнергии превышает её спрос. Развитие водородных технологий даёт возможность использовать водород в качестве энергоносителя практически для всех видов тепловых двигателей. Транспортировка водорода по существующей транспортной сети (трубопроводы) и его хранение позволяют создавать при необходимости энергетические резервы для их использования в нужное время.

### *Энергетические переходы*

В перспективе энергетический сектор, как и прежде, будет играть важную роль в переходе к низкоуглеродной экономике, поскольку ископаемое топливо ещё долго будет занимать значительную долю в энергобалансе страны и мировой экономике.

Но в силу того, что месторождения нефти, газа и угля исчерпаемы, они относятся к секторам экономики с убывающей отдачей от вложенного в них капитала. И никакой научно-технический прогресс, как показывает мировой опыт и доказывает теория, не может преодолеть эту тенденцию. Научно-технический прогресс может противодействовать этой тенденции и замедлить её, но не больше. При разработке месторождений приходится переходить от уже выработанных к новым запасам топлива с худшими условиями освоения —

---

123. <https://itek.ru/analytics/vodorodnaya-ekspansiya-rossii-otmenyaetsya/?ysclid=m1v2tcslk4883257002>

с более низкой отдачей и более высокими затратами капитала (издержками). В результате издержки добычи растут и превышают отдачу, а месторождение становится экономически неэффективно разрабатывать.

Этот фактор, ограничивающий добычу топлива, особенно важен для России, поскольку перспективы получения нефти в стране связаны с расширением разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), которые отличаются высокой себестоимостью добычи. По оценке Министерства энергетики России доля ТРИЗ нефти в добыче может повыситься с 40% в 2023 г. до 70% к 2030 г.<sup>124</sup> Себестоимость добычи нефти в России с учётом полного цикла затрат (операционные, капитальные, транспортировка) составляет \$15–45 за барр.<sup>125</sup> При переходе к разработке ТРИЗ эти показатели будут существенно возрастать. Проблема будет обостряться в условиях снижения доступа российских нефтяных компаний к зарубежным высокоэффективным технологиям. Нужны действенные методы для разработки ТРИЗ.

Однако развитие мировой экономики требует увеличения потребления энергии. Нужен новый более высокий уровень производства энергии за счёт дешёвых энергетических источников. Эта потребность реализуется в результате появления принципиально новых технологий и способов производства энергии, перехода к новому сочетанию энергетических источников. До настоящего времени человечество пережило три таких перехода: от биомассы (включая дрова и отходы) к доминирующему положению угля, от угля к определяющей роли нефти и от нефти к возрастанию роли газа, гидроэнергии и ядерного топлива.

В настоящее время мир переживает четвёртый энергетический переход. Мир переходит к низкоуглеродной модели развития. В структуре энергопроизводства постепенно сокращается использование ископаемого топлива (прежде всего угля, нефти, а в более отдалённом будущем и газа), увеличивается в энергобалансе доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В ряде стран развивается атомная энергетика. Внимание уделяется развитию электри-

124. <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/655c88359a794711b99d4b1c?ysclid=lyo9u827io25368333>

125. <https://neftegaz.ru/news/finance/716102-minenergo-sebestoimost-dobychi-nefti-v-rossii-sostavlyayet-15-45-doll-za-barr/?ysclid=lyob0b1k2i623736930>

фикации, использованию водорода как энергоносителя и накопителя энергии, модернизации технологической базы на всех стадиях энергетического потока. И если раньше важным мотивом перехода от сочетания одних энергетических источников к другим была их эффективность и конкурентоспособность затрат, то теперь в дополнение к этим факторам значительное внимание отводится декарбонизации энергетики, уменьшению в энергобалансе доли ископаемого топлива (рис. 13).

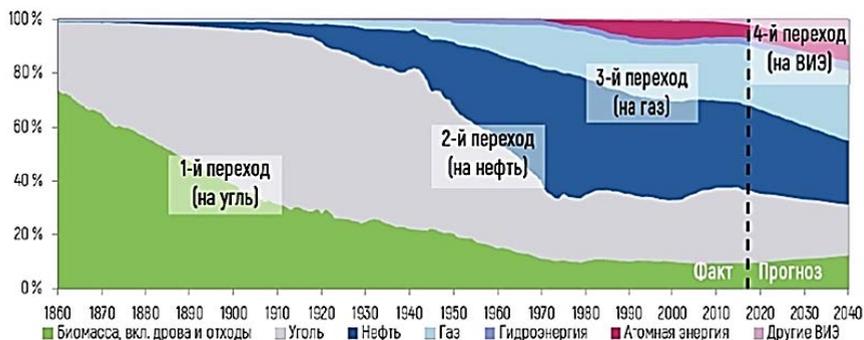


Рис. 13. Изменение структуры мирового первичного энергопотребления по видам топлива с 1860 г., %

Источник: Прогноз развития энергетики мира и России. 2019. ИНЭИ РАН – Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

Важным техническим содержанием четвертого энергетического перехода выступают пятый и шестой технологические уклады. Пятый уклад основан на достижениях микроэлектроники, информационных технологий, геной инженерии, систем оптико-волоконной связи. В основе шестого технологического уклада лежит развитие нано- и биотехнологии, наноэнергетики, молекулярной и клеточной технологии. Появление новых технологий позволяет обеспечить прогресс в создании эффективных ВИЭ, использовании водорода, развитии атомной энергетики, создании управляемых термоядерных установок<sup>126</sup>.

Новые технологические уклады позволят в России повысить энергоэффективность и снизить высокую энергоёмкость ВВП. Без этого процесс перехода российской энергетики и экономики от

126. Волюшин В.И., Соколов М.М. Энергетика России в условиях глобального перехода к экономике. М.: ИЭ РАН, 2022. 47 с.

экспортно-сырьевой к ресурсно-инновационной модели развития будет затруднительным.

Переход к низкоуглеродной экономике будет сжимать рынок ископаемого топлива, в первую очередь угля, а затем и нефти. В результате, если не уйти от экспортно-сырьевой модели, усилится изоляция России в мировом хозяйстве, сократятся возможности развиваться за счёт международного разделения труда.

В процессе перехода к низкоуглеродной экономике приближаются мировые пики выбросов основных видов ископаемого топлива. Есть оценки (прогноз Международного энергетического агентства), согласно которым мировой пик потребления угля, нефти и природного газа будет достигнут уже к 2030 г.<sup>127</sup> В будущем может возникнуть такая ситуация, когда места на внешнем, а также внутреннем рынках для ископаемого топлива не останется, т.е. то, чем богата Россия и от чего во многом зависит её экономический рост, не будет востребовано.

## 2. Технологические ограничения

Среди главных факторов, сдерживающих развитие российского ТЭК, является ограниченный доступ к современным технологиям. Россия сталкивается с серьезными технологическими ограничениями, представляющими собой запрет со стороны недружественных государств на экспорт передовых технологий и предоставление услуг для энергетического сектора. Это создает значительные вызовы для развития и обновления отечественной энергетической инфраструктуры.

Одним из основных рисков, с которыми сталкиваются организации ТЭК, является высокая степень зависимости от импортных технологий, оборудования, материалов и программного обеспечения.

**В нефтегазовом комплексе** наблюдается высокая зависимость от импорта в следующих номенклатурных позициях оборудования, технических устройств, комплектующих и услуг.<sup>128</sup>

127. <https://www.interfax.ru/business/920394>

128. Как импортозамещали нефтегазовое оборудование в Минпромторге России// URL: <https://www.tek-all.ru/news/id8652-kak-importozameschali-neftegazovoe-oborudovanie-v-minpromtorge-rossii/> (дата обращения: 07.07.2024).

- оборудование подземное для закачивания скважин с системой селективного управления, парогенераторы и изолированные термостойкие трубы (доля импорта – 95%);
- ГРП и другие технологии воздействия на продуктивный пласт и призабойную зону (доля импорта – 92%);
- роторно-управляемые системы, навигационное оборудование для определения положения бурового инструмента, оборудование по управлению буровым устройством (доля импорта – 83%);
- прикладное программное обеспечение (доля импорта – 90%);
- инженерное программное обеспечение (ПО моделирования) (доля импорта – 90%);
- промышленное программное обеспечение (АСУ ТП) (доля импорта – 91%);
- криогенные насосы высокого и низкого давления для перекачки СПГ (доля импорта – 80%);
- газораздаточные колонки СПГ с коммерческим учетом (доля импорта – 90%);
- бортовые топливные системы для автотранспортных средств, использующих СПГ в качестве моторного топлива (доля импорта – 90%).

Обострилась проблема нефтесервисных услуг, после того как о приостановке своей деятельности в России заявили крупнейшие сервисные компании: «Schlumberger»<sup>129</sup>, «Halliburton»<sup>130</sup>, «Baker

129. **Schlumberger (SLB)** (рус. «Шлюмберже») — крупнейшая нефтесервисная компания. Основные операционные центры компании расположены в Хьюстоне, Париже, Лондоне и Гааге. Зарегистрирована компания на Нидерландских Антильских островах (в офшорной зоне). В списке крупнейших компаний мира Forbes Global 2000 за 2022 г. заняла 348-е место (502-е по размеру выручки, 547-е по чистой прибыли, 854-е по активам и 261-е по рыночной капитализации). Дата основания — 1926 г., число сотрудников — 92 000, капитализация — 49 млрд долл. США.

130. **Halliburton** (рус. «Халлибёртон») — американская транснациональная нефтесервисная компания. Компания предоставляет свои услуги в более чем 70 странах по всему миру, штаб-квартира находится в Хьюстоне, штат Техас. В списке крупнейших компаний мира Forbes Global 2000 за 2022 г. заняла 616-е место (773-е по размеру выручки, 722-е по чистой прибыли, 1430-е по активам и 515-е по рыночной капитализации). Дата основания — 1919 г., число сотрудников — 40 000, капитализация — 27 млрд долл. США.

Hughes»<sup>131</sup> и «Weatherford International»<sup>132</sup>, работающие на рынке нефтесервисных услуг. В эти услуги входят бурение и строительство скважин, их текущий и капитальный ремонт, повышение нефтеотдачи пластов, ремонт и обслуживание нефтепромыслового оборудования.

На подрядчиков из недружественных стран до 2022 г. приходилось лишь 15% рынка бурения в России, но они играли ключевую роль в высокотехнологичных сегментах нефтесервиса, которые наиболее востребованы в связи с истощением традиционных запасов и ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти. По оценкам заместителя председателя Правительства России А.Новака, она может увеличиться с 30% в 2023 г. до 70% в 2050 г.<sup>133</sup> Добыча ТРИЗ в России осложнено, поскольку в стране не хватает отечественных современных технологий и высококвалифицированных специалистов. Возникающие сложности при освоении ТРИЗ без нужных технологий и человеческого капитала неминуемо приведет в перспективе к снижению добычи нефти в стране.

В мировой практике для разработки ТРИЗ и повышения дебита скважин широко используется технология гидроразрыва пласта (ГРП). Для этого создаются комплексы оборудования, называемые – флот ГРП. Мировыми лидерами по производству флотов ГРП являются белорусский «Фидмаш», шотландская «The Weir Group», американские «Stewart & Stevenson» и «Caterpillar», немецкая «КАТТ»<sup>134</sup>.

**Велика доля импортного оборудования в нефтепереработке и нефтегазохимии. Зависимость от импорта по некоторым видам**

- 
131. **Baker Hughes** (рус. «Бейкер Хьюз») – американская транснациональная нефтесервисная компания. В перечень услуг компании входят бурение, оценка запасов, обустройство месторождений и т.д. Штаб-квартира находится в городе Хьюстон, Техас. Дата основания – 1987 г., число сотрудников – 54 000, капитализация – 28,2 млрд долл. США.
132. **Weatherford International** (рус. «Уэтерфорд интернешнл») – транснациональная нефтесервисная компания. Зарегистрирована в Ирландии, штаб-квартира находится в Хьюстоне (Техас, США). Дата основания – 1998 г., число сотрудников – 17 000, капитализация – 1,3 млрд долл. США.
133. Новак ожидает роста доли трудной нефти до 70% к 2050 г. // URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/11/21/1006935-novak-ozhidaet-rosta-doli> (дата обращения 07.07.2024).
134. Гидроразрыв пласта по-русски: зачем нам свой флот // URL: [https://www.vedomosti.ru/industry/infrastructure\\_development/articles/2023/08/22/991283-gidrorazriv-plasta-po-russki-zachem-nam-svoi-flot](https://www.vedomosti.ru/industry/infrastructure_development/articles/2023/08/22/991283-gidrorazriv-plasta-po-russki-zachem-nam-svoi-flot) (дата обращения 07.07.2024).

оборудования достигает 70–80%<sup>135</sup>. Из Евросоюза Россия импортировала агрегаты для производства ароматических углеводородов, реакторы гидрокрекинга, установки полимеризации, термического крекинга. В настоящее время средний возраст российского НПЗ превышает 60 лет, а более 60% крупных НПЗ объемом переработки от 1 млн т в год находятся в эксплуатации свыше 50 лет<sup>136</sup>. Из-за изношенности и устаревших мощностей нефтепереработки Россия занимает лишь двадцатое место в мире по глубине переработки нефти. (*Глубина переработки = (Объем переработки – Объем производства мазута – Объем потерь и топлива на собственные нужды) / Объем переработки \* 100%*). На самых современных НПЗ в США этот показатель составлял 98%, европейских – 85–90%. В России в 2020 г. глубина нефтепереработки составила 84,1%<sup>137</sup>. Если основная часть оборудования, используемая для первичной переработки нефти, российская, то большая часть технологических установок вторичной переработки произведены зарубежными компаниями и находятся в санкционном списке.

В нефтегазохимии эксперты оценивают долю импортного оборудования и технологий как очень высокую – от 80 до 95%<sup>138</sup>. До 1990 г. в СССР и на территории России была создана одна из крупнейших в мире отраслей нефтегазохимии. Россия входила в число ведущих производителей нефтегазохимической продукции. Распад СССР стал началом деиндустриализации отрасли. Доля нефтегазохимической отрасли в ВВП страны незначительна – около 1,5%<sup>139</sup>, но может возрасти, поскольку высокотехнологичные нефтегазохимические мощности способны производить продукцию с высокой добавленной стоимостью.

**Зависимость СПГ отрасли** от импортного оборудования особенно высока в крупномасштабных проектах с объемом производства одной технологической линии более 2 млн т в год. Такие

135. <https://www.vedomosti.ru/partner/articles/2023/02/08/961920-tehnologicheskomu-suverenitetu>

136. <https://neftegaz.ru/science/pererabotka/778321-skolko-deneg-utekaet-v-trubu/>

137. [https://iadevon.ru/news/petroleum/rossijskim\\_npz\\_v\\_usloviyah\\_sanktsiy\\_nuzhno\\_perehudit\\_ko\\_vtorichnoy\\_pererabotke-13293/](https://iadevon.ru/news/petroleum/rossijskim_npz_v_usloviyah_sanktsiy_nuzhno_perehudit_ko_vtorichnoy_pererabotke-13293/)

138. <https://news.myseldon.com/ru/news/index/311884383>

139. Голубева И.А., Худяков Д.С., Родина Е.В. Перспективы развития нефтегазохимии в России. Проектируемые и строящиеся нефтегазохимические комплексы // НефтеГазоХимия. 2019. № 2. С. 5–12.

проекты наиболее эффективно применять для разработки крупных и сверхкрупных месторождений. Среднетоннажные и малотоннажные проекты СПГ имеют технологические линии соответственно меньше 2 млн т и 80 тыс. т в год. Малотоннажные заводы по сжижению газа импортозамещены в России почти на 100%<sup>140</sup>. Сегодня в нашей стране производится криогенное оборудование только для малотоннажных и среднетоннажных СПГ-заводов. Технологией крупнотоннажного производства СПГ владеют крупные западные компании из недружественных стран.

**В угольной промышленности** России сложилась наиболее высокая зависимость от импортного оборудования. Основными поставщиками оборудования являлись Германия, Польша, США и Япония. Критическая зависимость от импорта ГШО наблюдается в следующих номенклатурных позициях оборудования:

- многоковшовые экскаваторы (доля импорта – 100%);
- дизелевозы (доля импорта – 99,6%);
- погрузчики для открытых горных работ (доля импорта – 93%);
- очистные комбайны (доля импорта – 80%);
- бульдозеры (доля импорта – 76%).

Менее импортозависимыми позициями являются:

- ленточные конвейеры (доля импорта – 10,8 %);
- скребковые конвейеры (доля импорта – 6,6%)<sup>141</sup>.

Отсутствие современных технологий и оборудования сужает возможности добычи топлива, снижает конкурентоспособность российского экспорта, ограничивает возможности для его диверсификации.

Углекислотные производства на территории России существовали ещё в 1930-е годы. После распада СССР, так же как и в нефтегазохимической отрасли, ряд предприятий стал закрываться. В результате Россия, обладая огромными запасами угля, является импортёром продуктов углекислоты, уступая производство продуктов переработки угля другим странам. Глубокая переработка угля и

140. <https://oilcapital.ru/news/2022-04-11/probleme-importozamescheniya-oborudovaniya-dlya-spg-ispolnilos-8-let-1041667>

141. У российского угля обнаружили критическую импортозависимость // URL: <https://dzen.ru/a/ZH92kfkVrkXy2LuV> (дата обращения 07.07.2024).

техногенных отходов даёт возможность получить больше 180 видов химических продуктов. Из угля можно извлекать сырьё высокого передела: сорбенты, смолы, метанол, бензол, удобрения для растений и лекарства. Сильным препятствием (барьером) в развитии углехимии является слабая научно-технологическая база и нехватка квалифицированных кадров.

**В электроэнергетике** наибольший уровень импортной зависимости сложился в ТЭС, работающих на газе. В отечественной энергосистеме мощностью 246 ГВт на них приходится половина общей мощности всех электростанций – 123 ГВт. Из них 25,3 ГВт – это энергоблоки с импортными турбинами. Большую часть из них составляют агрегаты Siemens, General Electric, Ansaldo, Alstom и Mitsubishi<sup>142</sup>. Отечественные газотурбинные установки большой мощности (от 110 МВт и выше) производились на основе лицензионных соглашений с иностранными партнёрами либо закупались за рубежом. Импортная зависимость в производстве паровых турбин составляет 12%, в производстве трансформаторов и выключателей соответственно 46% и 27 %<sup>143</sup>.

Высокая зависимость российского ТЭК от иностранных технологий в основном из недружественных стран в условиях крупномасштабных санкций усиливает необходимость укрепления автономности от иностранных поставщиков, роста локализации оборудования внутри страны. Для ликвидации критической зависимости от зарубежных поставщиков, что позволит стране обеспечить стабильность энергетического комплекса даже в условиях геополитических неопределенностей, предпринимаются реальные шаги.

С 2014 г. Минэнерго России совместно с Минпромторгом России, а также с другими заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и энергетическими компаниями ведет работу по снижению зависимости российского ТЭК от импортного оборудования, технологий и материалов. В 2019 г. Минэнерго России совместно с Минпромторгом России создан Центр компетенций технологического развития ТЭК (ЦКТР ТЭК) на базе ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. К первостепенным задачам ЦКТР ТЭК относятся:

142. <https://itek.ru/analytics/zamestit-samoe-vazhnoe/>

143. Российский и мировой ТЭК: вызовы и перспективы // Энергетическая политика. 15.04.2022. Новак.

- формирование консолидированного заказа отраслей ТЭК России по технике и технологиям;
- формирование научно-технической политики ТЭК;
- определение приоритетных направлений и формирование инструментов государственной поддержки при реализации инновационной политики и политики импортозамещения в отраслях ТЭК;
- взаимодействие с предприятиями-заказчиками для выработки отраслевых технических заданий и мониторинга выполнения инженерных проектов и испытаний пилотных образцов;
- развитие научно-технического сотрудничества для создания инновационной и импортозамещающей продукции со странами БРИКС, ОПЕК+, Африки и Азии и другие;
- информационно-аналитическая поддержка государственных органов и предприятий ТЭК<sup>144</sup>.

Кроме этого, в рамках Минэнерго России активно функционирует рабочая группа, занимающаяся вопросами снижения зависимости нефтеперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности от импорта оборудования, комплектующих, технологий и услуг. Эта инициатива призвана обеспечить стратегическую независимость от внешних поставщиков, особенно в ключевых областях технологий, необходимых для развития ТЭК.

Рабочей группой проведена инвентаризация текущего состояния технологий в нефтеперерабатывающей и нефтегазохимической сферах. Это включало в себя анализ процессов нефтепереработки, применяемых катализаторов и присадок, а также оценку доли зарубежных и российских технологических решений и потребляемой продукции. Такой обзор позволил выявить области, где преобладает иностранный опыт, и определить потенциал для замещения импорта отечественными производителями<sup>145</sup>.

Программа импортозамещения Минпромторга России включает создание и запуск серийного производства отечественных фло-

144. Официальный сайт Минэнерго России. Импортозамещение в ТЭК // URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/import-substitution-in-fuel-and-energy-complex> (дата обращения 07.07.2024).

145. Коваленко Д. С. Цифровизация российской энергетики в контексте взаимодействия государства и бизнеса / Д. С. Коваленко, Е. А. Копытина, М. А. Сущкевич // Вопросы политологии. 2023. Т. 13, № 3(91). С. 1382.

тов ГРП, которые используются для разработки ТРИЗ и повышения дебита скважин. Предполагается, что потребность в них составит 3–5 флотов ГРП в год. Количество работающих флотов увеличится со 130 в настоящее время до 170 к 2030 году.<sup>146</sup>

Технология ГРП позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), который определяется как отношение суммарной добычи к геологическим запасам. КИН в нефтедобывающих странах мира составляет примерно 35–45 %, в США – 40%, в Саудовской Аравии – 37%, в России – 32–35%. Но в основном КИН зависит от геолого-физических характеристик пласта, вязкости нефти и других технических факторов. Например, средний дебит нефти в Саудовской Аравии составляет 50 т/сут, в России – 10 т/сут. Природа определила КИН для разных стран и месторождений: в Саудовской Аравии преобладают песчаные почвы, отмечена высокая проницаемость, нефть, следовательно, «легкая» – Arabian Sweet Light. В России грунт плотный, нефть «тяжелая» – Urals<sup>147</sup>.

Для уменьшения зависимости угольной промышленности России от иностранного оборудования Минэнерго России создало координационно-совещательный орган – рабочую группу, посвященную вопросам снижения зависимости угледобывающей и углеперерабатывающей промышленности от импорта оборудования, комплектующих, технологий и услуг.

Эта рабочая группа, утвержденная приказом Минэнерго России от 4 августа 2022 г., стала фундаментом для совместных усилий не только ведомства энергетики, но и Минпромторга России. В рамках этого важного согласованного подхода удалось объединить угольные компании и машиностроительные заводы, сосредоточив внимание на производстве горно-шахтного и горнотранспортного оборудования (ГШО), представляющего собой ключевой элемент замены импортных технологий.

Рабочей группой были разработаны и утверждены технические задания для 78 единиц ГШО. Эти задания сейчас находятся на ста-

146. Исследование: проблемы с доступом к технологиям могут уронить добычу нефти в РФ на 20%. URL: <https://rg.ru/2023/03/03/issledovanie-problemy-s-dostupom-k-tehnologii-am-mogut-uronit-dobychu-nefti-v-rf-na-20.html> (дата обращения 07.07.2024).

147. Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России// URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2020-12/3> (дата обращения 07.07.2024).

дии дальнейшей проработки совместно с Минпромторгом России и машиностроительными предприятиями. Цель этого процесса – организация производства высокоэффективного горно-шахтного оборудования внутри страны, что даст возможность отечественным компаниям с легкостью заменить импортные аналоги.

Основным нормативно-правовым документом развития угольной промышленности является «Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года»<sup>148</sup>, включающая в себя 7 подпрограмм. Планируется технологическая модернизация действующего производства и создание взаимосвязанных технологических комплексов по добыче и преобразованию угля в продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Этот интегрированный подход представляет собой важный этап в укреплении технологической независимости угольной промышленности России, подчеркивая готовность государства поддерживать и стимулировать развитие национального производства и технологий. Такие инициативы не только способствуют снижению зависимости от зарубежных поставок, но и поддерживают рост отечественного машиностроения, создавая благоприятные условия для развития угольной отрасли внутри страны.

На данный момент в России уже организовано производство конвейерного и обогатительного оборудования, в том числе дробильно-размольного оборудования, флотационных машин, установок для сепарации и классификации, а также отдельной номенклатуры машин для ведения подземных работ, а именно проходческих комбайнов и шахтных локомотивов<sup>149</sup>.

Следует также отметить, что в отдельных сегментах оборудования для открытых работ, таких как буровые установки, автосамосвалы, бульдозеры, гидравлические карьерные экскаваторы и погрузчики, российские машиностроители уже успешно производят технику, соответствующую требованиям угледобывающих предприятий. Для обеспечения потребности в наиболее критической

---

148. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 июня 2020 г. № 1582-р.

149. Коваленко Д.С. Цифровизация российской энергетики в контексте взаимодействия государства и бизнеса / Д.С. Коваленко, Е.А. Копытина, М.А. Сушкевич // Вопросы политологии. 2023. Т. 13, №3(91). С. 1382.

номенклатуре по основным типам горного оборудования и комплекствующих к нему в краткосрочной перспективе расширен механизм «приоритетного импорта» в соответствии с Постановлением Правительства России от 18 мая 2022 г. № 895<sup>150</sup>, предполагающий льготные условия кредитования при приобретении зарубежной продукции.

Подводя итоги, следует отметить, что импортозамещение способствует повышению инновационной составляющей в структуре обеспечения ТЭК, формированию промышленного потенциала отечественных предприятий – поставщиков, укреплению технологической суверенитета, развитию отечественной экономики и промышленности в целом, ликвидации критической зависимости отечественных предприятий от зарубежных поставщиков.

### 3. Энергетическая стратегия России

Перспективы развития российского ТЭК отражаются в энергетических стратегиях. В 2020 г. Правительство РФ утвердило Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 г. (ЭС-2035)<sup>151</sup>. Это была уже четвёртая энергетическая стратегия, принятая в России после распада СССР. До этого были приняты: ЭС-2010, ЭС-2020, ЭС-2030. Однако ни одна из них уже через год-два не отвечала реальности. Прогнозные целевые индикаторы стратегий существенно отличались от действительных параметров развития ТЭК.

ЭС-2035 и до крупномасштабных санкций требовала корректировки. Однако санкции создали новые угрозы развитию российского ТЭК. В этих условиях Президент России поручил правительству обновить ЭС-2035 и продлить её до 2050 г.<sup>152</sup>

Кроме ЭС-2035 перспективы российского ТЭК определяются ещё двумя программными документами: Доктриной энергетиче-

---

150. Постановление Правительства Российской Федерации от 18 мая 2022 г. №895 «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета кредитным организациям на возмещение недополученных доходов по кредитам, выданным на приобретение приоритетной для импорта продукции».

151. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL:<http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf>

152. <https://www.kommersant.ru/doc/7183254>

ской безопасности Российской Федерации<sup>153</sup> и Основами государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года<sup>154</sup>, утверждёнными Указами Президента РФ соответственно в 2019 г. и 2020 г.

Санкции вносят новые кардинальные изменения в развитие энергетики, существенно меняют цели и задачи российского ТЭК, механизмы их реализации. Необходимо изменить ориентиры экспортных поставок энергоносителей на зарубежные рынки, выбрать приоритеты развития отдельных отраслей ТЭК, определить возможности их финансирования, ресурсы технологической модернизации. Нужен интеллектуальный, технический и промышленный потенциал для надлежащего обеспечения разведки, разработки и добычи углеводородов собственным высокотехнологичным сервисом.

Для формирования новой энергетической стратегии, которая не теряла бы своей реальности уже через короткое время после её утверждения, как предыдущие стратегии, и обеспечивала энергетическую безопасность стране, необходима тесная согласованность, которой пока нет, между многочисленными документами стратегического планирования. Необходимо усилить координирующую роль государства при формировании энергетической стратегии, для решения текущих и перспективных задач, обеспечивающих энергетическую безопасность страны. Усиление координирующей роли государства требуется сочетать с конкурентными механизмами рыночного взаимодействия.

Одним из путей формирования скоординированной рыночной экономики, позволяющим преодолеть декларативный характер энергетической стратегии, может стать индикативное планирование – наиболее распространённая в мировом сообществе форма государственного планирования. Ограниченное число обязательных для исполнения целей определяют вектор развития экономики и отдельных её секторов, позволяют обеспечить решение многих задач с помощью мер государственного воздействия в сочетании с рыночными механизмами. Отказ от излишней детализации и жёст-

---

153. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации. <http://www.kremlin.ru/acts/bank/44252>

154. Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года. <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45255>

кой фиксации перспективных целевых стратегических параметров дают возможность противостоять угрозе трудно прогнозируемых событий и нейтрализовать их возможные негативные последствия.

Ключевой вопрос, который является дискуссионным и от правильного ответа на который зависит успешное развитие ТЭК и обеспечение энергетической безопасности страны, это вопрос об отношениях между государством и частным бизнесом в энергетике. Российское государство остаётся крупнейшим акционером в газовой и нефтяной промышленности. Как показал российский опыт 1990-х годов, само по себе ограничение функций государства не обеспечивает полной реализации рыночных принципов. Оптимальное соотношение госрегулирования и рыночных механизмов может дать наибольший эффект в развитии энергетики и структуры всей экономики. На разных этапах состояния экономики, уровня демократизации, развития политической системы, динамики международных экономических и политических процессов это сочетание меняется. Необходимо правильно определить сферы действия государственных и рыночных механизмов и в нужной степени их дозировать.

Важно, чтобы одно из центральных мест при разработке новой энергетической стратегии заняли вопросы технологического обновления ряда секторов энергетики, преодоления технологического отставания от мирового уровня. Для этого требуется реализация активных мер по импортозамещению, формирование технологического суверенитета.

При осуществлении политики импортозамещения необходимо учитывать следующие факторы:

- импортозамещение нельзя превращать в технологический железный занавес, отделяющий Россию от ведущих мировых разработок, как это было при СССР. Такой подход несёт риски для развития и конкурентоспособности отрасли. В условиях сильной изоляции от промышленно развитых стран, лишения доступа к передовым технологиям сокращаются возможности экономического развития страны;
- необходимо искать пути сотрудничества со странами, которые имеют современную технику и технологии, реализовывать возможности международного разделения труда для роста технологи-

ческого уровня российского ТЭК. Импортозамещение не исключает (предполагает) развитие производственной кооперации с внешними партнёрами, привлечение технологий и капиталов в Россию для создания совместных производств. Такими партнёрами могут быть компании из Китая и других стран БРИКС. На них – организация выпуска новой высокотехнологичной продукции для освоения трудноизвлекаемых, сланцевых и арктических месторождений углеводородов, развития нефтегазопереработки и нефтегазохимии;

- требуется найти разумный баланс между локализацией производства, который является одним из ключевых механизмов реализации импортозамещения, и возможностями развития энергетического импорта, включая параллельный импорт;

- в рамках энергетической политики необходимо разработать внятную политику импортозамещения, которую нельзя воспринимать как отказ от иностранного оборудования и технологий. Мировой опыт создания таких продуктов может быть полезным для развития отечественных конкурентоспособных продуктов и услуг. Для формирования собственных возможностей воспроизводства критически важных технологий нужны механизмы государственной поддержки;

- осуществляя политику импортозамещения в условиях технологического отставания, необходимо сформировать благоприятную среду для развития человеческого капитала и создания современной технологической базы. Большинство проектов даёт технологический эффект не через 2–3 года, а спустя гораздо больший период времени. Целесообразно увеличивать горизонт мышления, обеспечивать инвестициями соответствующие проекты, хотя компании настроены получать доходы в самые сжатые сроки. При этом надо учитывать, что современные технологии не появятся без высокоспециализированных специалистов, без продвинутого уровня человеческого капитала.

Эффективная политика импортозамещения позволит обеспечить необходимый уровень технологического суверенитета в ТЭК, который предполагает наличие в стране (под национальным контролем) критических и сквозных технологий собственных линий разработки и условий производства продукции на их основе, обеспечивающих устойчивую возможность государства и общества до-

стигать собственные национальные цели развития и реализовывать национальные интересы. Технологический суверенитет реализуется в двух основных формах – исследования, разработка и внедрение критических и сквозных технологий (по установленному перечню) и производство высокотехнологичной продукции, основанное на указанных технологиях. Технологический суверенитет достигается в том числе за счёт устойчивого международного научно-технического сотрудничества с дружественными странами.

Импортозамещение и обеспечение технологического суверенитета будет осуществляться в условиях разворота российского экспорта нефти, газа и угля из Европы в страны АТР, многие из которых существенно отстают от уровня современных технологий, созданных и применяемых в европейских странах. Такое технологическое отставание может сдерживать развитие сотрудничества России с дружественными странами АТР в современных, высокопроизводительных технологиях в ТЭК.

Современная глобальная геополитическая обстановка вносит большую неопределённость в отношении перспектив развития энергетики. Если исходить из того, что санкции сохранятся на современном уровне и соответственно будут угрозы развитию ТЭК, то при корректировке и обновлении ЭС-2035 необходимо учитывать ряд новых факторов. К ним относятся:

- глобализация, несмотря на санкции – это объективная реальность, хотя и могут быть временные отклонения от этого процесса. Высокая зависимость российского ТЭК от международного сотрудничества делает энергетику чувствительной к политическим процессам, изменению баланса сил в международном сообществе. При таких обстоятельствах важно найти определённый баланс интересов между политикой и экономикой, между геополитическими выгодами и экономической целесообразностью. В сотрудничестве с АТР целесообразно в большей степени исходить из экономического прагматизма;

- при санкциях на первое место выходят вопросы энергетической и экономической безопасности, отодвигая на задний план проблемы, связанные с декарбонизацией экономики. В результате надо корректировать цели и задачи, инструменты и механизмы реализации энергетической стратегии России в контексте

прежде всего вопросов энергетической и экономической безопасности;

- снижение уровня добычи нефти и газа в перспективе в условиях санкций, уменьшение их экспорта, значительно сократит поступления нефтегазовых доходов в федеральный бюджет страны. Этому будет способствовать и переход мирового сообщества на низкоуглеродное развитие. Для компенсации этих потерь необходимо развивать нефтепереработку и нефтегазохимию, обеспечить рост экспорта их продукции, ускорить переход российской экономики на инновационную модель развития, хотя в будущем экспорт энергоресурсов ещё долго будет играть важную роль в экономике страны;

- центральное место в экономической модели должно принадлежать технологической модернизации энергетики и экономики в целом. Ускорение НТП и структурная перестройка экономики на её основе при наличии эффективных механизмов и инструментов даст возможность интенсифицировать экономическое развитие. При этом надо учитывать, что нельзя от мира отгораживаться новым железным занавесом и делать импортозамещение самоцелью;

- нефть, газ, и даже уголь, и в условиях санкций ещё долгое время будут играть важную роль в мировом энергобалансе. Несмотря на то что в мировой энергетике возрастает доля возобновляемых источников энергии, темпы этого процесса недостаточны, чтобы обеспечить рост мировой экономики;

- в ближайшие несколько десятилетий нефть, газ и уголь будут также доминировать в российском энергобалансе. В условиях санкций переход к низкоуглеродной экономике отодвигается на более поздние сроки, и, соответственно, доля ископаемого топлива в энергобалансе страны в течение длительного времени будет оставаться достаточно высокой;

- потенциал эффективной добычи нефти в России идёт по нисходящему тренду. Определяющим фактором, который ограничивает добычу нефти в перспективе, являются ресурсные ограничения, связанные с истощением традиционных (легко извлекаемых) месторождений в условиях отсутствия высокоэффективного сервиса и технологий;

- надо принимать во внимание и то обстоятельство, что коммерческая выгода при разработке трудноизвлекаемых запасов может быть получена лишь в отдалённом будущем при высоком спросе на нефть. Высокий спрос на нефть в перспективе мог бы в какой-то степени нейтрализовать фактор ресурсного ограничения. Если же учесть, что мировой пик спроса на нефть может быть достигнут в 2030-е годы и даже раньше, то возникают вопросы в отношении целесообразности разработки некоторых трудноизвлекаемых месторождений;

- что касается газа, то для его добычи в России, обладающей крупными запасами этого топлива, нет таких ресурсных ограничений, как при добыче нефти. Газовые месторождения могут быть разработаны с относительно низкой себестоимостью. Определяющим фактором, который лимитирует добычу газа в перспективе, является его спрос на внешних рынках. В условиях санкций спрос на российский газ за пределами страны сильно ограничивается;

- в условиях сокращения добычи ископаемого топлива возрастает необходимость рационально его использовать, повышать энергетическую эффективность российской экономики, которая существенно отстаёт от промышленно развитых стран. Без этого невозможно реализовать конкурентное преимущество России в сравнении с другими странами — относительно большие запасы ископаемого топлива. Для увеличения энергетической эффективности экономики надо применять не локальные меры, а разработать комплексную многоотраслевую программу повышения энергетической эффективности страны.

В процессе корректировки ЭС-2035 надо также учитывать и другие причины, которые существовали до санкций и без которых трудно достигнуть поставленные в стратегии цели. К ним относятся задачи, связанные с формированием налоговой политики, координирующей ролью государства и созданием соответствующих институтов и механизмов, формированием конкурентной среды и развитием малого и среднего предпринимательства и т.д.

## Заключение

Изменившаяся геополитическая ситуация, которая сопровождалась введением крупномасштабных санкций Запада против России, существенно трансформировала подходы к развитию российской энергетики. Обострились проблемы, вызванные переходом страны на ресурсно-инновационную модель развития. Они связаны со снижением энергоёмкости экономики, импортозамещением и технологическим суверенитетом, наполнением российского бюджета. Одной из ключевых проблем стала переориентация российского экспорта энергоносителей с санкционных рынков Запада на Восток и Юг.

Следует учитывать, что данные проблемы необходимо решать в условиях обостряющихся геополитических противоречий, перехода к многополярному миру. Этот процесс связан с глобализацией мирового хозяйства и его усиливающейся регионализацией (фрагментацией). Глобализация и регионализация — это две тенденции, которые определяют направления и динамику мирохозяйственных связей.

В условиях глобализации, несмотря на регионализацию мирового хозяйства и перехода к многополярному миру, санкции сокращают возможности России оставаться открытой страной, широко вовлечённой в глобальные цепочки создания стоимости. Однако без международного сотрудничества потенциал динамичного и устойчивого развития страны резко снижается, уменьшаются ресурсы перехода на инновационную модель развития.

Крупномасштабные санкции и переход мировой экономики к низкоуглеродному развитию актуализировали уход от экспортно-сырьевой к ресурсно-инновационной модели развития. Одним из механизмов его реализации является бюджетное правило, которое даёт возможность российской экономике не реагировать остро на изменения мировых цен на нефть. Другой путь нейтрализации существенных колебаний мировых цен на нефть и поддержания их на приемлемом уровне — это сотрудничество России в рамках

ОПЕК+. Построение ресурсно-инновационной модели развития невозможно без повышения энергоэффективности и снижения энергоемкости ВВП.

Важно также понимать, что для разработки перехода к новой модели нужен не отраслевой, а системный взгляд на экономику. Необходимо осуществлять системные преобразования в энергетике в контексте перестраивания экономики в целом. Трансформация включает широкий комплекс вопросов, связанных с демонополизацией и созданием конкурентной среды, институциональными и структурными преобразованиями, изменениями в налоговой и ценовой политике. Это даст возможность поднять уровень человеческого капитала, укрепить технологический сектор экономики, значительно улучшить качество выпускаемой продукции, которая будет пользоваться спросом на мировых рынках.

Переориентация российского экспорта энергоносителей с Запада на Восток и Юг потребовала масштабной перестройки логистических маршрутов поставок российских энергоносителей. Российские поставки нефти и нефтепродуктов значительно выросли в Индию, Китай и Турцию. Если в 2021 г. экспорт нефти из России был на уровне 225,2 млн т., то в 2023 г. увеличился до 234,3 млн т. Однако российский экспорт нефтепродуктов за этот период уменьшился со 140,7 млн т до 90,9 млн т. Что касается газа, то его экспорт сократился с 246,2 млрд куб. м в 2021 г. до 145 млрд куб. м в 2023 г. Поставки трубного газа уменьшились с 206,7 млрд куб. м до 102,2 млрд куб. м, тогда как экспорт СПГ увеличился с 39,5 млрд куб. м до 42,7 млрд куб. м.

В условиях усиления фрагментации мировой экономики важную роль в формировании новых международных нефтегазовых потоков и развития энергетики играет сотрудничество России со странами Центральной Азии и Азербайджаном. Появляются возможности для развития кооперации в энергетике. Сотрудничество позволяет России укрепить свои позиции в мировом энергетическом хозяйстве, обеспечить энергетическую безопасность страны. В этом регионе сталкиваются интересы России и Китая, Турции, Западной Европы и США. Однако если Китай и Россия в основном ориентируются на сотрудничество, Западная Европа и США стремятся оторвать этот регион от России.

Потеря доступа России к высокопроизводительным энергетическим технологиям и оборудованию актуализировала потребность реализации активных мер по импортозамещению и формированию технологического суверенитета.

Трансформация российской экономики к ресурсно-инновационной модели развития будет осуществляться в контексте четырёх энергетических переходов. Первые три из них определяются переходом: от биомассы (включая дрова и отходы) к доминирующему положению угля, от угля к определяющей роли нефти и от нефти к возрастанию роли газа, гидроэнергии и ядерного топлива. Четвёртый этап энергетического перехода характеризуется возрастанием доли возобновляемых источников энергии, снижением доли угля и нефти в структуре мирового первичного энергопотребления. Техническим содержанием энергетических переходов выступают технологические уклады.

Новая геополитическая реальность требует новых подходов к стратегическому планированию и перспективам развития российской энергетики, что требует разработки обновлённой Энергетической стратегии России. Нужно сориентировать развитие на соответствующие цели и задачи, создать инструменты и механизмы, определяющие эффективность движения к поставленным целям. В условиях высокой неопределённости и наличия многих противоречивых факторов, определяющих перспективы развития, такую стратегию разработать сложно. Но это сделать необходимо, поскольку без этого будем стоять на месте, не зная куда двигаться, и не будет возможности использовать факторы, способствующие этому движению. Как отмечал один из великих мыслителей XVII в. Спиноза: «Кто не знает куда плыть, тот никогда не найдет попутного ветра».

## Литература

- Аганбегян А.Г.* ТЭК России – будущее с учётом требований устойчивого развития и геополитической обстановки. Научные труды ВЭО России. 2022. С.359–383.
- Агафонова А.А.* Анализ конкурентной позиции России с привязкой к отечественной нефтегазовой отрасли // International innovation research. VI Международная научно-практической конференция. 2017. С. 184–189.
- Арсентьева В.С., Манушина А.П.* Нефтедобыча и экспорт нефти как составляющие экономической безопасности России / В сборнике: 21 век: фундаментальная наука и технологии. Материалы XII международной научно-практической конференции. 2017. С. 131–138.
- Бажанов В.А., Амосёнок Э.П.* Оценка возможностей развития отечественного производства продукции нефтегазового машиностроения // Мир экономики и управления. 2018. Т. 18, вып. 1. С. 30–41.
- Башимаков И.А.* Повышение энергоэффективности и экономический рост // Вопросы экономики. 2019. №10. С. 32–63.
- Башимаков И.А.* Стратегия низкоуглеродного развития российской экономики // Вопросы экономики. 2020. № 7. С. 51–74.
- Башимаков И.А. и др.* Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы. ЦЭНЭФ-XXI. М. 2023. С.173.
- Белогорьев А.* Перспективы экспорта российского газа // Энергетическая политика. 2023. №11.
- Вардомский Л.Б. и др.* Каспийский регион в процессе регионализации Евразии. М.: ИЭ РАН, 2023. 73 с.
- Василенко Е.С.* Состояние и тенденции развития мирового рынка нефти // Панорама. 2017. Т. 29. С. 65–74.
- Вердиев Д.А.* Доходы федерального бюджета, пути их роста // Экономика и бизнес: теория и практика. 2016. № 12. С. 14–17.

- Волошин В.И., Соколов М.М. Энергетика России в условиях глобального перехода к экономике. М.: ИЭ РАН, 2022. 47 с.
- Волошин В.И. От сырьевой к инновационной модели экономики России: роль нефтегазового экспорта // BENEFICIUM. 2024. № 1(50). С. 40–46.
- Волошин В.И. Технологический фактор развития российского нефтегазового комплекса // Российский внешнеэкономический вестник, №7. 2023. С. 7–23.
- Галкин А.Ф., Курлат А.Н., Матвиенко М.С. Проблема зависимости курса рубля от цен на нефть и пути её решения // Электронный научный журнал. 2017. №4–2 (19). С. 244–248.
- Гарецкая А.И. Зависимость экономики России от мировых цен на нефть // Современные проблемы социально-гуманитарных наук. 2017. №1 (9). С. 138–141.
- Гильмундинов В.М. Новые аспекты «голландской болезни» экономики России в условиях санкций: риски и рецепты // Идеи и идеалы. 2017. Т. 1. №1 (31). С. 68–81.
- Глазьев С.Ю. «Вашингтонский консенсус» и научно-технический прогресс в России. Экономическая наука современной России. 1998. №2. С.39–46.
- Глазьев С.Ю. Перспективы развития России на длинной волне роста нового технологического уклада // Экономическое возрождение России. 2023. №2. С.27–32.
- Голубева И.А., Худяков Д.С., Родина Е.В. Перспективы развития нефтегазохимии в России. Проектируемые и строящиеся нефтегазохимические комплексы // НефтеГазоХимия. 2019. № 2. С. 5–12.
- Горбунова Е.Н., Псюк Т.В. Современное состояние и роль налоговых поступлений от нефтяной отрасли в формировании доходной части федерального бюджета РФ // Вестник Югорского государственного университета. 2017. №1–2 (44). С. 102–105.
- Ембулаев В.Н. Развитие экономики России и «голландская болезнь» // Территория новых возможностей. Вестник Владивостокского государственного университета экономики и сервиса. 2017. Т. 9. №2 (37). С. 53–63.

- Ковалева О.Е.* Развитие импортозамещения в нефтяной отрасли РФ в условиях действия экономических санкций // Новая наука: Современное состояние и пути развития. 2017. № 1–1. С. 204–207.
- Коваленко Д.С.* Цифровизация российской энергетики в контексте взаимодействия государства и бизнеса / Д.С. Коваленко, Е.А. Копытина, М.А. Сушкевич // Вопросы политологии. – 2023. Т. 13, № 3(91). С. 1382.
- Корнилов Д.А., Макаренко В.С., Макаров В.М.* Динамика средних мировых цен на нефть // Иннов: электронный научный журнал. 2017. № 3 (32). С. 3.
- Крупнова Е.М., Шевченко Е.И.* Мировой рынок нефти: современное состояние и положение России на данном рынке // Интеграция наук. 2017. № 6 (10). С. 11–13.
- Крюков В.А., Шмат В.В.* Российская нефтегазохимия в пространстве и времени. // Проблемы прогнозирования, 2020, № 6. С. 56–65.
- Куян М.А.* Ресурсное проклятие России: миф или реальность? // Вестник Омского университета. Серия «Исторические науки». 2016. № 1 С. 140–143.
- Ларин С.Н., Стебеньева Т.В., Знаменская А.Н.* Мероприятия и механизмы импортозамещения в рамках стратегии развития нефтяной отрасли российской экономики // Успехи современной науки. 2017. Т. 3. № 2. С. 7–14.
- Левдонский А.А.* Бюджетные риски и устойчивость федерального бюджета // Экономика, предпринимательство и право. 2016. Т. 6. № 2. С. 175–184.
- Ленчук Е.Б., Ахапкин Н.Ю., Филатов В.И.* Структурная модернизация российской экономики: условия, направления, механизмы. СПб.: Алетейя, 2022. 276 с.
- Ленчук Е.Б., Филатов В.И.* (2024). Проекты технологического суверенитета как инструмент инновационного развития российской экономики // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2024. Т. 17. № 3. С. 68–81.
- Ленчук Е.Б.* Основные контуры научно-технологической политики России в условиях внешних ограничений. // Экономическое возрождение России. 2023. № 3. С. 16–23.

- Литецкая Д.С.* Россия на мировом рынке нефти после ввода санкций // *Аллея науки*. 2017. Т. 4. №9. С. 81–87.
- Макаров В.А., Бахтизин А.Р., Бодрунов С.Д.* К вопросу об основных направлениях стратегии социально-экономического развития России: обоснование предложений и оценка последствий // *Что делать? Полемиические заметки по вопросам социально-экономического развития России*. 2023. №4. С. 5–79.
- Николаев И.А.* Дуализм экономической стратегии России в условиях внешних ограничений. М.: ИЭ РАН, 2023. 52 с.
- Новак А.В.* ТЭК России сегодня и завтра: итоги и задачи // *Энергетическая политика*. 2024. №1. С. 6–13.
- Полтерович В.М.* Эффект «Ресурсного проклятия» // *Прямые инвестиции*. 2009. №1.
- Саенко В.В.* О перспективах развития нефтяной отрасли России на период до 2035 года // *Энергетическая политика*. 2016. №2. С. 21–26.
- Соколов М.М.* Энергоёмкость экономики России и основные направления по её сокращению // *Энергетическая политика*. 2023. №7. С. 46–67.
- Соколов М.М.* Энергоёмкость экономики России и основные факторы, воздействующие на её уровень и динамику // *Экономика промышленности*. 2023. Т. 16. №1. С. 34–50.
- Хамфрис М., Сакс Дж., Стиглиц Дж.* Как избежать ресурсного проклятия. М.: Издательство Института Гайдара, 2011. 464 с.
- Широв А.А., Порфирьев Б.Н., Ксенофонтов М.Ю.* [и др.] Трансформация мировой экономики: возможности и риски для России // *Трансформация мировой экономики: возможности и риски для России* / Под ред. члена-корреспондента РАН А.А. Широ́ва. М.: Динамик Принт, 2024. 144 с.
- 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. 45.
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года* утверждена Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 №1523-р (в редакции от 28.02.2024).
- Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации.*  
<http://www.kremlin.ru/acts/bank/44252>

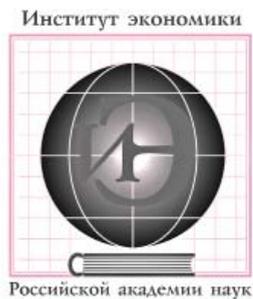
Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года. <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45255>

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL:<http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf>

BP Statistical Review of World Energy 2022.

Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

World Bank, 2024.



Редакционно-издательский отдел:  
Тел.: +7 (499) 129 0472  
e-mail: print@inecon.ru  
Сайт: www.inecon.ru

*Научный доклад*

**Волошин В.И., Качелин А.С., Шимко О.В.**

**Российская энергетика в условиях санкций:  
новые вызовы и перспективы**

Оригинал-макет *Валериус В.Е.*  
Редактор *Полякова А.В.*  
Компьютерная верстка *Борищёва И.В.*

Подписано в печать 27.12.2024 г. Заказ № 27  
Тираж 300 экз. Объем 5,8 уч.-изд. л.  
Отпечатано в ИЭ РАН

ISBN 978-5-9940-0780-8



9 785994 007808 >

