

РГАСХТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ  
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№5(159), май 2021



Тема номера

**НОВАЯ И ТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА —  
ТРЕНД НА СОСУЩЕСТВОВАНИЕ**

# Содержание

3 Слово редакторов

## От первого лица

4 **Н. Шульгинов.** Не надо спешить расставаться с углеводородами, надо наравне с традиционными видами энергетики развивать ВИЭ

## Нефть

14 **А. Носков, М. Казаков.** Перспективы использования нетрадиционного углеводородного сырья в ТЭК России

## Газ

26 **А. Громов.** Стратегия ЕС по сокращению выбросов метана: новые вызовы для российского газа

## Энергопереход

40 **Е. Ананькина.** Углеродный налог – ощутимый, но не главный риск для российских энергетических компаний

## Энергетика

54 **К. Дегтярев.** Ключевые тенденции потребления энергии в XXI веке

64 **А. Жук, Н. Новиков, А. Новиков, В. Фролов.** Водородные и алюмоводородные накопители в электроэнергетике

## Климат

80 **Е. Майсюк, И. Иванова.** Экологическая оценка природы Восточной Арктики: вклад объектов энергетики

94 **Д. Соловьев.** Природно-климатические аномалии в Северном полушарии и их влияние на экономику



# Contents

3 Editor's Column

## In the first person

4 **N. Shulginov.** There is no need to rush to part with hydrocarbons, it is necessary to develop renewable energy sources along with traditional types of energy

## Oil

14 **A. Noskov, M. Kazakov.** Prospects for the implementation of unconventional hydrocarbon resources in the Russian fuel and energy complex

## Gas

26 **A. Gromov.** EU Strategy to Reduce Methane Emissions: New Challenges for Russian Gas

## Energy Transition

40 **E. Ananykina.** Carbon tax is a significant, but not the main risk for Russian energy companies

## Energy

54 **K. Degtyarev.** Key Trends of World Energy Consumption in XXI Century

64 **A. Zhuk, N. Novikov, A. Novikov, V. Frolov.** Hydrogen and aluminum-hydrogen storage in the power industry

## Climate

80 **E. Maysyuk, I. Ivanova.** Environmental assessment of the Eastern Arctic: contribution of energy objects

94 **D. Solov'yev.** Natural and climatic anomalies in the Northern hemisphere and their impact on the economy

### УЧРЕДИТЕЛИ

Министерство энергетики Российской Федерации, 107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

### ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

### НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**В.В. Бушуев** – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген. директор ИЭС  
**А.М. Мастепанов** – акад. РАЕН, д. э. н., руководитель Центра энергетической политики ИПНГ РАН  
**Д.А. Соловьев** – к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета  
**А.Н. Дмитриевский** – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН  
**Н.И. Воропай** – член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЭМ СО РАН  
**А.И. Кулапин** – д. х. н., ген. директор РЭА Минэнерго России

**В.А. Крюков** – акад. РАН, д. э. н., директор ИЗОПП СО РАН  
**Е.А. Телегина** – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина  
**А.И. Громов** – к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЭФ  
**С.П. Филиппов** – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН  
**А.Б. Яновский** – д. э. н., заместитель министра энергетики России  
**П.Ю. Сорокин** – заместитель министра энергетики России  
**О.В. Жданев** – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

**Главный редактор**  
Анна Горшкова

**Научный редактор**  
Виталий Бушуев

**Обозреватель**  
Арсений Погосян

**Корректор**  
Роман Павловский

**Фотограф**  
Иван Федоренко

**Дизайн и верстка**  
Роман Павловский

**Адрес редакции:**  
129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1  
+79104635357  
GorshkovaAA@minenergo.gov.ru

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77-75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК  
При перепечатке ссылка на издание обязательна

Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров  
Периодичность выхода 12 раз в год  
Цена свободная

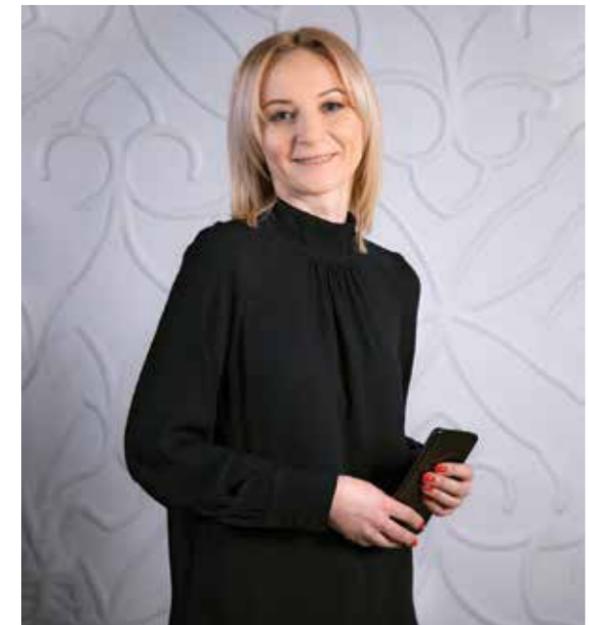
Отпечатано в «ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3

Подписано в печать: 05.05.2021  
Время подписания по графику: 13:00  
фактическое: 13:00

16+



Виталий БУШУЕВ  
Научный редактор журнала  
«Энергетическая политика», акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.



Анна ГОРШКОВА  
Главный редактор журнала  
«Энергетическая политика»

## Традиции и альтернативы во взаимном дополнении

Революционным переломам, как правило, предшествует период, когда мирно сосуществуют традиционные и инновационные методы экономики. Сейчас в мировой энергетике взаимно дополняют друг друга альтернативные и традиционные энергоресурсы. Все понимают, что будущее остается за возобновляемой энергетикой, атомом и водородом, но отказаться от нефти и газа пока не спешат. Этому и посвящен пятый, майский номер журнала «Энергетическая политика».

Развитие нефтегазовой отрасли в ближайшее десятилетие будет идти поступательно. Для этого потребуются новые ме-

тоды разработки трудной нефти, а также технологии сокращения выбросов CO<sub>2</sub> и метана. Это в свою очередь поднимает вопрос о выработке единых подходов оценки выбросов парниковых газов как для российских, так и для европейских компаний.

Одновременно появляется все больше исследований о степени влияния традиционной углеродной экономики на процессы изменения климата. Поэтому в текущем номере журнала мы также постарались опубликовать сразу несколько статей, которые позволяют взглянуть на эту проблему не столь прямолинейно.



**Николай ШУЛЬГИНОВ**

Министр энергетики России

УДК 303.62:620.9

DOI 10.46920/2409-5516\_2021\_5159\_4

## Не надо спешить расставаться с углеводородами, надо наравне с традиционными видами энергетики развивать ВИЭ

Российский топливно-энергетический комплекс в последние годы столкнулся с новыми вызовами, такие как энергопереход, риски отказа мировых потребителей от традиционных углеводородных ресурсов, массовые локдауны из-за пандемии коронавируса и так далее. Какие задачи стоят перед российскими энергетическими отраслями в этих условиях, как они будут решаться – рассказал министр энергетики России Николай Григорьевич Шульгинов журналу «Энергетическая политика».

**Э.П.: Мирная энергетика проходит период энергоперехода. Развитые страны заявили о постепенном отказе от углеродной энергетики в пользу ВИЭ и водорода. Как это отразится на российских отраслях ТЭК, как России стоит готовиться к этому?**

**Н. Г. Шульгинов:** В своей работе мы в первую очередь руководствуемся основополагающими документами, такими как Программа социально-экономического развития России, Энергостратегия до 2035 года, генеральные схемы развития нефтяной и газовой отраслей, и другими. Но их необходимо регулярно актуализировать, потому что программные документы должны учитывать возникающие тенденции. Тем более, что события сейчас развиваются по нарастающей: стремление

к углеродно-нейтральной энергетике и углеродный налог стали актуальной повесткой для многих стран. Игнорировать энергопереход нельзя, но нужно понимать, что к 2035 году ни Европа, ни США полностью от углеводородов не избавятся и традиционные энергоресурсы продолжают играть значительную роль.

Нужно проанализировать и опыт прошедшей зимы, когда на фоне сильных морозов возник всплеск спроса на традиционные виды топлива. Рассчитывать только на солнце и ветер без новых развитых систем накопления энергии не стоит, так как это предполагает необходимость постоянно содержать резерв традиционной генерации и запасы традиционных видов топлива.

**Э.П.: То есть России пока не стоит думать о постепенном сворачивании нефтяной промышленности и отказе от экспорта нефти?**

**Н. Г. Шульгинов:** Думать об отказе от экспорта нефти неправильно. Не надо спешить расставаться с углеводородами, скорее, надо наравне с традиционными видами энергетики развивать ВИЭ. Нужно добиваться, чтобы нашу атомную энергию начали официально считать углеродно-нейтральной. Тем более, что руководители семи европейских стран уже обратились в Евросоюз с просьбой признать атомную энергетику чистой. Такого же мнения придерживаются и в США.



Ашальчинское месторождение, «Татнефть»  
Источник: [tatarstan.ru](http://tatarstan.ru)

Следует отметить, что несмотря на мощнейшее лобби со стороны «зелёных» активистов, 21 апреля Еврокомиссия (ЕК) официально подтвердила, что в будущем может включить атомную энергетику в список тех отраслей, инвестирование в которые способствует энергетическому переходу. Правда, это произойдет только в случае, если положительный в отношении атома доклад исследовательского центра ЕК, выпущенный в марте этого года, будет одобрен группой экспертов Евратома и Научным комитетом ЕК по здравоохранению, окружающей среде и новым рискам.

Сейчас нарастает конкуренция между разными источниками энергии: нефтью, трубопроводным газом, СПГ. Это открывает

новое окно возможностей, которым надо воспользоваться.

Кроме того, наши нефтедобывающие компании, например, такие как «ЛУКОЙЛ», «Татнефть», «Роснефть» и другие предприятия, активно разрабатывают собственные стратегии низкоуглеродного развития и даже говорят о возможности обеспечения углеродной нейтральности к 2040–2050 годам. Так что мы не должны оставаться в стороне от этих процессов.

**Э.П.: Если же говорить о ближайшем будущем, то какой объём добычи нефти и газа стоит ожидать по итогам года?**

**Н. Г. Шульгинов:** Вообще-то, это неблагодарное дело – говорить о планах в условиях большой неопределённости. Чтобы ответить на этот вопрос, нужно понимать, как будет восстанавливаться мировая экономика, какое влияние на рынок окажет прошедшая холодная зима, будут ли новые волны локдаунов. Мы должны стремиться к тому, чтобы итоги 2021 года были, как минимум, не хуже, чем результаты 2020 года, а если можно, то даже немного лучше.

**Э.П.: В конце прошлого года были отменены льготы по НДС и экспортной пошлине для сверхвязкой нефти и нефти выработанных месторождений. В этом году Минэнерго и Минфин вернулись к этой теме и предложили перевести эти месторождения на НДС с 2024 года. Достаточно ли этого для компаний, чтобы сохранить рентабельность действующих проектов и добиться развития новых? Какие ещё группы могут быть выделены в НДС?**

**Н. Г. Шульгинов:** Отмена налоговых льгот по НДС и экспортной пошлине, действительно, ухудшила экономику этих проектов. По нашим оценкам, потери инвестиций в разработку месторождений сверхвязкой нефти в 2021–2025 годах могут составить порядка 200 млрд рублей. Поэтому идёт обсуждение введения НДС для этой группы месторождений с 2024 года. Ведётся работа над критериями для данной категории запасов. В любом случае, наша позиция заключается в том, что выделение новой группы для трудной нефти необходимо провести, самое позднее, в 2024 году, но возможно рассмотреть и более ранний переход на НДС.

**Э.П.: А что делать с выработанными месторождениями, которые тоже перестали получать налоговые льготы с 2021 года?**

**Н. Г. Шульгинов:** С 2021 года они могут быть включены в третью группу место-

рождений по НДС. Кроме того, для них предусмотрено право на получение инвестиционного налогового вычета с 1 января 2024 года. Хотя, несмотря на это, негативный эффект от изменения налогового режима всё же может быть. Тут нужно подумать над критериями и проработать вопрос о выделении таких участков в отдельную группу в рамках НДС.

**Э.П.: В таком случае, может, стоит посмотреть шире и перекинуть систему НДС на всю нефтяную отрасль в целом? И не повторит ли при этом НДС историю НДС и экспортной пошлины, когда простая налоговая система в итоге превратилась в лоскутное одеяло из льгот для разных месторождений?**

**Н. Г. Шульгинов:** Я считаю, что в целом надо постепенно расширять группы месторождений, относимых к НДС. Эта налоговая система позволяет оптимизировать затраты и финансовые результаты, что является шагом вперёд для наших компаний. Однако не надо делать это одномоментно. Необходимо посмотреть, как НДС проявит себя в течение нескольких лет работы, при этом постепенно расширяя группы месторождений.

Система, действительно, получается сложная, разветвлённая. Но у нас очень много разных месторождений: зрелые, крупные, мелкие, с лёгкой нефтью, с вязкой нефтью, с трудноизвлекаемой нефтью. Всё отрегулировать одной формулой тяжело, поэтому, с одной стороны, надо смотреть особенности разработки, а с другой – стараться выравнять условия. Нужно идти последовательно, учитывая все трудности на этом пути. Очень важно не допустить снижения добычи – необходимо наращивать производство, осваивать новые нефтегазовые районы.

**Э.П.: Одной из ключевых целей госполитики в нефтеперерабатывающей отрасли было повышение глубины переработки, развитие нефтехимии и газохимии. Достаточно ли текущих мер, дают ли они возможность повышения рентабельности НПЗ?**

**Н. Г. Шульгинов:** Действительно, развитие переработки, нефте- и газохимии является одним из приоритетных направлений нашей работы. В этом году Минэнерго уже заключило 14 соглашений с нефтеперерабатывающими предприятиями о предоставлении с 2021 года инвестиционного коэффициента к обратному акцизу на нефть. Инвестиции по этим соглаше-

ниям могут составить около 800 млрд рублей до 2026 года.

Для поддержки выпуска продукции газохимии с 2022 года начнёт работать обратный акциз на СУГ и этан. Он будет применяться в двух случаях: если нефтехимическая компания запускает новые мощности по переработке не менее 300 тыс. тонн сырья или если компания готова до конца 2022 года заключить соглашения об инвестировании до 2027 года более 65 млрд рублей. Это тоже будет существенным вкладом в развитие отрасли.

Если суммировать все меры стимулирования, объём инвестиций до 2030 года оце-



Хабаровский НПЗ  
Источник: [chemtech.ru](http://chemtech.ru)

ночно составляет около 800 млрд рублей в части нефтепереработки и более 2,5 трлн рублей в части нефтегазохимии.

**Э.П.: Топливный рынок в России достаточно сбалансирован, дефицита нет. Однако ситуация с Хабаровским НПЗ показала сильную зависимость Дальнего Востока от работы конкретного завода и степени его готовности к режимам ЧС. Какие системные меры по снижению этой зависимости могут быть приняты?**

**Н. Г. Шульгинов:** После ситуации в Хабаровске был принят ряд системных мер для обеспечения внутреннего рынка топливом и стабилизации цен. Были увеличены объёмы биржевых продаж бензина до 11 %, дизельного топлива – до 7,5 %. Также было решено скорректировать индикативную

цену на бензин в формуле демпфера. В 2021 году она снизится на 4 тыс. рублей за тонну, в следующем году – на 2,7 тыс. рублей за тонну. Кроме этого обсуждается вопрос запрета экспорта бензина.

**Э.П.: А идея по субсидированию перевозок топлива на Дальний Восток получила развитие? Если да, то за счёт каких средств это будет проводиться, какой объём субсидий может быть выделен?**

**Н. Г. Шульгинов:** Минэнерго направило в правительство предложение об установлении льготного тарифа на перевозку топлива на Дальний Восток. Вице-премьер Александр Новак его поддержал, на совещании у него это предложение было одобрено. Сейчас оно находится на следующем этапе рассмотрения.

**Э.П.: По итогам ситуации на Дальнем Востоке стоит ли вновь ускорить процесс по запуску строительства ещё одного завода – ВНХК?**

**Н. Г. Шульгинов:** Конечно, ВНХК очень важен для региона и страны. Обсуждение строительства этого комплекса уже ведётся более предметно. Проект требует мер поддержки, в том числе финансирования строительства внешней инфраструктуры за счёт государства с частичным возмещением этих затрат инвестором, либо же продления льгот для ТОР. Такие обсуждения с Минфином ведутся и по части вопросов уже намечается консенсус.

**Э.П.: Одной из главных задач в газовой отрасли является газификация регионов России. Какой, по мнению Минэнерго, наиболее эффективный способ финансирования строительства «последней мили»: котловой, через акциз, через средства капремонта или задолженности регионов? Когда будет принято окончательное решение по этому вопросу?**

**Отмена налоговых льгот ухудшила экономику освоения месторождений сверхвязкой нефти. Потери инвестиций в разработку таких проектов в 2021–2025 годах могут составить 200 млрд рублей**



Ямал СПГ

Источник: [sabetta-yanao.ru](http://sabetta-yanao.ru)

**Н. Г. Шульгинов:** В ежегодном послании Федеральному собранию Президент РФ Владимир Путин поручил Правительству РФ совместно с регионами разработать чёткий план газификации домохозяйств. В одобренной дорожной карте газификации сформулированы все необходимые пункты по созданию комплексной системы регулирования, которая обеспечит исполнение задачи по ускоренной газификации, доведения газа до потребителя. Могу сказать, что гражданин точно не будет оплачивать подключение «последней мили», то есть доведение трубы до границ земельного участка. Ответственность за это теперь будет нести Единый оператор газификации, что позволит упростить и ускорить процесс подключения.

**Э.П.: Насколько серьёзной с точки зрения государственных интересов и потерь бюджета является конкуренция российского трубного и сжиженного газа на европейском рынке? Есть ли необходимость снижать уровень этой конкуренции, особенно в условиях энергоперехода и планов развития СПГ-мощностей?**

**Н. Г. Шульгинов:** Конечно, конкуренция на глобальном рынке трубного газа и СПГ есть, этого нельзя отрицать. Но в первую очередь это конкуренция между российским газом и СПГ США и Катара. Когда труба уже давно функционирует и поставки газа идут стабильно, это само по себе становится конкурентным преимуществом.

Конкуренция же между российским трубным газом и СПГ скорее надумана. Далеко не все европейские страны подключены к нашим газопроводам, поэтому хорошо, что, например, у Испании есть возможность закупать российский сжижен-

ный газ. Кроме того, мобильность поставок СПГ позволяет тому же «НОВАТЭКу» быстро переориентировать поставки в Азию, когда цены там резко растут.

Так что пока есть окно возможностей, нужно развивать рынок СПГ, осваивать Ямал и Таймыр.

**Э.П.: Кстати, о Ямале. Какие предложения по развитию газовых ресурсов на Ямале (включая жирный газ) являются наиболее оптимальным с точки зрения Минэнерго? Стоит ли создавать ямальский газохимический кластер, направлять газ на внутренний рынок или создавать мощности по сжижению, выделять этан и развивать газохимию на Дальнем Востоке?**

**Н. Г. Шульгинов:** На данный момент рассматривается несколько сценариев. Наиболее приоритетными выглядят варианты по развитию газохимии, а также возможность использования ресурсной базы для выхода на новые рынки, то есть производство СПГ, наращивание его объёмов для выполнения стратегических целей России, которые направлены на достижение производства 120–140 млн тонн в год к 2035 году. Сейчас все эти проекты в стадии проработки и проходят тщательный анализ.

**Э.П.: Какой исход нас ждёт по «Северному потоку-2»? Стоит ли ждать нового витка санкций, когда трубопровод будет всё-таки достроен и начнётся подготовка к поставкам газа?**

Ен-Яхинское месторождение, север Пуровского района, ЯНАО, «Газпром»

Источник: [tbforum.ru](http://tbforum.ru)



**Мы не должны стоять на месте, надо развивать новые технологии производства водорода.**

**Перед нами стоит амбициозная задача – занять 20 % рынка водорода, и она не подлежит обсуждению**

**Н. Г. Шульгинов:** Наша позиция не изменилась. Европа в существенной части заинтересована в этом газопроводе. Президент России Владимир Путин в послании федеральному собранию отмечал, что это чисто экономический проект, не имеющий ничего общего с политической конъюнктурой. Кроме того, строительство находится на завершающем этапе, и недавно вице-премьер России Александр Новак также в очередной раз говорил, что газопровод будет достроен в этом году.

**Э.П.: Насколько вероятен сценарий использования «Северного потока-2» для поставки смеси природного газа с водородом?**

**Н. Г. Шульгинов:** Это сложная тема, она до конца не изучена. На сегодняшний день нет стандартов для строительства таких труб или пропорций смеси. Мы изучаем все возможности для максимизации эффективности активов.

**Э.П.: Россия активно заявляет о планах по наращиванию экспорта водорода. Однако пока реальных проектов широкого промышленного производства этого газа у нас нет. Насколько нам удастся выполнить заявленные планы, и что для этого нужно сделать?**

**Н. Г. Шульгинов:** Технологии производства водорода не новы, его может выпустить почти каждый НПЗ. Другое дело, что нужно прорабатывать вопросы широкомасштабного производства водорода, хранения, транспортировки. Его производство можно развивать на основе природного газа или атомной энергии. В этом плане у России много возможностей для развития.

Главное, мы не должны стоять на месте, надо развивать новые технологии. Перед нами стоит амбициозная задача – занять 20 % рынка, и она не подлежит обсуждению.

Но сейчас сложно сказать, как и по какой цене будет продаваться «голубой», «зелёный»



Минэнерго предлагает льготный тариф на перевозку топлива на Дальний Восток

Источник:  
pbs.twimg.com

водород, поскольку рынка как такового нет, он только формируется. При этом Россия планирует присутствовать на рынках всех видов водорода, чтобы закрыть все ниши.

Мы живём в интересное время, время энергетической революции, и важно сразу занять устойчивую позицию и застолбить её.

**Э.П.: А как эта революция отразится на угольной отрасли? Какие перспективы развития есть у неё?**

**Н. Г. Шульгинов:** У нас диверсифицированы источники энергии, что является основой независимости и надёжности, а также обеспечения национальной безопасности. В этом плане уголь нужен и стране, и миру. Мы планируем до 2035 года продолжать развивать угольную отрасль для полного удовлетворения потребностей в угле нашей экономики и наращивания его поставок на экспорт, прежде всего, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Хочу отметить, что при этом необходимо стремиться к обеспечению максимальной экологичности производства и использования угля. Например, Китай сейчас вводит угольные станции с системами улавливания выбросов CO<sub>2</sub>, а также с КПД на 10 % выше, чем у тех станций, что эксплуатируются уже долгие годы. Повышенный КПД позволяет достигать прежних показателей по выработке электроэнергии

при меньшем расходе угля. И в ближайшее время Китай не будет их закрывать, так как эти мощности должны окупиться.

Не стоит забывать, что растёт спрос на уголь в странах Юго-Восточной Азии, и это является перспективным направлением для наращивания поставок.

**Э.П.: Но для наращивания поставок угля в Азию необходимо расширить БАМ и Транссиб. Как быстро это удастся сделать с учётом возможности предоставления средств РЖД из ФНБ? Какой объём вывозимого угля в направлении АТР должен быть зафиксирован в инвестсоглашениях угольщиков и перевозчиков? Будет ли введён принцип «бери или плати»?**

**Если суммировать все меры стимулирования, объём инвестиций до 2030 года оценочно составляет около 800 млрд рублей в части нефтепереработки и более 2,5 трлн рублей в части нефтегазохимии**

**Если убрать фактор холодной зимы, то по энергопотреблению мы идём на 2,5 % выше 2020 года. В случае сохранения тенденции будет превышение показателей 2019 года ориентировочно на 1 %**

**Н. Г. Шульгинов:** Задача увеличения в 2024 году пропускной и провозной способности БАМа и Транссиба до 180 млн тонн поставлена президентом России. Она решается в настоящее время в том числе путём развития железнодорожной инфраструктуры и необходимого электроэнергетического обеспечения. Перед нами также стоит задача следующего увеличения объёма перевозок уже после 2024 года. Эти задачи дальнейшего развития транспортной и энергетической инфраструктуры ещё прорабатываются.

Соглашения между грузоотправителем и перевозчиком на железнодорожном транспорте предусмотрены действующим

законодательством и могут заключаться, но это не инвестсоглашения. В настоящее время рассматривается вопрос наполнения соответствующим содержанием таких соглашений на примере дополнительных к уровню 2001 года объёмов перевозки угля из Кузбасса в восточном направлении.

Что касается принципа «бери или плати», пока сложно сказать, как он будет реализовываться, вопрос ещё прорабатывается. Особого опыта его применения для железнодорожных перевозок нет.

**Э.П.: Будет ли по итогам 2021 года восстановлен в России спрос на электроэнергию на допандемийном уровне? Если да, какой объём потребления ожидается по итогам года?**

**Н. Г. Шульгинов:** Если смотреть на ситуацию сегодняшнего дня, то да. Первые три месяца 2021 года были очень холодные. Если убрать этот фактор, то мы идём примерно на 2,5 % выше показателей прошлого года. В случае сохранения тенденции будет превышение показателей потребления 2019 года ориентировочно на 1 %.

**Э.П.: Насколько сильным для энергетической отрасли окажется эффект резкого роста цен на металлопродукцию? Стоит ли ждать резкого увеличения инвестпрограмм энергокомпаний? Какие механизмы государ-**

Транспортировка угля по БАМ

Источник: d-kvadrat.ru



**ственной стабилизации цен может предложить Минэнерго?**

**Н. Г. Шульгинов:** Когда начинают расти цены на металлопродукцию и из-за этого растут затраты энергокомпаний, затем увеличиваются инвестпрограммы и сдвигаются сроки реализации проектов, то вопросы задают, в первую очередь, нам. Поэтому мы и обратили внимание в правительстве на данную ситуацию. Мы считаем, что необходимо некий регуляторный механизм, который позволит стабилизировать цены на металлы на внутреннем рынке. Пока ответа мы не получили.

Но мы не ставим перед собой задачу выйти на какую-то определенную долю ВИЭ в энергобалансе страны.

Что касается объёма поддержки, то сейчас мы на стадии переговоров по этому вопросу с Минпромторгом. Мы считаем, что нужно обеспечить показатель в 350–360 млрд рублей. Действительно, первая программа поддержки ВИЭ имела большее финансирование, однако сейчас мы фиксируем существенное снижение стоимости строительства ВИЭ-генерации. И при меньшем объёме финансирования в рамках второй программы инвесторы смогут по-



Выработанное Самотлорское месторождение, «Роснефть»

Источник: wikipedia.org

**Э.П.: Стоит ли развивать ВИЭ в России с учётом огромного добычного ресурсного потенциала и высокой стоимости этих проектов? Какими всё-таки будут основные параметры программы поддержки ВИЭ в России? Достаточно ли будет озвученных ранее средств поддержки в размере 306 млрд рублей?**

**Н. Г. Шульгинов:** Конечно, стоит. Хотя бы для того, чтобы развить компетенции, экспортировать технологии и продукцию. ВИЭ-генерация больше всего актуальна в труднодоступных регионах России, особенно в комбинации с дизельной генерацией и хорошими накопителями энергии.

строить больше мощностей: порядка 7 ГВт против около 5,5 ГВт в первой программе.

В целом же в России сформирован хороший с точки зрения экологии энергобаланс. С учётом производства атомной энергии, работы крупных ГЭС, доля производства «чистой энергии» у нас составляет 40 %.

**Э.П.: Но вот тут и возникают разночтения, так как европейские страны в своей климатической политике, в том числе при выдаче «зелёных» сертификатов не учитывают атомную энергетику и крупную гидроэнергетику. Будем ли мы на международном уровне добиваться признания «чистоты» этих энергоресурсов?**

**Н. Г. Шульгинов:** Будем. Перед нами такая задача стоит. Мы планируем выходить на международные площадки и доказывать, договариваться, проводить исследования о поглощающей способности наших лесов, об углеродной нейтральности атомной энергетики.

**Э.П.: Дальневосточная надбавка, несмотря на изменение её параметров до 2028 года, по-прежнему вызывает много критики со стороны потребителей в ценовых зонах. Будет ли продолжено её реформирование?**

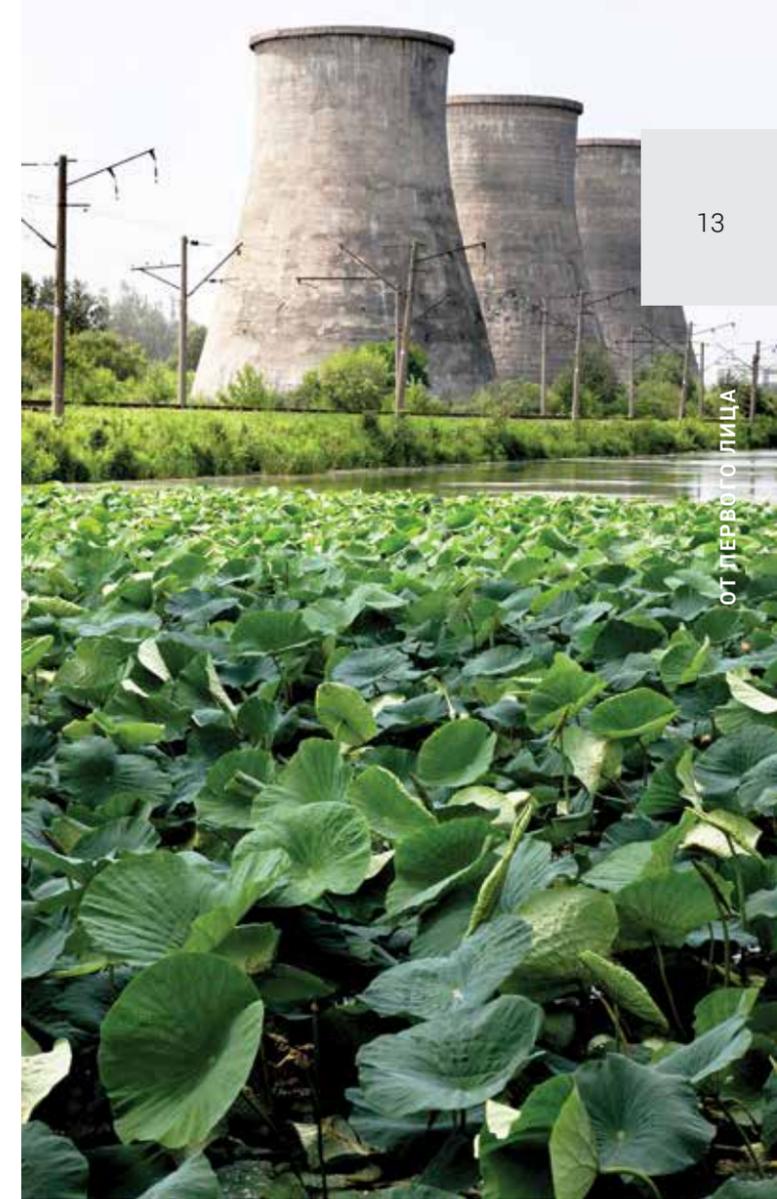
**Н. Г. Шульгинов:** Обеспечить экономическое развитие регионов Дальнего Востока сложнее, чем, например, регионов центральной России. Огромная территория и относительно небольшая численность населения приводят к тому, что для развития бизнеса отчасти надо искусственно создавать подходящие условия. Поэтому через ценовую надбавку для первой и второй зон энергорынка мы способствуем развитию региона. И это нормальная общемировая практика.

Стоит отметить, что надбавка будет поэтапно снижаться. Она сохранится в прежнем объёме лишь для тех категорий потребителей, которые играют решающую роль в экономике региона, например, резидентов ТОР. Мы совместно с ФАС до конца годаотрегулируем нормативы снижения надбавки.

**Э.П.: Какой объём средств на модернизацию и строительство новой генерации могут в будущем компенсировать потребители неценовых зон? Определены ли уже параметры отборов по дальневосточным объектам, какие ориентиры по цене, срокам окупаемости и влиянию на климат будут заложены?**

**Н. Г. Шульгинов:** Правительством утверждён перечень из четырёх электростанций суммарной мощностью до 1,3 ГВт (Хабаровская ТЭЦ-4, Артёмовская ТЭЦ-2, Якутская ГРЭС-2, Владивостокская ТЭЦ-2). Предварительные капзатраты по ним составляют около 143 млрд рублей в текущих ценах, однако эта цифра может скорректироваться по итогам разработки проекта.

Проекты будут финансироваться через надбавку к цене на мощность и в неценовых зонах оптового рынка. Но учитывая масштаб Дальнего Востока и установленный 15-летний срок возврата средств после ввода каждого из объектов, тариф увеличится всего на 0,75 %.



Артемовская ТЭЦ  
Источник: «РусГидро»

На втором этапе планируется расширение Нерюнгринской и Партизанской ГРЭС «РусГидро» и модернизация Приморской ГРЭС СУЭКа. По ним сейчас идёт подготовка ТЭО. Реализация всех этих проектов будет способствовать развитию Дальнего Востока, а это, к слову, – треть страны.

Кроме того, Минэнерго разработало концепцию проведения конкурсного отбора на право строительства генерации мощностью до 456 МВт в Бодайбинском районе Иркутской области. Конкурс будет технологически нейтральным, то есть, возможно строительство разных видов генерации. Уточнённые параметры и оценки отбора будут определены в ближайшее время, но уже сейчас можно сказать, что для потребителей они будут незначительны.

# Перспективы использования нетрадиционного углеводородного сырья в ТЭК России

## Prospects for the implementation of unconventional hydrocarbon resources in the Russian fuel and energy complex

Александр НОСКОВ

Заместитель директора по науке, д. т. н., профессор, ФИЦ «Институт катализа СО РАН»  
e-mail: noskov@catalysis.ru

Alexander NOSKOV

Deputy Director for Science, D. of Tech. Sc., FRC Institute of Catalysis of the Siberian Branch of RAS  
e-mail: noskov@catalysis.ru

Максим КАЗАКОВ

Ученый секретарь, с. н. с., к. х. н., ФИЦ «Институт катализа СО РАН»  
e-mail: kazakov@catalysis.ru

Maksim KAZAKOV

Senior Researcher, Scientific Secretary, D. of Chem. Sc., FRC Institute of Catalysis of the Siberian Branch of RAS  
e-mail: kazakov@catalysis.ru

Добыча сланцевой нефти в Техасе

Источник: [houstonchronicle.com](http://houstonchronicle.com)



Аннотация. В статье приведена обзорная информация о ресурсах нетрадиционного углеводородного сырья. В общем объеме нефтесодержащего сырья доля нетрадиционных видов нефтеориентированных ресурсов достигает 90 % и составляет 1,7–1,8 трлн тонн. Вовлечение в промышленное производство нетрадиционных углеводородных ресурсов (природных битумов, горючих сланцев) требует решения технических проблем как при их добыче, так и при переработке добытого сырья в подходящие для использования жидкие углеводороды (синтетическую нефть). В современных рыночных условиях данные виды углеводородных ресурсов имеют ограниченное значение для мировой экономики. Дальнейшее развитие и использование нетрадиционного углеводородного сырья требует надежных геологических данных по объемам доступных запасов и их физико-химическим свойствам. Перспективным представляется развитие технологий получения водорода из нетрадиционного углеводородного сырья и гидрогенизационная переработка этого сырья в синтетическую нефть, моторные топлива, сырье для нефтехимии.

*Ключевые слова:* углеводородные ресурсы, природные битумы, горючие сланцы, синтетическая нефть.

Abstract. The article provides an overview of the resources of unconventional hydrocarbons. In the total volume of oil-containing resources, the share of unconventional types of oil resources reaches 90 % and amounts to 1.7–1.8 trillion tons. Implementation of unconventional hydrocarbon resources (natural bitumens, oil shales) in industrial production requires solving technical problems both in their extraction as well as in the processing of extracted materials into liquid hydrocarbons (synthetic oil). Under current market conditions these types of hydrocarbon resources are of limited importance for the world economy. Further development and use of unconventional hydrocarbon resources requires reliable geological data on the amount of available reserves and their physical and chemical properties. The development of technologies for producing hydrogen from unconventional hydrocarbon resources and hydroconversion of this feedstocks into synthetic oil, motor fuels, and raw materials for petrochemicals is promising.

*Keywords:* hydrocarbon resources, natural bitumen, oil shale, synthetic oil.



**Суммарные мировые запасы жидких углеводородов оцениваются в 1,7–1,8 трлн тонн, доля традиционной нефти в этом пуле не превышает 10–12 %**

К нетрадиционным ресурсам углеводородов относятся ресурсы, залегающие в сложных геологических условиях, освоение которых нуждается в применении новых методов и способов их разведки, добычи, переработки и транспортировки

с учетом геолого-технических, экономических, социальных и экологических факторов [1]. В таблице 1 приведена классификация основных видов нетрадиционных (трудноизвлекаемых) нефти и газа, представленная в [2].

Отношение ресурсов природного газа/сланцевого газа/метана угольных пластов составляет 1:1:1 и оценивается по каждому из источников примерно в 200 трлн кубометров. Гораздо больший потенциал углеводородного сырья по сравнению с традиционной нефтью кроется в ресурсах природных битумов и горючих сланцев.

Оценки показывают, что в первой половине XXI века добыча традиционной нефти в мире достигнет исторического максимума, который будет удерживаться в течение около 10 лет, а затем уровень добычи начнет снижаться [3]. Нетрадиционное углеводородное сырье привлекает значительное внимание в качестве одного из наиболее очевидных источников для расширения сырьевой базы нефтеперерабатывающих

Термины	Классификация
Сланцевый газ	Газ, состоящий из метана, заключенный в микротрещинном пространстве газоносных сланцев, являющихся, как правило, его материнской породой. Способ добычи: метод мультстадийного гидроразрыва пласта. Природный газ, содержащийся в угленосных отложениях.
Метан угольных пластов	Способы добычи: шахтный (дегазация шахт перед добычей угля), скважинный (применение специальных технологий интенсификации газоотдачи пластов).
Битумная нефть	Нефть, добываемая из битуминозных песчанников, представляющая собой смесь песка, глины, воды и нефтебитума с последующей частичной переработкой на месторождении в синтетическую нефть. Способы добычи: скважинный, метод открытой добычи.
Нефть низкопроницаемых (плотных) пород	Легкая нефть, содержащаяся в низкопроницаемых породах со смешанной литологией. Способ добычи: метод мультстадийного разрыва пласта. Синтетическая нефть, полученная при технологической переработке горючих сланцев на основе керогена.
Сланцевая нефть, нефтяное масло	Горючие сланцы – тонкозернистые осадочные породы, содержащие минеральные вещества и кероген, который в свою очередь и представляет ценность как сырье для последующей переработки в сланцевую нефть. Способы добычи: скважинный, метод открытой добычи.

Таблица 1. Классификация нетрадиционных видов углеводородного сырья

предприятий. Это связано, прежде всего, с истощением запасов традиционной нефти с одной стороны, и ростом спроса на высококачественные нефтепродукты с другой стороны. Кроме того, суммарное содержание углеводородов в нетрадиционных источниках существенно превышает суммарные запасы традиционных нефтей (см. таблицу 2) [4].

Суммарные мировые запасы углеводородов нефтяного направления оцениваются в 1,7–1,8 трлн тонн, причем, доля традиционной нефти в этом пуле не превышает 10–12%. Вовлечение в производство источников нетрадиционного углеводородного сырья осложняется относительно низким соотношением водород/углерод в их органической составляющей (см. рис. 1) [5].

Далее приведем характеристики, оценки ресурсов в разных регионах и направлений переработки природных битумов и горючих сланцев.

## Природные битумы

Природные битумы находятся преимущественно в форме битуминозных песков. Понятие битуминозный песок обычно используется для описания песчаника, пропитанного тяжелым вязким битуминозным материалом природного происхождения, который практически неподвижен в условиях месторождения. Битуминозный песок представляет собой смесь песка, воды и битума [6,7]. Тяжелый органический материал имеет очень высокую вязкость в условиях пласта и не может быть извлечен из скважины обычными методами добычи, включая применяемые в настоящее время методы интенсификации нефтедобычи [8]. Наиболее высококачественные битуминозные пески содержат до 18 мас.% битума, который по своей консистенции может быть эквивалентен атмосферному или вакуумному нефтяному остатку.

Таблица 2. Ресурсы углеводородов в традиционных и нетрадиционных источниках

Источник углеводородов	Запасы, млрд баррелей	Примечание
Традиционная нефть и газовый конденсат	1 239	Извлекаемые ресурсы
Сверхтяжелые нефти	2 150	Оценка запасов
Природные битумы	3 329	Оценка запасов
Горючие сланцы	4 786	Оценка запасов

Континент/Страна	Запасы, млрд барр.	
	Суммарные	Извлекаемые
Африка	64	2
Северная Америка	2489	170
Южная Америка	н.д.	н.д.
Азия	427	42
Европа	349	29
Канада	2434	170
Россия	347	28

Таблица 3. Ресурсы природных битумов

В таблице 3 приведены данные о запасах природных битумов в различных регионах мира [4].

## В традиционной нефти содержание углеводородов достигает до 97 мас.%, битум может содержать 50–60 % углеводородных компонентов. Остальное – соединения серы, кислорода, азота, металлов

Как видно из приведенных данных, основная часть мировых запасов природного битума (около 2/3) находится в Канаде. В большинстве стран, для проведения точных оценок запасов природных битумов, данных явно недостаточно. Например, предварительная геологическая информация указывает на значительные ресурсы природных битумов на Восточно-Сибирской

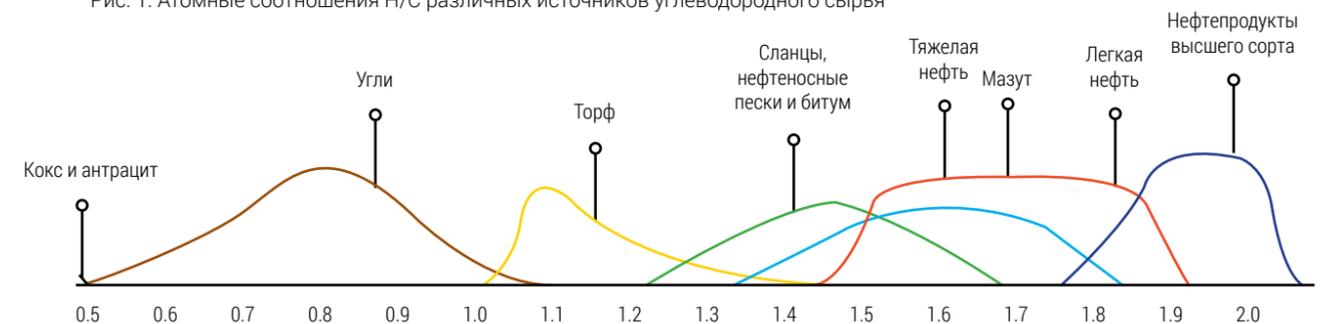
платформе. Однако в данной местности получены оценки ресурсов только для Оленекского месторождения. Подробная геологоразведка с целевой установкой на природные битумы приведет, по-видимому, к существенному пересмотру отношений ресурсов природных битумов между регионами мира.

По сравнению с традиционной нефтью, в которой содержание углеводородов может достигать 97 мас.%, природный битум может содержать не более 50–60 % углеводородных компонентов. Остальная часть представлена соединениями, содержащими серу, кислород, азот, металлы. Высокое содержание в природных битумах асфальтенов и смол также осложняет их квалифицированную переработку в товарные нефтепродукты (моторные топлива, сырье для нефтехимии).

## Горючие сланцы

Горючие сланцы являются полезным ископаемым, состоящим из органической (сапропелевой или гумусово-сапропелевой) и минеральной (известковой, глинистой,

Рис. 1. Атомные соотношения Н/С различных источников углеводородного сырья





Крупнейшее в мире месторождение горючих сланцев в бассейне реки Грин Ривер, штат Вайоминг, США

Источник:

canyonlandsbynight.com

кремнистой и др.) частей. Содержание органического вещества в горючих сланцах может составлять от 10–30 до 50–70 мас.%, а содержание водорода достигает 7–10 % масс. Основная масса (90–95 %) органического вещества представляет собой нерастворимое в органических растворителях твердое вещество, называемое керогеном. Потенциальные ресурсы горючих сланцев в мире огромны и оцениваются примерно в 4,8–5 трлн баррелей сланцевого масла (продукта термической переработки). Ресурсы горючих сланцев по регионам и странам приведены в таблице 4.

**Органической основой сланцев является кероген. Он представляет собой случайное сочетание углеводородных мономеров. Получение жидких углеводородов возможно путем его термического разложения**

Точность приведенных данных оставляет желать лучшего. Только запасы нескольких месторождений горючих сланцев описаны достаточно точно (например, месторождение Грин-Ривер в США, месторождения в Эстонии). Стоит обратить внимание на относительную равномерность распределения ресурсов углеродистых сланцев по регионам мира.

Основным органическим составляющим горючих сланцев является кероген, который представляет собой случайное сочетание углеводородных мономеров. Получение жидких углеводородов из горючих сланцев возможно за счет термического разложения керогена. Температура, при которой начинается активное разложение керогена, достаточно близка для горючих сланцев различного происхождения и составляет около 350 °С [9].

В таблице 5 приведены данные о составе органической и минеральной части горючих сланцев различных месторождений.

Для горючих сланцев характерно повышенное содержание водорода, что способствует образованию жидких и газообразных продуктов при их термической обработке. По показателю углерод/водород горючие сланцы ближе к нефти, чем другие горючие ископаемые (каменные угли, торф, битумы).

Континент/Страна	Оценка ресурсов, млрд тонн
Африка	23,3
Северная Америка	54
Южная Америка	11,8
Азия	52
Европа	52,8
Китай	47,6
Россия	35,5
США	54,7

Таблица 4. Ресурсы горючих сланцев

### Получение жидких нефтепродуктов из природных битумов и горючих сланцев

При переработке битуминозных песков и горючих сланцев получают жидкое углеводородное сырье, которое не встречается в природе. Получаемый при переработке продукт чаще всего называют синтетической нефтью.

**Добыча и переработка природных битумов.** Промышленная добыча природных битумов из битуминозных песков началась в Канаде в 60-х годах XX века. Меньшая часть (до 20 %) природных битумов Канады может быть извлечена карьерным методом. Для добычи природных битумов также активно используются скважинные методы, базирующиеся на обработке битуминозных песков горячим теплоносителем или растворителем.

Основной коммерческой технологией извлечения природного битума из добытых карьерным методом битуминозных песков является экстракция горячей водой. Этот метод предусматривает размягчение битумов при смешении с горячей водой или паром с последующим разделением песка

и битума. Дальнейшая очистка битумов от воды и твердых частиц производится на второй стадии процесса путем экстракции битумов легкими углеводородными растворителями (нафта, керосином и др.). После экстракции растворитель выделяет из состава битумов.

**Шламовые отходы при добыче битумов содержат много глины и состоят примерно из 49–50 мас.% песка, до 1 мас.% битума и примерно 50 мас.% воды. Они требуют большого расхода воды и тепла**

Одной из основных проблем, возникающих при отделении битума от битуминозного песка экстракцией горячей водой, является необходимость дорогостоящего процесса утилизации хвостовых шламов, содержащих остатки битумов, щелочи и другие загрязнители, осаждение которых

Таблица 5. Состав углеродистых сланцев

Месторождение	Элементный состав керогена, мас.%				Состав минеральной части, мас.%			
	углерод	водород	сера	кислород	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO
Грин-Ривер (США)	78,3	9,9	1,6	8,1	50	21	15	6
Прибалтийское (Россия, Эстония)	77,3	9,8	1,7	10,8	30	6–8	40	5
Фушуньское (Китай)	73,7	9,9	2,4	11	60	до 25	1	2
Ирати (Бразилия)	68,1	10,3	3,7	16,3	62	10–20	2	2

## Скважинные термические методы требуют значительно больших энергозатрат, чем методы открытых карьерных разработок. Сейчас ведутся разработки скважинных технологий, без использования пара

происходит в осадительных прудах (шламовых озерах), занимающих огромные площади. Шламовые отходы содержат большое количество глин и состоят примерно из 49–50 мас.% песка, до 1 мас.% битума и примерно 50 мас.% воды. Кроме того, для этих технологий характерны значительный расход воды, тепла, растворителей.

Скважинные методы начали активно применяться для промышленного извлечения битумов позже, чем открытые карьерные методы. Степень извлечения битумов для таких методов варьируется от 10 % (холодное извлечение битума с песком) до 70 % (метод парогравитационного дренажа) и потенциально более 80 % для технологий подземного сжигания [10]. Из тепловых методов впервые был освоен метод циклического воздействия паром на пласт, позже – метод непрерывного парогравитационного дренирования с использованием двух горизонтальных скважин, расположенных одна над другой.

Скважинные термические методы, как правило, требуют для извлечения битумов значительно больших энергозатрат, чем методы открытых карьерных разработок. Поэтому, в настоящее время ведутся исследования и разработки новых скважинных технологий, без использования водяного пара. Наиболее перспективной из них является технология подземного сжигания части битумов по направленному фронту вдоль горизонтальной скважины.

В соответствии с этой технологией [11] на пути извлекаемых горячих битумов в пласте вдоль горизонтального участка продуктовой скважины размещается слой катализатора крекинга тяжелых углеводородов. Он может размещаться внутри горизонтального перфорированного участка скважины, или в пласте вокруг

него. В эту же зону, при необходимости, по отдельной скважине, проведенной внутри или рядом с воздухонагнетательной скважиной, могут закачиваться восстановительные газы ( $H_2$  или  $CO$ ). Под действием высоких температур в присутствии восстановительных газов в слое катализатора происходит расщепление тяжелых углеводородов, деме­таллизация и обессеривание битумов, снижение их вязкости. Поскольку катализатор распределен вдоль всей скважины, и участки катализатора постепенно, по частям открываются перерабатываемым битумам по мере перемещения фронта горения, то для каждого участка сохраняется соответствующая зона свежего катализатора высокой активности.

Выделенные из битуминозных песков битумы имеют очень высокую вязкость и непригодны для транспортировки трубопроводным транспортом. Для того чтобы удовлетворить требованиям перекачки по трубопроводам по показателям плотности и вязкости, используют два подхода. Первый подход основан на разбавлении битумов более легкими углеводородами (легкой нефтью, нефтой, газовым конденсатом). Второй подход предполагает частичную переработку битумов в более легкую синтетическую нефть вблизи районов до-

Битуминозные пески провинции Альберта, Канада



Источник: medium.com

бычи и транспортировку полученной синтетической нефти на НПЗ без разбавления.

Для переработки битумов в синтетическую нефть используются следующие основные подходы:

1. Удаление углерода: висбрекинг, паровой крекинг, коксование. Процессы удаления углерода достаточно привлекательны, поскольку они проводятся при низком давлении и не требуют дорогостоящих катализаторов. При переработке битумов в синтетические нефти этот способ используют в большинстве случаев.
2. Добавление водорода: каталитическая гидроконверсия (гидроочистка, гидрокрекинг), гидровисбрекинг и донорно-растворительные процессы. Процессы гидроочистки битума обеспечивают удаление серы, азота, металлов и, таким образом, подготовку для дальнейшей переработки другими процессами. Гидрокрекинг обеспечивает получение более легких дистиллятов (керосины, дизельные фракции) и низкосернистых остатков.

Процесс переработки битумов в синтетическую нефть осуществляется в два основных этапа. Сначала производят первичную переработку битумов при которой

## Сланцы часто содержат целый ряд ценных компонентов (молибден, ванадий, уран и др.) в почти промышленных объемах. Например, содержание урана на месторождении Ран Стад достигает 1 млн тонн

достигается увеличение соотношения водород/углерод за счет: а) удаления углерода или б) добавления водорода. После этого полученные продукты первичной конверсии разделяют и перерабатывают в процессе гидроочистки для удаления серы и азота. Полученная синтетическая нефть далее может транспортироваться на НПЗ для переработки в различные жидкие топлива, такие как бензин, керосин и дизельное топливо. При дальнейшей переработке синтетической нефти необходимо учитывать, что составы синтетических нефтей отличаются от естественных нефтей той же плотности. Во-первых, в большинстве из них нет вакуумного остатка, что непривычно для НПЗ, работающих по схеме с коксованием вакуумного остатка. Кроме того, в синтетических нефтях мало бензина, много газойлей, в том числе тяжелого вакуумного газойля, а также высокое содержание ароматических соединений. Поэтому дизельные топлива, получаемые из такого сырья, имеют низкое цетановое число. В связи с этим для переработки синтетических нефтей требуются увеличенные мощности гидрокрекинга вакуумных газойлей. Поскольку часто синтетические нефти являются продуктом термического крекинга, то для них характерно высокое содержание олефинов, что в случае отсутствия гидроочистки и их насыщения вызывает их нестабильность при хранении и транспортировке. Чаще всего при переработке на действующих НПЗ синтетическую нефть смешивают с естественными нефтями для приближения к обычным составам.

Процессы коксования – основные процессы облагораживания битумов, с помощью которых они превращаются в дистиллируемые продукты. В процессе коксования битум конвертируется в дис-

тиллируемые фракции, кокс и легкие газы. Полученные дистилляты подвергаются гидроочистке с получением малосернистой синтетической нефти. В целом состав продуктов, получаемых в результате коксования, близок для битума и тяжелых нефтяных остатков традиционной нефти.

Увеличение соотношения водород/углерод обеспечивается также использованием процессов гидрокрекинга [12]. Процессы гидрокрекинга могут рассматриваться как альтернатива процессам коксования. Общий выход жидкости при гидрокрекинге битума значительно выше, чем при коксовании. При этом также удаляются значительные количества серы и азота. Однако распространение данных процессов в настоящее время сдерживается в связи с необходимостью больших мощностей по производству водорода.

**Переработка горючих сланцев.** Современные практически реализованные технологии термической переработки горючих сланцев основаны на пиролизе с образованием газообразных, твердых (кокс) и жидких (нафта, дистиллятное топливо) продуктов [5]. При пиролизе происходит деполимеризация макромолекул керогена. Процессы пиролиза основаны на нагреве исходных горючих сланцев до определенной температуры в отсутствие кислорода.

---

**Доля традиционного газа в суммарных ресурсах газообразных углеводородов не превышает 1/3. Это без учета метана в форме газовых гидратов, что еще более снизит долю традиционного газа**

---

Наряду с традиционными процессами термической переработки развивается ряд альтернативных способов переработки горючих сланцев.

В качестве таковых можно отметить процесс гидрокрекинга в псевдооживленном слое горючих сланцев и битуминозных песков. В этом случае синтетическая нефть из битуминозных песков, горючих сланцев, природных битумов образуется за счет гидрокрекинга и гидрогенизации в псевдооживленном потоке сырья, в котором необходимый режим температуры и давления создается потоком горячего водорода под давлением. Проведение процесса в среде водорода обеспечивает

Оборудование для коксования нефти

Источник: «Славнефть»



Оборудование для добычи трудноизвлекаемой нефти, США

Источник: energosmi.ru

более высокий выход целевых продуктов, а также более высокое их качество [13].

В 1950–1980-е гг. был предпринят ряд попыток разработки технологий подземной переработки горючих сланцев. Интерес к методам подземной переработки горючих сланцев обусловлен рядом причин: отпадает необходимость в шахтной добыче сланца и сооружении наземных агрегатов для полукоксования сланца, что требует длительного времени и значительных капитальных затрат. Однако все работы по данным проектам были остановлены из-за низкой рентабельности и тех или иных недостатков предложенных технологий. В настоящее время подземной переработ-

ки горючих сланцев не ведется и данное направление можно считать неперспективным.

Горючие сланцы некоторых месторождений содержат целый ряд сопутствующих компонентов (например, молибден, ванадий, уран и др.) в количествах, близких к промышленным. Например, содержание  $U_3O_8$  в урансодержащих горючих сланцах месторождения Ран Стад (Швеция) оценивается в 1 млн тонн. Если учесть, что образование сланцевых остатков от сжигания сланцев в отдельных случаях достигает десятков миллионов тонн в год, то создаются благоприятные условия для извлечения некоторых минеральных компонентов. Сланцевая зола, полученная после пиролиза, также может найти применение в строительной промышленности для получения цемента. Таким образом, наличие сопутствующих полезных ископаемых и редких элементов может существенно изменить перспективы промышленного освоения сланцевых месторождений. При условии комплексного использования горючих сланцев и залегающих совместно с ними других полезных ископаемых может оказаться экономически целесообразным переработка сланцев с пониженной теплотой сгорания.

---

**Широкое использование горючих сланцев откладывается на более отдаленную перспективу в силу дороговизны их переработки и связанных с этим наличием серьезных экологических проблем**

---

## Заключение

Ресурсы нетрадиционного углеводородного сырья на Земле значительно превосходят аналогичные как по природному газу, так и по нефтяному сырью. Доля традиционного природного газа в суммарных ресурсах газообразных углеводородов не превышает 1/3. В этих оценках не учтены запасы метана в форме газовых гидратов, что еще более снизит долю традиционного природного газа. В нефтяном направлении доля традиционной нефти в мировых ресурсах нефтеориентированного сырья оказывается еще ниже и не превышает 10–12 %.

Для вовлечения в производство нетрадиционных ресурсов газообразных углеводородов (сланцевый газ, метан угольных пластов) требуется, прежде всего, решение проблем их добычи. При наличии эффективных технологий добычи дальнейшее использование этого газообразного углеводородного сырья, как правило, не вызывает каких-либо технологических проблем. Гораздо большие трудности открываются при вовлечении в промышленное использование нефтеориентированных нетрадиционных ресурсов (природных битумов, горючих сланцев). В данном случае требуется решение технических проблем как добычи этого сырья, так и переработки добытого сырья в подходящие жидкие углеводороды (синтетическую нефть). Только после этого возможна высококвалифицированная переработка полученных синтетических продуктов на существующих нефтеперерабатывающих заводах. В настоящее время себестоимость добычи битумной нефти составляет 20–40 долларов за баррель. Оценочная себестоимость получения синтетической нефти из горючих сланцев значительно выше. В современных рыночных условиях нетрадиционные нефтеориентированные ресурсы можно оценить как значимые для мировой экономики только в будущем.

Российская нефтедобывающая промышленность уже в обозримом будущем может столкнуться со снижением добычи нефти ввиду исчерпания ее разведанных запасов и отставания в приросте запасов нефти за счет геологоразведочных работ. При этом российские нефтегазовые месторождения характеризуются большой удаленностью от потребителя

и сложными природно-климатическими условиями, что значительно увеличивает себестоимость добычи и повышает расходы на транспортировку. Одним из вариантов решения проблемы снижения добычи нефти в России может стать организация добычи углеводородов из нетрадиционных источников. Вероятнее всего традиционные технологии экстракции битумов горячей водой окажутся неприменимы для российских месторождений битуминозных песков из-за их физико-химических особенностей. Перспективным для России, вероятнее всего, будет использование процессов пиролиза или гидрогенизационной переработки без предварительного отделения битумов от битуминозных песков. Восстребованными могут также оказаться скважинные методы извлечения битумов из битуминозных песков, с использованием интенсивных физико-химических методов, включая катализ в пластах. Широкое использование горючих сланцев откладывается, по-видимому, на более отдаленную перспективу в силу дороговизны их переработки и связанных с этим наличием серьезных экологических проблем.

Создание в России технологической платформы по расширению использования нетрадиционных углеводородных ресурсов возможно на основе интеграции крупных компаний (прежде всего нефтяных) и организаций научно-технической сферы. Необходимо создание полигонов по отработке новых технологий добычи нетрадиционного углеводородного сырья и его квалифицированной переработке в моторные топлива, водород, сырье для нефтехимии. Нетрадиционное углеводородное сырье может стать в перспективе одним из важнейших источников для водородной энергетики.

*Статья подготовлена по результатам исследования, проводимого при финансовой поддержке России в лице Министерства науки и высшего образования в рамках научного проекта «Социально-экономическое развитие Азиатской России на основе синергии транспортной доступности, системных знаний о природно-ресурсном потенциале, расширяющегося пространства межрегиональных взаимодействий», Соглашение № 075-15-2020-804 от 02.10.2020 г. (грант № 13.1902.21.0016).*



Завод по переработке сланцев, Эстония

Источник: aftershock.news

## Использованные источники

1. Левинбук М., Котов В. Сдвиг в мировом потреблении энергоносителей // *Химический журнал*. 2013. Июль-август. С. 50.
2. Verbruggen A., Al Marchohi M. Views on peak oil and its relation to climate change policy // *Energy Policy*. 2010. Vol. 38. P. 5572.
3. *World Oil Outlook 2045*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2020. P. 311.
4. *2010 Survey of Energy Resources*. World Energy Council. 2010. P. 608.
5. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В. Современные направления пиролиза горючих сланцев // *Химия твердого топлива*. 2008. № 4. С. 7.
6. *Handbook of Alternative Fuel Technologies*. Lee S., Speight J.G., Loyalka S.K. (Eds.) CRC Press, 2015. P. 650.
7. Mohammadmoradi P., Taheri S., Kantzas A. Interfacial Areas in Athabasca Oil Sands // *Energy Fuels*. 2017. Vol. 31. P. 8131.
8. Speight J.G. *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. Gulf Professional Publishing, 2009. P. 354.
9. Kök M.V., Pamir M.R. Non-Isothermal Pyrolysis and Kinetics of Oil Shales // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 1999. Vol. 56. P. 953.
10. Shah A., Fishwick R., Wood J., Leeke G., Rigby S., Greaves M. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading // *Energy & Environmental Science*. 2010. Vol. 3. P. 700.
11. Hart A. The novel THAI – CAPRI technology and its comparison to other thermal methods for heavy oil recovery and upgrading // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2014. Vol. 4. P. 427.
12. Sahu R., Song B.J., Im J.S., Jeon Y.-P., Lee C.W. A review of recent advances in catalytic hydrocracking of heavy residues // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2015. Vol. 27. P. 12.
13. Kazakov M.O., Dik P.P., Klimov O.V., Mironenko O.O., Cherepanova S.V., Chesalov Y.A., Noskov A.S. Hydrogenation of Bituminous Sand // *Solid Fuel Chemistry*. 2018. Vol. 52. P. 110.

# Стратегия ЕС по сокращению выбросов метана: новые вызовы для российского газа

## EU Strategy to Reduce Methane Emissions: New Challenges for Russian Gas

Алексей ГРОМОВ  
 Главный директор по энергетическому направлению, руководитель энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», к. г. н.  
 e-mail: a\_gromov@fief.ru

Alexey GROMOV  
 PhD in Economic Geography, Principal director on Energy Studies, Head of Energy Department, Institute for Energy and Finance  
 e-mail: a\_gromov@fief.ru

Метан, выделяемый при сжигании ПНГ, приносит не меньше вреда экологии, чем выбросы CO<sub>2</sub>

Источник:

Nordroden / depositphotos.com



Аннотация. В статье проводится анализ последних изменений европейской энергетической политики, связанных с принятием специальной стратегии ЕС по сокращению выбросов метана. Приводится оценка ее возможного влияния на долгосрочные перспективы экспорта российского природного газа в страны ЕС.

Ключевые слова: природный газ, энергетическая политика, низкоуглеродное развитие, стратегия ЕС по сокращению выбросов метана, вызовы и риски.

Abstract. The article analyzes the latest changes in the European energy policy related to the adoption of an EU Strategy to reduce methane emissions. An assessment of its possible impact on the long-term prospects of Russian natural gas exports to the EU countries is given.

Keywords: natural gas, energy policy, low-carbon development, EU methane reduction strategy, challenges and risks.

# //

**Эмиссия метана составила 16% от общего объема выбросов парниковых газов, увеличившись в абсолютном выражении на 2,7 млрд т за 40 лет**



Пламя газовой плиты

Источник: phakimata / depositphotos.com

Европейская Комиссия 14 октября 2020 г. опубликовала стратегию ЕС по сокращению выбросов метана в энергетическом секторе (an EU strategy to reduce methane emissions, Brussels, 14.10.2020 COM(2020) 663 final), подготовленную в соответствии с дорожной картой реализации европейского «Зеленого пакта», который предусматривает разработку в ближайшие несколько лет основ нового нормативно-правового регулирования в ЕС для формирования климатически нейтральной европейской экономики и энергетики к 2050 году.

Метан является вторым после CO<sub>2</sub> парниковым газом на планете, влияющим на процессы климатических изменений. Более того, согласно данным Европейского агентства по окружающей среде, за последние 40 лет концентрация мета-

на в атмосфере существенно выросла, и по имеющимся прогнозам 2016 года к середине 2020-х гг. именно метан впервые в истории может составить большую, чем CO<sub>2</sub> долю в общем объеме выбросов парниковых газов<sup>1</sup>. По данным МЭА, несмотря на то что метан сохраняется в атмосфере более короткое время чем CO<sub>2</sub>, парниковый эффект от выбросов метана более чем в 85 раз выше, чем от углекислого газа на горизонте 20 лет и в 30 раз выше – на горизонте 100 лет<sup>2</sup>.

С учетом продолжающегося сокращения собственной добычи природного газа в странах ЕС, еврокомиссия особое внимание уделяет вопросам контроля и учета эмиссий метана от импортируемого в Евросоюз трубопроводного газа и СПГ.

<sup>1</sup> European Environment Agency (EEA), 2016.

<sup>2</sup> IEA Methane Tracker Website.

В этом контексте принятая стратегия является первым шагом ЕС по формированию новой правовой и регуляторной среды, призванной формализовать и ужесточить требования по учету и контролю за эмиссиями метана в странах ЕС, в т. ч. ввести нормы (стандарты) выбросов метана для всех ископаемых топлив (с особым фокусом на природный газ), продаваемых в ЕС. Ожидается, что новые законодательные нормы будут разработаны к середине 2021 года, а их вступление в силу произойдет уже в 2024 году.

### Актуальные оценки эмиссий метана

Согласно оценкам, приведенным в специальном исследовании МГЭИК<sup>3</sup>, по состоянию на 2010 год эмиссии метана составили 16 % от общего объема выбросов парниковых газов, увеличившись в абсолютном выражении на 2,7 млрд т за последние 40 лет<sup>4</sup>.

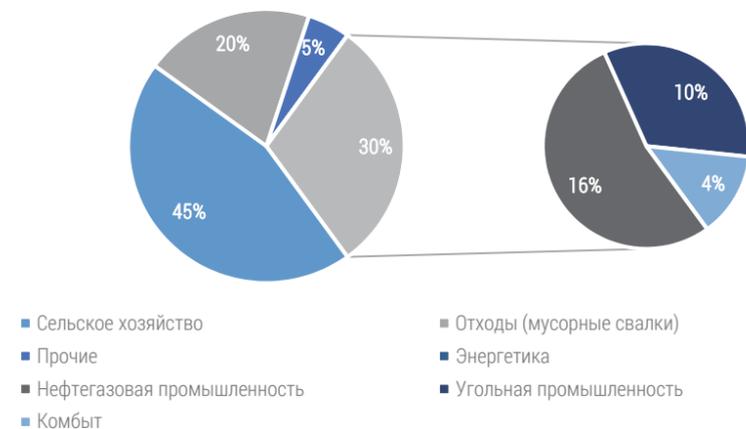
Примерно 60 % эмиссий метана имеет антропогенное происхождение. Главными источниками выбросов этого газа в атмосферу являются сельское хозяйство – 45 %, отходы (мусорные свалки) – 20 % и энергетический сектор – 30 % (рис. 1). При этом в самой энергетике основной объем выбросов метана обеспечивает нефтегазовая промышленность (54 %).

На уровне отдельных стран и регионов структура источников эмиссий метана может отличаться от общемировых показате-

<sup>3</sup> МГЭИК – Межправительственная группа экспертов по изменению климата при ООН.

<sup>4</sup> IPCC's 5<sup>th</sup> Assessment Report, 2014.

Рис. 1. Основные источники эмиссий метана, 2019 г., %



Источник: ФИЭФ на основе данных IEA



Исследование выбросов в атмосферу с помощью дрона  
Источник: wallpapersafari.com

лей. Так, в ЕС на долю сельского хозяйства приходится 53 % от всех эмиссий метана, а на долю энергетического сектора – 19 %. В России же в эмиссиях метана доминирует энергетический сектор (76 %), тогда как на долю сельского хозяйства приходится только 6 % всех выбросов этого газа.

За период с 2000 по 2017 гг. эмиссии метана в мире выросли на 20 % и составили 8,6 млрд т CO<sub>2</sub>-эквивалента (рис. 2).

По данным Climate Watch Data, на уровне отдельных стран и регионов мира основная концентрация выбросов метана (50 %) приходится на Китай, Россию, Индию, США, Бразилию и Евросоюз (рис. 3).

При этом следует отметить, что наиболее высокими темпами эмиссии метана растут в Китае (+52 % с 2000 г.) и в России (+40 %), тогда как в ЕС эмиссии метана, наоборот, снижаются (–22 %).

Для сравнения, за аналогичный период выбросы CO<sub>2</sub> в мире выросли на 40 %, в России выбросы углекислого газа увеличились всего на 2,5 %, тогда как в Китае они повысились в 2,7 раза, а в ЕС снизились на 14 %.

Таким образом, следует признать, что проблема эмиссий метана для России носит весьма актуальный характер, учитывая ее роль крупнейшего поставщика углеводородов в Европу, особенно в контексте принятой в ЕС стратегии по сокращению выбросов метана.

### Проблемы учета эмиссий метана

В мире до сих пор отсутствует единая методология оценки и учета выбросов метана, что затрудняет практическую реализацию мер по их целенаправленному снижению, в том числе и в нефтегазовой отрасли.

В настоящее время выделяют три категории эмиссий метана от нефтегазовой отрасли:

## Метан является вторым после CO<sub>2</sub> парниковым газом на планете, влияющим на климатические изменения. К середине 2020-х гг. доля метана превысила CO<sub>2</sub> в объеме выбросов парниковых газов

- управляемые прямые выбросы метана в атмосферу при добыче и переработке нефти и газа;
- эмиссии при факельном сжигании, главным образом, попутного нефтяного газа (ПНГ);
- эмиссии (непреднамеренные, включая аварийные, утечки) при транспортировке и распределении природного газа, в т. ч. в протяженных газотранспортных системах, ориентированных на импорт-экспорт природного газа, а также при сжижении, транспортировке и последующей регазификации СПГ.

При этом наиболее распространены два способа учета эмиссий метана в нефтегазовой отрасли: наземный учет и воздушные методы.

Рис. 2. Динамика эмиссий метана по основным странам и регионам мира, 2000–2017 гг. млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента

Источник: ФИЭФ на основе данных Climate Watch Data

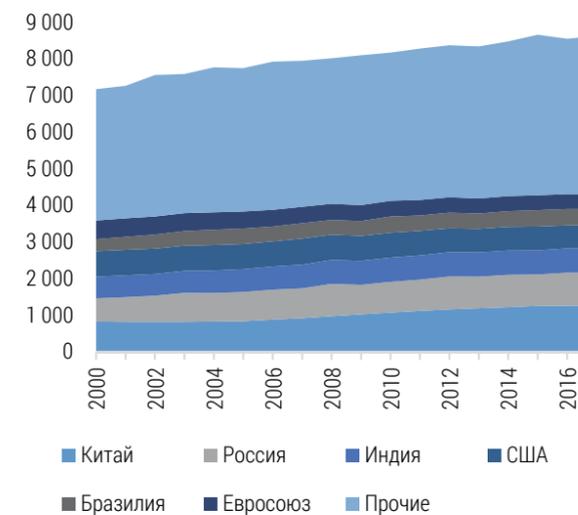
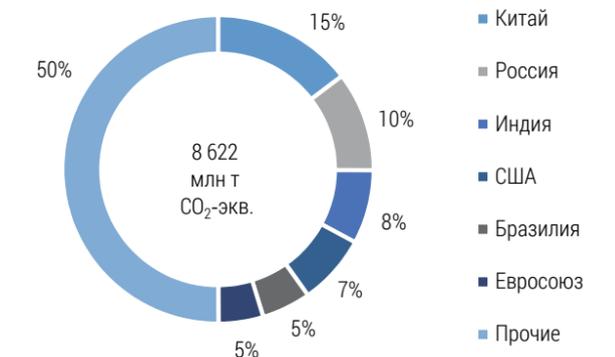


Рис. 3. Крупнейшие эмитенты метана, 2017 г., %

Источник: ФИЭФ на основе данных Climate Watch Data



## Основная концентрация выбросов метана (50%) приходится на Китай, Россию, Индию, США, Бразилию и ЕС. Наиболее высокими темпами они растут в Китае и в России, тогда как в ЕС они снижаются

Наземный учет эмиссий основан на простой калькуляции числа добывающих газ скважин и их умножении на усредненный показатель годовой эмиссии метана от одной скважины. Такой подход сильно зависит от качества исходных данных и точности их сбора. Зачастую, невозможно учесть все газовые скважины, либо учесть их статус (работающие или выведенные из эксплуатации). Усредненный показатель эмиссии метана в расчете на одну скважину может сильно отличаться в зависимости от конкретных условий добычи газа (климатические условия, сезонность добычи и пр.).

Воздушные методы учета эмиссий метана посредством использования БПЛА (дронов) позволяют получать более точную информацию о выбросах этого газа в режиме реального времени на более широком спектре объектов, где возможна его утечка. Однако возможности аэрофотосъемки сильно зависят от хороших метеоусловий, в периоды которых и проводится большая часть замеров. Однако их последующее усреднение в годовом эквиваленте может существенно исказить объективную реальность. Также такой метод учета выбросов, зачастую, не позволяет идентифицировать их источник.

В 2006 г. МГЭИК разработала методические рекомендации по учету выбросов метана для отдельных сегментов экономики и энергетики, которые были обновлены в 2019 г. и рекомендованы ООН к применению на национальном уровне.

Они включают три возможных уровня (по степени точности и детализации) учета эмиссий метана (применительно к газовой отрасли, в частности):

- **Первый уровень** базируется на рекомендованных МГЭИК усредненных коэффициентах пересчета углеводородного топлива в эмиссии метана на разных стадиях создания стоимости в газовой промышленности

Выбросы метана при сжигании ПНГ

Источник: nhrp.org



Стадия создания стоимости	Коэффициент пересчета	Погрешность (фактор неопределенности)
Разведка	0,06-20,1	+/-20%
Добыча	2,54-7,07	+/-20%
Переработка	0,1-1,83	+/-10%
Транспортировка (трубопроводный способ)	1,29-4,1	От -20% до +30%
Хранение (ПХГ)	0,29-0,67	От -20% до +30%
СПГ (импорт-экспорт)	1660	От -20% до +30%
Распределение конечному потребителю	0,23-2,92	От -20% до +120%

Таблица 1. Базовые усредненные коэффициенты пересчета углеводородного топлива в эмиссии метана по основным стадиям создания стоимости в газовой отрасли

Источник: ФИЭФ на основе данных МГЭИК (IPCC), 2019

(от разведки и добычи до конечного потребления).

- **Второй уровень** базируется на тех же принципах пересчета углеводородного топлива в эмиссии метана, что и уровень 1, но вместо усредненных коэффициентов используются национальные коэффициенты, учитывающие страновую специфику нефтегазовой отрасли. Так, к примеру, в России «Газпром» применяет коэффициент пересчета, равный 6.
- **Третий уровень** предполагает разработку детальных моделей учета эмиссий метана на уровне отдельных компаний.

К основным недостаткам первого уровня учета эмиссий метана, предлагаемого МГЭИК, следует отнести то, что все усредненные коэффициенты пересчета углеводородного топлива в эмиссии метана построены на основе американских источников данных, в частности, данных Американского агентства по охране окружающей среды (EPA). И они не всегда могут быть корректно применимы к другим странам. Также методология предполагает сохранение довольно высокого уровня погрешности представленных коэффициентов пересчета по большинству стадий создания стоимости в газовой промышленности (+/-20%), а для отдельных стадий, например конечного распределения природного газа, уровень погрешности может достигать до +120%, что может приводить к существенному искажению реальной картины эмиссий метана, причем как в меньшую, так и в большую сторону (см. таблицу 1).

Основным недостатком второго уровня учета эмиссий метана служит непрозрачность расчета национальных коэффициентов пересчета углеводородного топлива в эмиссии метана, а также разная степень

подробности и качества данных, которые используют страны для представления собственных национальных коэффициентов.

Третий уровень учета эмиссий метана представляет наибольший интерес для нефтегазовой отрасли, поскольку детальные модели учета эмиссий метана на уровне отдельных компаний уже активно разрабатываются и внедряются в целом ряде стран мира при поддержке межгосударственной Коалиции по сокращению короткоживущих климатических загрязнителей

## МЭА предложила новый метод учета эмиссий метана, основанный на показателе «метановой насыщенности». Она определяется как отношение массы выбросов к массе добытого и переработанного топлива

(CCAC) в рамках Экологической программы ООН<sup>5</sup>. Более того, Международное партнерство по сокращению выбросов метана в нефтегазовой отрасли (OGMP)<sup>6</sup>, созданное в 2014 г. в рамках CCAC, разработало новый Стандарт 2.0 сбора данных и учета эмиссий метана, который обеспечивает существенное увеличение их точности и детальности.

В соответствии с данным стандартом:

- компании-участники партнерства должны сообщать фактические дан-

<sup>5</sup> The Climate and Clean Air Coalition. URL: <https://ccacoalition.org/en>  
<sup>6</sup> The Oil & Gas Methane Partnership. URL: <https://www.ccacoalition.org/en/activity/ccac-oil-gas-methane-partnership>



Высокотехнологичные нефтедобывающие платформы для работы на шельфе Норвегии

Источник:  
Maersk

ные о выбросах метана как из эксплуатируемых, так и из не эксплуатируемых активов;

- отчетность о выбросах метана должна охватывать все сегменты нефтегазового сектора, где могут наблюдаться значительные эмиссии метана;
- сфера охвата отчетности должна быть расширена с первоначальных девяти основных источников до всех материальных источников выбросов метана;
- компании-участники партнерства должны будут объявлять свои собственные индивидуальные целевые показатели сокращения эмиссий метана и периодически отчитываться о прогрессе в достижении этих целевых показателей;
- установлено пять уровней отчетности, причем самый высокий уровень требует, чтобы учет эмиссии метана осуществлялся прямыми измерениями для каждого источника эмиссии с указанием его местоположения.

У компаний-участников партнерства есть 3 года для достижения соответствия требованиям этого стандарта для эксплуатируемых активов и 5 лет – для не эксплуатируемых активов.

Отметим, что в настоящее время в состав членов партнерства входят 62 энергетические компании преимущественно из стран-членов ЕС. Российские компании в состав членов Партнерства не входят.

### Главной целью стратегии ЕС является сокращение выбросов метана на 35–37 % к 2030 г. по сравнению с 2005 г. в трех секторах экономики: сельское хозяйство, утилизация отходов и энергетика

В 2019 году МЭА предложила иную методологию учета эмиссий метана в рамках собственного проекта Methane Tracker, основанную на показателе «метановой насыщенности» (Methane Intensity) различных сегментов нефтегазового бизнеса. Данный показатель представляет собой отношение массы выбросов метана к массе добытого/произведенного/переработанного/распределенного ископаемого топлива, в т. ч. природного газа. Этот показатель рассчитан

для 18 сегментов нефтегазового бизнеса на основе детального анализа соответствующих данных по США, которые затем можно применять и для других крупных нефтегазодобывающих стран посредством использования специальных масштабирующих коэффициентов (за единицу принимаются показатели по США).

### В энергетическом секторе, на долю которого приходится 19% от общего объема антропогенных выбросов метана в Евросоюзе, есть наибольший потенциал для снижения эмиссий метана

В частности, для России МЭА применяет масштабирующий коэффициент 1,6 для добычи газа, и 2 – для его транспортировки и распределения конечному потребителю.

Преимуществом данной методологии служит возможность ее масштабирования на другие страны с учетом реальных отраслевых оценок, а не директивных

национальных стандартов (зачастую построенных на данных разного качества и глубины охвата), а также единообразия методологических предпосылок, упрощающее межстрановые сравнения по данному показателю.

Фактически, Methane Tracker представляет собой инструмент независимого мониторинга ситуации с эмиссиями метана, который, фактически, стимулирует страны, считающие, что он «завышает» их реальные метановые выбросы, к разработке собственных систем учета эмиссий метана и повышению качества соответствующей статистики. На государственном уровне данный инструмент в качестве эксперимента применяет Норвегия.

### Основные положения стратегии ЕС по сокращению выбросов метана в энергетическом секторе

Стратегия ЕС по сокращению выбросов метана в энергетическом секторе является важной отправной точкой для развития соответствующего европейского законодательства, поскольку вплоть до последнего времени в ЕС отсутствовала целенаправленная стратегия борьбы с выбросами ме-

Трансадриатический газопровод, транспортирующий газ из Азербайджана в Италию, запущен в ноябре 2020 г.

Источник:  
Azertag.az



тана в отличие от выбросов парниковых газов в целом, где существует достаточно ясная нормативно-правовая база с хорошо известными целевыми индикаторами по сокращению общего объема выбросов парниковых газов в ЕС<sup>7</sup>.

Главной целью стратегии является сокращение выбросов метана в ЕС на 35–37 % к 2030 г. по сравнению с уровнем 2005 года.

Стратегия определила три основных сектора экономики ЕС (сельское хозяйство, утилизация отходов и энергетика), которые являются ключевыми эмитентами метана в регионе и для которых требуется особая регуляторная политика в этой сфере.



Добыча нефти в Северном море  
Источник: LaptrinhX

При этом в принятой стратегии прямо подчеркивается, что именно в энергетическом секторе, на долю которого приходится 19 % от общего объема антропогенных выбросов метана в регионе (для сравнения, на долю сельского хозяйства приходится 53 %), есть наибольший потенциал для снижения эмиссий метана.

Несмотря на то, что в стратегии признается значимой проблема утечек метана как из действующих, так и заброшенных угольных шахт, основное внимание в документе уделяется природному газу, крупнейшим мировым импортером которого

(как в виде трубопроводных поставок, так и в виде СПГ) является ЕС.

### Ожидаемые изменения в законодательстве ЕС

Для достижения заявленной цели стратегия предусматривает введение следующих нормативно-правовых и регуляторных требований:

- внедрение обязательного сбора данных, учета и контроля за эмиссиями метана, а также представление отчетности в соответствии с методическими рекомендациями (Стандарт 2.0) Международного партнерства по сокращению выбросов метана в нефтегазовой отрасли (OGMP);
- введение обязательств по улучшению систем обнаружения и устранения утечек метана на всех объектах инфраструктуры природного газа, а также любой другой инфраструктуры, которая используется при производстве, транспортировке и конечном распределении природного газа, включая его потребление и хранение;
- внесение изменений в законодательство ЕС для устранения плановых выбросов метана в атмосферу и его прямого сжигания в энергетическом секторе по всей цепочке создания стоимости ископаемого топлива вплоть до пунктов его добычи.

Стратегия требует пересмотра законодательства ЕС по климату и охране окружающей среды, а именно директивы ЕС по промышленным выбросам (2010 г.)<sup>8</sup>, Европейского регистра выбросов и переноса загрязнителей (2006 г.)<sup>9</sup>.

Планируется также, что нормативно-правовые и регуляторные требования, предусмотренные стратегией, будут учтены при разработке следующих юридически обязывающих документов ЕС:

1. План действий по нулевому загрязнению окружающей среды (The Zero Pollution Action Plan, 2021).
2. Третья редакция программы «Чистый воздух» (The Clean Air Outlook, 2022).

<sup>7</sup> В соответствии с обновленным в декабре 2020 г. Целевым климатическим планом ЕС (EU Climate Target Plan), ЕС поставил цель по сокращению выбросов парниковых газов, как минимум на 55 % к 2030 г. по сравнению с уровнем 1990 г.

<sup>8</sup> Industrial Emission Directive (IED), 2010/75/EU.

<sup>9</sup> European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR), Regulation (EC) № 166/2006.



Европа пока ведет активное строительство новых газопроводов

Источник:  
storm100.livejournal.com

3. Директива о национальных обязательствах стран ЕС по сокращению выбросов (The National Emission Reduction Commitments Directive, 2025).

В соответствии с требованиями стратегии национальные регулирующие органы будут проинструктированы о необходимости включения дополнительных расходов на обнаружение и устранение утечек метана при установлении норм фиксированной доходности для операторов газотранспортных систем в странах ЕС.

### Международный план действий, предусмотренный стратегией

Учитывая ту значимость, которая придается в стратегии эмиссиям метана от импорта природного газа в страны ЕС, Международный план действий, предусмотренный стратегией, представляется особенно важным в контексте новых рисков для экспорта российского природного газа в страны ЕС.

Так, в стратегии упоминаются оценки международных организаций (МЭА (IEA) и Carbon Limits), прямо указывающие на то, что эмиссия метана от импортных поставок трубопроводного газа и СПГ в ЕС в 3–8 раз выше эмиссий метана, которые свя-

заны с собственной добычей и конечным использованием природного газа странами ЕС. Такие высокие оценки эмиссий метана от импорта природного газа в ЕС обусловлены как объемами этого импорта, который в несколько раз превышает собственную добычу газа в Европе, так и транспортным плечом доставки природного газа в ЕС от пунктов его добычи (за пределами ЕС) до пунктов конечного потребления (внутри ЕС).

### На ЕС приходится половина международной торговли сетевым газом. При создании коалиции ЕС со странами-импортерами СПГ в Азии может быть создан глобальный инструмент контроля эмиссий метана

В связи с этим стратегия предлагает создать коалицию крупнейших стран-импортеров природного газа с участием Китая, Южной Кореи и Японии для координации усилий по снижению эмиссий метана.

Отметим, что, по данным BP Statistical Review (2020), в 2019 г. на совокупную

## Россия, будучи крупнейшим поставщиком газа в ЕС, одновременно является и крупнейшим эмитентом метана для региона, поэтому крайне важна оценка эмиссий метана от российского экспорта газа

долю этих стран с учетом ЕС пришлось 58 % международной торговли трубопроводным газом и 72 % международной торговли СПГ.

Таким образом, учитывая, что на ЕС приходится порядка половины международной торговли трубопроводным газом, в случае успешного формирования коалиции с крупнейшими странами-импортерами СПГ в Азии может быть создан глобальный инструмент учета и контроля эмиссий метана, основанный на европейских стандартах. И этот инструмент будет иметь важное значение не только для трубопроводных поставок газа в ЕС, но и для всей международной торговли СПГ.

В стратегии четко прописано, что ЕС будет прилагать все необходимые дипломатические усилия для побуждения стран-экспортеров природного газа в ЕС к внедрению обязательного сбора данных, учета и контроля за эмиссиями метана, а также к представлению отчетности в соответствии с методическими рекомендациями (Стандарт 2.0) Международного партнерства по сокращению выбросов метана в нефтегазовой отрасли (OGMP).

Таким образом, на международном уровне стратегия ориентирована на продвижение обязательных норм и стандартов ЕС в сфере учета и контроля над эмиссиями метана во все страны-экспортеры природного газа в ЕС.

При этом, в случае если страны-экспортеры природного газа в ЕС будут игнорировать призывы к сотрудничеству с OGMP в части практического применения их норм и рекомендаций, Еврокомиссия будет предлагать использовать значения усредненных коэффициентов пересчета природного газа в эмиссии метана (Первый

уровень учета эмиссий метана по методике МГЭИК) по умолчанию для тех объемов импортируемого газа, которые не будут оснащены системами контроля и учета выбросов метана в соответствии с рекомендациями OGMP. И такой подход будет применяться до тех пор, пока эти страны не внедрят у себя такие системы.

Более того, в отсутствие значимых обязательств со стороны международных партнеров ЕС в части учета и контроля над эмиссиями метана, Еврокомиссия оставляет за собой право вносить в законодательство дополнительные целевые показатели, стандарты или другие стимулы для сокращения эмиссий метана от ископаемой энергии, потребляемой и импортируемой в Европе.

### Вызовы для экспорта российского природного газа в ЕС в новых регуляторных условиях

Предлагаемый стратегией международный план действий по практической имплементации обязательных норм и стандартов ЕС в сфере учета и контроля над эмиссиями метана во всех странах-экспортерах природного газа в ЕС, по сути, представляет собой очевидную попытку распространить нормы европейского законодатель-

Металлургический комбинат, Франция  
Источник: *nieuwsblad.be*



ства на третьи страны и формирует серьезные регуляторные и финансовые вызовы долгосрочным перспективам экспорта российского природного газа в страны ЕС.

### Основные регуляторные и финансовые риски

Так, в стратегии прописана необходимость обязать все страны-экспортеры природного газа в регионе внедрить европейский стандарт учета и контроля над эмиссиями метана (т. н. стандарт 2.0 от OGMP) вне зависимости от того, применяются ли в странах-экспортерах природного газа в ЕС свои стандарты в этой сфере. Таким образом, на первом этапе ЕС обеспечит единообразный подход к учету эмиссий метана у всех стран-экспортеров природного газа в Европу, что уже на втором этапе позволит Евросоюзу ввести новые дополнительные требования по снижению эмиссий метана этими странами, формально не входящими в ЕС.

С точки зрения Института энергетики и финансов, основными регуляторными рисками для экспорта российского природного газа в страны ЕС следует признать: риск несоответствия национальных/корпоративных стандартов, применяемых в России, европейскому стандарту, риск нарушения условий конфиденциальности и возможных корректив действующих долгосрочных контрактов на поставки российского газа в страны ЕС, сложности урегулирования возможных судебных споров в этой сфере с европейскими контрагентами.

Как известно, «Газпром», будучи основным экспортером российского природного газа в страны ЕС, имеет собственные стандарты отчетности в части учета и контроля над эмиссиями метана, которые могут не соответствовать предлагаемому стандарту ЕС. Более того, если предположить, что ЕС будет использовать тот же подход к внедрению европейских норм и стандартов учета эмиссий метана, какой использовался при регулировании эмиссий CO<sub>2</sub> в рамках системы торговли выбросами ЕС (EU ETS), то это будет означать обязательную отчетность эмитентов из третьих стран по выбросам метана, которая также должна быть подтверждена независимыми оценщиками. Последнее может существенно образом нарушать условия конфиденциальности, традиционно применяемые при заключении долгосрочных

газовых контрактов «Газпромом», и приведет, к сложным и затратным юридическим процедурам их корректировок.

Также необходимо понимать, что, помимо любых правовых/нормативных требований, отсутствие прозрачности (и соответствия европейскому стандарту) национальной/корпоративной системы учета и контроля над эмиссиями метана чревато тем, что любые претензии, которые российские экспортеры потенциально могут предъявить применительно к европейским требованиям по сокращению выбросов метана, не будут рассматриваться со стороны ЕС.



Металлургический завод в Таранто, Италия  
Источник: *ilgiornale.it*

С финансовой точки зрения, риски также весьма существенны.

Как уже отмечалось, в случае отказа стран-экспортеров газа в ЕС от внедрения европейских стандартов в сфере учета и контроля над эмиссиями метана, в стратегии прямо прописана возможность использования усредненных показателей эмиссии метана по умолчанию. Более того, очевидно, что объемы поставок природного газа из третьих стран в ЕС, которые будут превышать усредненные показатели эмиссии метана, директивно установленные для этих стран Еврокомиссией по умолчанию, будут облагаться дополнительными финансовыми санкциями (штрафами) в рамках будущего возможного т. н. «метанового налога» или уже разрабатываемого меха-



Танкер-газовоз «Аннабель»

Источник: *sygar.us*

низма трансграничного углеродного регулирования.

По данным Eurostat за 2019 год, на Россию приходится почти 38 % совокупных импортных поставок природного газа в ЕС (включая поставки СПГ) в объеме более 177 млрд кубометров.

Таким образом, Россия, будучи крупнейшим поставщиком природного газа в ЕС, одновременно является и крупнейшим эмитентом метана для региона, поэтому корректная оценка его эмиссий от экспортируемого российского природного газа в страны ЕС по всей производственной цепочке создания его стоимости представляется крайне важной задачей, как

с политической, так и с экономической точки зрения.

Учитывая, что подавляющий объем экспорта природного газа из России в ЕС обеспечивается «Газпромом» (за исключением экспорта СПГ, который также осуществляет «НОВАТЭК»), целесообразно внимательно рассмотреть официальные данные по эмиссиям метана, которые приводит газовый концерн в своих материалах.

По официальным данным, приведенным в экологическом отчете ПАО «Газпром», по итогам 2019 г. выбросы парниковых газов от объектов компании в 2019 г. составили 117,09 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента, из них на долю метана пришлось 28 % или 32,78 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента<sup>10</sup>.

При этом выбросы метана от объектов «Газпрома» по добыче составили 0,02 % от объема добываемого газа, при транспортировке – 0,29 % от объема транспортируемого газа, при подземном хранении газа – 0,03 % от объема хранения газа.

Также отметим, что «Газпром» для расчета совокупных выбросов в CO<sub>2</sub>-эквиваленте в качестве дополнительной метрики применяет потенциал изменения глобальной температуры для 100-летнего

<sup>10</sup> URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/77/885487/gazprom-environmental-report-2019-ru.pdf>

**Российский сетевой газ – самый конкурентоспособный на европейском газовом рынке. Но в случае введения ЕС налога на эмиссии метана, он может существенно подорожать на европейском рынке**

временного горизонта из Пятого оценочного доклада МГЭИК. Таким образом, для отражения выбросов ископаемого метана в CO<sub>2</sub>-эквиваленте применяется национальный переводной коэффициент б (Второй уровень учета эмиссий метана по методике МГЭИК).

Кроме того, «Газпром» участвует в международной инициативе «Руководящие принципы по снижению выбросов метана в производственно-сбытовой цепочке природного газа» (The Guiding Principles on Reducing Methane Emissions across the Natural Gas Value Chain) и привлекает к аудиту своей деятельности в сфере сбора данных, учета и контроля над эмиссиями метана известную аудиторскую компанию KPMG, которая независимым образом подтверждает данные, предоставляемые компанией в рамках публичной экологической отчетности.

Тем не менее, особо подчеркнем, что стратегия ЕС по сокращению выбросов метана опирается на методологию сбора данных и учета эмиссий метана, разработанную международным партнерством по сокращению выбросов метана в нефтегазовой отрасли OGMP на базе методических рекомендаций МГЭИК (уровень 3). А «Газпром» в состав данного партнерства не входит и формально использует методические рекомендации МГЭИК только уровня 2.

СПГ-танкер  
Источник: *Pinterest*



**Новая стратегия ЕС по сокращению выбросов метана может существенно ухудшить экономику поставок российского газа в страны ЕС и негативно повлиять на долгосрочные перспективы его экспорта**

### Вместо заключения

Однако даже в случае, если «Газпром» примет европейскую методологию учета эмиссий метана, навязываемую Еврокомиссией, следует понимать, что в долгосрочной перспективе экспорт российского трубопроводного газа будет испытывать нарастающее давление со стороны европейских регуляторов, в первую очередь, в части снижения его экономической конкурентоспособности.

Как известно, сегодня российский сетевой газ – самый конкурентоспособный на европейском газовом рынке. Однако в случае возможного введения налога на эмиссии метана со стороны ЕС в рамках механизма трансграничного углеродного регулирования, российский газ может существенно подорожать на европейском рынке, что приведет к искусственному выравниванию экономики поставок СПГ и сетевого газа в ЕС (утечки метана в результате испарения при транспортировке СПГ и его последующей регазификации оцениваются существенно меньшими величинами, чем потери метана при добыче и его последующей трубопроводной транспортировке).

Таким образом, новая стратегия ЕС по сокращению выбросов метана и ее последующая практическая имплементация может существенно ухудшить экономику поставок российского природного газа в страны ЕС и негативно повлиять на долгосрочные перспективы российского газового экспорта в этот регион.

# Углеродный налог – ощутимый, но не главный риск для российских энергетических компаний

## Carbon tax is a significant, but not the main risk for Russian energy companies

Елена АНАНЬКИНА

Старший аналитический директор,  
направление – рейтинги инфраструктуры,  
S&P Global Ratings  
e-mail: elena.anankina@spglobal.com

Elena ANANYKINA

Senior Analytical Director,  
Infrastructure Ratings S&P Global Ratings  
e-mail: elena.anankina@spglobal.com

РФ настаивает на признании  
атомной энергетики низкоуглеродной

Источник:  
«Росатом»



Аннотация. В статье рассматривается возможное влияние планируемого введения трансграничного углеродного сбора на российских экспортеров, анализируются основные факторы, помогающие российским экспортерам сохранить устойчивость, рассматриваются некоторые возможности монетизации климатических инициатив, а также влияние энергоперехода на доступ к рынкам и финансированию.

Ключевые слова: углеродный налог, низкоуглеродная экономика, углеродный след, рейтинг энергетических компаний.

Abstract. The article looks at the possible impact of the planned carbon border adjustment mechanism on Russian exporters, analyzes key factors supporting resilience of Russian exporters, some opportunities for monetization of climate initiatives, as well as how energy transition influences access to markets and financing.

Keywords: carbon tax, low carbon economy, carbon footprint, rating of energy companies.



### По расчетам Европейской комиссии, общая сумма углеродного сбора с импортеров из разных стран может составить 5–14 млрд евро в год

#### СВАМ: ждем ясности к середине 2021 года

В рамках «Зеленой сделки» Евросоюз планирует утвердить механизм трансграничного углеродного сбора (СВАМ, carbon border adjustment mechanism) уже к концу II квартала 2021 г. и ввести его с 2023 г. Точная конструкция пока неизвестна, но очевидно, что она должна соответствовать правилам ВТО и международным обязательствам ЕС. По всей видимости, импортеры будут включены в европейскую систему торговли выбросами (ETS). Несмотря на споры о том, каков характер этого механизма – протекционистский или экологический – очевидно, что вероятность его появления весьма велика.

По предварительным оценкам BCG и KPMG, сделанным в середине 2020 г., общая нагрузка российских экспортеров может составить 3–6 млрд евро в год.



Металлургическая промышленность является крупнейшим источником эмиссии CO<sub>2</sub>  
Источник: scarlett070 / Depositphotos.com

По расчетам Европейской комиссии, общая сумма сбора с импортеров из разных стран может составить 5–14 млрд евро в год. С середины 2020 г. цена углеродных выбросов в Европе выросла с 30 до более чем 40 евро за тонну, а Европейский парламент рекомендовал расширить список отраслей-плательщиков. Оценить точную сумму потерь российских компаний пока невозможно, так как некоторые важнейшие детали механизма СВАМ остаются неизвестными, а именно:

1. Методика расчета и верификации углеродного следа компаний. Для российских компаний особенно важно, какой именно охват выбросов

(рис. 1, 2, 3) планируется использовать, как отслеживать выбросы в сложных цепочках поставок, какой принцип учета потребляемой электроэнергии можно использовать – географический (средние выбросы в сети) или рыночный (выбросы от электроэнергии, приобретаемой компанией, например, по двусторонним договорам), а также какие именно зачеты и инвестиции в экологические инициативы могут уменьшить сумму платежа. Согласно заявлению Европарламента от марта

информацию о своих выбросах, поэтому упрощения и усреднения неизбежны. Кроме того, пока непонятно, какие именно мероприятия по снижению углеродного следа помогут снизить налог и как их сертифицировать: будет ли учитываться покупка углеродных разрешений (и каких), прямые договоры с поставщиками низкоуглеродной энергии (и какие), улавливание и хранение углерода, инвестиции в лесовосстановление и другие климатические проекты и т. п.



Литейный цех КРАЗ «РУСАЛ»

Источник: dp.ru

2021 г., Евросоюз намерен максимально учитывать прямые и косвенные выбросы по принципу «кто выбрасывает, тот и платит», чтобы избежать утечки углерода в страны с менее строгим регулированием и к контрагентам с менее строгим учетом, а также, чтобы стимулировать компании по всему миру снижать свой углеродный след. Тем не менее, на практике далеко не все компании – участники сложных международных цепочек поставок готовы предоставлять надежную

2. Точный список отраслей-плательщиков. Пока предлагается ввести углеродный налог для наиболее энергоемких отраслей, включая производство электроэнергии, стали, цемента, алюминия, нефтепродуктов, бумаги, стекла, химической продукции и удобрений. Однако нет гарантии, что список отраслей-плательщиков в последний момент не будет изменен. Также нет ясности, как учитывать выбросы в длинных производственных цепочках, где не все участники ведут

## Объем платежей будет зависеть от стоимости углеродных выбросов после введения углеродного налога. В последние месяцы стоимость выбросов растет, но все еще остается на низком уровне

соответствующий учет. Кроме того, введение налога может повлиять на конкуренцию между товарами-заменителями, например, между металлами, в отношении которых будет применяться налог, и пластиком, к которому он вряд ли будет применяться на первой стадии.

3. Бесплатные квоты на выбросы. После острых дебатов Европарламент склоняется к продолжению практики предоставления бесплатных квот европейским производителям на переходный период. Это ставит в неравное положение производителей из других стран. Если им не будут предоставлены аналогичные квоты, не вполне ясно, как этот налоговый механизм согласуется с нормами ВТО.

Наконец, объем платежей будет зависеть от стоимости углеродных выбросов после введения углеродного налога. В последние месяцы стоимость выбросов растет, но все еще остается ниже уровня, который обеспечивал бы стимулы для достижения целей Парижского соглашения, по мнению большинства экспертов (МВФ, Всемирный банк и др.).

Экспорт из стран, где существуют адекватные национальные механизмы платы за выбросы углекислого газа, может быть освобожден от углеродного налога. В России обсуждаются возможности введения платы за выбросы парниковых газов – в частности, в рамках регионального эксперимента на Сахалине. Это позволило бы оставить средства внутри России в том числе на финансирование климатических и экологических инициатив в регионах. Но будет ли внутрироссийский платеж признаваться в качестве освобождения

от европейского углеродного налога, пока неизвестно.

## Почему СВAM не убьет российский экспорт?

Разумеется, СВAM ощутимо сократит прибыль от российского экспорта. Тем не менее, по нашему мнению, в ближайшие годы этот удар не будет критическим для российских экспортеров:

- согласно опубликованной отчетности, показатели выбросов российских экспортеров (в частности, нефтегазовых и сталелитейных компаний) находятся примерно на том же уровне, что и у международных конкурентов. Однако стоит отметить, что данные о выбросах в различных международных источ-

Сжигание ПНГ вносит значительный вклад в рост эмиссии парниковых газов

Источник: Dyshlyuk / Depositphotos.com



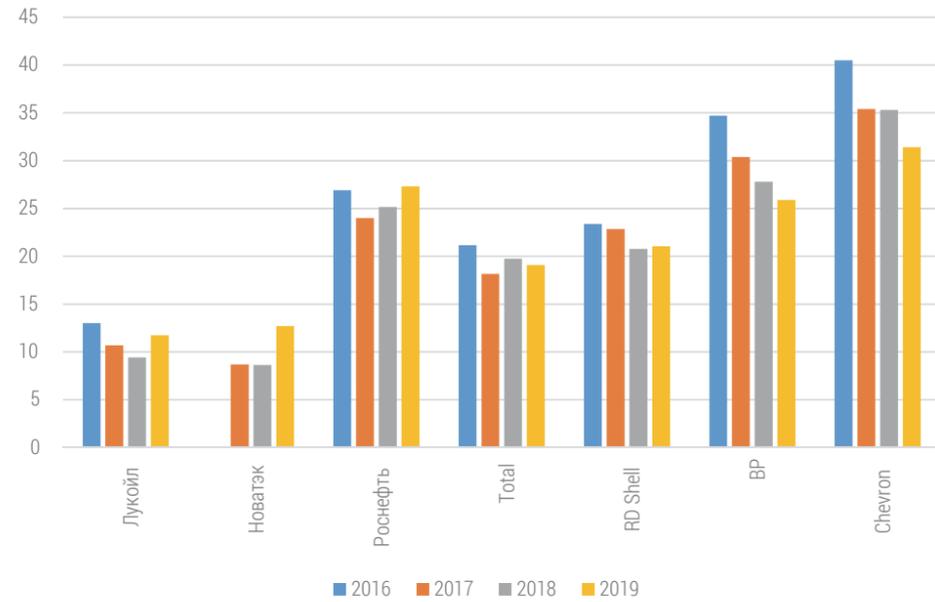


Рис. 1. Выбросы парниковых газов в нефтегазодобыче, кг CO<sub>2</sub>-эквивалента/бое

никах (Edgar, IEA) существенно отличаются, в частности, в том, что касается выбросов метана, парниковый эффект которого в 28 раз превышает эффект углекислого газа. Это еще раз подчеркивает необходимость применения гармонизированных стандартов отчетности по выбросам;

- многие российские экспортеры металлургической, горнодобывающей и топливно-энергетической отрасли – крупные компании с существенным запасом финансовой

прочности. Если предварительные оценки размеров платежа близки к истине, сумма трансуглеродного сбора для них сравнительно невелика, учитывая размер их EBITDA, свободного денежного потока, а также умеренную долговую нагрузку;

- цена углеродных выбросов может влиять на цены биржевых товаров. Как известно, распределение бремени налога между поставщиком и покупателем зависит от эластичности спроса и предложения. В частности, в 2021 г.

Рис. 2. Выбросы парниковых газов в сталелитейной отрасли, Score 1&2, т CO<sub>2</sub>-эквивалента/т стали

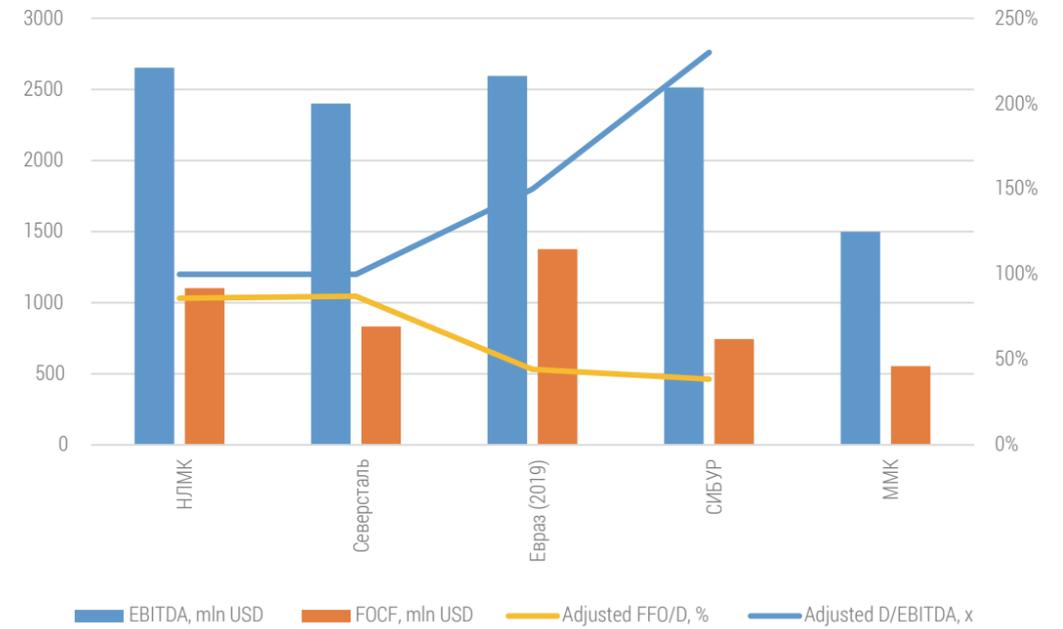
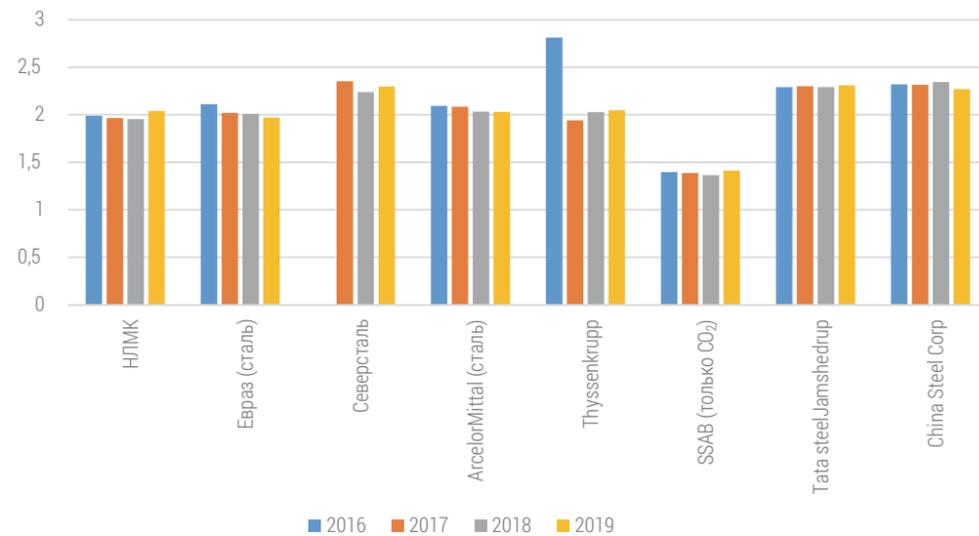


Рис. 3.

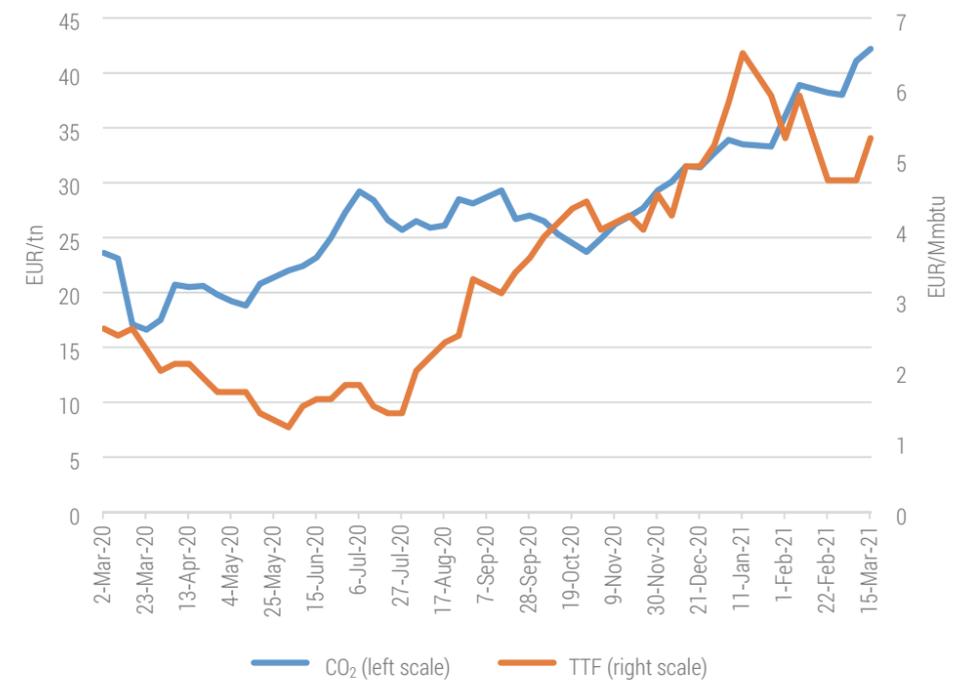


Рис. 4. CO<sub>2</sub> ETS vs TTF

рост цены ETS в Европе сопровождался ростом цен на природный газ;

- у российских компаний есть возможности оптимизации фактического или хотя бы отражаемого в отчетности углеродного следа, в зависимости от принятой методики расчета углеродного сбора (об этом ниже).

### СВАМ подхлестнул развитие ESG-регулирувания в России

После ратификации Парижского соглашения в сентябре 2019 г. в России активизировалась разработка нормативной базы ESG. Очевидно, угроза СВАМ стала одним из важных катализаторов этого процесса. Подготовлен проект стратегии низкоуглеродного развития, законопроект о климатических проектах и об обороте углеродных единиц, проект национальной зеленой таксономии и принципов зеленого финансирования. Обсуждаются возможности внедрения углеродных платежей внутри России. ЦБ опубликовал рекомендации по ESG для участников рынка, стандарты эмиссии зеленых облигаций, рекомендации по учету климатических рисков для страховых компаний. Российские проекты гораздо менее требовательны по сравне-

нию с нормативной базой многих других стран. Например, проект российской зеленой таксономии включает переход с угля на газ и использование газомоторного топлива, стратегия декарбонизации нацелена на снижение выбросов путем повышения эффективности при минимальном вкладе возобновляемой генерации. Для сравнения, в текущем проекте европейской зеленой таксономии газ фактически не считается зеленым, хотя в последнее время активизировались дискуссии о возможности включения некоторых газовых проектов в качестве переходных, если они обеспечивают существенное снижение углеродного следа. В России официальная риторика меняется очень осторожно, и это вполне естественно: непросто найти компромисс между интересами крупных компаний и отечественных потребителей энергии, между монетизацией огромных природных богатств России и необходимостью участия в борьбе с изменениями климата, между надежностью и стоимостью энергоснабжения, с одной стороны, и сокращением выбросов – с другой.

### Экспортеры вперед

Крупные российские компании, прежде всего, экспортеры или те, что взаимодействуют с иностранными инвесторами,



Добыча поверхностного угля для электростанций  
Источник: REDPIXEL / Depositphotos.com

давно ощущают давление со стороны международных институтов и конечных потребителей. Поэтому неудивительно, что они разрабатывают собственные стратегии ESG и часто идут впереди не слишком строгих, по международным меркам, требований существующей в России нормативной базы.

Большинство крупных российских компаний, имеющих рейтинги S&P Global Ratings, в течение нескольких лет публикуют отчеты об устойчивом развитии или комплексные отчеты об экологических, социальных и управленческих факторах. Многие крупнейшие игроки присоединяются к международным инициативам, касающимся ESG, таким как глобальная система раскрытия информации по охране окружающей среды CDP («Газпром», «ЛУКОЙЛ», НЛМК, «Норильский никель», МТС, «Россети» и др.), международное партнерство «Руководящие принципы по снижению выбросов метана» («Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК»). Многие компании принимают собственные ESG-цели, включая целевые показатели снижения выбросов. Во многих случаях повышение эффективности за счет обычных операционных и капитальных расходов может заодно помогать снижать выбросы (например, снижение потерь электроэнергии в сетях).

В последние месяцы несколько российских компаний объявили о выведении или продаже подразделений с наиболее высоким уровнем загрязнения окружающей среды. В частности, Evraz рассматривает возможность выделения угольных активов. Такая практика принципиально не отлича-

ется от практики сопоставимых международных компаний и улучшает показатели отчетности, но не снижает общий объем выбросов, а просто выводит их за пределы периметра консолидации.

### Не только риски, но и возможности

Помимо очевидных издержек и рисков, СВАМ может открыть новые возможности перед компаниями с достаточно гибкими стратегиями. Вот некоторые примеры.

1. ВИЭ. Сейчас развитие возобновляемой энергетики в России поддерживается в основном за счет схемы ДПМ ВИЭ, обеспечивающей гарантированную рентабельность инвестиций. Сейчас себестоимость ВИЭ в 1 и 2-й ценовой зоне, как правило, выше традиционной тепловой энергетики, но на последних аукционах возобновляемые источники уже приближаются к угольным станциям по заявленной одноставочной цене электричества. Если цена углеродных выбросов для крупных промышленных потребителей фактически станет положительной, это может дополнительно увеличить экономическую привлекательность ряда проектов ВИЭ, в частности, собственной генерации на крупных предприятиях-экспортерах в зависимости от ресурсов солнца, ветра и стоимости традиционной энергетики в регионах, где расположены их производственные активы.
2. Технология улавливания, хранения и утилизации углекислого газа. Россия имеет огромные геологические возможности для применения этих технологий. Окупаемость инве-

ГМК «Норильский никель»

Источник: top.st



**Практика компаний по выводу из структуры подразделений с высоким уровнем выбросов CO<sub>2</sub> улучшает отчетность, но не снижает общий объем выбросов, а просто выводит их за пределы корпорации**

стиций в улавливание и хранение зависит от цены углерода и согласованности нормативной базы (т. е. от того, будет ли улавливание углерода уменьшать углеродный платеж).

3. «Озеленение» экспорта. Возрастающий интерес к факторам ESG может в определенный момент поддерживать премии за экспорт «зеленых» товаров по сравнению с производством неэкологичных товаров. На данном этапе эти ниши недостаточно велики. Однако по мере того как покупатели российского алюминия, стали, трубопрово-



Воткинская ГЭС  
Источник: «Русгидро»

дного или сжиженного газа будут обращать все больше внимания на выбросы углеводорода в своей производственно-сбытовой цепочке, спрос на такие «зеленые» товары может повышаться.

4. Водород. Хотя у России есть избыточные мощности в генерации электроэнергии, пока неизвестно, получится ли использовать их для экспорта водорода в Европу. Помимо высоких транспортных издержек, дело еще и в том, что европейская водородная стратегия нацелена на «зеленый» водород, полученный с помощью ВИЭ (которых в России мало), а не на «желтый» и «голубой»

водород, полученный с помощью энергии атома и природного газа (которых в России в избытке). Экспорт метано-водородной смеси технически возможен, но на практике требует изменения существующих контрактов, регулирования, а также влияет на техническое состояние труб. Однако, отдельные водородные проекты все же возможны: в частности, «Роснано» и Enel прорабатывают возможность экспорта водорода, полученного на Кольской ВЭС. Нельзя исключать и развитие внутреннего рынка водорода. Например, «Росатом» и РЖД объявили о запуске пилотного поезда на водородном топливе на Сахалине. НОВАТЭК и НЛМК заявили о сотрудничестве в области использования водорода для декарбонизации производства стали.

5. Лесное хозяйство. Хотя леса в российском северном климате растут медленнее и поглощают меньше углекислого газа, существует потенциал повышения эффективности лесного хозяйства, например, за счет борьбы с лесными пожарами, прояснения вопросов учета и сбора информации о способности российских экосистем поглощать углекислый газ.

### Спасут ли российских экспортеров углеродные сертификаты?

Несмотря на сравнительно высокую среднюю углеродоемкость российской электроэнергии, значительная часть энергобаланса России приходится на низкоуглеродные источники. Хотя доля ВИЭ по-прежнему существенно ниже мировой (в 2020 г. на их долю приходилось около 1 % мощности и около 0,3 % выработки), атомная и гидрогенерация обеспечили около 40 % выработки электроэнергии в России в 2020 г.

В настоящее время в России обсуждается нормативная база для оборота углеродных сертификатов, которые охватывали бы не только ВИЭ, но и атомную энергетику и энергию крупных ГЭС. Кроме того, в рамках действующего законодательства компании могут заключать прямые договоры с поставщиками электроэнергии

(в том числе безуглеродной). Интерес к таким контрактам есть: например, контракт «Полюса» с «Русгидро» покрывает 90 % потребностей производственных активов «Полюса», «Русал» приобретает электроэнергию ГЭС для своего энергоемкого алюминиевого производства. Российское подразделение Procter&Gamble заключило контракт с Фондом Ветроэнергетики, совместным предприятием Fortum и РФПИ. По нашим наблюдениям, интерес крупных российских предприятий к безуглеродной энергии растет.

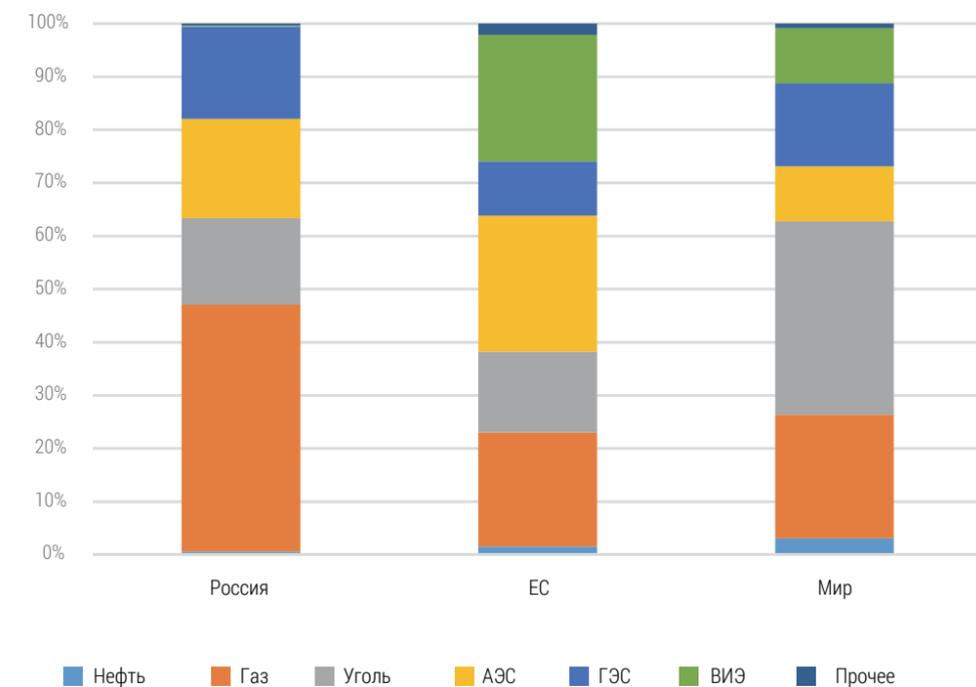
Текущий проект Европейской зеленой таксономии не включает ни атомную, ни крупную гидрогенерацию по причинам, связанным с безопасностью, утилизацией отходов АЭС и влиянием на биоразнообразие. Тем не менее, углеродный след у этих видов генерации минимален, а включение или невключение в зеленую таксономию влияет скорее на доступ к финансированию для новых проектов, чем на расчет углеродного сбора.

Пока неизвестно, будут ли прямые контракты или углеродные сертификаты на электроэнергию российских АЭС и крупных ГЭС признаны в Евросоюзе. Теоретически выработки АЭС и крупных ГЭС, скорее всего, достаточно для покрытия потреб-

## Текущий проект Европейской зеленой таксономии не включает ни атомную, ни крупную гидрогенерацию из-за вопросов безопасности, утилизации отходов и влияния на биоразнообразие

ностей спроса на безуглеродную энергию со стороны крупных экспортеров, а также других компаний, стремящихся снизить свой углеродный след. Кроме технических вопросов, связанных с учетом и распределением сертификатов (в том числе между потребителями, фактически оплатившими часть стоимости безуглеродных мощностей по схеме ДПМ-АЭС или ДПМ-ГЭС), более фундаментальная проблема состоит в том, что оборот углеродных сертификатов и прямые контракты сами по себе не снижают углеродный след российской энергетики, а лишь перераспределяют его между видимым (внешним) и невидимым

Рис. 5. Структура производства электроэнергии в 2019 году





Киришский НПЗ

Источник: vyvoz.org

(внутренним) рынком. Таким образом, сертификаты не помогают достичь цели снижения выбросов, что противоречит изначальному смыслу СВМ. Впрочем, эта ситуация не уникальна для России: во многих странах покупка углеродных сертификатов намного дешевле инвестиций в снижение выбросов, что вызывает вопросы и сомнения у инвесторов, политиков и экологических активистов многих стран.

### Углеродный след все больше влияет на доступ к финансированию

Доступ к капиталу и к экспортным рынкам все больше зависит от факторов ESG, самый измеримый из которых – углеродный след. Растет выпуск «зеленых» и «устойчивых» облигаций, увеличивается объем средств под управлением

с ESG-стратегиями. Крупнейшая компания по управлению активами BlackRock (более 8,7 трлн долларов под управлением, включая более 5 трлн долларов в пассивных фондах) в своем ежегодном послании инвесторам и CEO предупредила, что может вывести из дискреционных портфелей бумаги компаний, которые не борются с изменениями климата и не раскрывают соответствующую информацию. К концу 2020 г. более 3500 организаций подписали Принципы устойчивого инвестирования, 206 банков подписали Принципы устойчивой банковской деятельности. Эти списки постоянно увеличиваются.

Российские компании пока меньше подвержены ESG-давлению, чем международные, потому что у них изначально меньше доступа к дешевому финансированию с зарубежных рынков из-за санкций или странового риска. У большинства крупных компаний, имеющих рейтинг, долговая нагрузка относительно умеренная, а чувствительность к изменениям капитализации ниже из-за концентрированной структуры собственности. Тем не менее, им вряд ли удастся избежать ESG-давления инвесторов. Российская финансовая система недостаточно велика, чтобы полностью удовлетворять значительные потребности крупнейших российских заемщиков в финансировании. По нашим оценкам, максимальный объем кредита одному заемщику, который российская банковская система может выдать без нарушения регуляторных

**Российские компании пока меньше подвержены ESG-давлению, чем мировые. У них изначально меньше доступа к дешевому финансированию с зарубежных рынков из-за санкций и странового риска**

### Пока неизвестно, будут ли «зеленые» сертификаты на энергию российских АЭС и ГЭС признаны в ЕС. Работы этих станций, скорее всего, достаточно для покрытия спроса на безуглеродную энергию

нормативов, в настоящее время составляет около 2,6 трлн руб. (по состоянию на конец 2020 г.), тогда как отраженный в отчетности по МСФО консолидированный долг «Газпрома» на конец III квартала 2020 г. – 4,9 трлн руб. Хотя до последнего времени доступ к финансированию внутри России не слишком зависел от климатических показателей, эта ситуация постепенно начинает меняться. На балансе российских банков по-прежнему много «углеродоемких» активов, которым трудно найти быструю замену, учитывая структуру российской экономики. Но некоторые крупные российские банки ощущают возрастающее ESG-давление со сторо-

Резервуар для хранения газов на НПЗ

Источник: pat138241 / Depositphotos.com



ны своих инвесторов и международных контрагентов, и начинают принимать соответствующие меры. Например, в новой Стратегии развития до 2023 г. Сбербанк (35 % активов банковской системы России) указал, что планирует проводить ESG-оценку всех новых корпоративных кредитов, привести свои корпоративные закупки на 100 % в соответствие с принципами ESG и создать «зеленый» офис.

Мы полагаем, что для сохранения доступа к международным финансовым рынкам и для адаптации к постепенным изменениям, происходящим в России, компаниям необходимо удовлетворить спрос инвесторов на снижение углеродоемкости.

### Краткосрочный риск СВМ – рассогласованность отчетности и регулирования

В краткосрочном периоде мы видим основной риск в недостаточной координации между Россией и ЕС в области экологического регулирования и отчетности. И российская, и европейская системы находятся в процессе развития, поэтому чрезвычайно важен диалог. Без гармонизации учета российские компании могут столкнуться с риском двойного

груза отчетности и углеродных платежей, если в России будет принято решение их ввести. Кроме того, если из-за отличий в учете СВАМ будет определяться на основе средних условных показателей, российские компании вряд ли смогут получить отдачу от своих вложений в снижение выбросов.

И наконец, улучшение взаимодействия регуляторов поможет российским компаниям взаимодействовать с иностранными партнерами в сфере развития технологий и получить доступ к растущим новым рынкам, связанным со снижением выбросов: например, к рынкам водорода.

### Долгосрочный риск – не СВАМ, а энергопереход

Хотя в ближайшие годы СВАМ, скорее всего, по силам российским экспортерам, основные риски носят долгосрочный характер и связаны со структурой российской экономики и мировым энергопереходом.

Топливо-энергетический комплекс обеспечивает около 20 % ВВП, не меньше трети совокупных доходов бюджета расширенного правительства и до 60 % товарного экспорта. Заменить их нелегко. Российский экспорт в Европу в целом

### К концу 2020 г. более 3500 организаций подписали Принципы устойчивого инвестирования, 206 банков подписали Принципы устойчивой банковской деятельности. Эти списки постоянно увеличиваются

характеризуется более низкой добавленной стоимостью в сравнении с такими странами, как Китай, потому является более чувствительным к СВАМ. Мы не ожидаем значительного роста диверсификации экономики в ближайшие годы. В долгосрочной перспективе энергопереход и рост ESG-давления инвесторов увеличивает риски нефтегазовой отрасли во всем мире. Учитывая падение инвестиций в нефтегазовом секторе (на 30 % в 2020 г. по оценкам МЭА), национальные компании с крупными запасами, низкими издержками и сравнительно меньшим ESG-давлением со стороны инвесторов

Омский НПЗ

Источник: Wirestock / depositphotos.com



Месторождение «Восток»

Источник: «Газпром»

и регуляторов сейчас находятся в наилучшем положении, чтобы оставаться прибыльными даже на падающем рынке. Именно поэтому в январе-феврале 2021 г. мы понизили кредитные рейтинги ряда крупных мировых нефтегазовых компаний (включая Exxon, Shell, Chevron и др.) и подтвердили рейтинги крупнейших российских компаний – «Газпрома», «ЛУКОЙЛа», «Роснефти», «НОВАТЭКа». Тем не менее, энергопереход и высокая волатильность цен на энергоресурсы, наблюдавшаяся в 2020 г., увеличивает риски и для них. В долгосрочной перспективе более остро встанет вопрос о распре-

лении снижающейся ренты от добычи ископаемого топлива между правительством, инфраструктурными компаниями и крупнейшими производителями.

В перспективе разница в углеродоемкости между российскими и зарубежными компаниями будет расти. Многие страны, включая не только Евросоюз, но и Китай, Южную Корею, Японию поставили цели достижения чистых нулевых выбросов. Хотя реалистичность некоторых планов декарбонизации вызывает сомнения из-за непроработанности перечня конкретных технических мероприятий, запрос общества инженерам и производителям на снижение выбросов очевиден. Установленная указом президента РФ № 666 от ноября 2020 г. цель снижения выбросов до 70 % от уровня 1990 г. с учетом поглощающей способности лесов весьма реалистична (фактически уже достигнута), но вряд ли амбициозна.

Снижение углеродоемкости постепенно становится одним из важных факторов конкурентоспособности на мировом рынке не только потому, что снижает углеродный платеж, но и потому, что помогает встраиваться в международные производственные цепочки, получать и сохранять доступ к рынкам, технологиям и финансированию.

### Национальные компании с крупными запасами, низкими издержками и меньшим ESG-давлением со стороны инвесторов и регуляторов находятся в лучшем положении и будут прибыльными на падающем рынке

# Ключевые тенденции потребления энергии в XXI веке

## Key Trends of World Energy Consumption in XXI Century

Кирилл ДЕГТЯРЕВ

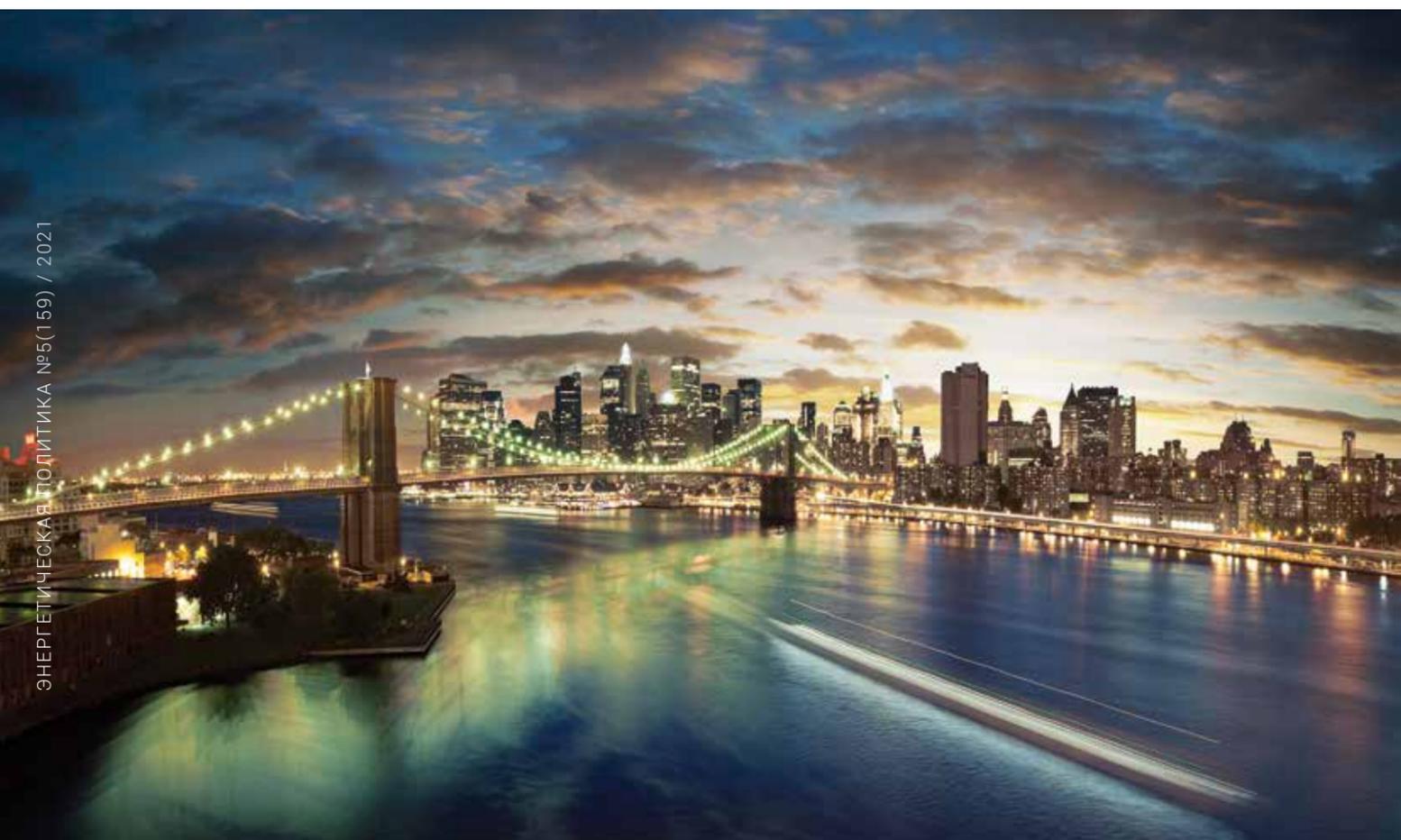
МГУ им. М.В. Ломоносова, географический факультет, научно-исследовательская лаборатория ВИЭ  
e-mail: kir1111@rambler.ru

Kirill DEGTYAREV

Lomonosov Moscow State University, Geographical department, Laboratory for Renewable Energy Sources  
e-mail: kir1111@rambler.ru

Нью-Йорк — крупнейший мегаполис-потребитель энергии

Источник: dell640 / depositphotos.com



Аннотация. В работе проведён анализ имеющихся официальных и корпоративных данных по энергопотреблению и численности населения в мире и отдельных регионах, на основе которых сделаны выводы о ключевых тенденциях энергопотребления в период с XIX до начала XX века. Также прослежены вероятные сценарии энергопотребления до конца XXI века: 1) на глобальном уровне на основе некоторых выявленных количественных эмпирических закономерностей, связывающих прирост численности населения и энергопотребления, выявленных в ходе исследования; 2) с учётом региональных различий и ресурсы роста энергопотребления за счёт неуглеродных источников.

*Ключевые слова:* мировое потребление энергии, структура энергопотребления, регионы мира, население мира, неуглеродные источники энергии, прогнозы энергопотребления.

Abstract. The work analyses the available official and corporate data on energy supply and population, both in the world as a whole and in the separate regions. On the base of these data the research makes some conclusions on the key trends of energy consumption in XIX – beginning of XXI century and probable scenarios up to the end of XXI century. Besides that the work traces probable scenarios of energy supply up to the end of XXI century: 1) on the global level on the base of some quantitative empirical factors connecting population and energy consumption growth, that were found out in the course of the studies; 2) taking into account regionals differences, and reserves of its growth by weight of non-carbon sources.

*Keywords:* global energy consumption, energy supply structure, regions of the world, world population, non-carbon energy sources, energy consumption outlooks.



**По максимальному прогнозу, годовое потребление энергии человечеством должно вырасти в 1,6 раза к 2050 году и в 2,8 раза – к 2100 году**

### Введение. Постановка задачи, информационная база и методика

Рост производства и потребления энергии, с одной стороны – ключевое условие и индикатор экономического развития, с другой – фактор роста нагрузки на окружающую среду, рисков дефицита энергети-

ческих ресурсов и природно-техногенных катастроф.

Таким образом, актуален анализ реального положения дел и тенденций в мировой энергетике, основанный на максимально полной информации по миру в целом и отдельным регионам в пространственно-временном разрезе, и выстраивания реалистичных прогнозов на его основе.

Данное исследование посвящено решению этой задачи на первом этапе – оценки объёмов и динамики энергопотребления в мире и ключевых регионах. На основе этого могут быть обозначены возможные сценарии роста энергопотребления в мире до 2050–2100 гг.

Информационной основой для исследования является статистическая информация ведущих мировых агентств и корпораций (ООН, Международное энергетическое агентство, Всемирный банк, British Petroleum) по энергопотреблению и численности населения.

Прогнозирование энергопотребления проведено на основе выявления ключевых трендов роста и их изменений в XX – начале XXI века с региональной дифференциацией. С этой целью проведены сопоставления статистических данных и расчёты ряда производных показателей.

Год	Население		Энергия			
	млн	Среднегодовые темпы роста за период, %	ТВт·ч	Среднегодовые темпы роста за период, %	Душевое потребление, кВт·ч	Среднегодовые темпы роста душевого потребления за период, %
1800–2019 гг.						
1800	1 000		5 700		5 700	
1900	1 600	0,5 %	12 000	0,7 %	7 500	0,3 %
1950	2 500	0,9 %	29 000	1,8 %	11 600	0,9 %
1975	4 100	2 %	67 000	3,4 %	16 300	1,4 %
2000	6 100	1,6 %	110 000	2 %	18 000	0,4 %
2019	7 700	1,2 %	162 000	2,1 %	21 000	0,8 %
1970–2019 гг.						
1970	3 700		57 000		15 400	
1980	4 500	2 %	78 000	3,2 %	17 300	1,3 %
1990	5 300	1,7 %	95 000	2 %	17 900	0,4 %
2000	6 100	1,4 %	110 000	1,5 %	18 000	0,1 %
2010	7 000	1,4 %	141 000	2,5 %	20 100	1,2 %
2019	7 700	1,1 %	162 000	1,6 %	21 000	0,6 %

Таблица 1. Динамика численности населения и энергопотребления в мире

### Динамика мирового потребления энергии в XIX–XXI веках

Динамика мирового потребления энергии тесно связана с темпами роста населения.

Мировое потребление первичной энергии до XX века росло невысокими темпами. К 1800 году оно составляло менее 6 тыс. ТВт·ч, а к 1900 году выросло примерно вдвое, до 12 тыс. ТВт·ч в год [1]. В XX веке происходит ускорение роста энергопотребления, и к 2019 оно увеличилось

**К 1900 г. мировое энергопотребление составляло 12 тыс. ТВт·ч в год. К 2019 г. оно увеличилось в 13 раз, до 160 тыс. ТВт·ч. Население к 1900 г. достигало 1,6 млрд, к 2019 г. выросло до 7,7 млрд**

до 160 тыс. ТВт·ч [2], или в 13 раз по сравнению с началом XX века.

В свою очередь, мировое население в течение XIX века выросло с 1 до 1,6 млрд [3], а к 2019 году увеличилось почти в 5 раз и достигло 7,7 млрд [4].

В то же время, если до 1970-х годов фиксируется ускорение роста обоих показателей, то далее, в последние 50 лет, оно сменяется их устойчивым замедлением. Потребление энергии на душу населения также растёт, но, если до 1970-х годов темпы роста увеличились, позже обозначилась тенденция к замедлению (таблица 1).

В то же время, в некотором диапазоне колебаний сохраняется достаточно стабильное соотношение прироста численности населения и энергопотребления (таблица 1), при этом, в отличие от других показателей, как на интервале 1800–2019 гг., так и на отрезке 1970–2019 гг. (рис. 1–2).

Это соотношение варьировалось в течение 1800–2019 гг. в диапазоне от 1,1 до 2. Среднее значение за весь период составило 1,6, за 1970–2019 гг. – 1,4. В среднем мы можем принять его равным 1,5. Иными словами, на каждый 1 % годового прироста населения в среднем приходится 1,5 % прироста энергопотребления.

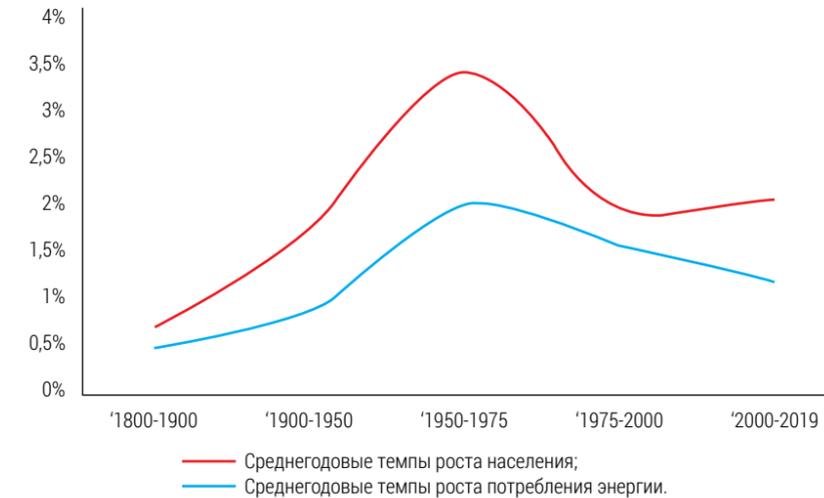


Рис. 1. Темпы среднего годового роста численности населения и энергопотребления в 1800–2019 гг.

Допустив сохранение данного соотношения на уровне 1,5 в долгосрочной перспективе и прогнозы ООН по численности населения (средний, максимальный и минимальный) до конца XXI века [4], мы можем рассчитать и вероятный уровень годового энергопотребления на этот период.

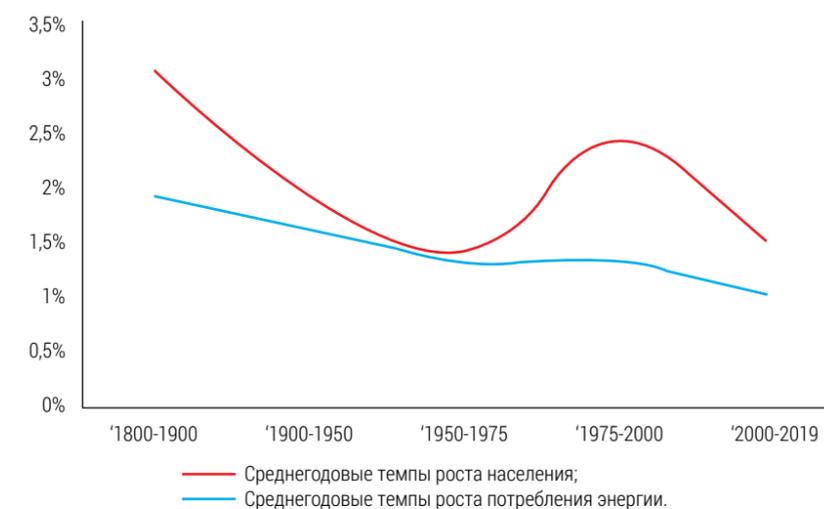
Расчёт в соответствии со средним вариантом роста населения даёт рост валового мирового энергопотребления примерно в 1,4 раза к 2050 году и в 1,7 раза – к 2100. Исходя из максимального прогноза, годовое потребление энергии человечеством должно вырасти в 1,6 раза к 2050 году и в 2,8 раза – к 2100 году (таблица 2).

Расчёт, исходя из минимального сценария, даёт рост в 1,2 раза к 2050 году, за которым, как минимум, последует прекращение роста.

Такой рост энергопотребления требует реализации масштабных и сложных решений, в том числе в возобновляемой энергетике, находящихся в разработке в настоящее время [5]. При этом, речь идёт не только о тех или иных частных решениях, но и принципиально новых подходах ко всей организации энергетики [6].

В то же время, приведённый выше расчёт не учитывает ряда реальных факторов, включая региональную специфику и неравномерность роста мировых регионов.

Рис. 2. Темпы среднего годового прироста численности населения и энергопотребления в 1970–2019 гг.



## Динамика и прогноз потребления энергии в XXI в. с учётом региональной специфики

Подробнее региональный аспект был рассмотрен в [7]. В данном случае используем упрощённый подход, предполагающий разделение мира на три части:

1. Запад (в мир-системном анализе – Центр).
2. Субсахарская Африка (без ЮАР; периферия и глубокая периферия).
3. Остальной мир (преимущественно полупериферия).

Под Западом (Центром в мир-системном анализе) понимается Северная Америка (США и Канада), Европа (без государств бывшего СССР), Япония, Австралия и Новая Зеландия.

Субсахарская Африка – территория к югу от группы североафриканских арабских государств; в данном случае, рассматривается без ЮАР, относящейся к группе более развитых государств.

Остальной мир – разнородная система, включающая следующие основные макрорегионы: Китай, Индия и другие страны Южной и Юго-Восточной Азии, Ближний Восток (Западная и Юго-Западная Азия и Северная Африка), Россия и сопредельные государства бывшего СССР, Центральная и Южная Америка.

Три данные группы стран резко различаются, в том числе, показателями душевого энергопотребления (таблица 3).



Пассивный энергоэффективный дом  
Источник: vejablog.com

Показатели душевого потребления энергии в странах Запада в три раза выше среднемировых и в 30 раз выше африканских. Достижение данного уровня остальным означало бы рост мирового энергопотребления к концу века до 550 тыс. ТВт·ч – в 3,5 раза, при среднем, и 780 тыс. ТВт·ч – почти в 5 раз, при максимальном варианте роста населения.

В свою очередь, в Африке душевое потребление энергии в 12 раз ниже среднемирового; более того, оно в 3,4 раза ниже среднемирового уровня 1800 года.

Таблица 2. Расчёт мирового потребления энергии в XXI веке

Год	Население, млн			Годовые темпы роста населения, средние за период, %			Годовые темпы роста потребления энергии, средние за период, %			Годовое потребление энергии, тыс. ТВт·ч		
	сред.	макс.	мин.	сред.	макс.	мин.	сред.	макс.	мин.	сред.	макс.	мин.
2020	7 800	7 800	7 800	-	-	-	-	-	-	165	165	165
2030	8 500	8 700	8 400	0,9 %	1,1 %	0,7 %	1,4 %	1,7 %	1,1 %	189	194	183
2040	9 200	9 700	8 700	0,8 %	1,1 %	0,4 %	1,2 %	1,7 %	0,6 %	213	229	194
2050	9 700	10 600	8 900	0,5 %	0,9 %	0,2 %	0,8 %	1,4 %	0,3 %	<b>229</b>	<b>262</b>	<b>200</b>
2060	10 200	11 500	8 900	0,5 %	0,8 %	0 %	0,8 %	1,2 %	0 %	247	295	200
2070	10 500	12 500	8 700	0,3 %	0,8 %	-	0,5 %	1,2 %	-	258	332	-
2080	10 700	13 500	8 300	0,2 %	0,8 %	-	0,3 %	1,2 %	-	266	374	-
2090	10 800	14 500	7 900	0,1 %	0,7 %	-	0,2 %	1,1 %	-	270	416	-
2100	10 900	15 600	7 300	0,1 %	0,7 %	-	0,2 %	1,1 %	-	<b>274</b>	<b>461</b>	-

Регион	Население		Потребление энергии		Душевое потребление энергии, кВт·ч
	млн	доля в мировом, %	ТВт·ч	доля в мировом, %	
Запад	1 070	14 %	58 000	36 %	54 200
Субсахарская Африка	1 010	13 %	1 680	1 %	1 700
Остальной мир	5 640	73 %	102 520	63 %	18 200
Весь мир	7 720	100 %	162 200	100 %	21 000

Таблица 3. Показатели энергопотребления в основных мировых регионах, 2019 г.

В то же время, тенденции энергопотребления у этих трёх групп различны. Запад прошёл пик не только абсолютного, но и душевого энергопотребления в 1990-е годы (таблица 4), с начала XXI века оба показателя снижаются; при этом рост численности населения приблизился к нулевым отметкам.

Ситуация в Субсахарской Африке кардинально отлична (таблица 5). Там сохраняются высокие темпы роста населения с некоторым замедлением со второго десятилетия XXI века. Энергопотребление испытало кризис в 1980–2000 гг., когда оно «не успевало» за ростом населения и снижалось. Однако с начала XXI века Африка выходит на траекторию ускоряющегося роста.

По отношению к Африке данный подход также вряд ли может быть применён. Он означал бы крайне медленный рост душевого энергопотребления и сохранение континента в положении глубокой периферии с бедственным социально-экономическим положением на протяжении всего XXI века. В [7] для расчёта энергопотребления в Субсахарской Африке мы исходили из допущения о сохранении 2 %-ного роста душевого энергопотребления, однако и этот сценарий не означает качественного скачка в развитии региона; в этом случае даже среднемировой уровень 1800 года будет достигнут только во второй половине XXI века.

В связи с этим, допустим, что при благоприятных условиях регион достигнет текущего среднемирового уровня потребления без учёта Запада – около 18 000 кВт·ч к 2050 году. Это означает ежегодный рост на 8 %, что не имело прецедентов на столь длительных временных интервалах в те-

## В Африке душевое потребление энергии в 12 раз ниже мирового. Душевое потребление энергии в странах Запада, наоборот, в три раза выше мирового, и в 30 раз выше африканских показателей

Применение отдельно к Западу представленного выше глобального подхода, основанного на 1,5-кратном росте энергопотребления относительно роста численности населения не представляется возможным, и целесообразно допустить нулевой рост в долгосрочной перспективе.

Таблица 4. Динамика потребления энергии в странах Запада

Год	Население			Потребление энергии		
	млн	Среднегодовые темпы роста за период, %	ТВт·ч	Среднегодовые темпы роста за период, %	Душевое потребление, кВт·ч	Среднегодовые темпы роста душевого потребления за период, %
1970	820	-	40 000	-	48 800	-
1980	880	0,8 %	48 000	2,2 %	54 500	1,6 %
1990	930	0,6 %	53 100	1,1 %	57 100	0,5 %
2000	980	0,6 %	59 500	1,3 %	60 700	0,7 %
2010	1 030	0,6 %	59 000	-0,1 %	57 300	-0,6 %
2019	1 070	0,4 %	58 000	-0,2 %	54 200	-0,6 %

Год	Население			Потребление энергии		
	млн	Среднегодовые темпы роста за период, %	ТВт·ч	Среднегодовые темпы роста за период, %	Душевое потребление, кВт·ч	Среднегодовые темпы роста душевого потребления за период, %
1970	260		260		1 000	
1980	340	3 %	480	7 %	1 400	3,8 %
1990	450	3,2 %	600	2,5 %	1 300	-0,8 %
2000	590	3,1 %	760	2,7 %	1 300	0 %
2010	790	3,3 %	1 100	4,2 %	1 400	0,8 %
2019	1 010	2,8 %	1 700	5 %	1 700	2,2 %

Таблица 5. Динамика потребления энергии в странах Субсахарской Африки (без ЮАР)

чение XIX – начале XXI века, но, исходя из эффекта низкой базы, данный сценарий представляется возможным. Далее можно предположить снижение до 0 % в течение следующих 10 лет – до 2060 г., со стабилизацией в дальнейшем.

### Расчёты показывают наличие у периферийных стран на ближайшие десятилетия больших резервов роста энергообеспечения за счёт неуглеродной энергетики, включая атомную, гидроэнергетику и ВИЭ

Что касается остального мира (таблица 6), то, при всех внутренних различиях, в целом он прошёл стадию максимального роста, маркирующую период мощного ин-

дустриального развития, и в 2010-е годы переходит к той же тенденции к снижению, что и в странах Запада в 1970-е, т. е. 40–50 лет назад.

В данном случае, возможно допустить плавное снижение роста душевого потребления с 2,5 % до 0 % в течение ближайших 40 лет – до 2060 года, после чего – стабилизацию на нулевой отметке.

Результаты расчёта уровня потребления энергии, исходя из принятых выше допущений по регионам (Запад, Субсахарская Африка, остальной мир) и среднему варианту ООН роста населения, представлены в таблице 7.

В данном случае мировое потребление достигает более высоких значений, чем по расчётам на основе соотношения прироста населения и энергопотребления на глобальном уровне – рост относительно нынешнего уровня в 1,8 раза к 2050 году и более, чем в 2 раза к 2100 году.

Основная причина – существенно более высокие темпы роста, заложенные в расчёт для стран Субсахарской

Таблица 6. Динамика потребления энергии в мире (кроме Запада и Субсахарской Африки)

Год	Население			Потребление энергии		
	млн	Среднегодовые темпы роста за период, %	ТВт·ч	Среднегодовые темпы роста за период, %	Душевое потребление, кВт·ч	Темпы роста душевого потребления, %
1970	2 620		16 700		6 400	
1980	3 240	2,4 %	28 840	6,2 %	8 900	3,7 %
1990	3 900	2,1 %	41 360	4,1 %	10 600	2 %
2000	4 570	1,8 %	49 300	2 %	10 800	0,2 %
2010	5 140	1,3 %	80 420	5,6 %	15 600	4,2 %
2019	5 640	1 %	102 520	2,7 %	18 200	1,8 %

Регион	2050 г.			2100 г.		
	Население, млн	Душевое потребление энергии, кВт·ч	Общее потребление энергии, ТВт·ч	Население, млн	Душевое потребление энергии, кВт·ч	Общее потребление энергии, ТВт·ч
Запад	1 100	58 000	<b>63 600</b>	1 080	58 000	<b>62 900</b>
Субсахар. Африка (без ЮАР)	2 040	18 150	<b>37 060</b>	3 700	25 800	<b>95 300</b>
Остальной мир	6 600	29 420	<b>194 040</b>	6 100	30 300	<b>184 400</b>
Весь мир	9 740	30 270	<b>294 700</b>	10 880	31 500	<b>342 600</b>

Таблица 7. Расчёт мирового потребления энергии в XXI веке по регионам (при среднем варианте роста населения)

Африки: 20-кратный рост к середине века и почти 3-кратный к 2100 г. Основная часть роста придёт на первую половину XXI века. Это неизбежно для преодоления отсталости в странах периферии, но вызывает серьёзные опасения экологического характера. В то же время, для данной группы стран сохраняется большой резерв роста за счёт неуглеродной энергетики, включающей атомную и возобновляемую.

### Структура мирового потребления энергии и ресурс развития неуглеродной энергетики

Вопрос структуры энергопотребления и её динамики также подробно рассматривался в [7]. Здесь мы кратко сопоставим объёмы неуглеродной энергетики в странах Запада и других регионах.

Рассмотрим Запад без учёта Канады и Австралии. Тогда это территория площадью менее 15 млн км<sup>2</sup> с населением около 1 млрд человек. В свою очередь, Субсахарская Африка (кроме ЮАР) – территория площадью более 20 млн км<sup>2</sup> с такой же, на данный момент, численностью населения.

В структуре энергопотребления стран Запада (без Канады и Австралии) на неуглеродные источники приходится (на 2019 год):

- атомная энергия – 4 360 ТВт·ч;
- гидроэнергия – 2 250 ТВт·ч;
- другие ВИЭ – 4 100 ТВт·ч.

Всего: неуглеродные источники – 10 700 ТВт·ч (или 21 % в структуре энергопотребления).

На данный момент это в совокупности в 6,3 раз больше всего энергопотребления Субсахарской Африки (в т. ч. атомная – в 2,6 раза, гидроэнергетика – в 1,3 раза, другая возобновляемая энергетика – в 2,4 раза). Даже если рассматривать достигнутые Западом значения как предел роста [7], это

Энергопотребление в африканских городах начинает уверенно расти

Источник: techcabal.com





ЛЭП регионального уровня

Источник: dpggorita.com

означает наличие у субсахарского региона 6–7 кратного резерва наращивания энергопотребления только за счёт неуглеродных источников. По имеющимся данным, Субсахарская Африка начала движение именно по этому пути.

Сопоставление с другими регионами низкоширотного пояса также показывает у них наличие существенного резерва неуглеродного энергетического развития.

В частности, в Центральной и Южной Америке (территория – 20 млн км<sup>2</sup>, население – 650 млн) общее неуглеродное энергопотребление составляет 2 800 ТВт·ч в год, что в 3,8 раза ниже западного уровня. Четырёхкратный рост неуглеродного потребления в данном регионе означает рост на 70 % общего энергопотребления региона.

Страны Южной и Юго-Восточной Азии (Пакистан, Индия, страны п-ова Индокитай,

Индонезия) в совокупности занимают площадь чуть менее 10 млн км<sup>2</sup>, население – около 2,3 млрд чел. Исходя из этого, их можно сопоставить со странами Западной Европы, занимающими площадь около 3 млн км<sup>2</sup> при населении около 500 млн чел., т. е. имеющими близкие значения плотности населения. В западноевропейских странах совокупное неуглеродное энергопотребление составляет 7000 ТВт·ч (22 % в общей структуре энергопотребления), в странах ЮЮВА – 1700 ТВт·ч (9 % в структуре энергопотребления), или в 4 раза меньше. Иными словами, с поправкой на площадь и численность населения регион имеет, теоретически, 8-кратный резерв роста неуглеродного энергопотребления – до почти 14 000 ТВт·ч, что означало бы рост общего энергопотребления почти на 70 %.

Страны Ближнего Востока (Северная Африка, Западная и Юго-Западная Азия) занимают общую площадь около 10 млн км<sup>2</sup>, население около 500 млн чел. Объём неуглеродного потребления составляет 200 ТВт·ч (1,6 % в общей структуре). Его рост до уровня Западной Европы означает рост общего энергопотребления на 55 %.

Теоретически, резервы роста неуглеродной энергетики у данных регионов существенно выше. Это связано с более высоким теоретическим потенциалом (прежде всего, солнечной энергии, а также избытком трудовых ресурсов. Опыт реализации проектов, в частности, солнечных стан-

**Объём неуглеродного потребления энергии в странах Ближнего Востока составляет 200 ТВт·ч (1,6 % в общей структуре). Его рост до уровня ЕС означает рост общего энергопотребления на 55 %**

ций в Египте, Катаре, Индии показывает и существенно меньшие инвестиционные и операционные затраты на производство энергии по сравнению с западными странами. Следует отметить, что связка между возобновляемой и атомной энергетикой [8] и, в целом, развитие многоукладной энергетической [9] являются ключевыми факторами неуглеродного энергетического развития, в том числе в данных странах.

## Выводы

В мире идёт смена тренда развития энергетики, проявляющаяся в прекращении роста потребления первичных энергоресурсов в странах Запада (центра) на фоне продолжения, хотя и с преобладающей тенденцией к замедлению, роста в странах Азии и Латинской Америки и признаков начала активного роста в Субсахарской Африке.

Расчёт динамики потребления энергии в XXI веке на основе эмпирического соотношения, связывающего глобальный прирост численности населения и энергопотребления, показывает рост годового энергопотребления в мире при среднем сценарии ООН по росту численности населения в 1,4 раза – до 230 тыс. ТВт·ч к 2050 году и в 1,7 раза до 270 тыс. ТВт·ч к 2100 году.

Расчёты с учётом региональной специфики, включающей потребность регионов периферии в мощном социально-экономическом развитии, дают более высокие цифры: порядка 300 тыс. ТВт·ч (почти 2-кратный рост) к 2050 году и 340 тыс.

ТВт·ч к 2100 году. Более высокие цифры связаны, в наибольшей степени, с увеличением прогнозов по росту душевого энергопотребления в Субсахарской Африке, где в данный момент оно крайне низкое – примерно в 30 раз ниже показателей стран Запада, в 12 раз ниже текущих средних мировых показателей; более того, в 3 раза ниже средних мировых показателей начала XIX века.

Возникает конфликтная ситуация между потребностями незападных регионов мира, в социально-экономическом росте, и экологическими соображениями. Вместе с тем, расчёты показывают наличие у стран полупериферии и глубокой периферии на ближайшие десятилетия существенных резервов роста энергообеспечения за счёт неуглеродной энергетики, включающей атомную, гидроэнергетику и другие возобновляемые источники. В частности, для Субсахарской Африки он может быть оценён как 6–7-кратный, и в 55 %–70 % – для таких регионов, как Латинская Америка, Южная и Юго-Восточная Азия и Ближний Восток, что может стать существенным фактором снижения экологической нагрузки при обеспечении экологического развития.

С большой вероятностью, именно данные регионы станут ведущими по темпам роста неуглеродных энергетических мощностей в ближайшей перспективе.

*Статья посвящена памяти профессора А. А. Соловьёва, подсказавшего автору некоторые идеи.*

## Использованные источники

1. Hannah Ritchie and Max Roser (2020) - «Energy». Published online at OurWorldInData.org. Retrieved from: URL: <https://ourworldindata.org/energy> [Online Resource], дата обращения: 01.02.2021.
2. BP Statistical Review of World Energy - 2020 // [Online Resource] URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>, дата обращения – 01.02.2021.
3. World Population by Year // [Online Resource]. URL: <https://www.worldometers.info/world-population/world-population-by-year/>, дата обращения: 27.01.2020.
4. World Population Prospects // UN. Department of Economic and Social Affairs: // [Online Resource]. URL: <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>, дата обращения: 01.02.2021.
5. Соловьёв А.А. Возобновляемая энергетика геосфер: новые идеи и перспективные методы исследований // *Окружающая среда и энергетика*. 2020. № 2. С. 6–9.
6. Бушуев В.В. Электроэнергетика будущего как фактор активного развития цивилизации // *Окружающая среда и энергетика*. 2019. № 3. С. 22–29.
7. Дегтярев К. С. Динамика мирового энергопотребления в XX–XXI вв. и прогноз до 2100 года // *Окружающая среда и энергетика*. 2020. № 2. С. 35–48.
8. Соловьёв А.А., Дегтярев К.С. Атомная и возобновляемая энергетика как факторы снижения экологических рисков и роста эколого-экономической эффективности энергетики // *Энергетическая политика*. 2017. №2. С. 60–71.
9. Бушуев В.В. Многоукладная энергетика: роль ВИЭ и местных ресурсов // *Энергетика России (избранные статьи, доклады, презентации 2014–2018 гг.)*. Т4. На

# Водородные и алюмоводородные накопители в электроэнергетике

## Hydrogen and aluminum-hydrogen storage in the power industry

Андрей ЖУК  
Профессор, д. ф.-м. н.,  
заместитель директора по науке ОИВТ РАН  
e-mail: 666zhuk@ihed.ras.ru

Andrey ZHUK  
Deputy director of the JIT RAS,  
D. Tech. Sc, Professor  
e-mail: 666zhuk@ihed.ras.ru

Николай НОВИКОВ  
Профессор МЭИ, д. т. н., заместитель  
Научного руководителя НТЦ ФСК ЕЭС,  
ведущий научный сотрудник ОИВТ РАН  
e-mail: novikov\_nl@ntc-power.ru

Nikolay NOVIKOV  
Leading Researcher of the JIT RAS,  
D. Tech. Sc., Professor  
e-mail: novikov\_nl@ntc-power.ru

Александр НОВИКОВ  
Главный специалист НТЦ ФСК ЕЭС,  
старший научный сотрудник «НТЦ  
«Энергобезопасность»  
e-mail: novikov@energo365.ru

Alexander NOVIKOV  
Research Associate of the JIT RAS  
e-mail: novikov@energo365.ru

Виктор ФРОЛОВ  
Ведущий инженер-проектировщик  
НТЦ ФСК ЕЭС  
e-mail: Frolov\_VD@ntc-power.ru

Viktor FROLOV  
Leading Design Engineer of STC FGC UES  
e-mail: Frolov\_VD@ntc-power.ru

Аннотация. Развитие электроэнергетики в настоящее время происходит под влиянием нескольких технологических трендов: водородная энергетика, системы накопления энергии (СНЭ), «цифровизация» инфраструктур и переход к интеллектуальному управлению и инжинирингу. Главное значение накопителей энергии – не просто решить задачу энергообеспечения при перерывах внешнего питания, а сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений непрерывности одного вида электрических процессов. По сути, их главная задача значительно расширить вид и форму энергетических объединений, позволяющих интегрировать автономные, распределенные и централизованные системы, включая новые центры генерации и потребления в общую энергетическую «систему систем».

*Ключевые слова:* водородные и алюмоводородные накопители электрической энергии, многоуровневый преобразователь, суперконденсатор, активный фильтр, электроэнергетика, распределённая генерация.

Abstract. The development of the electric power industry is currently under the influence of several technological trends: hydrogen energy, energy storage systems (ESS), «digitalization» of infrastructures and the transition to intelligent management and engineering. The main importance of energy storage devices is not just to solve the problem of energy supply, but to form a new energy infrastructure, free from restrictions on the continuity of one type of electrical processes. In essence, this means significantly expanding the type and form of energy associations that allow the integration of autonomous, distributed and centralized systems, including new centers of generation and consumption into a common energy «system of systems».

*Keywords:* hydrogen and aluminum-hydrogen storage of electric energy, multilevel converter, supercapacitor, active filter, distributed power generation.



### Водород нужно произвести и преобразовать для получения конечного потребительского вида. И то, и другое требует необходимых затрат

#### Введение

«Убежден: развитие водородной энергетики – это стратегическое будущее всего мира», – писал еще в 2009 году академик РАН Владимир Накоряков. Термин «водородная энергетика» в последние десять лет приобрел огромную популярность в мире науки, экономики и политики. Он означает отрасль, основанную на использовании

водорода в качестве средства для аккумуляции, транспортировки, производства и потребления энергии.

Водород, хотя и является самым распространенным элементом на планете, но в чистом виде практически не встречается в природе. Его нужно произвести и преобразовать для получения конечного потребительского вида. И то, и другое требует необходимых затрат. Свыше 90 % конечной энергии получается из ископаемого углеводородного топлива, причем углерод при этом по-прежнему переводится в CO<sub>2</sub>, так что, при получении и последующем использовании конечного чистого продукта, общая проблема сокращения выбросов не решается. Она лишь перемещается территориально. В местах производства чистого водорода, выбросы несколько увеличиваются по сравнению с использованием традиционного жидкого и газообразного топлива, а у потребителя – чистый продукт дает меньше выбросов.

Иногда в популярной литературе водородная энергетика противопоставляется «углеводородной». Водородная энергетика лишь дополняет нефтяную, атомную или «возобновляемую» энерге-



Производство водорода с помощью ВИЭ

Источник: aa-w / Depositphotos.com

тику, но сама по себе не является новым источником энергии. Другими словами, это способ наиболее эффективного применения имеющихся источников энергии, повышения КПД их использования или получения иных преимуществ. Водород является вторичным энергоносителем, но он заслуживает особого внимания как наиболее емкий и экологически чистый энергоноситель из всех существующих химических веществ, ведь единственный продукт реакции – это вода. Теплота сжигания водорода составляет 142 мегаджоуля на килограмм, а природного газа – от 28 до 46 мегаджоулей. Поскольку водород может широко применяться

не только в энергетике, но и в химической промышленности, то более правильно употреблять понятие «водородная экономика», которое включает в себя:

- производство водорода из воды с использованием невозобновляемых источников энергии (углеводороды, атомная энергия, термоядерная энергия);
- производство водорода с использованием возобновляемых источников энергии (солнце, ветер, гидроэнергия, энергия морских приливов, биомасса и т. д.);
- производство водорода из природного газа.

Водород не источник энергии, а его получение – это средство преобразования других энергетических ресурсов в химическую энергию в форме запасенного чистого водорода, которую можно использовать впоследствии при окислении  $H_2$ . По сути, резервуар или другой накопитель водорода – это техническое устройство преобразования природного газа с КПД использования 72 %. Это означает, что 28 % энергии, содержащейся в природном газе – метане, теряется, не считая энергии, которая расходуется на добычу и транспортировку природного газа до завода, производящего водород. Только 4 % водорода получают

**Накопитель водорода – это техническое устройство преобразования природного газа с КПД использования 72 %. Это означает, что 28 % энергии, содержащейся в природном газе, метане, теряется**

из воды посредством электролиза. Себестоимость производства водорода из воды (различные виды электролиза) в 3–6 раз выше, чем получение водорода из природного газа.

Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells, Министерство энергетики, торговли и промышленности Японии (METI) [1,2] координирует долгосрочную стратегию, направленную на ускоренное внедрение водородных топливных элементов и установок для производства энергии на водороде. METI ожидает, что годовое потребление водорода в Японии вырастет с 4 тысяч тонн в 2020 году до 300 тысяч тонн к 2030 году и 5–10 млн тонн – к 2050 году. Цены на водород, METI ожидает 3 долларов за 1 кг водорода к 2030 году (эквивалент 0,8 долл./л бензина), а к 2050 году цена снизится до 2 долларов за 1 кг водорода (0,5 долл./л бензина). Цены для импортируемого водорода в Японии на текущий момент составляют около 10 долларов за 1 кг водорода (2,6 долл./л бензина). Это значит, если до 2030 года нефтяные цены не упадут до 30–40 долларов за баррель, водородное топливо будет вполне конкурентоспособно.

В зависимости от первичного вида энергии, используемой при получении  $H_2$ , различают различные «цветовые» виды водорода: «зеленый» (энергия

**Годовое потребление водорода в Японии вырастет с 4 тыс. т в 2020 г. до 300 тыс. т к 2030 г. Цены на импортируемый водород сейчас составляют около 10 долл./кг. К 2030 г. они снизятся до 3 долл./кг**

ВИЭ для электролиза воды), «желтый» (атомная энергия для электролиза воды), «серый» (получение из метана с помощью парового риформинга), «голубой» (получение из метана с помощью парового риформинга с использованием систем хранения  $CO_2$ )

По прогнозам Международного энергетического агентства, даже к 2070 году на долю энергетики будет приходиться всего около четырнадцати процентов общего потребления водорода в мире. В водороде привлекает высокая энергоемкость – в три-четыре раза больше, чем у природного газа. Применение водорода в качестве топлива пока еще не получило

Инфраструктура Олимпийского стадиона в Токио ориентирована на использование водорода

Источник: kuremo / Depositphotos.com



широкого распространения, однако многие страны и компании делают на него большую ставку, поскольку данный энергетический ресурс в сочетании с ВИЭ позволяет производить энергию с нулевыми выбросами. Значительное распространение этого энергоносителя ожидается именно в транспортном секторе. При выполнении требований Парижского соглашения по климату, структура мировой энергетики в ближайшие десятилетия должна претерпеть радикальные изменения в результате эффективного использования всех видов топлива.

Нужно уходить от выброса CO<sub>2</sub>, поэтому звучат призывы вообще отказаться



Мэрия Токио уже разработала программу использования водорода в мегаполисе  
Источник: kanzilyou / depositphotos.com

от угля. Некоторые эксперты, в частности, член-корреспондент РАН Владимир Клименко, утверждают: при любых сценариях развития энергетики, даже если мы вообще перестанем сжигать органическое топливо, глобальное потепление не остановится. Поэтому не нужно совершать никаких масштабных резких изменений в структуре энергетики. Это просто катастрофа для всей экономики. Ближайшая перспектива энергетики – это органическое топливо и связанные с ним парогазовые технологии, глубокая переработка угля, ядерная энергетика. Более дальняя – возобновляемые источники энергии. Но существенно повысить эффективность всех видов топлива возможно с помощью водородных

технологий в России, стране с огромными территориями, гигантскими запасами природного газа (из которого можно производить дополнительный «голубой» энергетический водород) и большим потенциалом по ВИЭ. В пользу развития водородных технологий в России говорят и ценовые факторы. У нас низкая стоимость газа, а на его долю приходится от 45 до 70 % затрат на производство водорода. Кроме того, у нас дешевая электроэнергия. Так что в России водородные технологии будут экономически эффективнее, чем, например, в Европе.

Водород – это перспективная ниша. Уже многие страны приняли водородные стратегии и дорожные карты. В Европе осуществляют достаточно серьезные финансовые вливания в это направление.

По оценкам Hydrogen council и Hydrogen Analysis Resource Center, мировой рынок водорода может составить порядка 2,5 трлн долларов к 2050 году. В натуральном выражении в мировом энергобалансе доля водорода может достигнуть порядка 18 % от конечного спроса на энергию, что позволит сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 6 гигатонн в год. При этом в транспортном секторе к 2050 году доля водородных автомобилей составит от 15 до 20 % (количество легковых автомобилей на водородном топливе составит около 400 млн, грузовых – 15–20 млн и около 5 млн автобусов). Для достижения этих показателей потребуется 20–25 млрд долларов инвестиций ежегодно до 2030 года. Для сравнения: инвестиции в нефтегазовую отрасль даже в период кризиса составили около 60 млрд долларов.

Особенности физических и химических свойств водорода потребуют разработки стандартов для оборудования, производства, транспортировки, хранения и применения. Метрология и технологические основы физико-химической безопасности станут очень важными элементами будущей измерительной инфраструктуры и систем контроля качества и безопасности. Для обеспечения вышеперечисленного потребуются разработка научно обоснованных и законодательно закрепленных методов измерений, а также признанных во всем мире норм, правил и стандартов. Все эти меры необходимы для обеспечения безопасности, так как негативные примеры и несчастные случаи послужат серьезным препятствием для развития водородных технологий, нане-



Водородная АЗС

Источник: neftegaz.press

сут политический урон еще зарождающейся водородной промышленности.

Установление международных деловых связей с зарубежными компаниями в сфере водородной экономики способствует ускоренному развитию национального водородного рынка и укрепит позиции российских компаний в этом направлении. Создание компонентов производства, применения и транспортировки водорода станет серьезным стимулом для развития полной производственной цепочки.

### Анализ государственных программ развития водородных технологий

В мире создано уже 23 международных консорциума водородной тематики. В Германии, Нидерландах, Японии появились Водородные долины.

Россия, согласно принятой Энергетической стратегии до 2035 г., планирует к 2024 году экспортировать 200 тысяч тонн водорода, а к 2035 г. – в десять раз больше. В целом потребление и добыча нефти и газа не изменятся принципиально еще много лет, поэтому ресурсов (в том числе для получения водорода) вполне достаточно.

Минэнерго разработало дорожную карту развития водородной энергетики в России до 2024 года. Она предусматривает, что первыми производителями водорода в стране станут «Газпром» и «Росатом» – в 2024 году они должны пустить пилотные водородные установки, в том числе на атомных электростанциях.

Около 20 стран, включая Японию, Южную Корею, Германию, Китай и США (в первую очередь – штат Калифорния), активно развивают сейчас рынок энергетического водорода, выстраивая партнерские связи между государственным и частным секторами. Уже работает целый ряд таких партнерств: H2Mobility Germany, H2Korea,

**В пользу развития водородных технологий в РФ говорят ценовые факторы. У нас дешевая электроэнергия и низкая стоимость газа, а на его долю приходится 45–70 % затрат на производство H<sub>2</sub>**

the California Fuel Cell Partnership, and the Scandinavia Hydrogen Highway Partnership.

Китай планирует установить до 1000 водородных заправочных станций (ВЗС) к 2030 году, обслуживающих более 1 млн водородных автомобилей (FCEV). К 2025 году он также рассчитывает превратить город Ухань (Wuhan) в ведущий водородный хаб страны. К 2025 году в городе будут сосредоточены крупнейшие предприятия в сфере производства топливных элементов и более 100 предприятий, связанных с водородной энергетикой. Количество ВЗС составит 30–100 единиц. Объем инвестиций оценивается примерно в 1,7 млрд долларов.

В Корею, по данным Hydrogen Analysis Resource Center, в 2018 году действовало всего 12 ВЗС. Однако благодаря небольшой территории страны и правильному расположению этих заправок, водители могут пересечь всю страну на водородном автомобиле. Корейское Министерство промышленности, торговли и энергетики объявило о планах на 2,3 млрд долларов, чтобы обеспечить 16 000 транспортных средств на водороде и построить 310 заправочных станций по всей стране к 2022 году. В соответствии с пятилетним планом ожидается, что предприятия получат государственную поддержку в разработке стеков топливных элементов и контейнеров для хранения топливных элементов, а также налоговых льгот для водителей водородомобилей.

Япония является одним из лидеров в области инвестиций в господдержку, регулирование и инфраструктуру для обеспечения перехода на водородную энергетику. Главная задача состоит в том, чтобы улучшить качество воздуха, значительно сократить выбросы от транспортного и промышленного секторов, уменьшить

**К 2050 г. доля водородных автомобилей достигнет 15-20% (легковые автомобили на H<sub>2</sub> составят 400 млн, грузовые – 15-20 млн, автобусы – 5 млн). Это потребует 20–25 млрд долл. инвестиций в год**



Toyota Mirai на водородных топливных элементах  
Источник: allinallnews.com

зависимость от импортируемых ископаемых видов топлива. Именно эта страна выпустила первый серийный автомобиль – Toyota Mirai. В середине 2018 года, по данным Hydrogen Analysis Resource Center, в Японии насчитывалось 94 ВЗС тогда как в Германии, которая находится на втором месте по количеству ВЗС – 44.

Как указано в Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells, Министерство энергетики, торговли и промышленности Японии (METI) координирует долгосрочную стратегию, направленную на ускоренное внедрение водородомобилей, автобусов на водородных топливных элементах и установок для производства энергии на водороде. METI ожидает, что годовое потребление водорода в Японии вырастет с 4000 тонн в 2020 году до 300 000 тонн к 2030 году и 5–10 млн тонн к 2050 году. Согласно Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells, количество автомобилей на водороде должно достигнуть: к 2020 году 40 000 штук, к 2025 году – 180 000 и около 800 000 к 2030 году. Одновременно предполагается и развитие заправочных станций до 160 штук к 2020 году и около 320 штук к 2025 году с нынешних 90 штук. Ожидается, что по меньшей мере 1200 автобусов на топливных элементах будут эксплуатироваться на дорогах к 2030 году.

Япония активно внедряет водородные технологии, так еще в 2014 году была принята дорожная карта по построению

«общества, базирующегося на водороде». Япония рассматривает возможность перехода к водороду за счет импортных поставок из Брунея, Африки и Австралии. С этой целью японские компании, такие как Chiyoda Corporation, Kawasaki Heavy Industries, Iwatani, J-POWER и Marubeni, инвестируют в проекты по производству водорода в Австралии и Брунее.

Австралия – потенциальный крупный производитель водорода. В Австралии японские компании сотрудничают с AGL Energy и Shell, чтобы создать цепочку поставок сжиженного водорода в Японию (проект HESC) стоимостью 375 млн долларов. Согласно проекту, водород будет производиться из синтетического газа, который будет получен при помощи газификации бурого угля, для обеспечения экологических стандартов будут применяться технологии улавливания и хранения углерода (CCS). Наличие обширных пустых участков земли для строительства объектов возобновляемой энергетики, удачное географическое расположение, позволяющее генерировать большой объем солнечной и ветровой энергии и высоких инвестиций в пиковое производство возобновляемой энергии дают Австралии значительный потенциал для производства водорода. Отдельно стоит отметить интерес инвесторов к Австралии как к потенциальному поставщику водорода. На текущий момент, если инвестиции оправдают себя, Австралия может стать

Топливный элемент  
Источник: flipboard.com



**Китай планирует установить 1 тыс. водородных заправок к 2030 г., обслуживающих 1 млн автомобилей. Главным водородным хабом станет Ухань, в котором будет более 100 водородных предприятий**

крупнейшим экспортером не только СПГ, но и водорода.

В Южной Австралии французская компания Neoen, работающая в сфере возобновляемой энергетики, недавно объявила о планах по созданию водородного суперцентра в Crystal Brook для экспорта возобновляемого водорода в Азию. Водородный электролизер мощностью 50 МВт будет питаться от ветровой и солнечной установок общей мощностью 300 МВт, так же будет построен накопитель в 400 МВт/ч. Планируется, что производство водорода может достигнуть 20–25 тонн в сутки. Neoen уже сотрудничает с Siemens и Hyundai, чтобы построить электролизер малой мощности в 1,25 МВт.

Водород в Европе и в США. Крупнейшим мировым рынком водорода собирается стать Евросоюз, который к 2050 году намерен инвестировать от 180 до 470 миллиардов евро в сегмент возобновляемого водорода. В европейских городах сейчас эксплуатируется 91 водородный автобус, тогда как 5 лет назад их было только 30. Стоит отметить, что опыт эксплуатации весьма успешен. Так, по данным партнерства FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking), которая обеспечивает поддержку 67 водородным автобусам в Европе, интерес со стороны транспортных компаний есть и уже в ближайшие годы их парк должен вырасти до 500 единиц.

Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking финансирует пилотные проекты (например, Don Quichote и HyBalance) по производству водорода как путем электролиза воды на базе ветровой и солнечных электростанций, так и опробует новые технологии термолиза воды в рамках проекта Hydrosol, и новые технологии фотоэлектролиза (проекты ARTIPHYCTION и PECDEMO). Объем

инвестиций со стороны FCN JU только в перечисленные проекты достиг около 30 млн евро.

В целом сейчас, по данным Hydrogen Europe, на территории Европы осуществляется более 200 проектов в области водородной энергетики.

В США локомотивом продвижения водородомобилей является штат Калифорния. Благодаря инициативам штата, к 2020 году количество ВЗС достигнет 62 единиц. На сегодняшний день количество FCEV практически достигло 5000 штук – самый большой водородный автопарк в мире, а количество действующих ВЗС составило 36 единиц. При этом правительство штата ставит перед собой крайне амбициозную цель: к 2030 году количество автомобилей должно достигнуть 1 млн, а ВЗС – 1000 единиц.

На сегодняшний день лидером по количеству водородных автомобилей являются США, а по объему заправочной инфраструктуры – Япония. Крупные инвестиции делаются в Европе, главным образом в Германии и Скандинавии, и в Китае.

Федеральное правительство Германии создает условия для производства, транспортировки, применения и дальнейшего использования водорода. Национальная водородная стратегия способствует инновационному развитию и активизации инве-

### **В Австралии компания Neoen объявила о планах по созданию водородного суперцентра в Crystal Brook для его экспорта в Азию. Объем производства может достигнуть 20–25 тонн в сутки**

стиционной деятельности в соответствующих сферах. Она определяет меры, необходимые для достижения национальных целей по борьбе с изменением климата, для создания новых производственных цепочек в германской экономике и для дальнейшего расширения кооперации в сфере энергетической политики.

В планах – стимулировать расширение рынка водородных технологий (особенно в сфере разработки и использования электролизеров) в соответствии с политикой энергетического поворота. Правительство Германии считает, что спрос на водород к 2030 году вырастет до 90–110 ТВт·ч.

Для того, чтобы частично удовлетворить спрос на водород, в Германии необходимо создать производственные мощности производительностью до 5 ГВт·ч. Это обеспечит возможность производства водорода в объеме до 14 ТВт·ч, что потребует 20 ТВт·ч «зеленой» электроэнергии. Правительство планирует детально анализировать динамику и структуру спроса на «зеленый» водород для мониторинга национальной водородной стратегии.

Водород несет огромное значение для химической и сталелитейной промышленности Германии. В скором времени, промышленный сектор планирует исполь-

Германия обладает широко развитой системой транспортировки энергетических газов: сетью газопроводов и хранилищ газа.

### **Водородные накопители энергии**

**Основные типы накопителей.** Существует много различных классификаций накопителей электрической энергии. Наиболее удобной с практической точки зрения представляется классификация на электромагнитные и электрохимические, физические (механические), водородные и алюмо-водородные накопители энергии.



Водородный газогольдер

Источник: storengy.com

зовать 55 ТВт·ч водорода, при этом сейчас подавляющая его часть производится из ископаемых энергоносителей. Последние оценки экспертов показывают, что к 2050 году потребность сталелитейной промышленности для обеспечения углеродной нейтральности потребует 80 ТВт·ч водорода. Процесс производства аммиака и нефтехимической продукции потребует дополнительных 22 ТВт·ч водорода.

Расширение рынка сбыта водорода и его побочных продуктов предполагает развитие транспортной инфраструктуры.

Первые – запасают электроэнергию в сверхпроводящих катушках либо преобразуют ее в химическую энергию веществ, вторые – в механическую энергию.

К электрохимическим накопителям энергии относятся аккумуляторные батареи, накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов и др. Все типы электрохимических накопителей подключаются к сети через преобразователи (инверторы).

К физическим накопителям электроэнергии в основном относятся два вида комплексов: кинетические накопители энергии

Заправка водородным топливом

Источник: japantimes.co.jp





Шаровые резервуары для хранения газов

Источник: energosmi.ru

(маховики), гравитационные накопители энергии (ГАЭС). В [5, 6, 7, 8] приведен обзор СНЭ и анализ их характеристик.

Водородные накопители энергии состоят из системы производства водорода, топливных элементов и системы связи и управления с электроэнергетической системой.

**Топливные элементы.** Топливный элемент (ТЭ) – электрохимическое устройство, подобное гальваническому элементу, но отличающееся от него тем, что вещества для электрохимической реакции подаются в него извне – в отличие от ограниченного количества энергии, запасенного в гальваническом элементе или аккумуляторе. Топливные элементы не имеют такого ограничения на коэффициент полезного действия (КПД), как у тепловых машин. В связи с этим они могут иметь очень высокий коэффициент преобразования химической энергии в электрическую.

Конструкция любого топливного элемента состоит из двух электродов (катода и анода) и находящегося между ними слоя электролита – среды, обеспечивающей перемещение ионов от одного электрода к другому и блокирующей движение электронов. Для того чтобы реакция проте-

кала с более высокой скоростью, в электродах часто используют катализаторы. Работа топливных элементов поддерживается путем подачи двух применяемых для поддержания реакции компонентов – топлива и окислителя. В зависимости от типа топливного элемента, в качестве топлива могут использоваться газообразный водород, природный газ (метан), а также жидкое углеводородное топливо (например, метиловый спирт). В роли окислителя обычно выступает содержащийся в воздухе кислород, а некоторые типы топливных элементов могут работать только с чистым кислородом.

**Сейчас лидером по количеству водородных автомобилей являются США, а по объему заправочной инфраструктуры – Япония. Крупные инвестиции делаются в Германии и Скандинавии, а также в Китае**

**Алюминий по своему энергетическому потенциалу очень близок к водороду, при этом он лишён недостатков водорода, таких как чрезвычайно малая плотность газа и взрывоопасность**

Технологические достижения в области производства топливных элементов привели к тому, что водород может использоваться в батареях топливных элементов для крупной и малой энергетики, отопления и, конечно, транспорта. За последние 15 лет стоимость водородного топливного элемента снизилась с 275 долларов до 55 долларов/кВт – более чем в 5 раз. В планах Департамента энергетики США снизить стоимость топливного элемента до 30 долларов/кВт к 2022 году. В топливных элементах нет превращения химической энергии топлива в тепловую и механическую, как в традиционной энергетике (рис. 3). В связи с этим, КПД топливных

элементов значительно выше, чем у традиционных энергоустановок, и может достигать 90 %. Имеется возможность практически мгновенного возобновления их энергоресурса – для этого достаточно установить новую емкость (картридж) с используемым топливом. Применение не расходуемых в процессе реакции электродов позволяет создавать топливные элементы с очень большим сроком службы. Отмечается высокая экологическая чистота химических топливных элементов. Расходным материалом для топливных элементов служат лишь традиционные виды топлива, а основным продуктом реакции является обычная вода. Замена используемых в настоящее время батареек и аккумуляторов на топливные элементы позволит значительно сократить объем подлежащих переработке отходов, содержащих ядовитые и вредные для окружающей среды вещества.

### Алюмоводородные накопители энергии

Алюминий по своему энергетическому потенциалу очень близок к водороду, считающемуся сегодня перспективным топливом [9]. При этом алюминий лишён недостатков, свойственных водороду (чрез-

SLS ракета на водородном топливе

Источник: nasa.gov



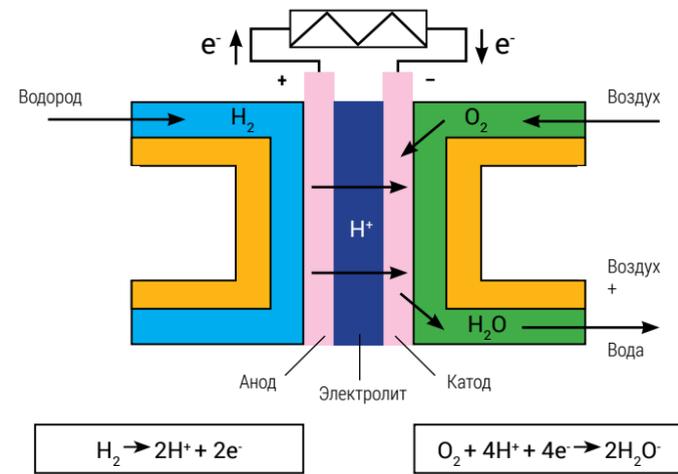


Рис. 1. Принцип действия топливного элемента (превращения химической энергии водорода в электроэнергию) [4]

вычайно малая плотность газа и взрывоопасность). Когда речь идёт о хранении и транспортировке водорода, возникает масса вопросов, связанных с безопасностью. Также до сих пор не существует простого и недорогого способа производства водорода в массовых количествах из возобновляемых ресурсов.

Алюминий же по распространённости в природе стоит на первом месте среди металлов и на третьем, после кислорода и кремния, среди химических элементов. В обычных условиях алюминий химически инертен. Причём продукты его окисления можно вторично использовать для восстановления металла, поэтому нет необходимости значительно расширять добычу алюминосодержащих ископаемых.

В Объединённом институте высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН, Москва) разработали серию воздушно-алюминиевых топливных элементов. Таким образом, алюминий может участвовать в распределении экологически чистой (по сравнению с ископаемыми топливами) энергии возобновляемых источников и АЭС и регулировании их генерирующей мощности. При этом наработанные оксиды снова возвращаются на алюминиевый завод для регенерации.

Перспективным топливом будущего, в том числе и для использования в ТЭ, является водород. Водород, как и алюминий, может быть доставлен к месту потребления и преобразован в полезную электрическую и тепловую энергию.

Водород может быть получен прямым электролизом воды электрическим током. Так может решаться проблема хранения электроэнергии. Такая схема хранения может быть использована для регулирования работы электростанций как традиционного типа, так и на основе ВИЭ, в силу более высокой маневренности электролизера воды по сравнению с электролизером

Рис. 2. Ступени преобразования химической энергии традиционным и электрохимическим способами



Накопитель энергии

Источник: inomarka136.ru

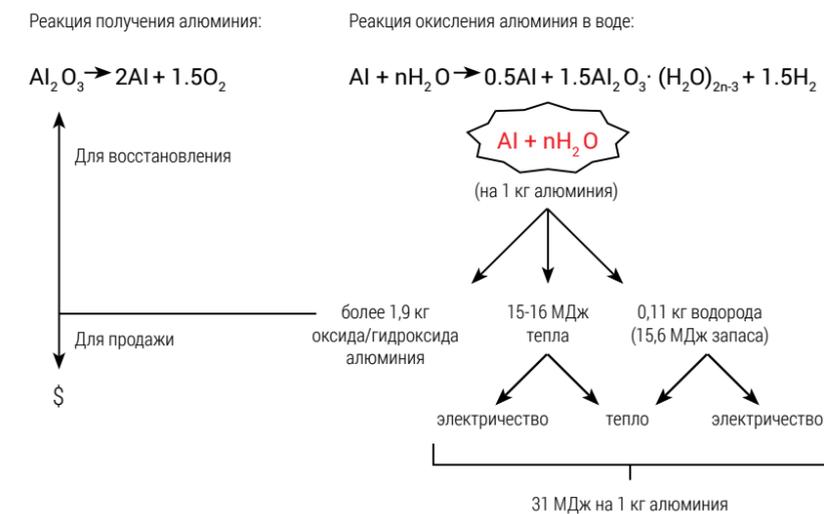
алюминия, который требует буферного накопителя из-за высокой чувствительности к изменению режимов работы. Однако на пути транспортировки баллонного водорода стоят серьезные ограничения, связанные с пожаро- и взрывоопасностью таких перевозок.

Существует вариант с криогенным хранением водорода, но он также является не вполне безопасным и сопряжен с затратами на сжижение газа и последующими потерями при транспортировке за счет испарения. Достаточно широко распространен способ хранения водорода в гидридах

интерметаллических и металлгидридных соединений, однако его существенным недостатком являются низкая емкость по водороду таких соединений (1–3%), высокая стоимость и малое количество циклов гидрирования-дегидрирования.

Традиционный вариант использования дизельного топлива помимо чисто экологических имеет и «энергетический» недостаток – плотность запасенной энергии меньше, чем у алюминия. Кроме того, алюминий в отличие от водорода и дизельного топлива более удобен при транспортировке (не огнеопасен, не текуч, не испаряется).

Рис. 3. Процессы окисления алюминия



Разрабатываемые технологии алюмо-водородной энергетики могут быть применены как в «водородной экономике» будущего в качестве эффективного и безопасного способа транспортировки водорода и запасаемой энергии, так и в качестве дополнения существующих энергосистем в регионах, где отсутствуют централизованная газовая сеть или местные виды топлива. Применение алюминия для генерации водорода и энергии позволяет снизить нагрузку на окружающую среду. Эффективность применения подобных установок во многом определяется стоимостью исходного сырья и побочных продуктов реакции, а также наличием или отсутствием конкурирующих решений по централизованному энергоснабжению потребителей.

### Современное состояние, проблемы и тенденции развития систем аккумулирования электроэнергии

**Перспективы технологии хранения электроэнергии [2].** Новая технологическая модель электроэнергетики характеризуется увеличением сложности энергосистем, связанной с появлением существенной доли распределенной генерации, формированием нового типа субъекта – активных потребителей, соединяющих в себе функции потребления и производства энергии, повышением требований потребителей энергии по доступности, качеству и надежности.

Важно знать, что системные накопители электроэнергии (СНЭ) – это одни из ключевых элементов электроэнергетики

**За последние 15 лет стоимость водородного топливного элемента упала в 5 раз, с 275 долл. до 55 долл./кВт. В планах Департамента энергетики США снизить его стоимость до 30 долл./кВт к 2022 г.**



Накопитель энергии Tesla  
Источник: [unearthed.greenpeace.org](http://unearthed.greenpeace.org)

с интеллектуальной системой управления. Потенциальные области применения накопителей электроэнергии в энергосистеме, среди прочего, включают: сглаживание неравномерности производства и потребления (в том числе сглаживание неравномерности производства электроэнергии на ВИЭ), регулирование напряжения и частоты, предоставление горячего резерва мощности, аварийное питание для предотвращения развития системных аварий (при секционировании энергосистемы) и для восстановления энергосистемы после аварии, аварийное питание потребителя электроэнергии. Особая ценность накопителей состоит в том, что они могут осуществлять перечисленные функции одновременно.

СНЭ могут потреблять и выдавать активную мощность, а в соединении с устройствами силовой электроники – реактивную мощность. В зависимости от потребностей энергосистемы СНЭ могут обеспечить регулирование частоты и напряжения, сдвиг во времени потребления и генерации, регулировку мощности на выходе системы ВИЭ+СНЭ, расширить возможности диспетчерского управления. Они могут быть спроектированы для потребностей распределительной и/или передающей сети, для одноцелевого использования или многоцелевого использования, или для целей управления на стороне потребителя.

Каждая технология накопления энергии характеризуется капитальными затратами на ее внедрение, а также эксплуатационными расходами. В общем, в настоящее время некоторые технологии накопления энергии не являются экономически эффективными, и в перспективе необходимо снизить, в первую очередь, капитальные затраты. Стоимость различных СНЭ и выгода от их применения в значительной степени зависят от их структуры в терминах мощности разряда (МВт) и энергетической емкости (МВт·ч).

Требуемая мощность систем накопителей энергии – около 30 ГВт. Энергоемкость систем накопления около 15 ГВт·ч. Предварительный анализ показывает [11, 12], что срок окупаемости системы на основе литий-ионных аккумуляторов составляет 6–7 лет.

Срок окупаемости системы на основе водородных и алюмоводородных накопителей энергии составляет 4–6 лет за счет локализации возмущающих воздействий активных и реактивных мощностей нагрузок, стабильного качества электроэнергии, экономии топлива на генерирующих станциях, увеличения времени безотказной работы генерирующего оборудования и оборудования потребителей энергии.

### Заключение

1. Водородные и алюмоводородные накопители энергии являются приоритетными задачами освоения водородных технологий и позволят обеспечить существенное повышение управляемости, режимной надежности и экономичности электроэнергетических систем.
2. Главное значение накопителей – сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений непрерывности одного вида электрических процессов, а по сути – значительно расширить вид и форму энергетических объединений, позволяющих интегрировать автономные, распределенные и централизованные системы, включая новые центры генерации и потребления в общую энергетическую «систему систем».
3. По оценкам экспертов в ближайшие 10 лет рынок накопителей энергии будет расти со среднегодовыми темпами, превышающими 30 % с тенденцией к снижению удельной стоимости запасенной энергии, где особая роль отводится водородным технологиям.

### Использованные источники

1. URL: <https://rg.ru/2020/12/03/reg-sibfo/nuzhna-li-rossii-vodorodnaia-energetika.html>
2. Грушевенко Екатерина. Форма воды. Водородное топливо будет дешевле бензина. URL: <https://www.forbes.ru/biznes/366881-forma-vody-vodorodnoe-toplivo-budet-desheвле-benzina>
3. Прокопьев Юрий (Новосибирск). Нужна ли России водородная энергетика и на каких направлениях следует сосредоточиться разработчикам технологий? Российская газета. Экономика Сибири. № 273(8327).
4. Полякова Т. В. Состояние и перспективы развития водородной энергетики / Т. В. Полякова // Вестник МГИМО-Университета. 2012. № 1. С. 156–164.
5. Бут Д. А., Алиевский Б. Л., Мизюрин С. Р., Васюкевич П. В. Накопители энергии. М.: Энергоатомиздат, 1991. 400 с.
6. Бушуев В. В., Новиков Н. Л. Инфраструктурные накопители в энергетике // Энергетическая политика. 2020. № 10 (152). С. 74–89.
7. Попель О. С., Тарасенко А. Б. Накопители электрической энергии // Энергоэксперт. 2011. № 3. С. 28–37.
8. Бушуев В. В., Лизалек Н. Н., Новиков Н. Л. Динамические свойства энергообъединений. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.
9. Алюмоводородная энергетика / Под ред. акад. РАН А. Е. Шейндлина. М.: ОИВТ РАН, 2007.
10. Hingorani N. G. and Gyugyi L. Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems. IEEE Press, New York, 2000.
11. Гайсин Б. М., Шахмаев И. З., Новиков Н. Л., Новиков А. Н. Экономическая эффективность устройств FACTS при повышении живучести электроэнергетических систем. В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 92-е заседание семинара при ИСЭМ СО РАН. В 3-х книгах. Иркутск, 2020. С. 191–202.
12. Фортон В. Е. (академик РАН), Сон Э. Е. (член-корр. РАН), Деньщиков К. К. (д. т. н.), Жук А. З. (д. ф.-м. н., ОИВТ РАН), Новиков А. Н. (инж.), Новиков Н. Л. (д. т. н., ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Инновационные технические решения в программе ниокр ПАО «ФСК ЕЭС». Сб. статей. М, 2016. С. 198–212.
13. Zhuk A. Z., Denschikov K. K., Buzoverov E. A. (JIHT RAS), Novikov A. N., Novikov N. L., Zhoraev T.YU. (OJSC NTC FSK EES), YU.N. Kucherov (OJSC SO EES Russia) Hybrid Energy Storage System for Power Systems Based on Lithium-Ion Batteries and Supercapacitors CIGRE 2016.

# Экологическая оценка природы Восточной Арктики: вклад объектов энергетики

## Environmental assessment of the Eastern Arctic: contribution of energy objects

Елена МАЙСЮК

Институт систем энергетики

им. Л.А. Мелентьева СО РАН, с. н. с., к. э. н., г. Иркутск

e-mail: maysyuk@isem.irk.ru

Elena MAYSYUK

PhD of economy, Senior researcher,

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk

e-mail: maysyuk@isem.irk.ru

Ирина ИВАНОВА

Институт систем энергетики

им. Л.А. Мелентьева СО РАН, с. н. с., к. э. н., г. Иркутск

e-mail: nord@isem.irk.ru

Irina IVANOVA

PhD of economy, Senior researcher,

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk

e-mail: nord@isem.irk.ru

Северо-восток Якутии

Источник: [dnevnik.ykt.ru](http://dnevnik.ykt.ru)



Аннотация. В статье представлен анализ экологической ситуации в арктических районах трех субъектов востока России. Выявлены основные источники поступления загрязняющих веществ в элементы природной среды. Отсутствие актуальной и достоверной информации о состоянии окружающей среды приводит к расхождению между статистическими данными регионального и федерального уровней. Проведена расчетная оценка вклада объектов энергетики в выброс загрязняющих веществ и парниковых газов, в частности диоксида углерода, в атмосферу.

*Ключевые слова:* выбросы загрязняющих веществ, парниковые газы, отходы, энергетические объекты, восточный сектор Российской Арктики.

Abstract. The article presents an analysis of the environmental situation in the Arctic regions of the three subjects of the east of Russia. The main sources of pollutants entering the elements of the natural environment have been identified. The lack of up-to-date and reliable information on the state of the environment leads to a discrepancy between the data of the regional and federal levels. The calculation and assessment of the contribution of energy objects to the emission of pollutants and greenhouse gases, in particular, carbon dioxide, into the atmosphere were done. *Keywords:* emissions of pollutants, greenhouse gases, waste, energy objects, the eastern sector of the Russian Arctic.

## //

### Количество загрязняющих веществ, попавших в атмосферу Восточной Арктики достигло 1,9 млн т. Основной вклад внес север Красноярского края

#### Введение

Анализ существующего состояния природной среды выполняется на основе данных государственных докладов «Об охране окружающей среды РФ» [1] и субъектов федерации [2–4], на территории которых расположены населенные пункты восточного сектора Российской Арктики. К этому сектору отнесены территории севера трех субъектов страны: Красноярского края (Таймыро-Туруханская арктическая зона), Республики Саха (Якутия) (Северо-Якутская арктическая зона) и Чукотского автономного округа (полностью входит в арктическую зону).

В исследовании рассматривается поступление загрязняющих веществ в атмосферу, водные объекты и на почвы в виде отходов производства и потребления в статистически доступном 2018 году, поскольку данные за более поздний период еще не опубликованы.

Наряду с оценкой выбросов загрязняющих веществ проводится анализ поступления в атмосферу парниковых газов, в частности, диоксида углерода, как основного ингредиента в эмиссии от стационарных источников на органическом топливе.

Кроме того, в исследовании выявляются основные источники выбросов загрязняющих веществ и отходов, а также оценивается вклад энергетических объектов в суммарные показатели воздействия на природную среду.

#### Современное состояние природной среды

Количество загрязняющих веществ от стационарных источников, поступивших в атмосферу восточного сектора Российской Арктики в 2018 г., составило 1,91 млн тонн, с преимущественным вкладом северных территорий Красноярского края (98 %), сброс стоков в поверхностные водоемы и реки оценивается в 196,4 млн м<sup>3</sup> также с преимущественной долей Красноярского края (83 %), а количество образовавшихся отходов – 38,3 млн тонн, из которых большая часть приходится

Арктическая зона	Выброс в атмосферу, тыс. т	Сброс стоков*, млн м <sup>3</sup>	Образование* отходов, млн т
Таймыро-Туруханская	1873,1	162,7	16,2
Северо-Якутская	18,2	11,3	1,5
Чукотская	23,2	22,4	20,6

Таблица 1. Основные показатели воздействия на элементы природной среды в восточном секторе Российской Арктики в 2018 г.

Примечание: \* – данные просуммированы по наиболее крупным предприятиям, составлено по информации государственных докладов об охране природной среды [1–4]

на Чукотский автономный округ (54 %) (таблица 1).

### Таймыро-Туруханская зона

Основными центрами экономической активности Таймыро-Туруханской зоны являются Норильский промышленный район (ГМК «Норильский никель») и Ванкорское нефтегазовое месторождение (Туруханский район). В 2018 г. в атмосферу от «Норильского никеля» поступило 1,8 млн тонн, из них около 98 % от общего объема – диоксид серы. Кроме того, в 2018 г. проведена инвентаризация и оценка выбросов парниковых газов от предприятий группы компаний «Норникель» на основе требований корпоративного стандарта по учету и отчетности протокола по парниковым газам. Выбросы парниковых газов оцениваются в 10 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента (расчетная оценка, в которую включены выбросы диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) и метана (CH<sub>4</sub>)) [5].

Добычу углеводородного сырья в Арктической зоне Красноярского края осуществляют «РН-Ванкор» и «Норильскгазпром», в результате деятельности которых в 2018 г. в атмосферу поступило 56,2 тыс. т загрязняющих веществ [2].

Основными показателями, характеризующими воздействие предприятий на водные объекты, являются: забор, использование и отведение сточных вод в поверхностные водоемы. По данным предприятий «ГМК «Норникель», водозабор проводится в соответствии с установленными лимитами и не оказывает существенного воздействия на водные объекты [5]. Сбросы сточных вод объектов компании осуществляются, в основном, в пределах установленных лимитов.

По сведениям государственного доклада об охране окружающей среды в Красноярском крае, сбросов сточных вод, в том числе и загрязненных, в Туруханском районе нет.

Образование отходов в Таймыро-Туруханской зоне формируется за счет деятельности крупных предприятий. Так, в 2018 г. в результате функционирования «Норильского никеля» образовано 15,7 млн т отходов, которые относятся к 5 классу опасности (неопасные). Это скальные и вскрышные породы, хвосты обогащения, металлургические шлаки. Практически все отходы добычи и обогащения находятся в обустроенных объектах размещения отходов и используются в хозяйственной деятельности [6].

Анализируя информацию о количестве отходов, образованных в 2018 г. «Роснефтью» в количестве 6,2 млн т, можно констатировать, что отходы от добычи углеводородов на месторождениях Ванкорского кластера составят не более 9 % или 0,5 млн т [6].

Завод по производству серы «Норильского никеля»  
Источник: [gapsi-pravo.ru](http://gapsi-pravo.ru)



### Северо-Якутская зона

Хозяйственное освоение Арктической зоны Республики Саха (Якутия) связано с разработкой минерально-сырьевых ресурсов, ориентированных на транспортировку по Северному морскому пути. Экологические данные за 2018 г. приведены для 13 улусов, входящих в Арктическую зону Республики Саха (Якутия): Абыйский, Аллаховский, Анабарский, Булунский, Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский, Момский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Янский и Эвено-Бытантайский. В атмосферу в 2018 г. поступило 18,2 тыс. тонн загрязняющих веществ, с наибольшей эмиссией в Верхоянском (5,6 тыс. тонн) и Верхнеколымском улусах (3,3 тыс. тонн). В остальных улусах выброс не превышает 1 тыс. тонн. Улавливание загрязняющих веществ на стационарных источниках практически отсутствует, кроме двух улусов (Анабарском – 0,1 % и Усть-Янском – 24,5 %). В структуре выбросов арктических улусов преобладают выбросы оксида углерода (CO), летучих органических соединений и оксидов азота. В четырех улусах наряду с выбросами CO имеется примерно такая же эмиссия твердых веществ (Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский и Усть-Янский).

Сброс сточных вод в улусах Арктической зоны Республики Саха (Якутия) в 2018 г. составил 11,3 млн м<sup>3</sup>. Данные о сбросах загрязненных стоков отсутствуют. Среди водных объектов на данных территориях следует выделить реки, в которые поступают сбросные воды: р. Индигирка (относится к очень загрязненным с повышенным содержанием нефтепродуктов, железа и марганца), р. Анабар (очень загрязненная, с превышением содержания железа, меди, марганца).

В 2018 г. произошло ухудшение качества воды р. Колыма в черте п. Черский (очень загрязненная), так как в населенных пунктах Нижнеколымского улуса не действуют очистные сооружения. Сброс сточных вод проводится напрямую в р. Колыма. В Верхоянском улусе воды руч. Ючугей имеют превышение нормативов и характеризуются экстремально-высоким уровнем загрязнения по содержанию меди, цинка и марганца. Превышения установлены в воде озера Куутээн (оз. Сульфидка), загрязняющие вещества в озеро поступают с отвалов хвостохранилища оловорудных

месторождений фабрики № 418 Батагайского ГОКа. К загрязненным относится и р. Оленек в Оленекском улусе.

В целом по Арктической зоне Республики Саха (Якутия) в некоторых населенных пунктах эксплуатируются очистные сооружения, однако они не обеспечивают очистку сточных вод до установленных норм в силу разных причин – перегрузка по объему сточных вод, моральный и физический износ. В ряде населенных пунктов сточные воды сбрасываются без очистки.

В Арктической зоне Республики Саха (Якутия) в 2018 г. образовано 1,5 млн т отходов производства и потребления, наибольший объем зафиксирован в следую-



Ванкорское нефтегазовое месторождение  
Источник: [vmp-protect.ru](http://vmp-protect.ru)

щих улусах: Момском (679,3 тыс. т – за счет предприятий разведки и добычи золота), Усть-Янском (167,2 тыс. т – разработка и добыча олова), Булунском (63,4 тыс. т), Нижнеколымском (15,6 тыс. т). В остальных улусах объем образованных отходов производства и потребления не превышает по 2,5 тыс. т.

Кроме того, основные показатели, формирующие экологическую обстановку, оценивались по основным промышленным центрам или крупным предприятиям, данные о которых имеются в официальной статистике или на сайтах предприятий. Прежде всего, к ним относятся предприятия по добыче и переработке алмазов.



Акции по сбору мусора в Восточной Арктике, «Алмазы Анабара»

Источник: [alanab.ykt.ru](http://alanab.ykt.ru)

В 2018 г. на территории Арктической зоны Республики Саха (Якутия) алмазодобычу осуществляли два недропользователя: «АЛРОСА» и «Алмазы Анабара». Количество загрязняющих веществ в атмосферу от этих предприятий оценивается в 5,5 тыс. т, сточных вод – 189,6 тыс. м<sup>3</sup> и образовано отходов 1,1 тыс. т. При этом от «Алмазов Анабара» в атмосферу поступило 1,7 тыс. т загрязняющих веществ.

В 2018 г. компанией «АЛРОСА» на Верхне-Мунском месторождении введены в эксплуатацию очистные сооружения, однако качество воды р. Лена в черте с. Кюсюр осталось на уровне 2017 г., и характеризуется как очень загрязненная.

Другим крупным предприятием является «Саханефтегазсбыт» (реализация, хранение нефтепродуктов), в структуру которого входит 19 филиалов во всех арктических районах республики с суммарным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу в 2018 г. в 1,2 тыс. т.

### Чукотская арктическая зона

На территории Чукотского автономного округа, который полностью входит в арктическую зону, мониторинг состояния атмосферы проводится в 2 городах (г. Анадырь, г. Певек) на 2 станциях наблю-

дения. Уровень выбросов характеризуется как низкий. Суммарный выброс от стационарных источников в 2018 г. составил 23,2 тыс. т, из которых 32 % – твердые вещества, 32 % – выбросы CO, 21 % – оксиды серы, 15 % – прочие. В 2018 г. мероприятия по снижению выбросов в атмосферный воздух не проводились [4]. Источниками загрязнения атмосферного воздуха в населенных пунктах округа являются объекты энергетики. Все теплоэлектростанции округа имеют очистные сооружения дымовых газов в виде циклонов с эффективностью очистки до 85 % [4].

В 2018 г. по данным государственного доклада «Об охране окружающей среды»

**Деятельность компании «Норильский никель» образовала к 2019 г. 15,7 млн т отходов пятого (неопасного) класса. Это скальные и вскрышные породы, хвосты обогащения, металлургические шлаки**

**Суммарный объем выбросов на Чукотке в 2018 г. составил 23,2 тыс. т, из них 32 % – твердые вещества, 32 % – выбросы CO, 21 % – оксиды серы. С 2018 г. работы по снижению выбросов не проводились**

[4] в округе эксплуатировалось 20 котельных жилищно-коммунального хозяйства, на 3 из них нет пылегазоочистных сооружений. В Билибинском районе – 7 котельных, из них 5 на твердом топливе, и только одна имеет пылегазоочистные сооружения со степенью очистки уходящих газов 20 %. В среднем по округу степень улавливания загрязняющих веществ от всех источников выброса в 2018 г. составила 59,3 %.

Сброс стоков в поверхностные водоемы составляет 22,4 млн м<sup>3</sup>, из которых 3 млн м<sup>3</sup> сбрасываются недостаточно очищенными или без очистки вовсе. Централизованные системы отвода канализационных стоков округа осуществляются в 10 населенных

пунктах (21,7 %), в остальных сбор стоков производится в выгребные ямы, на всех выпусках сточных вод отсутствуют очистные сооружения.

Отходов производства и потребления в 2018 г. образовано 20,6 млн т, из них 99 % – отходы V класса опасности (неопасные). Основными предприятиями, вносящими вклад в образование отходов производства и потребления, являются: «Андезит» (п. Угольные Копи), «Горно-геологическая компания», «Рудник Каральвеем», «Золоторудная компания «Майское»», «Северное золото». Более 76 % нарушенных земель образуется в результате разработки месторождений полезных ископаемых, за счет строительных работ и размещения отходов.

### Оценка выбросов парниковых газов

Как известно, в Арктической зоне России наблюдение за содержанием парниковых газов проводится на трех станциях: Тиреберка (побережье Баренцева моря), Новый порт (Ямал) и Тикси (море Лаптевых) [1]. Считается, что данные со станций Тикси и Тиреберка соответствуют фоновым значениям, тогда как на Ямале идет крупномасштабная добыча и перера-

Коренные народы Восточной Арктики

Источник: [finugor.ru](http://finugor.ru)



ботка углеводородов, что можно отнести к антропогенным значениям выделения парниковых газов. По данным государственного доклада об охране окружающей среды, на станции Тикси концентрации  $\text{CO}_2$  в 2018 г. оценивались на уровне 411,3 млн<sup>1</sup> (по данным Всемирной метеорологической организации, глобальные усредненные концентрации  $\text{CO}_2$  составили 405,5 млн<sup>1</sup>), а концентрации метана имели незначительные превышения в сравнении с другими станциями наблюдения. В летний период 2018 г. зарегистрированы аномально высокие значения концентрации метана, превышающие характерный региональный фоновый уровень. За период наблюдений

водственных процессов в металлургии – 787,1 млн т  $\text{CO}_2$ -экв [1].

Ввиду отсутствия данных о выбросах парниковых газов в восточном секторе Российской Арктики (за исключением Норильского промышленного центра) для укрупненной оценки воспользуемся среднероссийским показателем выбросов  $\text{CO}_2$ -экв. Исходя из численности населения рассматриваемых территорий, которая на начало 2018 г. составляла 162 572 человека (без учета численности Норильского промышленного центра), выброс парниковых газов оценивается в 2,4 млн т  $\text{CO}_2$ -экв. Тогда суммарную оценку выбросов парниковых газов для восточного сек-



Рудник «АЛРОСА»

Источник: alrosa.ru

на станции Тикси похожая ситуация возникла под влиянием крупномасштабных пожаров, когда увеличивалась, прежде всего, концентрация углекислого газа.

Выбросы парниковых газов в РФ на конец 2017 г. без учета поглощения в сельском и лесном хозяйствах составили 2,16 млрд т  $\text{CO}_2$ -экв. В среднем в России на душу населения данный показатель составил 14,7 млн т  $\text{CO}_2$ -экв/чел. Основным источником выбросов является энергетическое производство, связанное со сжиганием органического топлива, и в 2017 г. эмиссия парниковых газов от него составила 1700 млн т  $\text{CO}_2$ -экв, от транспорта природного газа (утечки и испарения углеводородов) – 103,3 млн т  $\text{CO}_2$ -экв, от произ-

тора Российской Арктики можно оценить в 12,4 млн т  $\text{CO}_2$ -экв.

### Экологическая оценка функционирования объектов энергетики

На основе данных об объемах потребления топлива на энергообъектах рассматриваемой территории (таблица 2) с использованием имеющихся у авторов расчетных моделей, на основе утвержденных в России методик [7–8] был проведен расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Он учитывал качественный состав и экологическую оценку используемых видов топлива [9].

Арктическая зона	Вид топлива, ед. измерения	Энергообъект		
		ТЭС	котельные	ДЭС
Таймыро-Туруханская	Газ, тыс. м <sup>3</sup>	2665,9	-	-
	Уголь, тыс. т	-	106,4	-
	Дизельное топливо, тыс. т	-	-	11,4
	Нефть и конденсат, тыс. т	2,4	64,3	-
Северо-Якутская	Уголь, тыс. т	18,4	181,3	-
	Дизельное топливо, тыс. т	-	-	94,7
	Дрова, тыс. пл. м <sup>3</sup>	-	7,2	-
Чукотская	Газ, тыс. м <sup>3</sup>	55	-	-
	Уголь, тыс. т	174,3	113,8	-
	Дизельное топливо, тыс. т	-	-	62,2

Таблица 2. Потребление котельно-печного топлива предприятиями энергетики восточного сектора Российской Арктики в 2018 г.

Примечание: составлено по формам Росстата 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)» и 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» за 2018 г. с учетом данных компаний и экспертных оценок

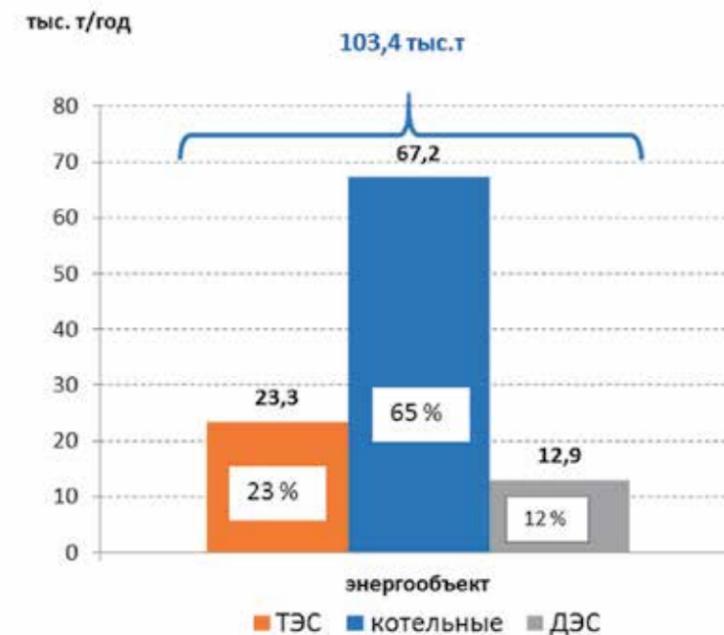
Принято, что очистка уходящих газов осуществляется только на ТЭС. Так, в среднем по ТЭС в Северо-Якутской зоне в расчетах принята степень улавливания твердых частиц в 60 %, в Чукотской арктической зоне в соответствии с данными государственного доклада об охране окружающей среды – в среднем по электростанциям – 85 % [4]. В котельных всех рассматриваемых субъектов очистка отсутствует. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу проведен для четырех загрязняющих ингредиентов, харак-

терных для энергетики: твердых частиц, диоксида серы, оксидов азота и оксида углерода.

Расчетные суммарные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу восточного сектора Российской Арктики от объектов энергетики по состоянию на 2018 г. оцениваются в 103,4 тыс. т, из которых 65 % приходится на котельные, 23 % – на ТЭС и 12 % – на ДЭС (рис. 1).

В разрезе рассматриваемых территорий и в зависимости от видов сжигаемого топлива выброс составил: в Таймыро-

Рис. 1. Расчетное количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от энергообъектов восточного сектора Российской Арктики



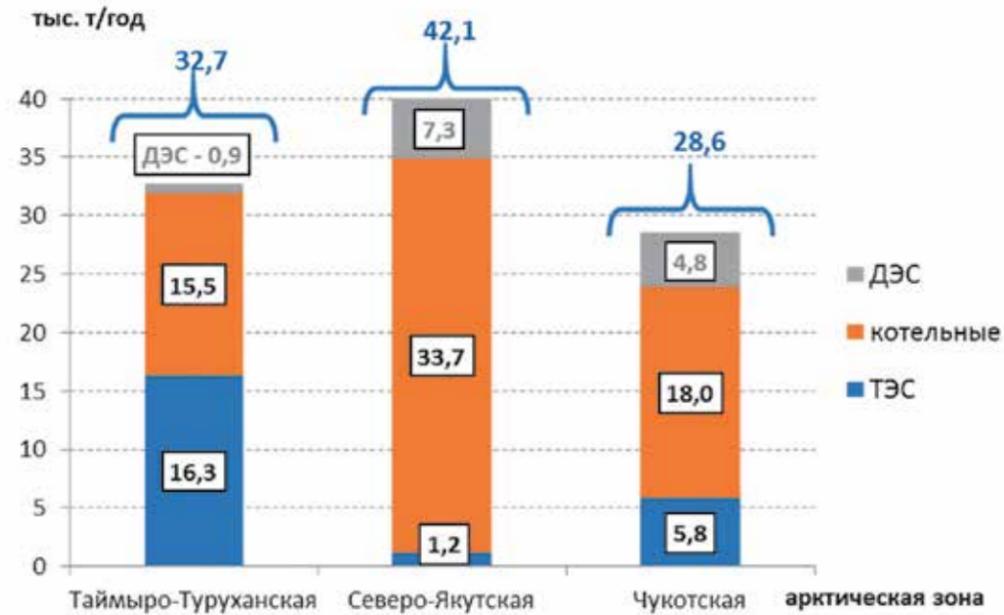


Рис. 2. Структура выбросов загрязняющих веществ по энергообъектам

Туруханской зоне 32,7 тыс. т (с небольшим перевесом выбросов газовых ТЭС в сравнении с другими источниками выбросов), в Северо-Якутской – 42,1 тыс. т (с наибольшим вкладом от котельных), и в Чукотской – 28,6 тыс. т (с преобладанием выбросов от котельных), таблица 3, рис. 2.

В Таймыро-Туруханской зоне выбросы по категориям энергообъектов распределились примерно по 50 % от ТЭС и котельных и менее 3 % – выбросы ДЭС. Существенное количество загрязняющих веществ поступает в атмосферу от котельных Северо-Якутской арктической зоны, что от суммарного выброса этой зоны со-

ставляет – порядка 80 %. Соответственно 17 % – выбросы ДЭС и 3 % – ТЭС (а именно Депутатская ТЭЦ). В атмосферу Чукотской зоны 63 % загрязняющих веществ поступает от угольных котельных, 20 % – от ТЭС и около 17 % – от дизельных электростанций (рис. 2).

В ингредиентной структуре расчетных выбросов Северо-Якутской и Чукотской арктических зон преобладающей примесью являются твердые частицы, что объясняется значительным количеством сжигаемого угля, как в котельных, так и электростанциях. Структура выбросов в Таймыро-Туруханской зоне существенно отличается, что связано со значитель-

Таблица 3. Расчетный выброс загрязняющих веществ в атмосферу по видам сжигаемого топлива в восточном Арктическом секторе РФ

Арктическая зона	Вид топлива	Суммарный выброс, тыс. т
Таймыро-Туруханская	Газ	16,3
	Уголь	15,5
	Дизельное топливо	0,9
	Нефть и газовый конденсат	1,2
Северо-Якутская	Уголь	33,5
	Дизельное топливо	7,3
	Дрова	0,1
Чукотская	Газ	0,3
	Уголь	23,5
	Дизельное топливо	4,8

Арктическая зона	Энергообъект			Всего
	ТЭС	Котельные	ДЭС	
Таймыро-Туруханская	4875	209	36	5120
Северо-Якутская	48	611	298	957
Чукотская	446	235	196	877
Итого	5369	1055	530	6954

Таблица 4. Расчетный выброс CO<sub>2</sub> в разрезе арктических зон по категориям энергообъектов, тыс. т

ными объемами использования природного газа. При сравнении со структурой выбросов в Северо-Якутской и Чукотской зонах, в Таймыро-Туруханской – до 20 % приходится на выбросы оксидов азота и минимум на выбросы диоксида серы (рис. 3).

### Выбросы парниковых газов в РФ без учета поглощения лесами достигают 2,16 млрд т CO<sub>2</sub> экв. В среднем в России на душу населения данный показатель составил 14,7 млн т CO<sub>2</sub> экв./чел.

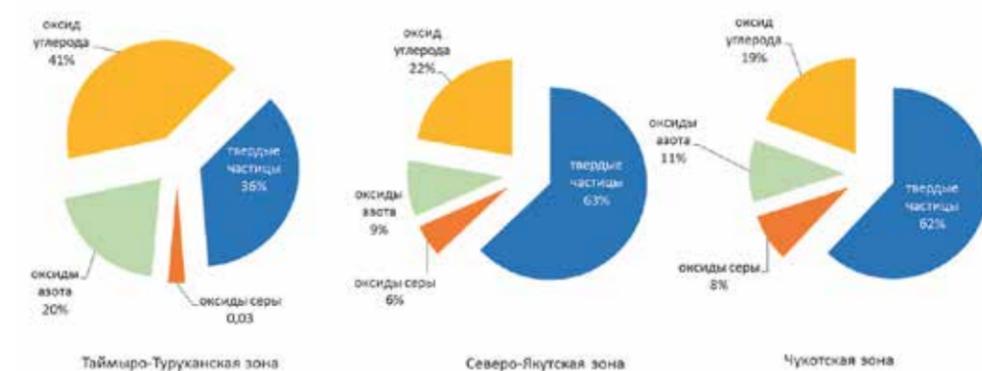
Показатели выбросов парниковых газов определены автором с использованием имеющихся расчетных зависимостей на основе действующих в РФ методических указаний (Методические указания и руководство по количествен-

ному определению объемов выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации. Утверждены приказом Минприроды России от 30.06.2015 г.). Суммарный расчетный выброс диоксида углерода в зависимости от вида и объемов сжигаемого топлива на энергетических объектах составил практически 7 млн т, с наибольшим выбросом от ТЭС (77 %) и наименьшим от ДЭС (7,6 %) (таблица 4).

Как видно из таблицы 4, основным источником эмиссии CO<sub>2</sub> в восточном секторе Российской Арктики являются газовые станции Таймыро-Туруханской зоны. Следующими по количеству выбросов CO<sub>2</sub> – угольные котельные Северо-Якутской зоны и электростанции Чукотской зоны.

Анализ результатов оценочных расчетов и их сравнение со статистическими данными государственных докладов по охране окружающей среды показали, что существуют значительные расхождения, особенно по Северо-Якутской и Чукотской арктическим зонам. Так, в Северо-Якутской зоне выброс загрязняющих веществ в атмосферу, согласно статистическим данным

Рис. 3. Ingrediентная структура расчетных выбросов в разрезе рассматриваемых территорий



**Основным источником эмиссии CO<sub>2</sub> в восточном секторе Арктики являются газовые станции Таймыро-Туруханской зоны. Следующими по количеству выбросов CO<sub>2</sub> – угольные котельные Северо-Якутской зоны**

составляет 18,2 тыс. т (см. таблицу 1), тогда как расчетные значения только по объектам энергетики оцениваются в 42,1 тыс. т/год (расхождения составляют 31 %). В Чукотской зоне расчетный выброс загрязняющих веществ в атмосферу от объектов энергетики на 5,4 тыс. т превышает данные статистики.

Таким образом, вклад энергетики в выброс загрязняющих веществ в атмосферу в Таймыро-Туруханской арктической зоне оценивается в 2 % (или 32,7 тыс. т от 1873,1 тыс. т/год), при этом основным источником поступления выбросов является ГМК «Норильский никель» с преимуще-

ственным выбросом диоксида серы. Вклад энергетики в выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в Северо-Якутской и Чукотской арктических зонах, оценивается по 100 % в каждой.

Расчетный выброс диоксида углерода от объектов энергетики оценивается в 7 млн т, что составляет 56,5 % от суммарного выброса CO<sub>2</sub> в восточном секторе Российской Арктики.

### Заключение

Существующую экологическую обстановку в восточном секторе Российской Арктики можно охарактеризовать как неблагоприятную, особенно это касается Таймыро-Туруханской арктической зоны. Только от Норильского промышленного узла в атмосферу поступает почти 2 млн т загрязняющих веществ, что составляет около 12 % от суммарных выбросов в России в объеме 17 млн т в 2018 г. [1].

Значительной проблемой является загрязнение поверхностных вод неочищенными стоками, причина которых в круглогодичных многочисленных утечках сточных вод с канализационных сетей и сборников, в отсутствие систем очистки. Необходимо в ближайшее время решать вопрос строительства водоочистных сооруже-

Разлив дизельного топлива в Норильске

Источник: [baikal24.ru](http://baikal24.ru)



Разлив нефти в тундре

Источник: [musorniy.ru](http://musorniy.ru)

ний не только на крупных предприятиях, но и для населения всей рассматриваемой территории.

Другой проблемой являются накопленные еще в советский период отходы и свалки лома черных и цветных металлов. С учетом ежегодного образования отходов производства и потребления в 35 млн т и выше, во всех районах восточного сектора Российской Арктики имеется необходимость обустройства объектов размещения отходов.

В целом, основное антропогенное воздействие на окружающую среду арктической территории востока России оказывает деятельность по добыче полезных ископаемых, энергетическое производство, которое, прежде всего, нацелено на обеспечение этой добычи, а также ветхое состояние жилищно-коммунального хозяйства. Кроме того, наметившаяся тенденция по широкомасштабному развитию добывающих предприятий в арктической зоне [10] также будет способствовать поступлению в природу все большего количества загрязняющих веществ и отходов.

Еще одной немаловажной проблемой остается отсутствие актуальной и достоверной информации о состоянии окружающей среды на рассматриваемой территории. Следует отметить, что статистические данные не коррелируются между собой

в государственных докладах об охране окружающей среды региональных органов власти и федерального уровня.

Актуальной является проблема климатических изменений, связанная с выбросами парниковых газов. Согласно экспертным оценкам, значимым риском для функционирования предприятий в арктической зоне следует считать последствия потепления климата, что существенно влияет на ускоренную деградацию многолетней мерзлоты [11]. Из-за таяния многолетней мерзлоты и деформаций грунта происходит все большее количество аварий. Одним из ярких примеров явилась авария с хранилищем дизельного топлива 29 мая

**Экологическую обстановку в Восточной Арктике можно считать неблагоприятной. Только от Норильского промузла в атмосферу поступает почти 2 млн т выбросов или 12 % от уровня всей России**

в 2020 г., когда из резервуара на территории Норильской ТЭЦ-3 произошел аварийный слив около 21 тыс. т дизельного топлива. По версии ГК «Норникель» и властей Красноярского края авария произошла из-за погодных условий, связанных с таянием мерзлотного грунта при аномально высоких температурах. Опоры, на которых стоял резервуар с топливом служили более 30 лет, но из-за проседания почвы резервуар разрушился. По данным Росприроднадзора 6 тыс. т топлива поступило в грунт, еще 15 тыс. т – в воду. Нефтепродукты оказались в реках Амбарная и Далдыкан, а также почти во всех их притоках. Часть вытекшего топлива была собрана из водоемов и сожжена, оставшаяся часть растворится в воде и будет находиться там годы. Данное происшествие является первой аварией такого крупного масштаба в Арктике. По расчетам Greenpeace экологический ущерб только водным объектам может превышать 6 млрд руб., и это без учета ущерба почве и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу [12].

Учет возрастающего влияния изменения климата требует использования повышенного запаса прочности зданий и сооружений. Такое увеличение по существующим оценкам составит, как минимум 1–2 % от стоимости основных фондов [11], соответственно потребуются дополнительные инвестиции на реализацию масштабных проектов освоения арктических территорий.

Таким образом, проведенная экологическая оценка показала, что вклад объектов энергетики в выбросы загрязняющих веществ в атмосферу оценивается: в 2 % в Таймыро-Туруханской арктической зоне и, практически, по 100 % – в Северо-Якутской

**Анализы выбросов в атмосферу показывают, что, при существующем уровне топливопотребления, эмиссия CO<sub>2</sub> от энергетики составляет 7 млн т/год или 56,5 % от суммарных выбросов парниковых газов**



Полярная станция «Тикси»

Источник: rgo.ru

и Чукотской арктических зонах. Экологические проблемы двух последних зон связаны преимущественно с функционированием энергетических предприятий, которые обеспечивают электрической и тепловой энергией население, а также ряд крупных предприятий по добыче и переработке сырьевых ресурсов. Причиной экологических проблем является низкий уровень очистки поступающих в элементы природной среды загрязняющих веществ или полное отсутствие очистных сооружений.

Анализы расчетных выбросов парниковых газов показывают, что, при существующем уровне топливопотребления, эмиссия CO<sub>2</sub> от энергетики оценивается в 7 млн т/год (или 56,5 % от суммарных выбросов парниковых газов). Это обстоятельство требует их учета и постоянного мониторинга, особенно в перспективе использования низкоуглеродных технологий при освоении и развитии арктических территорий.

*Работа выполнена в рамках проекта государственного задания FWEU-2021-0004 программы фундаментальных исследований РФ (рег. № АААА-А21-121012090010-7).*

## Использованные источники

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году». М.: Минприроды России; НПП «Кадастр», 2019. 844 с.
2. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды в Красноярском крае в 2018 году». Красноярск: Министерство экологии и рационального природопользования Красноярского края, ООО «Полиграф-Аванта», 2019. 302 с.
3. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды в Республике Саха (Якутия) в 2018 году». Правительство Республики Саха (Якутия). Министерство экологии, природопользования и лесного хозяйства Республики Саха (Якутия). Якутск. 2019. 673 с. – URL: <https://minpriroda.sakha.gov.ru/gosdoklady-o-sostojanii-okruzhajuschej-sredy>
4. Доклад об экологической ситуации в Чукотском автономном округе в 2018 году. Комитет природных ресурсов и экологии Чукотского автономного округа. Анадырь 2019. 153 с.
5. Отчет об устойчивом развитии Группы компаний «Норникель» за 2019 год. – URL: <https://ar2019.nornickel.ru/> (дата обращения 18.11.2020 г.)
6. Отчет в области устойчивого развития ПАО «НК «Роснефть» за 2018. – URL: [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/Rosneft\\_CSR18\\_RU\\_Book.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR18_RU_Book.pdf)
7. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час. М.: Гос. комитет по охране окружающей среды Российской Федерации (при участии фирмы «Интеграл», Санкт-Петербург), 1999. 53 с.
8. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98/ВТИ. – М., 1998.
9. Майсюк Е.П., Иванова И. Ю. Экологическая оценка использования разных видов топлива для производства энергии в арктических районах Дальнего Востока // Арктика: экология и экономика. 2020. № 1 (37). С. 26–36. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-26-36.
10. Санеев Б.Г., Иванова И. Ю., Корнеев А. Г. Оценка электрических нагрузок потенциальных проектов освоения месторождений минерально-сырьевых ресурсов в восточных регионах Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. 2020. № 1 (37). С. 4–14. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-4-14.
11. Порфирьев Б. Н., Воронина С. А., Семикашев В. В. и др. Последствия изменений климата для экономического роста и развития отдельных секторов экономики Российской Арктики // Арктика: экология и экономика. 2017. № 4 (28). С. 4–17. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-4-17.
12. ЧС с разливом дизеля в Норильске. Что важно знать. – URL: <https://www.rbc.ru/business/04/06/2020/5ed7b3a19a79470f8a58995b> (дата обращения 04.12.2020).

# Природно-климатические аномалии в Северном полушарии и их влияние на экономику

## Natural and climatic anomalies in the Northern hemisphere and their impact on the economy

Дмитрий СОЛОВЬЕВ  
ОИВТ РАН, ИО РАН, г. Москва, Россия,  
с. н. с., к. ф.-м. н.  
e-mail: solovev@guies.ru

Dmitry SOLOVYEV  
JIHT RAS, IO RAS, Moscow, Russia,  
Candidate of Physical and Mathematical Sciences  
e-mail: solovev@guies.ru

Климатические изменения в Арктике более заметны, чем в других регионах Северного полушария

Источник:  
azamara.com



Аннотация. На основе корреляционного анализа статистики аномальных природных и климатических явлений рассматриваются кризисные события в экономике первой половины XXI века как проявление их определенной цикличности. С помощью методов спектрального анализа исследована ритмика этих событий в прошлом, и одновременно с использованием специально разработанной нейронной модели прогнозируется их цикличное проявление на предстоящий период – до 2050 г. Показано, что цикличность природных и климатических явлений можно рассматривать в качестве одного из макроэкономических показателей экономики при долгосрочном прогнозировании ее динамики.  
*Ключевые слова:* экономика, кризисы, социальные и природные циклы.

Abstract. Based on the correlation analysis of statistics of abnormal natural and climatic phenomena, the crisis events in the economy of the first half of the XXIst century are considered as a manifestation of their specific cyclical nature. Using the methods of spectral analysis, the rhythmicity of these events in the past are studied. At the same time, using a specially developed neural model, their cyclical manifestation is predicted for the upcoming period-until 2030–2050. It is shown that the cyclicity of natural and climatic phenomena can be considered as one of the macroeconomic indicators of the economy in the long-term forecasting of its dynamics.  
*Keywords:* economics, crises, social and natural cycles.



### Начиная с 80-х годов прошлого века, отклонение годовой температуры от средних значений для XX века было неизменно положительным

#### Введение

Начало XXI века ознаменовалось рядом крупных природных, климатических, техногенных, социальных, финансовых, экономических и вирусологических катастроф. Достаточно вспомнить ускорившийся с наступлением миллениума рост глобальной температуры в Северном полушарии, взрыв вулкана в Исландии, ураган «Катрина», авария на АЭС «Фукусима», наводнения и лесные пожары на юге Европы и в Сибири, цветные революции в арабском мире, экономические кризисы 1998–1999 гг. и 2009 г. [1]. И наконец, глобальный мировой кризис 2020 г., триггером которого

явилась коронавирусная пандемия [2], [3]. Для случайностей – слишком много совпадений, в том числе и по их концентрации во времени. Частота этих событий приходится на начало нулевых годов нового века, на рубеж первого и второго десятилетий и на начало сегодняшнего дня [4].

Анализируя статистические данные аномальных природных, политических и экономических явлений можно отметить, что все кризисные события имеют в своей временной динамике проявление определенной цикличности, во многом обусловленной периодическими природными процессами [5].

#### Анализ и прогноз цикличности природно-климатических явлений и показателей развития экономики

Для детального анализа спектральных характеристик различных кривых природной и экономической динамики были применены методы спектрального анализа, позволяющие выявить основные статистические закономерности этих явлений и их сравнение с соответствующими параметрами экономики (ВВП). В частности, выполнено исследование кривых временной взаимосвязи между основными доминирующими глобальными природными факторами – аномали-

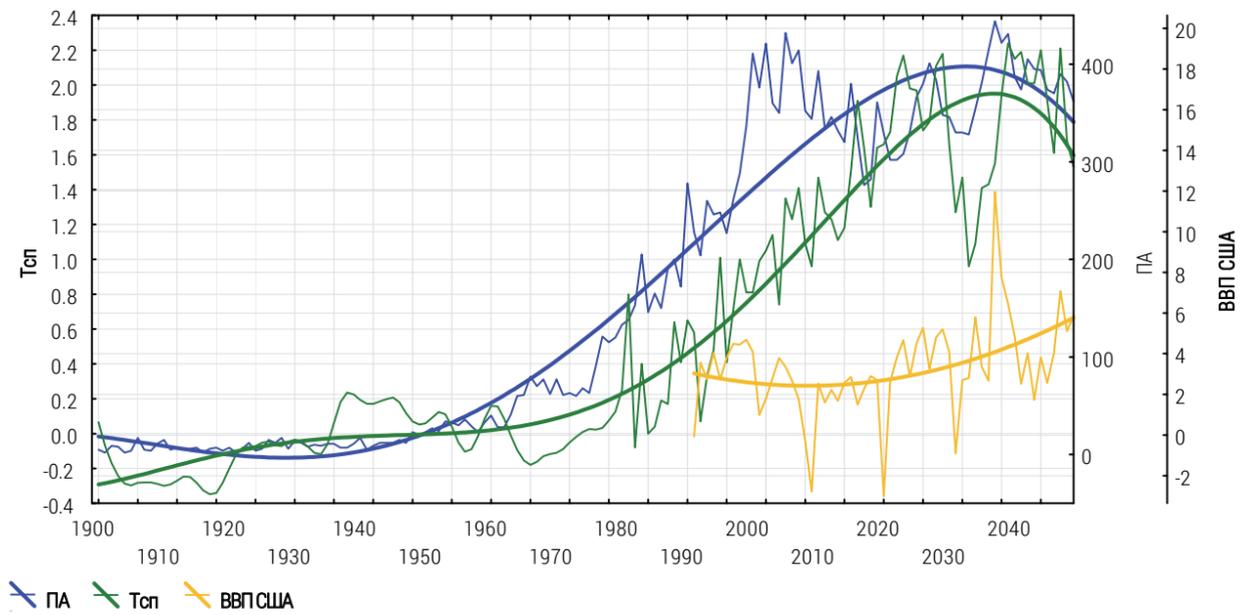


Рис. 1. График кривых Тсп, ПА и ВВП США за 1900–2030 гг. на фоне соответствующих линий тренда

Источники:  
расчеты автора, BE, OWID

ями температуры Северного полушария (Тсп), Арктической зоны (Таркт), глобальным числом природных аномалий (ПА) и финансово-экономическими процессами (на примере ВВП крупнейшей экономики мира – США). Кривые построены на интервале 1900–2020 гг. с дальнейшим расширением до 2030–2050 гг. за счет включения в фактические ряды данных прогноза, полученного с использованием нейронной модели Института энергетической стратегии [4], [6], [7]. Важно отметить, что в связи с большим количеством взаимосвязанных факторов на рынке, в используемой нейронной модели существует возможность «подмешивания» других параллельных входов, тем самым учитывая влияние коррелированных процессов.

В качестве исходной информации для межгодового хода аномалии температуры воздуха в Арктическом регионе (для широтной зоны 60–90° с. ш.) и Северном полушарии Земли (для широтной зоны 0–90° с. ш.) использовались осредненные по соответствующей широтной зоне среднемесячные значения температуры воздуха у поверхности Земли (кривые Тсп и Таркт), полученные из отдела климатических исследований «Berkeley Earth» (BE) Университета Восточной Англии (указанные данные находятся в свободном доступе на сайте <http://berkeleyearth.org/data/>). В качестве базового периода осреднения для оценки аномалий температуры воздуха использовался период 1951–1980 гг., методология и алгоритмы обработки данных и контроля их качества на всех этапах описаны в работах [8]. Исходные данные для ВВП США и глобального числа природных аномалий (ПА) получены из открытого архива лаборатории глобальных изменений данных Оксфордского университета «Our World in Data» (OWID), доступного на сайте: <https://ourworldindata.org> [9].

На рис. 1 представлен график временных кривых Тсп, ПА и ВВП США за 1900–2030 гг. на фоне соответствующих линий тренда. Из этого графика можно сделать предварительный вывод, что природные факторы (Тсп и ПА) имеют схожие характеристики линий тренда, что говорит

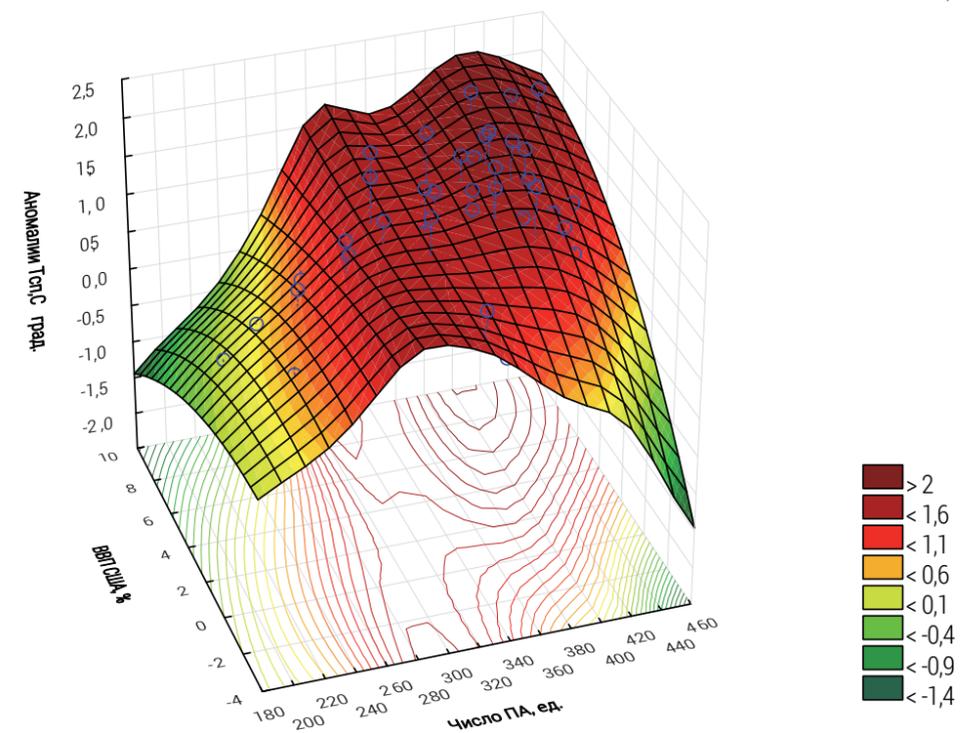
о наличии возможной более выраженной корреляционной связи между значениями временных рядов Тсп и ПА, чем Тсп и ВВП США.

Для подтверждения этого предположения был проведен углубленный корреляционный анализ этих кривых с использованием трехмерных (3М) и двумерных диаграмм рассеяния.

На графике 3М поверхности для среднегодовых значений Тсп, ПА и ВВП США за 1900–2030 гг. (рис. 2.) видно, что 3М – поверхность для аномальных температур Северного полушария, построенная относительно оси Z (Тсп), имеет более выраженную неравномерность вдоль оси X (ПА) и менее выражено искривлена относительно оси Y (ВВП США) в области средних значений исследуемых переменных. При этом рост аномалий температуры «красная область» поверхности характерен для областей с высоким количеством природных аномалий и высоким темпом роста ВВП. Такая визуальная оценка подтверждает наше предварительное заключение о более выраженной зависимости аномалий температуры Северного полушария от роста числа природных аномалий. При этом важно отметить, что между «глобальным

Рис. 2. 3М поверхность среднегодовых значений Тсп, ПА и ВВП США

Источники:  
расчеты автора



**Графики показывают, что глобальное потепление происходит неравномерно, с паузами. Температура в самой Арктике более волатильна, чем во всем Северном полушарии в силу масштаба территорий**

**Глобальное изменение климата является синтезом природных и антропогенных факторов. Естественные межгодовые колебания происходят хаотично, однако обнаруживается ритм с периодом 60 лет**

потеплением» и ростом ВВП США также имеется визуальная статистически значимая связь.

Для выявления количественных корреляционных связей были построены соответствующие диаграммы рассеяния (рис. 3 и рис. 4.). Полученные диаграммы подтверждают наше предположение о существовании значимой прямой корреляции между Тсп и ПА (с коэффициентом корреляции  $R = 0,54$ ) и менее выраженной зависимости аномалий Тсп от ВВП США ( $R = 0,27$ ), см. диаграммы рассеяния на рис. 3–5.

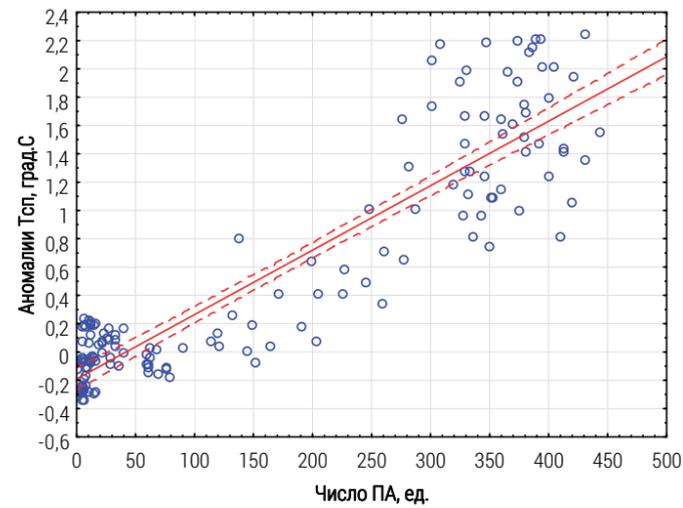


Рис. 3. Диаграмма рассеяния Тсп и ПА

Источник: расчеты автора

### Сравнительная прогнозная динамика хода аномалий температуры Северного полушария и Арктики

Одним из важнейших природных факторов динамического развития является глобальный климатический режим, определяемый кривыми температурных колебаний. Для оценки многолетних колебаний температуры на глобальных масштабах рассчитываются температурные аномалии, которые представляют собой отклонение от средней или базовой температуры. Аномалия температуры – это отклонение

температуры данного места (широта и долгота), средней суточной, месячной и т. д. от соответствующей многолетней (средней или базовой температуры). Положительные аномалии показывают, что наблюдаемая температура была выше базовой линии, тогда как отрицательная аномалия указывает на то, что наблюдаемая температура была ниже базовой. Начиная с 80-х годов прошлого века, отклонение годовой температуры от средних значений для XX века было неизменно положительным. Температурные аномалии обычно более важны при изучении изменения климата, чем абсолютная температура. Это связано с тем, что при вычислении средних абсолютных

Рис. 4. Диаграмма рассеяния Тсп и ВВП США

Источник: расчеты автора

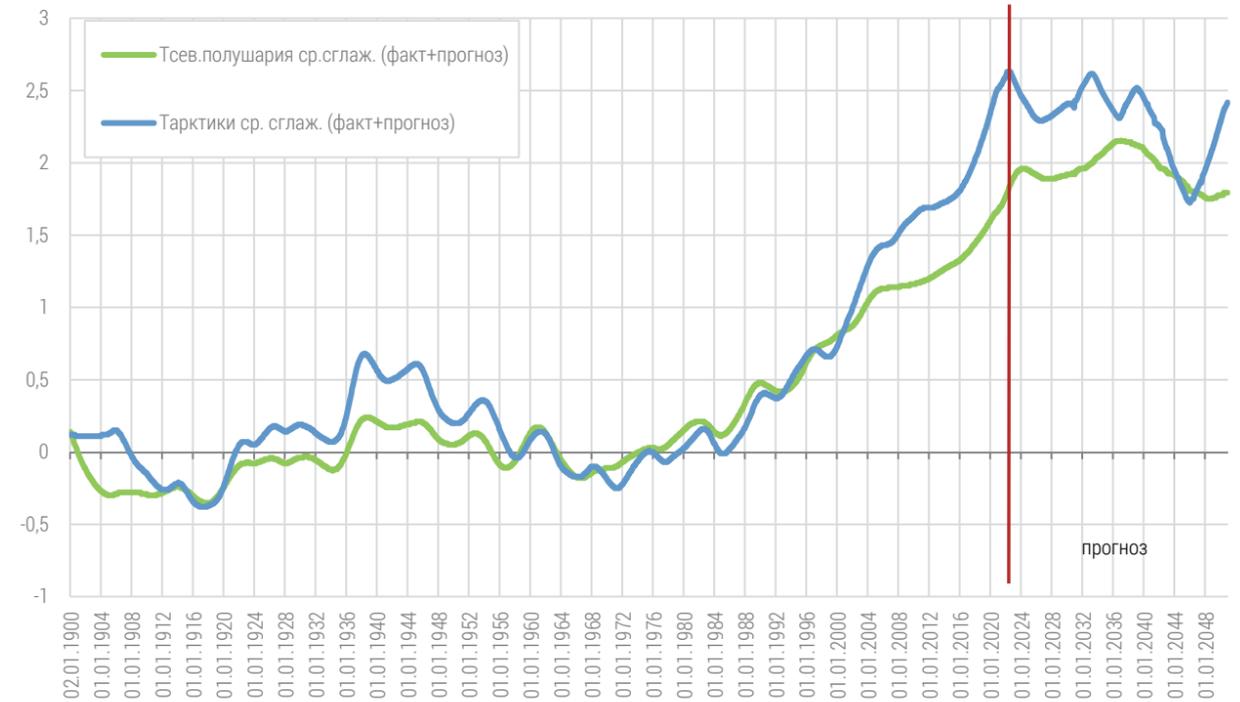
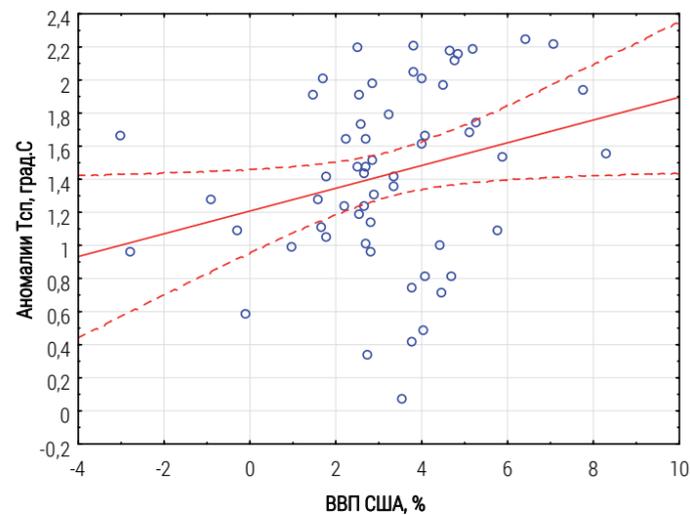


Рис. 5. Сравнение сглаженных кривых аномалий Тсп и Таркт (град. С) с 1901 по 2050 г.

Источник: расчеты автора

температур такие факторы, как местоположение станции и высота над уровнем моря, могут иметь решающее влияние на абсолютные температуры, но менее значимы при расчетах аномалий.

В рамках подготовки ретроспективных данных с калибровкой параметров для построения многокоординатного образа и последующего использования в пакетной нейронной модели был проведен калибровочный прогноз аномалий Тсп и Таркт до 2050 г., в том числе с подмешиванием комбинации различных факторов, отвечающих за природные, социальные и экономические процессы.

**Антропогенные факторы определяют вековой тренд. За это время средняя температура на Земле выросла на 0,8 °С. Окружающая среда уже реагирует на это – уровень Мирового океана вырос на 20 см**

На рис. 5. представлена сравнительная временная динамика двух кривых аномалий Тсп и Таркт с 1901 по 2050 г.

Графики показывают, что глобальное потепление происходит неравномерно, с паузами. К тому же изменение температуры в самой Арктике более волатильно, чем во всем Северном полушарии, по-видимому, в силу масштаба территорий. Глобальное изменение климата можно рассматривать как синтез природных и антропогенных факторов. Естественные межгодовые колебания происходят хаотично, однако обнаруживается ритм с периодом около 60 лет. Антропогенные факторы определяют вековой тренд. За это время средняя температура на Земле выросла на 0,8 °С. Эти изменения кажутся незначительными, но окружающая среда уже реагирует – например, уровень Мирового океана вырос на 20 см.

Кривая аномалий температуры Арктики представляет собой один из самых сильных индикаторов изменений климата в этом регионе за последние 50 лет [10]. За последние пять десятилетий (2015–2020 гг.) наблюдается сильная положительная тенденция к потеплению климата Арктики (рис. 5). Это потепление заметно повлияло на арктическую криосферу, в первую очередь за счет уменьшения площади морского льда в тече-



Вашингтон аномально холодной зимой 2021 г.

Источник: [ibtimes.com](http://ibtimes.com)

ние годового цикла, снижения баланса массы ледовых щитов и ледников и повышение температуры вечной мерзлоты. Экосистемы в регионе также очень чувствительны к тенденциям повышения температуры и экстремальным природным явлениям. Изменения арктической природной среды, вызванные потеплением, особенно ярко проявились в течение последних 15 лет.

В тоже время результаты нейронного прогнозирования долгосрочной динамики кривых аномалий Тсп и Таркт показывают, что к 2050 году рост аномалий температуры стабилизируется на среднем уровне, характерном для сегодняшнего времени и может замедлиться, демонстрируя понижающую динамику. Этот результат получен на основе использования алгоритмов «подмешивания» и включения в калибровочный прогноз данных астрономических факторов (уровня активности Солнца), экономической динамики (ВВП) и динамики потребления первичных энергоресурсов.

Изменение климата влияет на весь мир, в том числе на общество. С глобальным потеплением связаны проблемы обеспечения населения водой, энергией, продовольствием, здравоохранения и геополитические проблемы.

При этом, необходимо учитывать, что приведенные выше кривые аномалий температуры Тсп и Таркт не совпадают с целевыми показателями Парижского соглашения по климату – удержать рост глобальной средней температуры намного ниже 2 °С и приложить усилия для ограничения роста

температуры величиной 1,5 °С. Это связано с различной методикой оценки степени глобального потепления. В Парижском соглашении под глобальной средней температурой поверхности Земли понимается изменение среднемесячной температуры относительно периода 1850–1900 годов (°С). [11]

Согласно оценкам Института географии РАН, зимой для Северного полушария тренды приземной температуры воздуха с учетом роста содержания парниковых газов и аэрозолей выше в среднем на 0,3 °С (летом примерно на 0,2 °С), чем в случае отсутствия такого роста [12]. При этом величина тренда составляет около 1 °С, то есть только примерно 30 % современного роста температуры можно объяснить повышением содержания в атмосфере углекислого газа, метана, аэрозолей. Такие выводы подтверждают приведенные выше результаты,

---

**Изменение климата влияет и на общество. С глобальным потеплением связаны проблемы обеспечения населения водой, энергией, продовольствием, здравоохранения и геополитические проблемы**

---



---

**Ослабление энергии Гольфстрима приведет к уменьшению атлантических циклонов и к более сухому климату в северных и нечерноземных районах России. В Европе будут преобладать южные циклоны**

---

показывающие что рост экономики (ВВП) вносит определенный вклад в изменения климата, причем значительный, но не определяющий. В частности, на рис. 5 видно, что после 2020 г. и до 2023 г. в зоне прогноза наблюдается более быстрый рост аномалий Таркт по сравнению с кривой аномалий Тсп. Это говорит о происходящем сейчас растеплении Арктической зоны, которое наиболее выражено в ее восточной части. Однако в перспективе температурные тренды обеих кривых имеют характер флуктуаций и общую понижающую динамику. На этом фоне Север европейской части России (как и север Европы в целом) будет втягиваться в холодную зону, что может быть связано с прогнозируемым некоторым уменьшением аномалий температуры Тсп, более холодными зимами, а также смещением на запад границы льдов в Северном ледовитом океане. Это будет способствовать

Торнадо во Флориде

Источник: [wallup.net](http://wallup.net)

тому, что ледовая обстановка будет с каждым годом облегчаться в восточной части Арктики и ухудшаться в западной. Одновременно, ослабление энергии Гольфстрима приведет к уменьшению интенсивности атлантических циклонов и к более сухому климату в северных и нечерноземных районах России. Преобладающими станут южные циклоны, приносящие влагу и обильные дожди в южные районы Европы. Тайфуны все больше будут смещаться на Запад, заливая дождями и нанося материальный ущерб ураганами районам Китая, Бангладеш и Индии – в восточном и южных штатах в Америке – в Западном полушарии. Глобальное потепление и смещение холодной зоны к середине XXI века приведет к значительному отступлению на Север, в зоны вечной мерзлоты в Сибири, что приведет к заболачиванию обширных районов и потребует перестройки промышленных и гражданских сооружений. Уже сегодня наблюдается повышение уровня грунтовых вод, подтопление и высокий летний уровень паводковых вод на реках Сибири. Оползни и подтопления в ранее засушливых районах планеты связаны с таянием ледников и льдов Антарктиды и Арктики и повышением уровня грунтовых вод. Повышение уровня грунтовых вод вызвано глобальным потеплением и касается большинства районов планеты.

Для экономики России это региональное растепление не несет существенных рисков, однако его следует учитывать в качестве действующего фактора при долгосрочном прогнозировании.

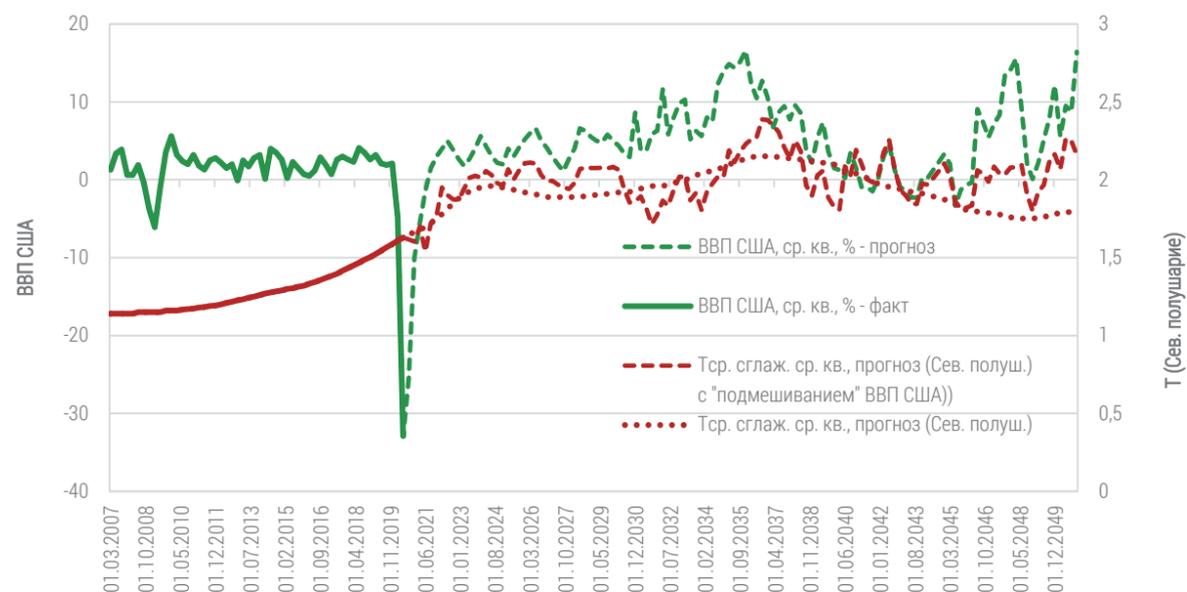


Рис. 6. Результаты нейронного прогнозирования ВВП США с «подмешиванием» температурных данных аномалий Тсп

Источник:  
расчеты автора

### Глобальное потепление и экономическая динамика

Проведенный корреляционный анализ (рис. 4) показал, что изменение температуры Северного полушария коррелирует с графиком экономической динамики ВВП США с коэффициентом корреляции  $R = 0,27$ . Поэтому в работе был сделан нейронный прогноз экономической динамики ВВП США с подмешиванием Тсп, результаты которого показаны на рис. 6.

Из этого графика видно, что кривая ВВП США имеет достаточно высокую волатильность с четко выраженными кризисами в 2009, 2020 гг. и прогнозируемыми экономическими спадами в 2030-х и 2041 гг. Межкризисный период, составляющий

10–12 лет, совпадает с характерными периодами активности Солнца, правда, кризисы на этом временном этапе приходится на минимум уровня активности Солнца [6]. Тогда как на более ранних этапах (до 2006 г.) они совпадали с пиками Солнечной активности. Этот факт, к сожалению, пока не получил должного объяснения. Возможно, на текущую и будущую динамику экономического развития влияют и другие важные факторы. Кривая экономической динамики ВВП США приведена по среднеквартальным данным, поэтому провалы экономики в середине 2020 года имеют более выраженный характер. Включение в алгоритм прогнозирования показателя аномалий Тсп несколько снижает эту волатильность, делая менее выраженными провальными пики экономических кризисов. Результаты нейронного прогнозирования ВВП США с «подмешиванием» температурных данных аномалий Тсп позволяют визуально увидеть, что зеленая кривая ВВП хорошо коррелирована со сглаженной трендовой красной кривой аномалий температуры. Очевидно, что крупнейшая в мире экономика США оказывает определенное влияние на исследуемые климатические параметры — поэтому, говоря о глобальном потеплении, следует признать, что США наряду с Китаем в большей степени (в силу более высокого уровня экономики и техногенного влияния) ответственны за рост температуры в Северном полушарии планеты.

**Уровень корреляции аномалий температуры и роста числа природных аномалий выше, чем связь температуры и экономики. Однако, между глобальным потеплением и экономикой также имеется связь**

### Выводы

Полученные результаты спектрального анализа и нейронного прогнозирования позволяют сделать вывод о том, что имеется определенная цикличность природных и климатических явлений. Их можно рассматривать в качестве одного из макроэкономических показателей при долгосрочном прогнозировании динамики ВВП. Установлено, что уровень корреляции аномалий температуры и роста числа природных аномалий заметно выше, чем связь аномалий температуры и роста экономики. Однако, между глобальным потеплением и экономической динамикой (ВВП США) также имеется визуальная и количественная статистически значимая связь. В частности, учет природно-климатических факторов «подмешивания» при составлении нейронных прогнозов экономических показателей позволяет точнее предсказывать наступление кризисных явлений в экономике. Существуют исследования, которые показывают, что увеличение аномалий температуры может приводить к долгосрочному негативному воздействию на экономический рост [13], что в свою очередь определяет важность учета, как прямой, так и обратной связи «экономика – климат». При всей значимости деятельности самого человечества, его ноосферная природа пред-

**Новые мировые вызовы связаны не только с геополитическим противостоянием, «пузырями» виртуальной экономики, трансформацией энергетики, но и с ростом природной энергетической активности**

полагает, что не только человеческая деятельность преобразует природу, но и сама природа Земли и космос определяют жизнь экономики и общества. Это проявляется в том числе и в формировании циклов экономической и социальной жизни. Новые мировые вызовы связаны не только с геополитическим противостоянием, «пузырями» виртуальной экономики, трансформацией структуры мировой энергетики, но и с ростом природной энергетической активности.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Института исследований и экспертизы ВЭБ.РФ и за счет средств РФФИ (проект № 18-05-60252).*

### Использованные источники

1. Дынкин А., Барроуз М., Михеев В.В., Арбатов А.Г., Иванова Н.И., Войтовский Ф.Г., Кузнецов А.В., Мачавариани Г.И., Арбатова Н.К., Афонцев С.А. и др. Глобальная система на переломе: пути к новой нормальности // *Мировая экономика и международные отношения*. 2016. № 8(60). С. 5–25.
2. Малова Т.А. О чём сигнализируют парадоксы глобальной экономики? // *Вестник МГИМО Университета*. 2020. № 3 (72).
3. Дынкин А.А., Телегина Е.А. Шок пандемии и посткризисный мир // *Мировая экономика и международные отношения*. 2020. № 8(64). С. 5–16.
4. Бушуев В.В., Клепач А.Н., Соловьев Д.А., Сокотуценко Н.В. Анализ и прогноз цикличности социо-природных явлений первой половины XXI-го века // *Окружающая среда и энергетика*. 2020. № 4(8). С. 36–44. DOI:10.5281/zenodo.4428379.
5. Бушуев В.В., Копылов И.П. Энергетический потенциал России. Москва: МЭИ, 1998.
6. Сокотуценко Н.В. Влияние солнечной активности на социально-политические явления // *Энергетическая политика*. 2013. №1. С. 60–66.
7. Бушуев В.В., Сокотуценко В.Н. Интеллектуальное прогнозирование. Москва: Энергия, 2015.
8. Rohde R., Muller R., Jacobsen R., Perlmutter S., Rosenfeld A., Wurtele J., Curry J., Wickham C., Mosher S. *Berkeley Earth Temperature Averaging Process // Geoinfor Geostat: An Overview*. 2013. № 2(1). DOI:10.4172/gigs.1000103.
9. About - Our World in Data [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://ourworldindata.org/about> (дата обращения: 15.03.2021).
10. Ballinger T.J., Overland J.E., Wang M., Bhatt U.S., Hanna E., Hanssen-Bauer I., Kim S.-J., Thoman R.L., Walsh J.E. *Arctic Report Card 2020: Surface Air Temperature 2020*.
11. Masson-Delmotte V., Zhai P., Pörtner H.-O., Roberts D., Skea J., Shukla P.R., Pirani A., Moufouma-Okia W., Péan C., Pidcock R., others. *Global warming of 1.5 C // An IPCC Special Report*. 2018. (1). С. 1–9.
12. Климатологи Института географии РАН: «Рост температуры зимой в Северном полушарии примерно на 30% вызван повышением содержания в атмосфере парниковых газов и аэрозолей». Институт географии РАН [Электронный ресурс]. 15.01.2021. URL: <http://www.igras.ru/news/2723> (дата обращения: 25.01.2021).
13. Rudebusch G.D., others. *Climate change and the Federal Reserve // FRBSF Economic Letter*. 2019. (9).



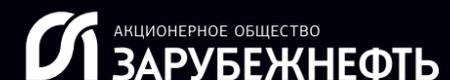
## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2021 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 700 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

[energypolicy.ru](http://energypolicy.ru)

## НАШИ ПАРТНЕРЫ





ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:  
snvv / Depositphotos.com