

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№7(210), июль 2025

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

**РОССИЙСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
С ПРИЦЕЛОМ НА ОПЕРЕЖЕНИЕ**



Инфраструктурная
основа экономики
страны



ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через
приложение Telegram
или QR-код



ROSSETI.RU



«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» — государственная российская нефтегазовая компания стратегического значения с богатой историей и уникальным опытом внешнеэкономической деятельности.

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» специализируется на разработке нефтегазовых месторождений в России и за рубежом, обеспечивая эффективную и комплексную добычу углеводородных ресурсов.

УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ

«Зарубежнефть» успешно осваивает континентальный шельф юга Вьетнама в рамках совместного предприятия «Вьетсовпетро».

В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

- разработка месторождений в Ненецком автономном округе (СК «РУСВЬЕТПЕТРО» и «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»);
- применение передовых технологий добычи высоковязких сортов нефти на Кубе;
- повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях Узбекистана;
- реализация проектов в Египте и Индонезии.

Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



НАША КОМАНДА

В компании работают более 12 000 сотрудников по всему миру. **Каждый сотрудник «Зарубежнефти» — ОСНОВА компании.**

Наш сайт



Мы в Telegram



ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ

более
67 000 км
совокупная длина всех
трубопроводов компании



ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» —
крупнейшая в мире
трубопроводная
компания в области
транспортировки нефти
и нефтепродуктов

123112, г. Москва,
Пресненская набережная, д. 4, стр. 2,
башня «Эволюция»
+7 (495) 950-81-78



 **РОСКОНГРЕСС**
Пространство доверия

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
**«РОССИЙСКАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
НЕДЕЛЯ»**

Москва, ЦВЗ «Манеж», Манежная пл., д.1

**ВЫСТАВКА
ОБОРУДОВАНИЯ
И ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ ТЭК**

Москва, Гостиный двор,
ул. Ильинка, д.4

15-17
октября 2025 г.
Москва, Россия



rusenergyweek.com

7-10 октября 2025

XIV Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР

ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ -
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



Путеводитель по городам российской энергетики

Сканируйте QR-код и отправляйтесь в уникальное путешествие по энергетической России



ОНЛАЙН-ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ



Реклама 12+

Содержание

Слово редакторов

- 9 В. Бушуев, А. Горшкова.**
Эффект бумеранга

Газ

- 10 А. Белогорьев.** Мировой рынок СПГ на пороге избытка предложения

Мир

- 24 А. Мастепанов, А. Сумин, Б. Чигарев.** Неоколониальные практики зарубежных государств в энергетической политике Танзании
- 50 О. Мамедов.** Срединный коридор, как основное звено энергетической связи Европы с Южным Кавказом и Центральной Азией

Энергопереход

- 56 Д. Чернышёв, И. Рубанов.** Коммерческие перспективы нефти и газа с низким и компенсированным углеродным следом

Технологии

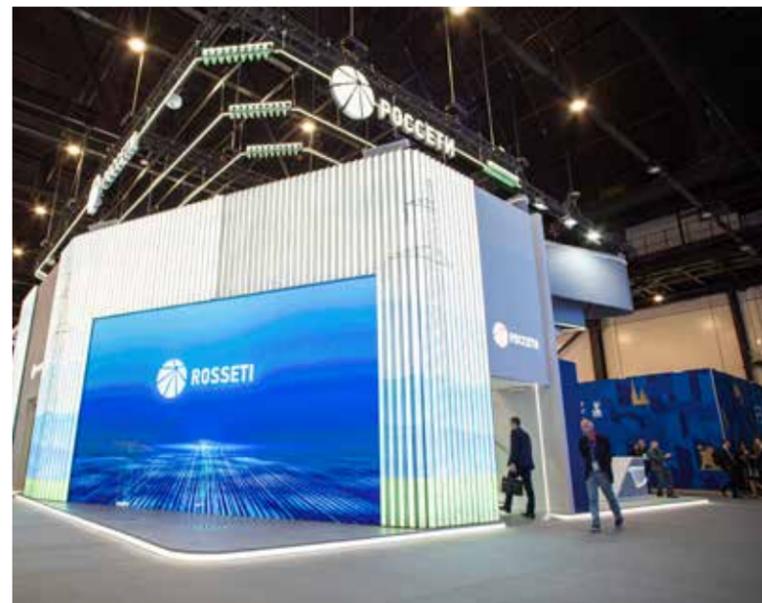
- 74 П. Ревель-Муроз, О. Аралов, И. Буянов.** Методологические основы метрологического обеспечения измерительного процесса в нефтепроводах
- 90 В. Битней, В. Ульянов.** Исследование необходимости применения приборов непрерывного анализа растворенных газов в масле силовых трансформаторов

Цифра

- 104 Е. Виноградова.** Роботизация ТЭК: большие возможности, серьёзные вызовы и консолидированные решения

Энергетика

- 108 Е. Виноградова.** «Россети» – стратегический партнер и участник ПМЭФ-2025



Contents

Editor's column

- 9 V. Bushuev, A. Gorshkova.**
The boomerang effect

Gas

- 10 A. Belogoryev.** The global LNG market is on the verge of oversupply

World

- 24 A. Mastepanov, A. Sumin, B. Chigarev.** Neocolonial practices of foreign countries in Tanzania's energy policy
- 50 O. Mamedov.** The middle corridor as the main link energy connection of the Europe with South Caucasus and Central Asia

Energy transition

- 56 D. Chernyshev, I. Rubanov.** Commercial Prospects of Low-Carbon and Carbon-Neutral Oil & Gas

Technologies

- 74 P. Revel-Muroz, O. Aralov, I. Buyanov.** Methodological foundations of metrological support of the measuring process in oil pipelines
- 90 V. Bitney, V. Ulyanov.** Investigation of the need to use devices for continuous analysis of dissolved gases in oil of power transformers

Digital

- 104 E. Vinogradova.** Robotization of the fuel and energy sector: great opportunities, serious challenges and consolidated solutions

Energy

- 108 E. Vinogradova.** ROSSETI is a strategic partner and participant of SPIEF-2025

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «ГУ Институт энергетической стратегии»

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В. В. Бушуев – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН
Е. О. Адамов – д. т. н., науч. рук. АО «НИКИЭТ»
В. М. Батенин – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. П. Безруких – д. т. н., проф. НИУ МЭИ
В. И. Богоявленский – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН
А. И. Громов – к. г. н., гл. директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»
А. Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН
С. А. Добролюбов – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ

М. Ч. Залиханов – акад. РАН, д. г. н., проф., зав. ЦГиЧС КБГУ
В. М. Капустин – д. т. н., проф., зав. кафедрой РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
В. А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН
В. Г. Мартынов – к. г.-м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
А. М. Мастепанов – акад. РАН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН
Н. Л. Новиков – д. т. н., проф., зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
В. И. Рачков – член-корр. РАН, д. т. н., проф.

П. Ю. Сорокин – первый зам. министра энергетики РФ
Д. А. Соловьев – к. ф.-м. н., научный сотрудник Института океанологии РАН
В. А. Стенников – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан факультета РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
С. П. Филиппов – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
125009, г. Москва, ул. Тверская, д. 23, с. 1.
+79104635357
anna.gorshik@yandex.ru

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

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ №04-323631 от 15.07.2025

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 ООО «КОНСТАНТА», 308519, Белгородская область, Белгородский р-н, п. Северный, ул. Березовая, 1/12
E-mail: info@konstanta-print.ru

Подписано в печать: 25.07.2025

16+



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



Анна ГОРШКОВА
 Главный редактор журнала
 «Энергетическая политика»

15-18 СЕНТЯБРЯ 2025, ТЮМЕНЬ

Объединяем лидеров нефтегазовой промышленности

Промышленно-энергетический
форум TNF

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ



Правительство
Тюменской области

КОНТАКТЫ



OILGASFORUM.RU



@OILGASFORUM_TNF

Самая актуальная
информация о форуме
в Telegram-канале



Промышленность

Формирование модели
взаимодействия
промышленности и ТЭК



Технологии

Презентация новейших
технологических
разработок отрасли



Решения

Внедрение лучших
отраслевых практик
и инициатив

Эффект бумеранга

Евросоюз в июле принял один из самых жестких пакетов антироссийских санкций, направленных на снижение транспортировки российской нефти, а также российские активы зарубежом. Главной рестрикцией стало снижение потолка цен на российскую нефть, теперь он становится плавающим по формуле 15% минус от рыночной цены. На момент принятия санкций это составляло около 47 долл. за баррель. Кроме того, документ предполагает отказ от использования газопроводов «Северный поток», ограничительные меры против 105 танкеров «теневого флота» и меры в отношении одного из крупнейших НПЗ в Индии Nayaga Energy, акционером которого является «Роснефть».

Вот только уже сами европейские страны начали задумываться: насколько эффективны эти меры и не обернутся ли они бумерангом для европейской эконо-

мики? Не хотели поддерживать данный пакет не только Словакия, зависящая от российского газа, но и Мальта, Греция и Кипр. Эти страны являются крупнейшими нефтяными перевозчиками. Потолок цен на российскую нефть в 60 долл. не только позволял им легально транспортировать российскую нефть, но и контролировать и регулировать ее перевозки. Новый пакет санкций неизбежно снова вернет эти объемы в тень, лишив заработка европейские судоходные компании. Да и санкции в отношении индийского НПЗ Nayaga Energy приведут лишь к увеличению закупок нефти у неизвестных и непонятных компаний, связанных с теневым флотом.

Так что возникает вопрос, кто же в итоге конечный выгодоприобретатель от очередного витка санкционной войны и стоит ли всем странам ЕС идти у него на поводу?

Мировой рынок СПГ на пороге избытка предложения

The global LNG market is on the verge of oversupply

Алексей БЕЛОГОРЬЕВ
Директор по исследованиям Фонда
«Институт энергетики и финансов»
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Alexey BELOGORYEV
Director of Research,
Institute for Energy and Finance
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Китайские специалисты компании Yiwu Natural Gas Co

Источник: Chinalmages / depositphotos.com



Аннотация. В статье анализируются текущие тенденции и перспективы развития мирового рынка сжиженного природного газа в контексте складывающихся на нем дисбалансов спроса и предложения.

Ключевые слова: природный газ, СПГ, рынок газа, спрос, предложение, баланс, свободные мощности.

Abstract. The article analyzes the current trends and prospects for the development of the global liquefied natural gas market in the context of the emerging supply and demand imbalances.

Keywords: natural gas, LNG, gas market, demand, supply, balance, spare capacity.

//

Объем торговли СПГ достиг 405,8 млн т или 551 млрд м³ в пересчете на сетевой газ, что соответствует 13,1% его мирового потребления



СПГ-танкер входит в порт Клайпеда

Источник: npershaj@gmail.com / depositphotos.com

Сжиженный природный газ (далее – СПГ) играет всё более значимую роль в международной торговле природным газом, определяя ее физическую и ценовую динамику. Для многих крупных газопотребляющих стран (все страны Южной и Восточной Азии, кроме КНР; многие страны Латинской Америки и Юго-Восточной Азии) СПГ является безальтернативным источником импорта, что делает физическую и ценовую доступности сжиженного газа важным фактором динамики спроса на газ как на региональном, так и на мировом уровне.

Циклическая неравномерность

В 2024 г. рост международной торговли СПГ резко замедлился: до +1,1% г/г, по данным GIIGNL¹, по сравнению со сред-

негодовым приростом в 2021–2023 гг. на уровне 4,1%. Общий объем торговли достиг 405,8 млн т или около 551 млрд м³ в пересчете в трубопроводный газ², что соответствует 13,1% мирового потребления газа, по оценке МЭА. Для сравнения в 2021 г. доля СПГ в мировом потреблении газа составляла 12,2%.

Спрос на СПГ и на природный газ в 2000–2018 гг. рос примерно одинаковыми темпами, но в 2019 г. эта динамика начала расходиться: в 2019 г. потребление СПГ выросло на 12%, а природного газа – всего на 1,7%. С тех пор потребление СПГ в среднем растет быстрее, чем общий спрос на газ. В перспективе 2025–2040 гг. ожидается, что доля СПГ и в потреблении,

группой импортеров СПГ (GIIGNL). Они не включают в себя реэкспорт СПГ из стран-импортеров (составляет около 1% от общих морских отгрузок СПГ). Данные могут отличаться от приводимых в других источниках из-за особенностей учета.
² В статье используется следующее стандартное соотношение основных единиц измерения рынка СПГ: 1 млн т СПГ = 2,25 млн м³ СПГ = 1,357 млрд м³ трубопроводного газа = 46,4 трлн британских термических единиц (БТЕ).

¹ В статье при анализе ретроспективной годовой статистики за основу приняты данные, собираемые Международной

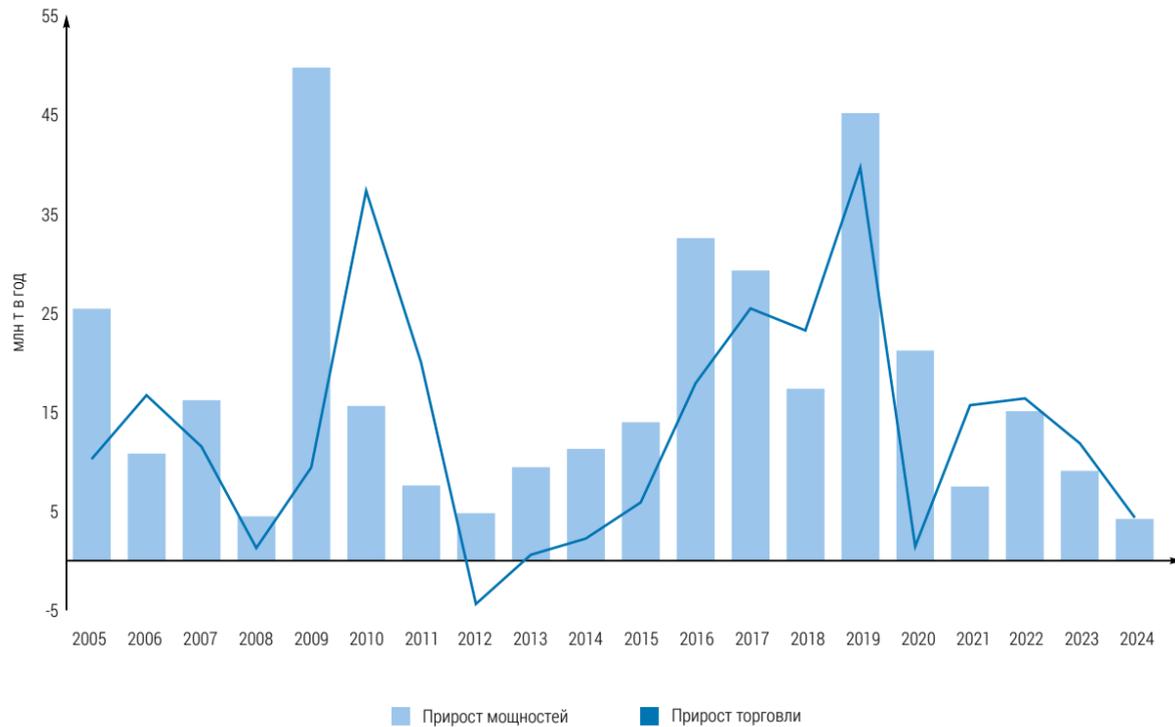


Рис. 1. Волнообразный характер прироста мировых мощностей крупнотоннажного сжижения газа и мировой торговли СПГ в 2005–2024 гг., млн т в год к предыдущему году

Источники: на основе данных GIIGNL и IGU

и в международной торговле газом будет увеличиваться.

Замедление 2024 г. отражает волнообразный характер развития мирового рынка СПГ, в основе которого лежит определенная цикличность инвестиций в новые мощности сжижения газа и как следствие – неравномерность графика их ввода в эксплуатацию. Эта циклическая неравномерность приводит то к резкому росту ввода новых мощностей сжижения (как было, например, в 2016–2019 гг.), то к периодам замедления, почти стагнации (как, в частности, произошло в 2023–2024 гг.).

Сроки строительства новых мощностей сжижения от момента принятия окончательного инвестиционного решения до ввода в эксплуатацию составляют в среднем 4–6 лет. При столь длительных сроках строительства график ввода новых мощностей неизбежно расходится с динамикой спроса на СПГ, который сам по себе носит весьма волатильный и иногда сложно предсказуемый характер. За последние 15 лет можно выделить, по меньшей мере, три случая, когда динамика спроса не соответствовала долгосрочным ожиданиям:

- стагнация 2011–2015 гг., вызванная сочетанием причин (сланцевая революция в США, снижение спроса на газ в Европе, слабый спрос в Азии);
- стагнация 2020 г. в силу пандемии COVID-19;
- резкое увеличение спроса в 2021–2024 гг. из-за переключения ЕС с импорта российского трубопроводного газа на импорт СПГ, что привело к беспрецедентному росту спотовых цен и падению как ценовой, так и физической доступности СПГ. При этом дефицит предложения СПГ стал ощущаться еще в 2021 г. из-за форсированного (выше ожиданий) роста спроса в КНР, Европе, Бразилии и на других рынках, при недостаточном увеличении предложения.

Испытание на адаптивность

Сам характер мирового рынка СПГ за последние 15 лет коренным образом изменился. Число стран-импортеров СПГ расширилось с 23 в 2010 г. до 49 в 2024 г.,

и СПГ из товара, доступного в основном только наиболее богатым государствам, превратился в относительно «демократичный» источник энергии, импортируемый на постоянной основе даже странами с доходами ниже среднего (Индией, Пакистаном, Бангладеш, Филиппинами, Вьетнамом и др.). Объем рынка вырос на 84% от уровня 2010 г. Доля КНР в мировом импорте выросла с 4,3 до 19,4%, а доля Японии, напротив, сократилась вдвое – с 32,2 до 16,3%.

Резко возросло значение спотовой и краткосрочной торговли – ее доля увеличилась с 18,9% в 2010 г. до 36% в 2024 г., в т. ч. 30% всей торговли теперь приходится на спот. Сократились средние сроки долгосрочных контрактов и доля контрактов с фиксированными точками поставок. Существенная часть контрактов, особенно в Европе, перешла от нефтяной индексации к привязке к биржевым индикаторам (TTF, Henry Hub). Наконец, можно говорить о слиянии отдельных региональных рынков в общий мировой рынок СПГ, что выражается в возможности оперативного перенаправления поставок с одного рынка на другой и межрегионального ценового арбитража. Как следствие, рынок СПГ стал

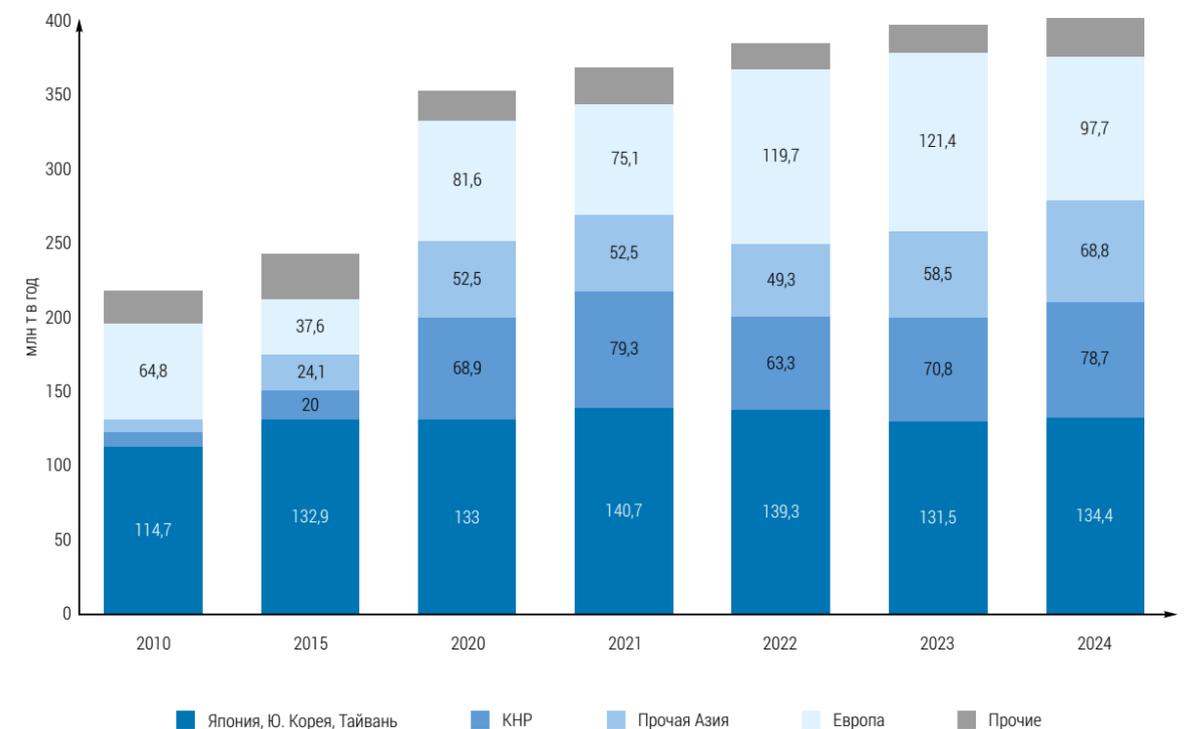
Из-за длительных сроков строительства ввод новых мощностей СПГ неизбежно расходится с динамикой спроса на него, что носит весьма волатильный и сложно предсказуемый характер

более сложно организованным, гибким и диверсифицированным, и в то же время более чувствительным к изменениям цен из-за отмеченного роста в импорте доли стран с доходами ниже среднего.

Предложение СПГ также еще в 2010-е гг. стало менее концентрированным и более конкурентным. Этому способствуют не только увеличение числа участников рынка и повышение гибкости контрактных условий, но и появившаяся у многих стран-экспортеров возможность гибкого и быстрого перераспределения экспорта между регио-

Рис. 2. Изменение региональной структуры мирового импорта СПГ в 2010–2024 гг., млн т в год

Источник: по данным GIIGNL



Резко возросло значение спотовой и краткосрочной торговли – ее доля увеличилась с 18,9% в 2010 г. до 36% в 2024 г. Сейчас порядка 30% всей торговли СПГ приходится на спот

нальными рынками (США, Катар, российские арктические проекты и пр.).

Ряд ведущих экспортеров трубопроводного газа одновременно являются также крупными поставщиками СПГ: Катар, США, Россия, Индонезия, Алжир и Норвегия. Начать экспорт СПГ в 2020-е гг. планируют и другие страны-поставщики трубопроводного газа, в том числе Канада, Мексика и, при благоприятных условиях, Иран. Однако для многих экспортеров поставки газа в сжиженном виде являются безальтернативными в силу островного характера, удаленности рынков сбыта или не-

развитости ГТС (Австралия, Тринидад и Тобаго, Оман, Бруней, Перу и др.).

Резкий и непредвиденный рост спроса на СПГ со стороны ЕС, начиная с 2022 г., стал болезненным испытанием рынка на адаптивность. С одной стороны, это испытание было пройдено успешно: в 2022 г. поставки СПГ в Европу удалось увеличить сразу на 59% г/г, и они стали вторым по значимости фактором (после сокращения общего спроса на газ), позволившим сбалансировать газовый рынок ЕС в предельно сложных условиях. С другой стороны, ценой этого стали формирование неудовлетворенного спроса и, по сути, скрытый дефицит предложения, повлекший за собой рост цен и падение в 2022–2023 гг. мирового потребления газа. Лишь в 2024 г. на фоне снижения цен мировое потребление смогло превысить значения 2021 г. и вернуться к устойчивому росту.

Перетягивание каната

С точки зрения балансировки международной торговли СПГ 2022–2025 гг. напоминают игру в перетягивание каната: в 2022–2023 гг. рост спроса в Европе стал возможен за счет сокращения спроса со стороны азиатских потребителей.

СПГ-завод, Тринидад и Тобаго

Источник: old.bigenc.ru

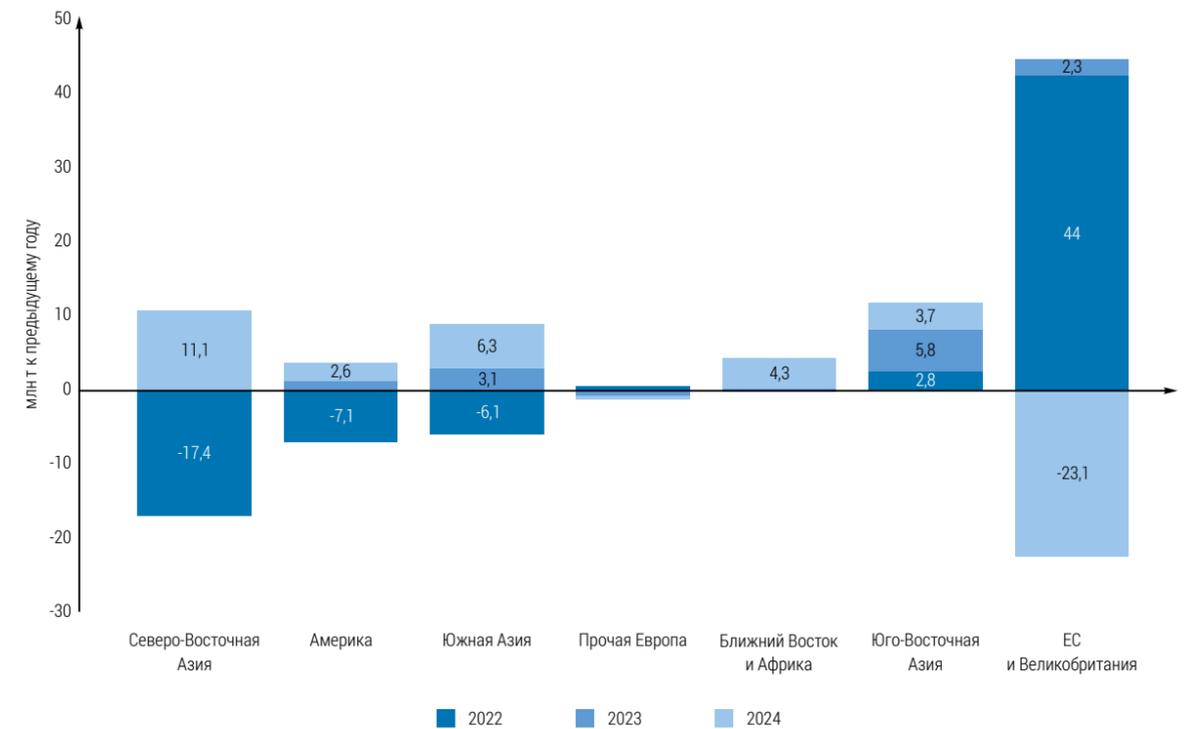


Рис. 3. Изменение регионального импорта СПГ в 2022–2024 гг., млн т к предыдущему году

Источник: по данным GIIGNL

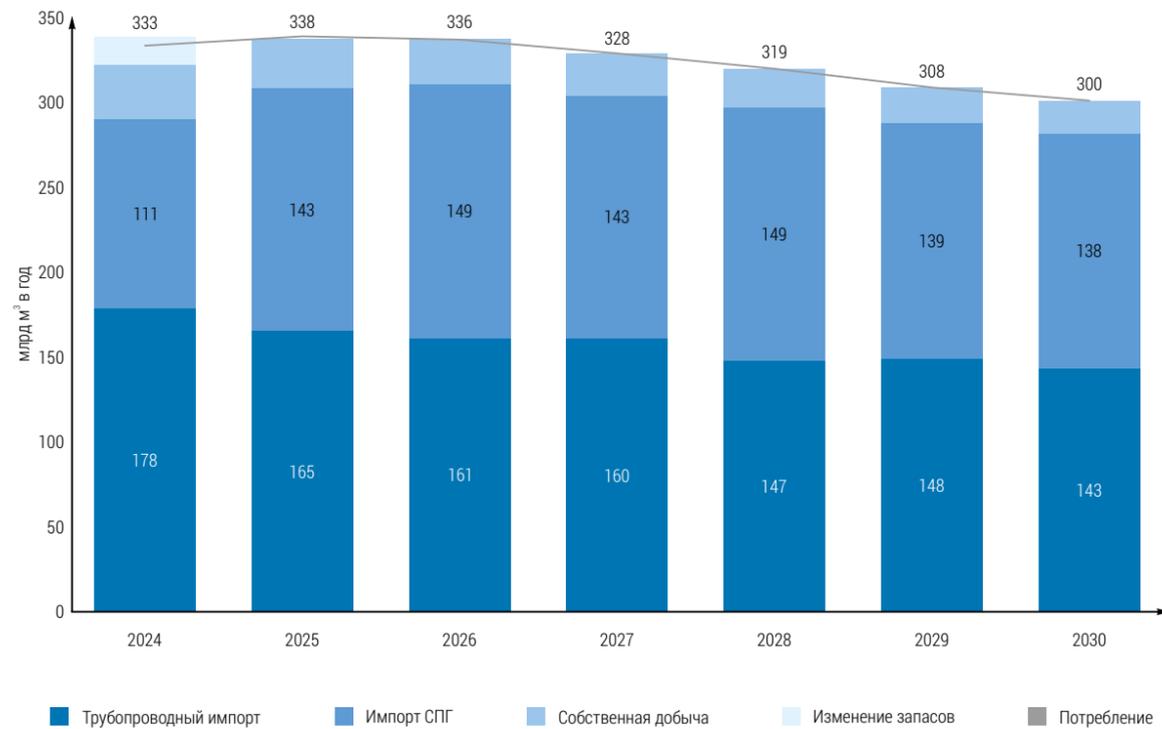
В 2024 г. Европа, напротив, была вынуждена резко снизить импорт СПГ, чтобы сбалансировать его восстановительный рост в Азии. В 2025 г. ситуация вновь стала зеркальной: почти весь ожидаемый прирост поставок (+20–22 млн т/год) поглотит европейский рынок, которому нужно пополнить истощенные запасы в ПХГ и восполнить потерю украинского транзита российского трубопроводного газа, а импорт со стороны Азии, напротив, стагнирует после роста на 7% в 2024 г. в силу сочетания высокой накопленной базы, относительно теплой погоды в первом квартале и роста среднегодовых спотовых цен.

Торможение роста импорта СПГ в 2025 г. будет характерно для всех азиатских стран, кроме, возможно, Японии, но основной вклад в общую стагнацию внесет сокращение спроса в КНР и его стабилизация в Индии. Снижение импорта СПГ КНР компенсируется ростом собственной добычи и трубопроводных поставок газа из России по «Силе Сибири», но сказывается и общее торможение темпов роста спроса на газ в стране. Складывается новое явление, в рамках которого рынок КНР частично перенимает на себя функцию балансирующего потребителя,

которую ранее традиционно выполняла Европа, имевшая возможность снижать импорт СПГ за счет роста поставок российского трубопроводного газа.

Перспективы спроса

В перспективе 2025–2030 гг. и, вероятно, хотя и менее определенно, также 2030-х гг., международная торговля СПГ будет поступательно расти в силу увеличения спроса на газ преимущественно в странах, не имеющих совсем или имеющих ограниченный доступ к альтернативным источникам поставок газа (собственному производству и трубопроводному импорту). Поддержку спросу на СПГ будут оказывать расширение использования газа в качестве переходного топлива к низкоуглеродной энергетике и низкий достигнутый уровень насыщения и газификации новых рынков, прежде всего, в КНР, странах Южной и отчасти Юго-Восточной Азии. Благодаря этому к 2030 г. международная торговля СПГ, по усредненным оценкам, может увеличиться в базовом сценарии до 600 млн т в год, т. е. вырасти почти в полтора раза к уровню 2024 г.



Примечание: прогноз для 2025–2030 гг. не учитывает изменение запасов газа в ПХГ ЕС, которое в целом за период предположительно будет близким к нулю, что не исключает существенной межгодовой волатильности

Рис. 4. Базовый сценарий баланса газа на рынке ЕС, млрд м³ в год

Источники: оценки автора, Евростат

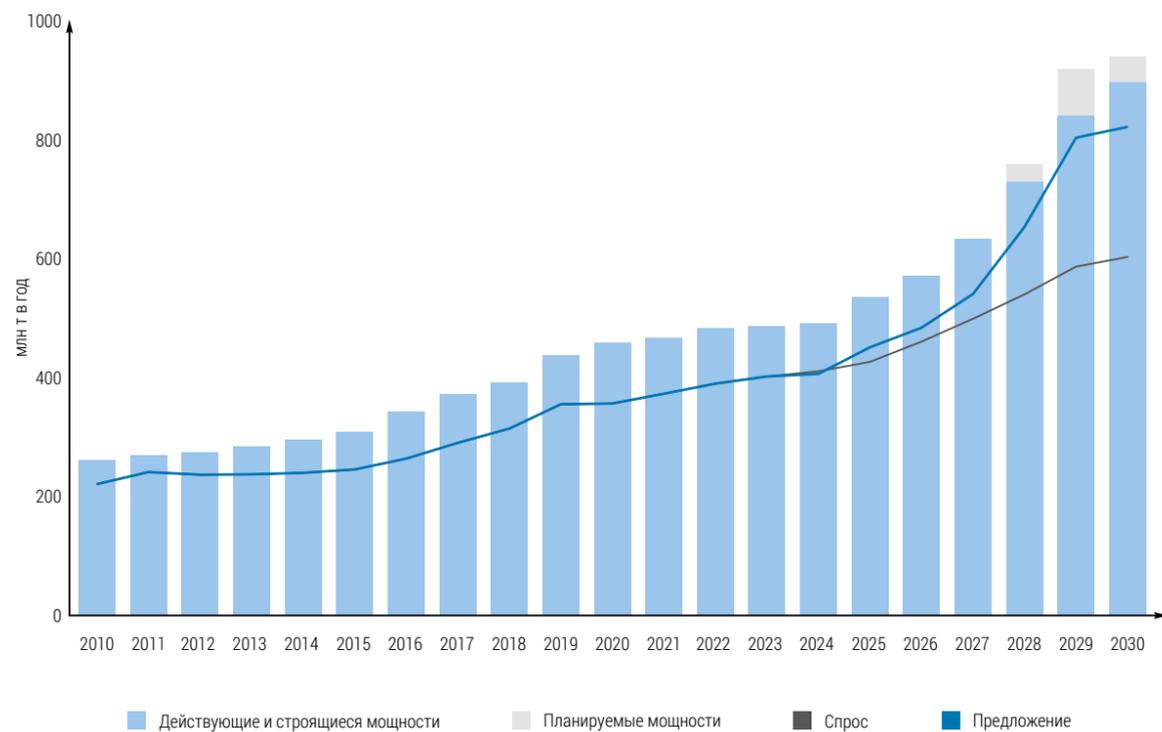


Рис. 5. Ожидаемое расхождение между потенциальным предложением и спросом на СПГ в мире в базовом сценарии, млн т в год

Источники: оценки ИЭФ и автора, GIIGNL, IGU

Существенную неопределенность в долгосрочную динамику мирового спроса на СПГ вносит европейский рынок в силу планов ЕС по дальнейшему сокращению уже к 2030 г. общего спроса на газ, а также, хотя и менее вероятно, частичного восстановления поставок российского трубопроводного газа в случае будущего улучшения общих политико-экономических отношений между Россией и ЕС или его отдельными странами.

Для того, чтобы устранить избыток предложения потребуется сочетание более высоких темпов роста спроса, чем предполагается в базовых сценариях, с переносом сроков ввода новых мощностей сжижения. Последнее действительно наблюдается в 2024–2025 гг., но лишь в отдельных случаях, связанных в основном с неожиданными проблемами в строительстве (например, завод Golden Pass в США) или санкционными ограничениями (новые российские СПГ-заводы). Однако



СПГ-терминал в порту Даугава, Балтийское море

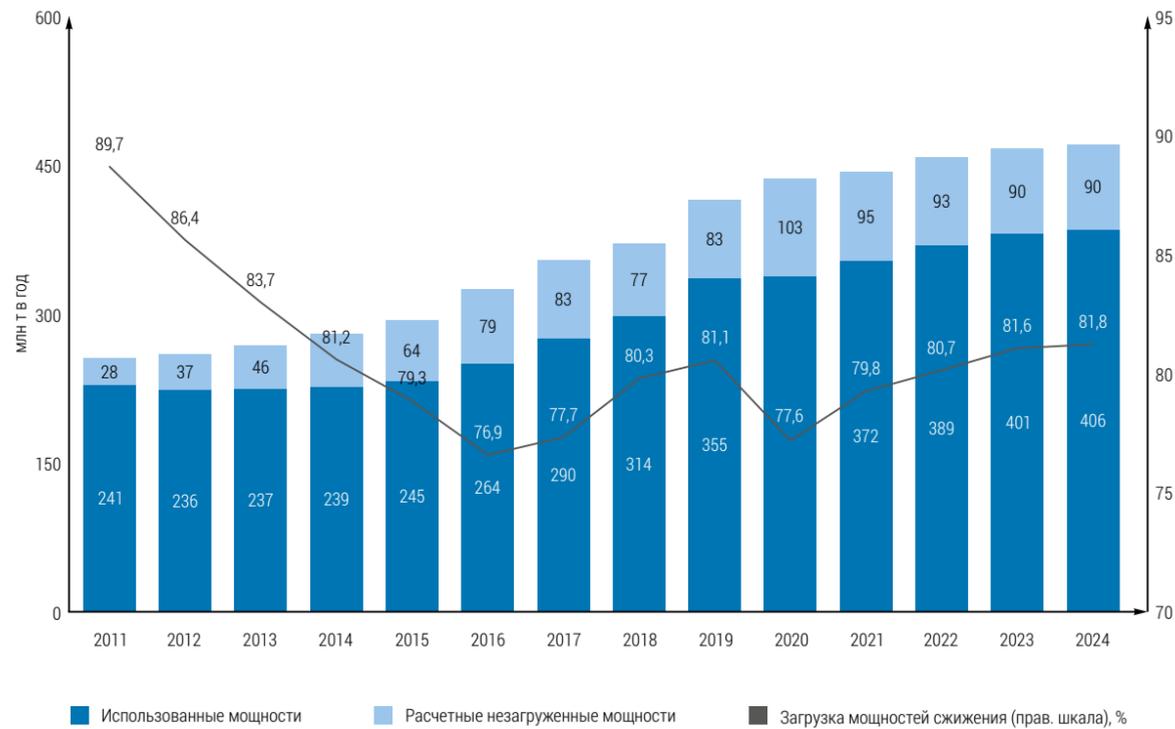
Источник: Alekskend / Depositphotos.com

Но даже без сокращения импорта СПГ со стороны ЕС и сохранения его на высоком уровне до 2030 г. мировой рынок СПГ столкнется, по нашей оценке, с многолетним периодом избытка предложения. На годовом уровне он начнется в 2026 г. (на месячном, возможно, уже к концу 2025 г.) и продлится до 2028–2029 гг. Причиной профицита предложения станет избыточное (опережающее потребности спроса) увеличение производственных мощностей на основе инвестиционных решений, принятых в конце 2010-х – первой половине 2020-х гг.

даже в случае полной остановки ввода новых мощностей сжижения в России избыток предложения на мировом рынке СПГ в 2026–2029 гг. снизится, но не будет устранен.

Свободные мощности

Следует оговориться, что, учитывая особенности СПГ как товара, формирование избытка предложения вовсе не означает угрозу затоваривания рынка. В отличие, например, от рынка нефти и нефтепродуктов, рынок СПГ обладает ограниченными, географически крайне неравномерными



Примечание: рисунок носит иллюстративный характер, фактическая недозагрузка меньше, поскольку производство в данном случае сравнивается с мощностями, введенными на конец года, без учета графика их ввода в течение года

Рис. 6. Оценочная загрузка мировых мощностей крупнотоннажного сжижения газа, млн т в год

Источники: оценки ИЭФ и автора на основе данных GIIGNL

распределенными и не предназначенными для формирования долгосрочных запасов мощностями хранения. Даже на наиболее развитом с точки зрения мощностей хранения рынке Японии они выполняют, прежде всего, роль балансирования сезонных неравномерностей спроса, отчасти компенсируя отсутствие ПХГ. Затоваривание в этом случае, если и будет иметь место, то на месячном/сезонном уровне, и будет малозаметным в годовом разрезе.

Избыток предложения в случае СПГ означает главным образом увеличение свободных производственных мощностей и, как следствие, снижение их загрузки на отдельных заводах и в отдельных странах. При этом само по себе наличие свободных мощностей – нормальное состояние, традиционно присущее рынку СПГ. Формально до 18–20% мощностей в среднем остаются незадействованными по разным причинам.

Такая картина выглядит парадоксальной на фоне ощущаемого в 2022–2025 гг. дефицита предложения СПГ. Это объясняется тем, что реальный объем незагруженных мощностей, которые можно быстро вовлечь в производство, значительно меньше, поскольку многие из них не могут быть использованы в силу объективных обстоятельств: прежде всего, снижения добычи газа (Индонезия, Тринидад и Тобаго, Алжир, Египет, Нигерия и др.), а также в ряде случаев наличия трубопроводной альтернативы (например, в Алжире). Как правило, эти ограничения носят долгосрочный характер. С 2015 г.

Сократились сроки долгосрочных контрактов и доля контрактов с фиксированными точками поставок. Существенная часть контрактов перешла от нефтяной индексации к привязке к биржевым индикаторам

из-за вооруженного конфликта в Йемене простаивает крупный завод мощностью 7,2 млн т в год, и его возвращение к работе маловероятно. Кроме того, следует учитывать сезонную неравномерность производства и экспорта СПГ, плановое обслуживание и внеплановые остановки, а также доступность фрахта. Реальной возможностью для оперативной загрузки недозагруженных мощностей обладают в основном США.

Полная загрузка заводов (на уровне около 100% от проектной мощности) характерна в основном для стран Ближнего Востока, а до 2024 г. (до ввода в эксплуатацию «Арктик СПГ 2») также была характерна для России. Относительно высокой загрузка остается в Австралии и США.

Предложение СПГ: борьба всех против всех

Складывающийся избыток предложения не является случайным. В его основе лежит почти одновременное, несогласованное между собой и не соотносящееся с динамикой спроса увеличение предложения в трех из четырех (кроме Австралии) ключевых странах-производителях СПГ

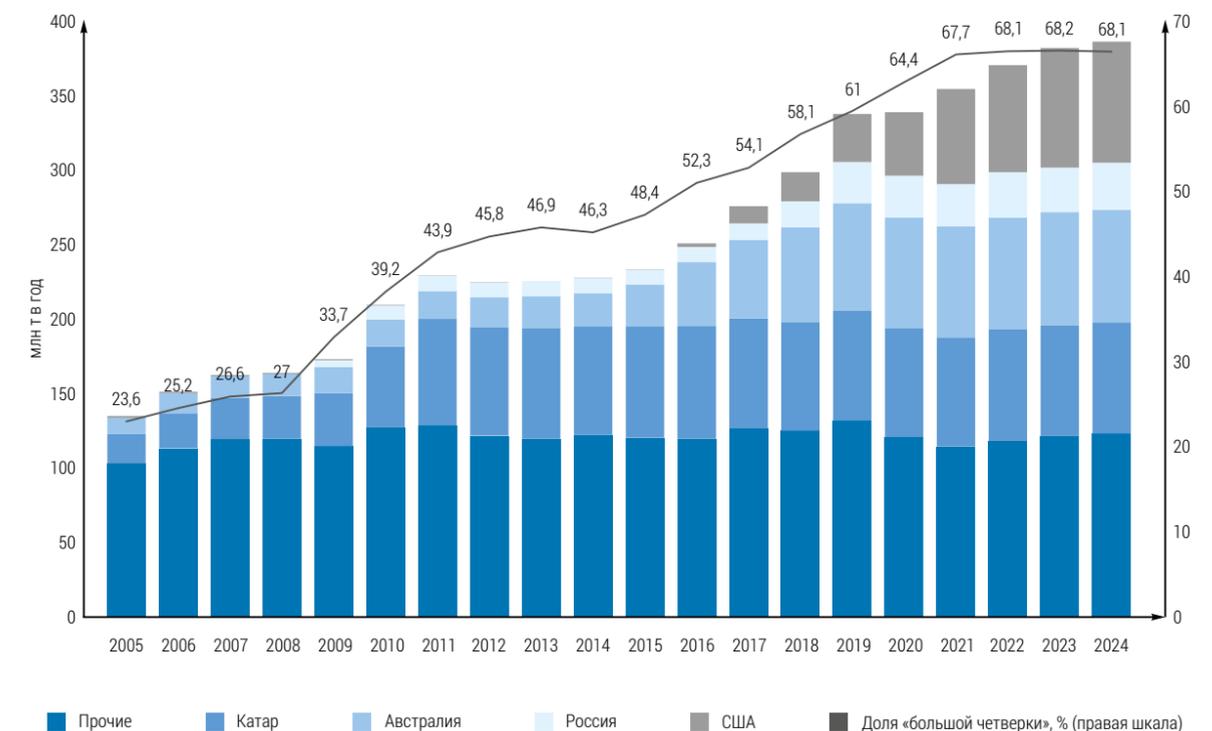
Торможение роста импорта СПГ в 2025 г. будет характерно для всех азиатских стран, кроме Японии, но основной вклад в общую стагнацию внесет падение спроса в КНР и его стабилизация в Индии

(США, Катар и России), а также постепенный выход на рынок целого ряда новых стран-экспортеров. Во многом ситуация 2025–2029 гг. напоминает динамику рынка 2016–2019 гг. с тем отличием, что тогда основной рост предложения обеспечивала Австралия, а теперь – США, и в борьбе за рост производства в тот момент не участвовал Катар, а теперь – почти не участвует Австралия.

Общее стратегическое видение, как «большой четверки», так, очевидно, и других производителей исходит из того, что им удастся потеснить конкурентов, в т. ч.

Рис. 7. Весь прирост мирового предложения СПГ в последние 20 лет приходится на «большую четверку» производителей, млн т в год

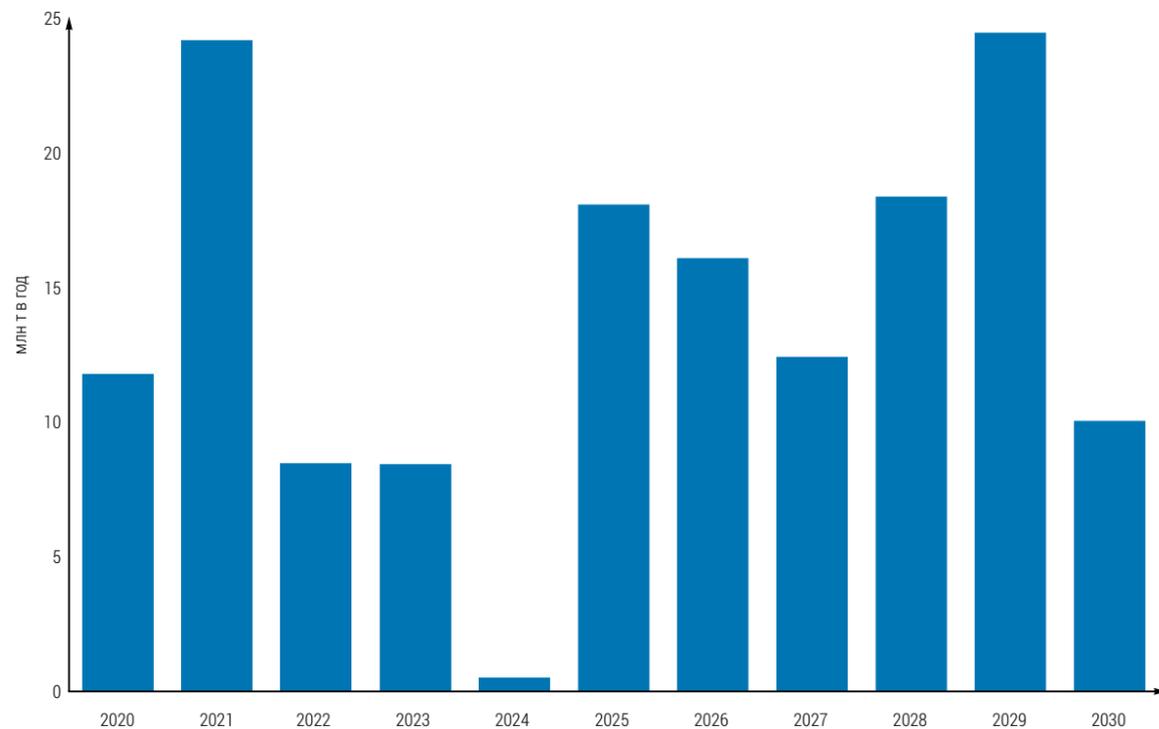
Источник: по данным GIIGNL



Существенную неопределенность в долгосрочную динамику мирового спроса на СПГ вносит европейский рынок в силу планов ЕС по дальнейшему сокращению уже к 2030 г. общего спроса на газ

выиграть глобальную конкуренцию издержек. На эту уверенность накладывается организационная особенность ключевого, с точки зрения прироста мощностей, рынка США. В отличие от большинства других стран-экспортеров СПГ, в США, как известно, отсутствует централизованное планирование и управление новыми СПГ-заводами, а также организационно обособлены добыча и поставка газа, производство СПГ и его экспорт. Это обеспечивает бурный, но отчасти хаотичный рост производства СПГ в США.

Рис. 8. Ретроспективная в 2020–2024 гг. и ожидаемая в 2025–2030 гг. динамика ввода новых крупно- и среднетоннажных мощностей сжижения газа в США, млн т в год



Источник: ИЭФ на основе EIA и данных компаний-операторов заводов

Одним из ключевых следствий избытка предложения должно стать снижение спотовых цен на газ в Европе и Азии. На внутреннем рынке США ценовая реакция, вероятно, будет обратной из-за конкуренции СПГ-заводов с внутренним потреблением газа. Дополнительное давление на газовые цены будет оказывать также ожидаемое дальнейшее снижение мировых цен на нефть в 2025–2026 гг., по-прежнему определяющих стоимость СПГ во многих долгосрочных контрактах.

Об уровне, до которого могут опуститься спотовые цены на СПГ в 2026–2028 гг., пока можно говорить разве что спекулятивно – начиная с 2019 г., цены на газ отличаются крайней волатильностью. Вероятно, в силу слабой альтернативы трубопроводного импорта в Европе и общего роста издержек, цены смогут удержаться на относительно высоком уровне – около 250–300 долл. за тыс. м³. Но даже в этом случае часть мощностей сжижения (в Австралии, США и др.) может оказаться на границе безубыточности. В США эффект снижения экспортных цен может быть усилен ростом внутренних цен на газ, что дополнительно снизит маржинальность экспорта.



Выносной причал СПГ-завода Curtis, Австралия

Источник: QGCinfo / Flickr.com

Но на мировом рынке СПГ производство, в отличие от потребления, исходя из ретроспективных данных, слабо реагирует или совсем не реагирует на текущую ценовую динамику. Это связано с множеством дополнительных влияющих факторов, включая модель распределения ценовых рисков между заводом, трейдерами и покупателями СПГ (прежде всего, в США), финансовую устойчивость владельцев заводов и их долгосрочную стратегию, использование ценового хеджирования, государственную политику, роль которой можно считать определяющей для большинства стран, за исключением США и Австралии.

Полная остановка завода по производству СПГ несет с собой большие расходы для восстановления производства в будущем. Сохранение производства на одной из линий позволяет поддерживать внутреннюю температуру главного криогенного теплообменника, что является важным технологическим ограничением. Таким образом, производители, вероятно, будут идти по пути снижения общей загрузки производственных линий, либо в крайнем случае – временной консервации отдельных из них линий СПГ. Восстановление производства на закрытых

линиях сопряжено, по оценке ИЭФ, с относительно малыми издержками и требует в среднем от 9 до 15 недель для возвращения к производству.

Нашим общим предположением является низкая чувствительность производства СПГ на действующих заводах к уровню цен на газ при условии, что производители и поставщики уверены в отложенном долгосрочном росте цен. При этом производство может кратковременно сокращаться при отсутствии достаточного спроса – именно возможности сбыта, а не ценовые условия будут определять загрузку мощностей.

Избыток предложения в случае СПГ означает главным образом увеличение свободных производственных мощностей и, как следствие, снижение их загрузки на отдельных заводах и в отдельных странах

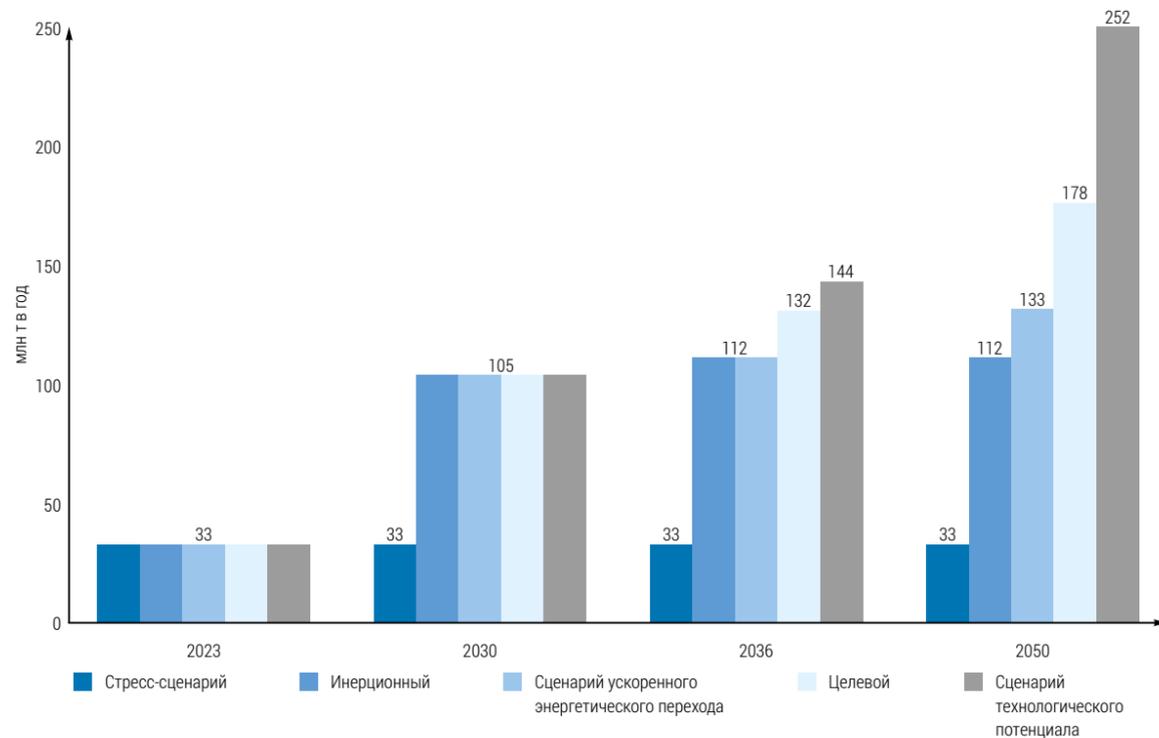


Рис. 9. Прогнозные сценарии крупнотоннажного производства СПГ в России, согласно Энергетической стратегии России на период до 2050 г.

Источник:
по данным ЭС-2050

При этом сами по себе вероятные кратко- и среднесрочные сокращения производства могут не стать существенным фактором для динамики спотовых цен на газ в Европе и Северо-Восточной Азии. С точки зрения воздействия на цены баланс спроса и предложения СПГ определяется, прежде всего, отношением спроса и общего объема мощностей сжижения (независимо от уровня их текущей загрузки), обеспеченных ресурсной базой и транспортной инфраструктурой. В этой связи основное влияние на стоимость, по нашей оценке, оказывают не действу-

ющие мощности сжижения, а сдвиг сроков или отказ от строительства тех новых мощностей, по которым еще не приняты инвестиционные решения или решения по которым могут быть изменены.

Возможным новым фактором конкуренции может стать «низкоуглеродное» позиционирование СПГ, прежде всего, путем использования различных офсетов. Но пока маловероятно, что это направление успеет получить широкое развитие до 2030 г.

В целом слабая кратко- и среднесрочная чувствительность экспортно-ориентированного производства СПГ к ценовой динамике представляет собой существенную проблему с точки зрения своевременной балансировки спроса, предложения и цен на мировом рынке СПГ. Формируемые таким образом многолетние периоды дефицита и профицита предложения, в свою очередь, вызывают, по нашему предположению, отложенный негативный эффект в виде несвоевременно принимаемых инвестиционных решений, что по спирали запускает новый виток будущих дисбалансов спроса и предложения. Подобная картина рынка будет характерна и для второй половины 2020-х гг.

Угроза формирования избытка предложения на мировом рынке СПГ во второй половине 2020-х гг. создает неблагоприятные ценовые и сбытовые условия для развития новых СПГ-проектов

Возможности и риски для России

Россия, наряду с США, обладает наибольшим потенциалом долгосрочного роста предложения СПГ. В 2025 г. это нашло яркое отражение в целевых и прогнозных показателях Энергетической стратегии России на период до 2050 г. Заявленные в ней цели развития экспортно-ориентированного крупнотоннажного производства СПГ сложно назвать иначе как амбициозными, особенно в условиях беспрецедентного санкционного давления, оказываемого на российскую СПГ-отрасль, начиная с осени 2023 г.

Отмеченная угроза формирования избытка предложения на мировом рынке СПГ во второй половине 2020-х гг. создает неблагоприятные ценовые и сбытовые условия для развития новых СПГ-проектов. Также в условиях ожидаемого избытка предложения США как ключевой долгосрочный конкурент России на мировом рынке СПГ будет иметь экономические стимулы для дальнейшего использования нерыночных, санкционных механизмов для сокращения предложения сжиженного газа со стороны России.

Вероятно, в силу слабой альтернативы трубопроводного импорта в Европе и общего роста издержек, цены на СПГ смогут удержаться на относительно высоком уровне – около 250–300 долл. за тыс. м³

А страны ЕС получают к 2027–2028 гг. возможность частично или полностью отказаться от импорта российского трубопроводного и сжиженного газа, замещающая его поставками СПГ из США и стран Ближнего Востока.

Но одновременно этот избыток может привести к резкому замедлению принятия в мире новых инвестиционных решений в отношении планируемых СПГ-заводов со сроками ввода в эксплуатацию после 2028 г., что должно способствовать балансировке мирового рынка СПГ в первой половине 2030-х гг.

СПГ «Криогаз-Высоцк»

Источник: «НОВАТЭК»



Неоколониальные практики зарубежных государств в энергетической политике Танзании

Neocolonial practices of foreign countries in Tanzania's energy policy

Алексей МАСТЕПАНОВ

Главный научный сотрудник
Аналитического центра энергетической
политики и безопасности ИПНГ РАН,
д. э. н., профессор РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, академик РАЕН
E-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV

Chief Researcher of the Analytical Center of the
Energy policy and Security (Oil and Gas Research
Institute of the Russian Academy of Sciences
– OGRI RAS), Dr. of economic sci., professor of
the National University of Oil and Gas «Gubkin
University», academician of the Russian
Academy of natural Sciences
E-mail: amastepanov@mail.ru

Андрей СУМИН

Ведущий научный сотрудник
Аналитического центра энергетической
политики и безопасности ИПНГ РАН, к. ю. н.
E-mail: 02.slot.cancans@icloud.com

Andrey SUMIN

Leading researcher of Analytical Center for
Energy Policy and Security (Oil and Gas Research
Institute of the Russian Academy of Sciences –
OGRI RAS), PhD in law
E-mail: 02.slot.cancans@icloud.com

Борис ЧИГАРЕВ

Ведущий инженер по научно-технической
информации ИПНГ РАН, к. ф.-м. н.
E-mail: bchigarev@ipng.ru

Boris CHIGAREV

Leading engineer for scientific and technical
information at the Oil and Gas Research Institute
of the Russian Academy of Sciences – OGRI
RAS, PhD in physics and mathematics
E-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. В статье дана характеристика энергетической политики Танзании. Рассмотрены основные вехи развития энергетической политики страны с момента обретения ею независимости и по настоящее время. Охарактеризованы особенности формирования энергетической политики в силу специфики политического и социально-экономического уклада Танзании. Проанализирован энергетический баланс страны. Дана характеристика формам присутствия зарубежных государств в энергетической отрасли Танзании и методам достижения ими поставленных целей. Рассмотрены организационно-правовые условия ведения производственной деятельности зарубежными энергетическими компаниями в Танзании. Выполнен анализ причин успехов и неудач их работы на энергетическом рынке Танзании. Сделан акцент на влиянии тенденций развития мировой энергетики на ТЭК Танзании. Охарактеризовано состояние энергетического рынка страны на текущий момент и очерчены тенденции его развития на обозримую перспективу.

Ключевые слова: Танзания, энергетическая политика, энергетическая безопасность, международные организации, Всемирный банк, инвесторы, политические элиты, энергетические ресурсы, природный газ, нефтегазовая отрасль, TANESCO, энергетический сектор, «зелёная» энергетика, гидроэнергетика, ветроэнергетика, углеводороды, газопровод, месторождения, генерирующие мощности, закон, тендер, неоколониализм.

Abstract. The article describes the energy policy of Tanzania. The main milestones in the development of the country's energy policy from the moment of its independence to the present are considered. The article describes the peculiarities of energy policy formation due to the specifics of the political and socio-economic structure of Tanzania. The energy balance of the country is analyzed. The article describes the forms of the presence of foreign countries in the energy sector of Tanzania and the methods of achieving their goals. The organizational and legal conditions of conducting production activities by foreign energy companies in Tanzania are considered. The reasons for the successes and failures of their work in the Tanzanian energy market are analyzed. The emphasis is placed on the influence of global energy development trends on the fuel and energy complex of Tanzania. The current state of the country's energy market is characterized and the trends of its development for the foreseeable future are outlined.

Keywords: Tanzania, energy policy, energy security, international organizations, World Bank, investors, political elites, energy resources, natural gas, oil and gas industry, TANESCO, energy sector, green energy, hydropower, wind energy, hydrocarbons, gas pipeline, deposits, generating capacities, law, tender, neocolonialism.

Топливо-энергетический сектор Танзании традиционно характеризуется высокой степенью централизации и государственного участия в нём. Преобладание государства в добыче энергоресурсов, производстве, передаче и реализации электроэнергии обусловлено особенностями социально-экономической структуры танзанийского общества и спецификой местных политических элит, сложившихся после обретения страной независимости в 1961 г. Джулиус Ньерере, один из ведущих политических деятелей Африки периода деколонизации, ставший первым президентом независимой Танзании и впоследствии неоднократно занимавший этот пост в течение длительного времени, с момента

обретения страной независимости от Великобритании последовательно воплощал в жизнь свою концепцию «уджамаа» (англ. – ujamaa)¹, по сути представлявшую собой разновидность социалистической идеологии. «Уджамаа» предполагала высокую степень вовлечённости государства в развитие экономики и общества с опорой на внутренние ресурсы и человеческий потенциал. Естественно, что энергетическому сектору в этой концепции отводилось далеко не последнее место. Главенствующая роль государства в энергетике и освоении природных богатств рассматривалась в «уджамае» в качестве залога успешного

¹ В переводе с суахили – одного из официальных языков Танзании – означает как «братство», «братскость», так и «социализм».

развития народного хозяйства. Согласно «уджаме», государство в силу своего патерналистского статуса не только вправе, но и обязано при необходимости вмешиваться в экономику для реализации возложенной на него ответственности перед обществом. Отголоски данной концепции ощущаются и по сей день в происходящих в Танзании политических и экономических процессах. Некоторые современные исследователи указывают, что «уджамаа» стала своего рода естественной реакцией на колониальное прошлое едва обретшей независимость Танзании. Отмечается также, что Танзания является одной из стран, где наследие периода колониализма сказыва-



Нефтебаза в Танзании
Источник: weforum.org

лось ещё долго и особенно сильно даже после провозглашения независимости [1, с. 14]. Бывшая метрополия – Великобритания – и другие западные государства умело пользовались сохранявшейся финансовой, технологической и внешнеторговой зависимостью Танзании от своих рынков.

В основе энергобаланса страны традиционно лежит триада из природного газа (64,04%), гидроэнергии (30,69%) и ВИЭ [2, с. 361]. Центральную роль в национальной энергетике играет государственный электроэнергетический концерн TANESCO, чей удельный вес в производстве электроэнергии составляет 84% [2, с. 357]. Такая структура энергобаланса начала формироваться ещё в последние десятилетия

колониальной эпохи. В частности, британская колониальная администрация санкционировала начало изыскательских работ на перспективных нефте- и газоносных участках на островах Занзибар, Мафия и Пемба. Компании Shell и British Petroleum осуществляли исследовательские работы на указанных островах в 1952–1965 гг. Колониальные власти также развивали гидроэнергетику. В 1966 г. правительство уже независимой Танзании заключило с итальянским энергетическим концерном инвестиционное соглашение об образовании совместного предприятия по строительству НПС в стране [3]. Во всех случаях речь шла о привлечении западных технологий, профессиональных кадров и финансирования.

Западное влияние на энергетическую политику Танзании видоизменилось со второй половины 1970-х гг., когда власти страны решили сделать ставку на широкое использование ВИЭ. В этот период в Танзании начали появляться западные неправительственные организации (НПО), провозглашавшие своей целью содействие властям страны в развитии возобновляемой энергетики. При этом НПО опирались на открытую поддержку правительств представляемых ими государств. Кульминацией этого процесса стало учреждение в середине 1980-х гг. в структуре Министерства водных, энергетических и минеральных ресурсов Танзании нового подразделения – Департамента возобновляемой энергетики. Указанное подразделение было создано при прямой организационной и финансовой поддержке Правительства ФРГ и, несмотря на название, сосредоточилось на развитии производства в стране древесного угля. Акцент на производстве именно древесного угля был сделан не случайно: древесный уголь традиционно используется городским населением в Восточной Африке в качестве энергоносителя, в то время как в сельских регионах предпочитают использовать дрова [4].

С подачи западных государств в Танзании была разработана и в 1992 г. обнародована новая энергетическая политика, содержавшая два кардинальных изменения в развитии национальной энергетике. Первое изменение было направлено на укрепление энергетической безопасности путём развития всех разновидностей возобновляемой энергетики, а не только

гидроэнергетики. Упор здесь делался на ветроэнергетику, хотя предполагалось также расширение использования ископаемого энергоносителя – природного газа. Использование внутренних резервов стало приоритетом для политических элит страны в развитии ТЭК на последующие десятилетия. Второе изменение в энергетической политике было направлено на реформирование национального энергетического сектора путём разделения электроэнергетического монополиста TANESCO на формально независимые друг от друга узкоспециализированные компании и на допуск частных фирм для работы на внутреннем энергетическом рынке. Характерно, что указанный пакет реформ представлял собой стандартный набор требований, предъявлявшихся в тот период Всемирным банком ко всем развивающимся странам, искавшим средства для модернизации национальной энергетики. Таким образом, фиксация на официальном уровне в качестве новой парадигмы развития энергетической безопасности и либерализации внутреннего энергетического рынка – явилась основой нового этапа функционирования танзанийского ТЭК под контролем западных структур [5, с. 4].

Тем не менее, достигнутый компромисс оказался хрупким. Первоначально заявленное намерение стимулировать использование природного газа и энергии ветра

Газовое месторождение «Сонго-Сонго» в Танзании
Источник: familypedia.fandom.com



Преобладание государства в добыче энергоресурсов, производстве и передаче электроэнергии обусловлено особенностями структуры танзанийского общества и спецификой местных политических элит

нашло практическое воплощение лишь наполовину: интерес к ветроэнергетике иссяк, зато власти взялись за поиск и разработку газовых месторождений. Возросшее внимание к природному газу не стало случайностью. Первое крупное месторождение природного газа на территории Танзании было открыто ещё в 1974 г. [6, с. 1]. Годом ранее случился нефтяной кризис, пошатнувший мировую экономику и продемонстрировавший правящим элитам многих государств уязвимость их энергетической безопасности, и Танзания не стала исключением. Открытие в 1982 г. второго обширного газового месторождения – в бухте Мнази (область Мтвара на юго-востоке страны) – показало существенный ресурсный потенциал для развития газовой генерации в Танзании [7, с. 3]. Впрочем, в то время правительственные эксперты сочли разработку указанных месторождений природного газа экономически нецелесообразной ввиду изначально предполагавшихся незначительными их запасов. К тому же Танзания той поры страдала от политической нестабильности ввиду правительственной чехарды: в стране отсутствовали политическая воля и финансовые ресурсы для масштабных работ по обследованию и разработке перспективных газоносных участков. Идея разработки месторождений природного газа с целью производства электроэнергии для нужд внутреннего рынка обрела новый импульс лишь в 1993 г., когда соответствующий план (проект «Сонго-Сонго») был обнародован одной частной электроэнергетической компанией, за которой стояли западные предпринимательские круги. Власти рассматривали газодобычу в качестве инструмента для стимулирования экономического развития бедных сельских регионов [7,

с. 3]. Проект «Сонго-Сонго» предусматривал добычу природного газа на побережье Индийского океана и его транспортировку по специально построенному газопроводу в регион Дар-эс-Салама для генерации электроэнергии. Реализовывать проект предполагалось силами совместного предприятия, образованного танзанийским электроэнергетическим монополистом TANESCO, танзанийской же национальной нефтяной компанией TPDC (англ. – Tanzania Petroleum Development Corporation) и рядом западных компаний, благодаря участию которых проекту было гарантировано достаточное финансирование [8]. Совместное предприятие стало результатом компромисса между танзанийским правительством (которое первоначально планировало сделать проект государственным) и западными инвесторами во главе с Всемирным банком, которые, напротив, намеревались сохранить проект «Сонго-Сонго» в частных руках. Указанные разногласия привели к существенному затягиванию проекта. Ещё более мощный удар по проекту «Сонго-Сонго» был нанесён вскрывшимся в танзанийском электроэнергетическом секторе коррупционным скандалом. В 1995 г. частная компания-производитель электроэнергии IPTL (англ. – Independent Power Tanzania Ltd.), учреждённая одним крупным танзанийским предпринимателем и малайзийской фирмой Mechmar Corporation, заключила контракт с государственными структурами на срочную поставку электроэнергии, производимой на принадлежащей ей дизельной электростанции. Поспешность при заключении договора поставки электроэнергии для государственных нужд, да ещё без проведения обязательного в подобных случаях тендера, формально объяснялась

В основе энергобаланса страны традиционно лежит триада из газа, гидроэнергии и ВИЭ. Центральную роль в национальной энергетике играет государственный электроэнергетический концерн TANESCO



ГЭС в Танзании

Источник: *africabrief.substack.com*

наступившей в стране продолжительной засухой, отчего резко снизилась выработка электричества на местных ГЭС. Вскоре, однако, выяснилось, что участвовавший в проекте танзанийский предприниматель обеспечил оперативное заключение упомянутого договора поставки путём подкупа целого ряда чиновников и политиков. В 1997 г. было объявлено, что компания IPTL изъявила желание заняться ещё и реализацией проекта «Сонго-Сонго». В ответ Всемирный банк объявил о приостановке финансирования проекта «Сонго-Сонго», обвинив танзанийские власти в нарушении уже достигнутых договорённостей. Некоторое время спустя и разразился скандал вокруг фирмы IPTL. Дополнительно выяснилось, что производимое фирмой электричество поставлялось государству по тарифам, существенно превышавшим средние по Восточной Африке расценки. Скандал спровоцировал громкие судебные процессы и отставки, а также породил скептическое отношение к другим частным компаниям-производителям электроэнергии. В итоге консорциум западных участников во главе с Всемирным банком сумел обеспечить себе право на проект «Сонго-Сонго», практическая реализация которого началась лишь в 2004 г. [1, с. 4] Взаимодействие танзанийских правительственных чиновников и представителей западных участников в рамках проекта «Сонго-Сонго» проходило непросто и сопровожда-

лось разногласиями. В этот период западные государства усилили нажим на Танзанию, требуя либерализации местного энергетического сектора, включая пересмотр правового статуса концерна TANESCO. Среди правивших тогда Танзанией политиков и чиновников также наблюдался раздор. Председатель правящей партии, третий президент страны Бенджамин Мкапа (Benjamin William Мкара) публично неоднократно подчёркивал свою приверженность реформированию национальной энергетики, чего от него требовали страны Запада. Но некоторые соратники Б. Мкапы и руководители государственных компаний относились к либерализации настороженно: сказывалось в том числе наследие социалистической ориентации страны в предыдущие десятилетия. Противоречия в правящем лагере привели к сохранению статус-кво в энергетике страны, хотя приватизировать TANESCO было решено ещё в 1997 г. В 2002 г. президент Б. Мкапа, выступая с речью перед западными представителями, в очередной раз подчеркнул свою приверженность реформированию национального энергетического сектора, но в то же время открыто признал, что в правящей партии и в правительстве страны существует сильное сопротивление либерализации: «Мы продолжаем движение в направлении приватизации остающихся в государственной собственности предприятий промышленности и коммунального хозяйства. Но процесс идёт сложно и медленно...» [5, с. 4]. Либерализация фактически началась лишь в 2002 г., когда одна южноафриканская компания выиграла тендер на управление концерном TANESCO. В 2004 г. на танзанийский электроэнергетический рынок вышла ещё одна компания с зарубежным участием: небольшая фирма Artumas, получившая финансирование от голландского инвестиционного банка FMO, планировала построить газовую электростанцию в регионе Мтвара на юго-востоке Танзании. Министерство энергетики Танзании и монополист TANESCO пытались препятствовать реализации проекта, но их усилия успехом не увенчались, поскольку проект получил поддержку президента страны Б. Мкапы, который как нельзя кстати оказался родом из Мтвары. Что касается самого электроэнергетического монополиста TANESCO, то планам по его приватизации и разделению на специализированные компании так

и не суждено было материализоваться. В 2005 г. правительство вычеркнуло TANESCO из списка подлежащих приватизации государственных компаний. Принимая во внимание набравшую в тот период кампанию по приватизации государственных предприятий, отказ от плана приватизировать электроэнергетическую монополию стоит рассматривать как нехарактерное для реалий того времени явление. Судя по всему, у TANESCO хватило влияния на успешную лоббистскую деятельность в высших эшелонах власти. К тому же правящая партия также предпочла оставить концерн в государственной собственности, явно руководствуясь соображениями на-



Танзания

Источник: *Photocreo / depositphotos.com*

циональной энергетической безопасности. Поскольку в тот момент TANESCO находилась в плачевном финансовом положении, правительство даже изыскивало средства для срочного оздоровления компании и частичной модернизации её инфраструктуры. Впрочем, формально правительство Танзании продолжило придерживаться курса на реформирование (включая приватизацию) энергетического сектора, что было закреплено в 2006 г. в проекте закона об электроэнергии. Между тем в период 2003–2006 гг. в Танзании свирепствовала засуха, в результате которой резко снизилась выработка энергии на местных ГЭС. В попытке исправить ситуацию правительство срочно изыскивало деньги на строитель-

ство нескольких газовых электростанций. Однако выделенных средств оказалось недостаточно, и в игру снова вступили западные организации, прежде всего упомянутый нидерландский банк FMO, которые и предоставили недостающее финансирование [5, с. 4].

Период 2008–2016 гг. можно условно выделить как отмеченный расхождением во взглядах ведущих танзанийских политиков на перспективы развития энергетического сектора страны. Рас-

и постоянно увеличивающимся спросом на электроэнергию со стороны растущего населения и хозяйствующих субъектов [9, с. 59]. В отраслевое законодательство были внесены изменения, облегчающие децентрализацию и разделение крупных энергетических компаний, а также облегчение доступа частного капитала к работе в энергетическом секторе. Перечисленные изменения были направлены на стимулирование участия частных инвесторов, в особенности зарубежных, в развитии ве-



ВЭС в Танзании

Источник: thanawang3rd / depositphotos.com

хождения затрагивали главным образом крупные проекты в сфере возобновляемой энергетики (кроме гидроэнергетики, целесообразность дальнейшего развития которой никем не оспаривалась). Тем самым внимание влиятельных политиков и функционеров сместилось с газовой генерации на производство электроэнергии из ВИЭ. Такого рода внимание оказалось неслучайным, ибо Танзания как часть восточноафриканского региона располагает двумя важными предпосылками для развития «зеленой» энергетики (в особенности солнечной и ветровой): благоприятными природно-климатическими условиями

троэнергетики. Несмотря на позитивную реакцию за рубежом, ни один ветроэнергетический проект в стране не был реализован. Тому были две причины. Во-первых, после очередного коррупционного скандала в энергетическом секторе с участием частных инвесторов танзанийское правительство опять заняло невнятную позицию в отношении негосударственного капитала в национальной энергетике. Во-вторых, в правительстве снова ожил интерес к развитию газовой генерации, поскольку были открыты новые крупные месторождения природного газа. Период 2008–2016 гг. следует считать качественно новым в раз-

витии энергетического сектора Танзании ещё и потому, что на него впервые обратили внимание инвесторы из Японии и Китая. В частности, в 2012 г. китайские инвесторы приняли участие в реализации проекта сооружения газопровода от месторождения в бухте Мнази до Дар-эс-Салама протяжённостью в 542 км [10]. Не зная до этого конкуренции с Дальнего Востока европейские инвесторы продолжали действовать в Танзании в прежней, постколониальной парадигме, едва ли не ультимативно требуя теперь от местных властей приоритетного внимания к развитию «зеленой» энергетики. Между тем азиатские деловые круги руководствовались исключительно финансовой успешностью энергетических проектов и готовы были вкладывать в них солидные деньги. Осознав новые реалии, танзанийские правящие круги решили увеличить роль государства в стимулировании социально-экономического развития – ещё недавно такой подход был бы рискованным ввиду отсутствия альтернатив западному капиталу, диктовавшему своё видение перспектив энергетики страны. Усилению роли государства в энергетическом секторе поспособствовала и засуха 2010–2013 гг. Производство электроэнергии на ГЭС снизилось, и правительство приняло решение профинансировать за счёт государственного бюджета строительство газопровода и нескольких газовых электростанций, дабы оперативно заместить выпавшие генерирующие мощности в гидроэнергетике. Тем не менее западное влияние на принятие Правительством Танзании решений в области развития национальной энергетики по-прежнему оставалось существенным. Правительство решило уделять внимание не только газовой, но и другим разновидностям генерации электроэнергии. Очередной план развития энергетического сектора Танзании закреплял провозглашённый Всемирным банком приоритет – производство электроэнергии при минимально возможной эмиссии парниковых газов. То есть фактически речь шла опять-таки о развитии масштабных проектов «зелёной» энергетики в качестве выставляемого Западом условия получения крупных зарубежных капиталовложений [5, с. 5].

Наступивший 2008 г. ознаменовался усилением внимания правительства к развитию «зелёной» энергетики, не связанной с гидроэнергетикой. Был пересмотрен закон об электроэнергии, его новая редакция

облегчала развитие возобновляемой энергетики в масштабах всей страны, причём речь шла уже не только о крупных проектах. Причин для принятия новой редакции закона об электроэнергии было две. Первая заключалась в создании рамочных условий для электрификации сельских регионов страны, в которых совокупно проживает 60% населения страны [4, с. 3]. Министр энергетики наделялся полномочиями по разработке программы электрификации в части усиления использования ВИЭ и строительства децентрализованных региональных систем электроснабжения. Второй причиной являлось давно декларируемое намерение правительства реформировать национальный энергетический сектор сообразно духу времени, разделив электроэнергетического монополиста TANESCO на специализированные

Офис TANESCO

Источник: en.m.wikipedia.org



Взаимодействие правительства и западных компаний по проекту «Сонго-Сонго» проходило очень непросто. Западные государства стали требовать от Танзании либерализации энергетического сектора

компании и тем самым привнес в энергетику конкурентное начало. Инициатива по пересмотру закона об электроэнергетике исходила не только от правительства, но и от западных структур. Именно по требованию последних отдельные положения новой редакции были сформулированы таким образом, чтобы появилась правовая определённость в пользу частных (прежде всего зарубежных) инвесторов, желавших принять участие в программе электрификации.

По инициативе Шведского управления международного сотрудничества в области развития (англ. сокр. – SIDA), в течение длительного времени оказывавшего разного рода поддержку энергетическому сектору Танзании, в стране было учреждено Агентство по сельской энергетике (англ. – Rural Energy Agency, сокр. – REA), задачей которого стала координация мер по электрификации сельских регионов. Стоит отметить, что развитие возобновляемой энергетики вообще является одним из традиционных приоритетов SIDA. За расширение производства «зеленой» электроэнергии в Танзании под началом всё активнее пропагандироваться парадигмой энергетического перехода [9, с. 59] выступил и Всемирный банк, эксперты которого разработали в 2007 г. специальную программу для развивающихся стран – «Проект по развитию энергетики и расширению доступа к энергии» (англ. – Energy Development and Access Expansion Project). Указанный проект был призван стимулировать развитие возобновляемой энергетики на условиях свободного рынка. Правительство Танзании присоединилось к проекту. С целью создания конкурентной среды в национальной энергетике и во исполнение задачи по электрификации сель-

ских регионов, правительство выдвинуло инициативу учредить сеть небольших компаний-поставщиков электроэнергии, генерирующие мощности каждой из которых не превышали бы 10 МВт. Западные организации-доноры одобрили инициативу в 2008 г.

В том же году в учрежденном при правительстве Танзанийском инвестиционном центре (англ. – Tanzanian Investment Centre, сокр. – TIC) был официально зарегистрирован Wind East Africa – первый из трёх крупных проектов в области ветроэнергетики в Танзании середины первого десятилетия XXI в. Реализации проекта предшествовали масштабные проектные работы по замеру силы ветров и оценке целесообразности размещения ветрогенераторов в разных регионах страны. Проектные работы проводились при техническом и финансовом содействии Danida – Датского агентства международного развития. Проект Wind East Africa реализовывался на базе фирмы Six Telecom – танзанийской телекоммуникационной компании, принадлежащей представителям местной бизнес-элиты, которые, в свою очередь, располагали связями в правительственных верхах. В частности, одним из собственников Six Telecom являлся тогдашний директор государственного Инвестиционного банка Танзании (англ. – Tanzania Investment Bank), ещё один собственник был связан с вице-президентом страны Билалом. Первона-

Рынок в Танзании

Источник: *bennymarty / depositphotos.com*



Основной потребитель ДТ в Танзании – аграрный сектор
Источник: *grigvovan / depositphotos.com*

чально Six Telecom развивала проект в кооперации с британской компанией Aldwych, а в последующем – с организацией IFC, аффилированной с Всемирным банком. Проект был поддержан Правительством Великобритании. Стоит отметить, что Wind East Africa представлял собой типичный для танзанийских реалий результат сплетения государственных и частных интересов с отчасти непрозрачным составом бенефициаров и высоким уровнем участия представителей западных государств. Этот и последующие сходные проекты затевались и реализовывались крупными местными предпринимателями, имевшими связи в высших эшелонах власти, при участии инвесторов и организаций из стран Запада. Так, ещё один из масштабных ветроэнергетических проектов – Power Pool East Africa – продвигался группой учредителей – якобы частных лиц, некоторые из которых являлись депутатами парламента, где представляли правившую в стране партию. Практическая реализация проекта Power Pool East Africa проводилась при участии двух государственных организаций – концерна TANESCO и Национальной корпорации развития (англ. – National Development Corporation, сокр. – NDC). При этом в качестве организационно-правовой формы для проекта было выбрано смешанное частно-государственное партнёрство, получившее наименование Geowind и учреждённое с целью получить

финансирование от китайского банка Exim Bank. Участие TANESCO и парламентариев гарантировало проекту Power Pool East Africa под формальным руководством Geowind самую быструю реализацию по сравнению с сопоставимыми проектами на ВИЭ такого масштаба: в рекордно короткие сроки (в 2013 г.) компания Geowind получила официальное разрешение на поставку производимой ею электроэнергии.

Прямо противоположно сложилась судьба другого ветроэнергетического проекта – SinoTan. Инициаторы проекта практически не имели связей в управленческой и политической элитах Танзании, что предсказуемо гарантировало проекту массу трудностей при реализации. В целом указанные ветроэнергетические проекты хоть и были реализованы на практике, но их вклад в электрификацию сельских регионов оказался незначительным. Причиной тому являлся избирательный подход властей к применению норм закона об электроэнергии и нежелание усиливать роль частного сектора в расширении энергетической инфраструктуры. Правивший Танзанией в 2005–2015 гг. четвертый президент Джакайя Киквете (Jakaya Kikwete)² сделал одним из приоритетов своей политики в энергетическом секторе обуздание погони за сверхприбылями и потому в целом сдержанно относился к частным инвестициям в национальную энергетическую инфраструктуру. На руку Д. Киквете сыграл разразившийся в 2008 г. коррупционный скандал, когда достоянием гласности стали злоупотребления при проведении тендера на строительство газовой электростанции мощностью в 120 МВт. Победителем тендера была объявлена фирма Richmond Development Company – существовавшая лишь номинально, без какого-либо опыта в производстве электроэнергии. В результате проведённого парламентского расследования выяснилось, что указанная фирма выиграла тендер по закулисной протекции премьер-министра Э. Ловассы. Из-за разразившегося скандала в отставку вынуждены были уйти и премьер-министр, и министр энергетики страны.

Сложившаяся ситуация сыграла на руку президенту Д. Киквете и его политическим союзникам: был усилен контроль

² Главным направлением политики Д. Киквете на посту Президента Танзании было привлечение в танзанийскую экономику иностранных инвестиций, борьба с бедностью, а также дальнейшее развитие интеграционных процессов в Восточной Африке – Энциклопедия ТАСС.



Газовое месторождение «Сонго-Сонго» в Танзании

Источник: *africa-energy-portal.org*

за действовавшими на энергетическом рынке страны компаниями и практикуемыми ими методами по максимизации прибыли. Президент Д. Киквете заявил, что в целом не возражает против частного капитала в энергетическом секторе, но желает более чёткого разделения между деньгами и политикой. Д. Киквете энергично поддерживал деятельность учреждённого во исполнение закона об электроэнергии в редакции 2008 г. Агентства по надзору в сфере энергетических и водных ресурсов (англ. – Energy and Water Regulatory Authority, сокр. – EWURA).

В 2003-2006 гг. в Танзании свирепствовала засуха, выработка на ГЭС упала. Правительство срочно нашло деньги на строительство нескольких газовых электростанций, но этого было недостаточно

Агентство было наделено полномочиями защищать интересы потребителей энергии, в том числе посредством регулирования тарифов и контроля за деятельностью компаний – участников энергетического рынка. Укрепляя положение EWURA, президент Д. Киквете через данное агентство осуществлял реализацию своей политики по обузданию практики извлечения сверхприбылей энергетическими компаниями. Тем не менее описанные процессы наложили негативный отпечаток на общее восприятие вхождения частного капитала в энергетический сектор страны. Ярким примером тому служит неудача в реализации проекта частной зарубежной фирмы Artumas по строительству газовой электростанции в провинции Мтвара. В 2008 г. фирма Artumas запросила у EWURA официального утверждения разработанных ею тарифов на электроэнергию, которую планировалось поставлять потребителям с возводимой газовой электростанции. Тарифы утверждены не были, что привело к финансовым затруднениям у Artumas и её уходу с рынка. Построенная Artumas электростанция досталась в итоге электроэнергетическому монополисту TANESCO. Строительство

крупных ветропарков в рассматриваемый период также сошло на нет: формально правительство не чинило особых препятствий инициаторам ветроэнергетических проектов, но в то же время уклонялось от оказания им действенной поддержки. [5, с. 6].

Новый сдвиг в энергетической политике Танзании пришёлся на 2010-е гг. Не отказываясь от декларируемых реформ энергетического сектора, правительство в то же время начало подспудно продвигать посыл об усилении роли государства в энергетике. Одновременно с официальными трибунами вновь зазвучали инициативы по расширению использования природного газа. В рамках этих инициатив в 2012 г. был подписан контракт на строительство крупного газопровода из Мтвары в Дар-эс-Салам. Эти новые веяния были продиктованы несколькими причинами. Во-первых, в 2010 г. на континентальном шельфе Танзании были открыты первые по-настоящему крупные месторождения природного газа. Последующие годы ознаменовались новыми значительными открытиями газовых месторождений: по состоянию на 2022 г. оценочные запасы природного газа на танзанийском шельфе составляли 57,54 трлн куб. футов [11]. В том же 2010 г. страну поразила очередная засуха, продолжавшаяся и год спустя. В результате выработка электроэнергии танзанийскими ГЭС снизилась почти вдвое. Во-вторых, у западных структур, до той поры безраздельно занимавших монопольную позицию на рынке капитала и без согласия которых не была возможна реализация ни одного более-менее крупного энергетического проекта в Восточной Африке, появился конкурент – Китай. Китайские инвесторы, в отличие от западных, в своей деловой практике руководствовались лишь критериями экономической целесообразности и финансовой окупаемости энергетических проектов. Именно китайские инвесторы согласились предоставить финансирование на строительство упомянутого газопровода после того, как его отказался финансировать Всемирный банк. Таким образом, впервые за время независимости Танзании западные финансовые структуры оказались не у дел при реализации масштабного энергетического проекта. В-третьих, традиционно бытующее в среде правящих элит Танзании стремление использовать природные ресурсы страны для ускорения

её социально-экономического развития получили новый импульс опять-таки в 2010-е гг. Новым веянием здесь стали планы увеличить производство электроэнергии для стимулирования развития страны, тогда как прежде в качестве единственного источника преобразований рассматривались прибыли горнодобывающей промышленности. Проект газопровода в Дар-эс-Салам не являлся составной частью планов по электрификации страны. Его строительство было инициировано совместно Министерством энергетики и природных ресурсов и танзанийской государственной нефтяной компанией TPDC как способ укрепления национальной энергетической

Нефть Танзании
Источник: *fxmag.ru*

безопасности, уровень которой снизился из-за падения объёмов генерации на ГЭС вследствие продолжительной засухи. Правительство Танзании одобрило проект газопровода, тем самым сделав добычу и использование природного газа приоритетом текущей энергетической политики.

Период 2010-х гг. интересен тем, что с открытием крупных газовых месторождений в стране и ростом влияния в Африке Китая правящие круги Танзании получили пространство для маневрирования в политике и экономике. У танзанийского правительства появились возможности и стимулы для долгосрочного планирования социально-экономического развития страны на основе усиления роли

государства, причём без необходимости оглядываться на Запад, как неизменно случалось прежде. Данный подход даже получил закрепление на официальном уровне в программных документах правительства (2015 г.) и Министерства финансов и планирования Танзании (2016 г.) в виде провозглашенного курса на снижение зависимости страны от различного рода помощи со стороны международных организаций [1, с. 5]. Проект газопровода из Мтвары в Дар-эс-Салам рассматривался правительством как фактор укрепления национальной энергетической безопасности и как возможность для осуществления индустриализации страны на основе гаран-



Транспорт в Танзании
Источник: RichTphoto / depositphotos.com

тированной и дешёвой энергии внутреннего производства. Власти рассматривали индустриализацию как насущную необходимость: рассматриваемый период характеризовался стремительным ростом урбанизации в стране – совокупная численность населения городов Мвандза, Дар-эс-Салам, Аруша, Додома и Мбейя подскочила с 8,4 млн в 2002 г. до 22,8 млн в 2021 г. [12, с. 3, 16]. Власти поощряли урбанизацию, рассматривая увеличение городского населения как предпосылку экономического роста и залог трансформации и модернизации общества [12, с. 19]. Это диктовало необходимость ускоренного создания большого количества рабочих мест, соответствующей инфраструктуры и систем

жизнеобеспечения за короткое время, что сделать возможно было только централизованно, т. е. при непосредственном участии государства [13]. По этой причине газопровод рассматривался как стратегический актив, которому надлежало находиться исключительно в государственной собственности. Было решено юридически зафиксировать государственный контроль над газопроводом посредством оформления его в собственность государственной нефтяной компании TPDC [5, с. 6].

Тем не менее, развитие энергетического сектора Танзании в 2010-е гг. характеризовалось и колебанием властей относительно инструментов достижения поставленных целей. Невзирая на провозглашённый приоритет газовой генерации, правительство не могло не учитывать и мнений влиятельного частного сектора, который продолжал продвигать основанные на использовании других энергоносителей проекты – такие, как ветроэнергетические. С одной стороны, власти энергично взялись за развитие газодобычи и строительство газоперерабатывающей инфраструктуры [14]. Так, газопровод из Мтвары в Дар-эс-Салам был построен в 2013–2015 гг., а уже в 2015–2016 гг. вступили в строй две крупных газовых электростанции – Kinyerezi-1 и Kinyerezi-2. Обе электростанции были построены по заказу концерна TANESCO на заёмные средства. Характерно, что проект Kinyerezi-2 был профинансирован японским Банком международного сотрудничества (англ. – Bank for International Cooperation). Таким образом, середина 2010-х гг. ознаменовалась выходом на энергетический рынок Танзании ещё одного влиятельного зарубежного игрока – Японии. Появление в Танзании китайских и японских инвесторов, равно как и сохранение высокого интереса к местному ТЭК со стороны западных компаний и международных организаций соответствующего профиля, объяснялись как раз упомянутым выше открытием в танзанийском секторе шельфа Индийского океана крупных месторождений природного газа в период 2010–2015 гг. [1, с. 2]. С другой стороны, параллельно строительству газопровода власти продолжали декларировать намерение развивать конкуренцию в национальной энергетике. В частности, в 2014 г. правительство обнародовало новый программный документ – «Дорожную карту-стратегию

реформирования отрасли электроснабжения на период 2014–2025 гг.» (англ. – Supply Industry Reform Strategy and Roadmap 2014–2025). Изданием этого документа власти стремились успокоить участников энергетического рынка и донести до них следующую мысль: разработка газовых месторождений и строительство инфраструктуры объективно требуют повышения роли государства в энергетической политике, но без ущемления интересов инвесторов, реализующих прочие проекты в энергетике. Основной целью правительства являлось стимулирование социально-экономического развития в стране, и частный сектор рассматривался властями как один из благоприятствующих росту экономики факторов. В дорожной карте правительство в очередной раз подтверждало намерение разделить электроэнергетическую монополию TANESCO на профильные компании и шире открыть энергетический сектор для сторонних производителей электроэнергии. По замыслу инициаторов этого программного документа, к 2025 г. в Танзании должен был сформироваться полностью конкурентный рынок электроэнергии. Дорожной картой был предусмотрен резкий рост производства электроэнергии в стране: с 1500 МВт на момент из-

Использование СЭС в частном секторе в Танзании



Источник: dubogray1985 / depositphotos.com

Период 2008–2016 гг. следует считать качественно новым в развитии энергетического сектора Танзании ещё и потому, что на него впервые обратили внимание инвесторы из Японии и Китая

дания документа в 2014 г. до 10 тыс. МВт в 2025 г. В рамках стратегии по укреплению энергетической безопасности предполагалась диверсификация национального энергобаланса за счёт реализации новых крупных проектов в сфере солнечной и ветровой энергетики. Необходимо отметить, что при президентстве Д. Киквете Танзания начала позиционировать себя в качестве сторонницы мер по смягчению последствий изменения климата. Практическим осуществлением реформы национальной отрасли электроснабжения руководил министр энергетики Соспетер Мухонго, занимавший данный пост дважды –

в 2012–2015 и в 2016–2017 гг. Конечной целью реформы С. Мухонго видел формирование в стране функционирующего на конкурентных началах единого рынка электроэнергии. По замыслу министра, гибкий и конкурентный электроэнергетический рынок был бы способен изжить традиционные для танзанийской энергетики коррупцию и безудержную погоню за прибылью в ущерб развитию отрасли. Для ускорения реформы рынка электроэнергии по инициативе С. Мухонго в конце 2016 г. была издана директива об электроэнергии – в части реорганизации рынка электроэнергии и стимулировании конкуренции на нём (англ. – Electricity (Market Re-Organisation and Promotion of Competition Regulation). Политика Д. Мухонго пользовалась поддержкой Всемирного банка, который рассматривал издание директивы и упомянутой выше дорожной карты в качестве закономерного результата проводившегося с его же подачи с 2013 г. реформирования газовой и электроэнергетической отраслей Танзании. Декларируемая властями через обнародование указанных программных документов приверженность реформированию энергетического сектора привела к смещению фокуса внимания с прежних масштабных ветроэнергетических проектов, лоббированных заинтересованными группами. В частности, изначально успешно и быстро стартовавший проект Geowind оказался вдруг заморожен, поскольку правительство отозвало свою гарантию для кредита китайского банка Exim Bank в 2016 г. Правительство объявило, что отныне все подобные проекты будут реализовываться через открытые тендеры. В том же 2016 г. власти Танзании обновили перечень критериев, применяемых для оценки целесо-

В 2008 г. правительство Танзании зарегистрировало Wind East Africa – первый из трёх проектов ветроэнергетики страны. Этому предшествовали масштабные работы по оценке площадки и силы ветров



Дороги в Танзании не асфальтированы, используется топливо низкого качества
Источник: natalia.milko@gmail.com / depositphotos.com

образности реализации энергетических проектов. В перечень был включен критерий экологичности, понимаемый в том числе как уровень выброса углекислоты в атмосферу. До 2016 г. основными критериями оценки энергетических проектов были сметная стоимость, надёжность и доступность производимой в рамках проекта энергии. В тот период казалось, что наблюдавшийся в мире приоритетный подход к экологичности в энергетическом секторе укоренится и в Танзании, тем более, что его учёта при реализации новых проектов требовали западные финансовые круги и международные организации. К концу 2016 г. в стране на средства западных инвесторов строилось несколько крупных ветровых электростанций, спроектированных также западными специалистами. Впрочем, нельзя утверждать, будто энергетическая политика Танзании в указанный период проводилась исключительно с учётом пожеланий западных спонсоров и финансовых структур. Тогдашний министр энергетики и минеральных ресурсов Д. Мухонго приветствовал и расширение угольной генерации. Такой подход свидетельствует скорее о желании властей диверсифицировать энергетический баланс с целью укрепления энергетической безопасности страны. В целом по состоянию на начало 2017 г. энергетическая политика Танзании была направлена на реализацию крупных проектов с использованием ВИЭ

(исключая гидроэнергетику) на базе частного капитала. Несмотря на предпринятые усилия властей и на позитивное отношение международных организаций, обеспечивавших благоприятный информационный фон, масштаб ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей на ВИЭ оказался существенно ниже ожиданий [5, с. 7].

Тем временем, танзанийский политический ландшафт претерпел очередные серьёзные изменения, что не могло не сказаться и на энергетической политике страны. События начали развиваться по непредвиденной траектории. Пришедший к власти в 2015 г. пятый президент Джон Помбе Джозеф Магуфули (John Pombe Joseph Magufuli) провозгласил курс на ускоренную индустриализацию страны³. Президент и его правительство объявили о намерении стимулировать развитие промышленности и сельского хозяйства. А это, в свою очередь, подразумевало производство дешевой и доступной энергии. Формально не провозглашая отхода от энергетической политики предшественников, новое правительство сде-

³ В 2017 г. правительство Д. Магуфули запретило экспорт сырых руд и концентратов с целью развития национальной обрабатывающей и химической промышленности и пересмотрело ряд лицензий в отношении многих работающих в стране иностранных компаний. Вместе с тем в период его правления был принят ряд непопулярных мер: были запрещены массовые политические мероприятия, закрыто несколько оппозиционных газет и интернет-изданий, было ужесточено законодательство в отношении интернета и СМИ, подвергались преследованиям сексуальные меньшинства (энциклопедия ТАСС).

АЗС в Танзании

Источник: PantherMediaSeller / depositphotos.com



лало ставку на развитие гидроэнергетики. Президент Д. Магуфули назначил на ключевые посты в промышленном и энергетическом секторах своих единомышленников, разделявших его видение ускорения экономического развития посредством усиления роли государства в экономике. В русле этой политики правительство в 2017 г. инициировало крупномасштабный гидроэнергетический проект, названный в честь первого президента Танзании – Julius Nyerere Hydropower Project (сокр. – JNHPP), включавший водохранилище и ГЭС. Проектная мощность ГЭС должна была составить 2100 МВт, что одновременно более чем в два раза увеличило бы производство электроэнергии в стране. Реализация грандиозного проекта должна была занять десятилетия. Анонсируя проект, власти ссылались на череду неполадок в системе электроснабжения по всей стране в конце 2016 – начале 2017 гг. По замыслу правительства, проекту суждено было находиться в собственности государства. Обнародованию плана по реализации проекта JNHPP предшествовало освобождение от должности министра энергетики и минеральных ресурсов Танзании Д. Мухонго, выступавшего за диверсификацию национального энергетического баланса и против гипертрофированного развития гидроэнергетики. Новым министром энергетики и минеральных ресурсов стал М. Калемани – сподвижник президента Д. Магуфули, во многом разделявший социалистические методы стимулирования экономического развития. Изменения в энергетической политике нового правительства встретили резко негативную реакцию за рубежом, из-за чего танзанийские власти не сумели привлечь иностранное финансирование для реализации проекта JNHPP. Изначально планировалось финансировать проект на заёмные средства из-за рубежа. Попытки получить займы во Всемирном банке и Африканском банке развития окончились неудачей. Свой отказ банки мотивировали экологической нецелесообразностью проекта (согласно проекту, в зону затопления попадал заповедник дикой природы Селоус). Оставшись без западного финансирования проекта JNHPP, президент Д. Магуфули обратился за поддержкой к Китаю. Попытка успехов не увенчалась, ибо выдвинутые китайцами условия не устроили танзанийское правительство. В итоге было принято решение

Wind East Africa – типичный для Танзании результат сплетения государственных и частных интересов с непрозрачным составом бенефициаров и высоким уровнем участия западных государств

финансировать строительство за счёт внутренних заимствований и бюджетных вливаний. Часть финансирования обязались предоставить египетские строительные компании, выбранные правительством для технической реализации проекта. Одновременно усилилось давление на оппонентов энергетической политики Д. Магуфули внутри страны. В частности, выступавшим против проекта JNHPP депутатам парламента Танзании Д. Магуфули прямо угрожал тюремным заключением [5, с. 8].

Стоит отметить, что смещение приоритетов в сторону гидроэнергетики не означало отказа

от проектов с использованием прочих ВИЭ. В частности, в конце 2018 г. было объявлено о планируемом проведении тендеров на реализацию ряда проектов в области солнечной и ветровой генерации. Рассматривалась и возможность строительства угольных электростанций. Новость о тендерах вызвала удивление в экспертном сообществе – принимая во внимание, что реализовывать эти проекты предлагалось с привлечением частного финансирования, что противоречило линии президента Д. Магуфули на приоритетность государственного участия в энергетике. Эксперты полагали, что рассмотрение перечисленных проектов на официальном уровне стало своего рода уступкой властей в сторону государств Запада, которые продолжали оказывать закулисное давление на политическую верхушку Танзании с целью гарантировать себе дальнейшее участие в энергетическом секторе восточноафриканской страны [5, с. 8]. Впрочем, на тот момент планы по дальнейшему строительству солнечных и ветровых электростанций так и остались планами: тендеры не состоялись, а поступившие коммерческие предложения потенциальных участников застряли на стадии рассмотрения в правительственных кабинетах [5, с. 7].

СЭС в Танзании

Источник: WichienTep / depositphotos.com



АЗС в Танзании

Источник: 2630ben / depositphotos.com

Начало рассматриваемого периода ознаменовалось новым этапом противостояния Правительства Танзании с международными финансовыми организациями (в которых преобладали представители государств Запада) и по другому вопросу. 1 января 2017 г. от должности был освобождён директор электроэнергетической монополии TANESCO. Причиной увольнения стало повышение компанией тарифов на электроэнергию на 8,5% для всех категорий потребителей. Повышение тарифов хоть и было одномоментным, но не стало неожиданностью, ибо было загодя согласовано с Всемирным банком с целью привязки тарифов к уровню инфляции для привлечения зарубежных инвестиций. Кроме того, индексация тарифов была одобрена национальным регулятором EWURA. Повышение тарифов на 8,5% оказалось существенно ниже изначально намеченного, но всё равно было расценено президентом Д. Магуфули как неоправданное. Стоит отметить, что новоизбранный Д. Магуфули оказался на должности в качестве компромиссного кандидата в результате внутренних интриг в правящей партии, и потому поначалу действовал осторожно, стараясь учитывать интересы всех разнонаправленных

политических сил. Увольнение директора TANESCO стало первым самостоятельным шагом президента страны. В качестве обоснования Д. Магуфули привёл программу правящей партии и собственные взгляды на перспективы развития страны: «Мы лишаемся возможности развивать промышленность, разрабатывать планы по снабжению электроэнергией сельских регионов... лишь потому, что кто-то в силу своего должностного положения произвольно повышает тарифы. Это неприемлемо» [5, с. 7]. Данное высказывание следует рассматривать как квинтэссенцию проводимой при правлении Д. Магуфули энергетической политики: в рассматриваемый период 2017–2021 гг. танзанийские власти отдавали приоритет ускоренной индустриализации экономики на основе дешевой энергии, причём особый акцент делался на электрификацию сельских регионов, население которых представляло собой электроральную базу правящей партии. В ответ Всемирный банк отменил предоставление третьего по счёту транша из серии взносов по 100 млн долл. США на рекапитализацию TANESCO. Формальным основанием данного шага стали проволочки властей с имплементацией достигнутого ранее со-

глашения между Танзанией и Всемирным банком по расширению поставок электроэнергии, произведённой частными компаниями с западным участием. В посвящённом Танзании разделе годового отчёта Всемирного банка, обнародованном в декабре 2017 г., было указано, что обе газовые электростанции проекта Kinyerezi так и не были приватизированы, а «политика государства по отношению к участию частного сектора в будущих энергетических проектах остаётся неясной» [5, с. 8]. Тем не менее правительство президента Д. Магуфули продолжало гнуть свою линию по закреплению преобладающей роли государства в энергетике. Так, в 2019 г. власти



ВЭС в Танзании

Источник: kateen2528 / depositphotos.com

изыскивали средства на увеличение мощности на 185 МВт газовой электростанции Kinyerezi-1, владельцем которой является государственный концерн TANESCO. Строительство дополнительных генерирующих мощностей было призвано покрыть возникший дефицит электроэнергии на рынке, куда продолжалось строительство ГЭС в рамках проекта JNHPP [5, с. 9].

Начавшийся в 2017 г. период противостояния танзанийских властей с международными организациями и влиятельными финансовыми структурами завершился в марте 2021 г. со скоростной смертью президента Д. Магуфули. Через два дня после ухода из жизни Д. Магуфули его должность перешла к вице-президенту

страны Самии Салуку Хассан (Samia Suluhu Hassan)⁴. Первая в истории Танзании женщина – глава государства – сразу взяла курс на разрешение накопившихся противоречий с западными донорами и инвесторами. В первую очередь власти смягчили подход к нормативному регулированию прав собственности на электрогенерирующие мощности. Зарубежным инвесторам снова было разрешено участвовать в реализации энергетических проектов в Танзании. Были упрощены правила проведения тендеров на строительство ветровых и солнечных электростанций. Если раньше заявки потенциальных инвесторов на участие в тендерах подавались в Министерство финансов Танзании (где нередко их дальнейшая судьба оставалась неясной), то с начала 2022 г. такие заявки стала в ускоренном порядке рассматривать команда экспертов из госкомпании TANESCO. Реакция иностранных предпринимателей не заставила себя ждать: уже в 2021 г. возобновилась реализация новых электроэнергетических проектов. В частности, в мае 2021 г. было подписано первое соглашение такого рода – о строительстве ГЭС Малагараси мощностью в 50 МВт. Финансировать проект предполагалось из двух зарубежных источников – посредством займа от Африканского банка развития (англ. сокр. – AfDB) и из формально ассоциированного с AfDB фонда, за которыми на деле стояли китайские инвесторы. Месяцем позже состоялось подписание второго энергетического проекта с зарубежным участием. На сей раз в качестве иностранного инвестора выступило Французское агентство по развитию (англ. – French Development Agency, сокр. – AFD), а с танзанийской стороны соглашение подписало государственное министерство финансов. Французская сторона обязалась профинансировать строительство солнечной электростанции производительностью в 50 МВт в Шиньянге. Характерно, что все возводимые объекты формально считались государственной собственностью (право собственности регистрировалось на госкомпанию TANESCO), хотя строительство велось на средства частных инвесторов. Особенно знаковым стоит считать возвращение западного капитала в танзанийский энергетический сектор.

⁴ В области экономической политики Самия Сулуку Хасан сделала упор на поддержку национальных производителей и развитие двусторонних экономических отношений с государствами Ближнего Востока, в частности, с ОАЭ (энциклопедия ТАСС).



A3C Universe в Танзании

Источник: vlad_k / depositphotos.com

Собственно, Французское агентство по развитию одобрило техническое обоснование проекта солнечной электростанции в Шиньянге ещё в 2016 г. и выделило финансирование на строительство в 2019 г. Реализация проекта поначалу затянулась из-за аппаратных игр внутри танзанийского Министерства финансов. Причин для последующих изменений в энергетической политике Правительства Танзании, в том числе в отношении к зарубежному капиталу в энергетической отрасли, было две. Во-первых, уже в самом начале своего нахождения на посту новый президент страны С. Хассан заменила практически всё руководство энергетической отрасли. Среди вновь назначенных функционеров было много приверженцев либерального подхода к экономике. В сентябре 2021 г. был отправлен в отставку министр энергетики М. Калемани, его преемником стал Дж. Макамба – давний протеже бывшего президента Д. Киквете и сторонник реформирования энергетического сектора на основе принципов рыночной экономики. При правлении президента Д. Магуфули Дж. Макамба некоторое время занимал пост министра по делам окружающей среды, но был уволен за праволиберальные взгляды в 2019 г.

После назначения на пост министра энергетики, Дж. Макамба объявил о намерении реформировать национальный энергетический сектор, разделить энер-

гетическую монополию TANESCO на профильные компании, и создать новую систему формирования тарифов на передачу и приобретение электроэнергии согласно принципу экономической целесообразности. Дж. Макамба расставил своих единомышленников на ключевые посты в Министерстве энергетики и в TANESCO. Главой TANESCO стал функционер, отвечавший в правление президента Д. Киквете за проведение преобразований в экономике, а исполнительным директором монополии и вовсе был назначен выходец из частного сектора – невиданное до сих пор для Танзании явление. Во-вторых, страну в очередной раз поразила засуха, и падение выработки на ГЭС вкупе с перебоями в подаче электроэнергии снова заставило власти думать о диверсификации энергетического баланса. Проблема укрепления энергетической безопасности в общенациональном масштабе затмила в какой-то момент межпартийные и межрегиональные противоречия, заложницей которых в Танзании традиционно становилась энергетическая отрасль. Правительство принялось обсуждать проведение реформы национальной энергетики, которая была свёрнута при правлении президента Д. Магуфули. Был снят негласный запрет на проведение тендеров по реализации проектов в области солнечной и ветровой генерации. При этом подразумевалось, что за некоторыми номинальными участниками подобных тендеров стояли западные инвесторы. Снова стали появляться и другие проекты на основе частно-государственного партнёрства, когда зарубежные компании представляли планы строительства или реконструкции генерирующих мощностей в сотрудничестве с концерном TANESCO. По состоянию на апрель 2022 г. танза-

В 2010 г. на фоне сильнейшей засухи на шельфе Танзании были открыты крупные месторождения газа, а в 2012 г. был подписан контракт на строительство газопровода из Мтвары в Дар-эс-Салам

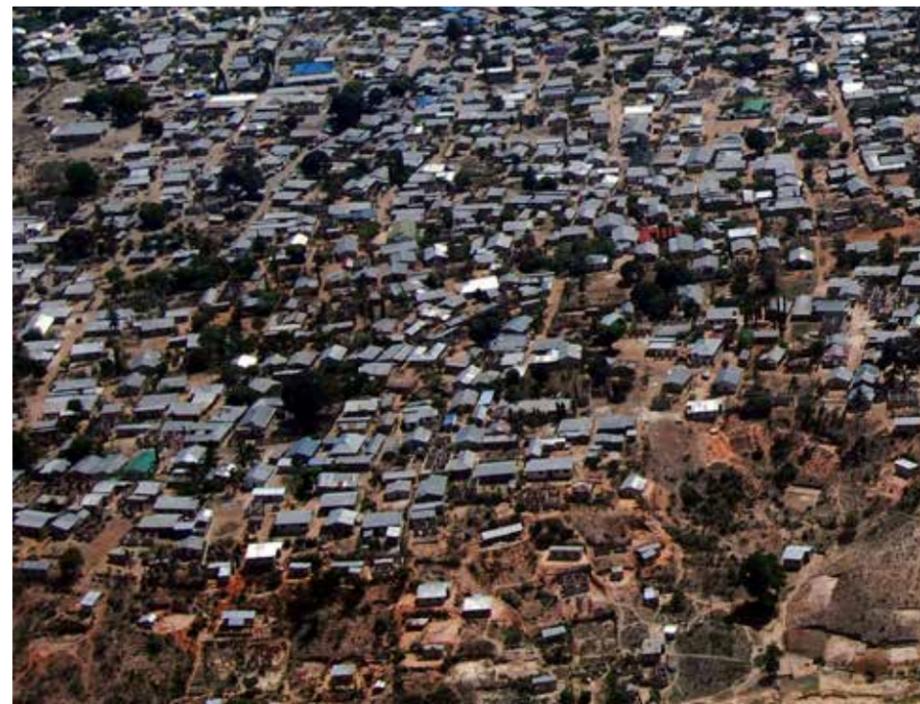
1 января 2017 г. от должности был освобождён директор электроэнергетической монополии TANESCO. Причиной увольнения стал рост тарифов на электроэнергию на 8,5% для всех потребителей

нийские власти вели переговоры с пятью зарубежными компаниями о строительстве трех солнечных электростанций мощностью 50 МВт каждая и двух ветровых электростанций мощностью по 100 МВт с правом последующей реализации производимой на указанных объектах электроэнергии. С упрощением процедуры регулирования тендеров танзанийский энергетический сектор снова стал интересен западным инвесторам. К марту 2023 г. в стране активно работали компании из США, Великобритании, Франции, Норвегии и Японии. Залогом успеха для работы на танзанийском энергетическом рынке для зарубежных инвесторов стал более гибкий подход к юридическому оформлению права собственности на создаваемые ими генерирующие мощности – в отличие от традиционно продвигаемого Всемирным банком режима наибольшего благоприятствования для иностранных компаний при работе в развивающихся странах [5, с. 10]. Показательным примером здесь служат два проекта: солнечная электростанция Кишапу мощностью в 50 МВт (возводимая на средства Французского агентства по развитию) и ГЭС Каконо мощностью в 87 МВт (соглашение о строительстве которой, подписанное в начале 2023 г., предусматривало софинансирование на средства всё того же Французского агентства по развитию, а также Африканского банка развития и Евросоюза). В обоих случаях инвесторы согласились на регистрацию права собственности на возводимые генерирующие мощности в пользу TANESCO. Впрочем, невзирая на определённую уступчивость западных инвесторов, танзанийскую правящую партию по-прежнему раздирали противоречия по отношению к роли государства в энер-

гетической отрасли. Часть функционеров с подозрением относилась к ослаблению контроля за зарубежным присутствием в национальной энергетике. В последние месяцы своего пребывания в должности министра энергетики Дж. Макамба также несколько отошел от своей линии на приоритетное привлечение зарубежных инвесторов в электрогенерирующий сектор. В этот период Дж. Макамба неоднократно обращался к представителям танзанийского частного сектора с призывами инвестировать в развитие национальной энергетике, дабы не отдать её полностью на откуп иностранным компаниям.

Противоречия в правящем лагере обострились к концу 2023 г., когда ряд руководящих постов в правящей партии и в госаппарате снова заняли приверженцы политики покойного президента Д. Магуфули. Так, в сентябре 2023 г. министр энергетики Танзании Дж. Макамба был переведён на должность министра иностранных дел, новым министром энергетики стал Д. Битеко. При правлении президента Д. Магуфули Д. Битеко занимал пост министра минеральных ресурсов. Одним из первых шагов Битеко на должности министра энергетики стала замена своими ставленниками генерального директора и председателя совета директоров энергетического монополиста TANESCO. Министр Д. Битеко также инициировал проверку и пересмотр проектов соглаше-

Трущобы крупнейшего города Дар-эс-Салам
Источник: wikipedia.org



ний с зарубежными нефтегазовыми компаниями по освоению крупных офшорных газовых месторождений на танзанийском шельфе, которые были разработаны и практически готовы к подписанию под руководством его предшественника [5, с. 10]. Формальным поводом для кадровых перестановок стала якобы неспособность прежнего руководства энергогиганта ликвидировать дефицит электроэнергии вследствие затянувшейся засухи общенационального масштаба. Более того, Президент Танзании Самия Салу Хассан назначила Д. Битеко одновременно и вице-премьером правительства. Причиной усиления позиций приверженцев политики покойного президента Д. Магуфули стала якобы чрезмерная уступчивость правительственных чиновников по отношению к зарубежным инвесторам. Правда, в данном случае речь шла уже не о западных компаниях, а о предпринимателях из ОАЭ. Резкое усиление позиций сторонников политики Д. Магуфули случилось после передачи части порта Дар-эс-Салам в коммерческое управление портовому оператору из ОАЭ – компании Emirati DP World, одной из крупнейших в мире в своей сфере. Сразу после обнародования данной сделки, вызвавшей недовольство в политических и предпринимательских кругах Танзании, президент страны Самия Салу Хассан ввела в состав правительства не только упомянутого Д. Битеко, но и ряд других бывших функционеров из администрации покойного Д. Магуфули, разделявших критические взгляды на присутствие зарубежных инвесторов в стратегически важных секторах национальной экономики. Говоря о работе инвесторов из ОАЭ в Танзании, необходимо отметить, что в последние годы по активности в энергетическом секторе страны они практически не уступают конкурентам из стран Запада. В ходе государственного визита Президента Танзании в ОАЭ в феврале 2022 г. (делегация включала и министра энергетики) танзанийская делегация позитивно отреагировала на интерес местных деловых кругов к энергетической отрасли своей страны. В августе того же года между TANESCO и эмиратской компанией Masdar был подписан Меморандум о взаимопонимании по строительству в Танзании на средства инвесторов из ОАЭ генерирующих мощностей возобновляемой энергетики совокупной производительностью в 2000 МВт.

Описанная ситуация продолжается в вялотекущем режиме и в настоящее время. По официальным данным, Танзания по состоянию на май 2023 г. имела очень благоприятное соотношение производства и предложения электроэнергии: заявленная совокупная производительность генерирующих мощностей страны составляла 1,9 ГВт, в то время как в пик потребления спрос якобы достигал лишь 1,432 МВт. На практике в течение 2023-начала 2024 гг. имели место неоднократные и продолжительные периоды рационирования электроэнергии для потребителей по всей стране. Причинами тому называются продолжительная засуха и массовый выход



Нефть в канистрах
Источник: inbusiness.kz

из строя ветшающего оборудования электростанций и передающей инфраструктуры вследствие хронического недостатка финансирования [9, с. 65]. Сложившаяся ситуация проистекает из по-прежнему нерешённых политических и правовых неопределённостей с заключением и исполнением инвестиционных соглашений в энергетической сфере. Несмотря на благоприятные критерии проведения тендеров и выгодные предложения инвесторов, переговоры между ними и властями неизменно заходят в тупик при обсуждении финансовых условий реализации электроэнергии, которую должны производить на планируемых к строительству электростанциях. Ожесточенные споры возникают



Деревня в Танзании

Источник: lifeonwhite / depositphotos.com

из-за вполне обоснованного желания зарубежных инвесторов включить в указанные соглашения положение «бери или плати», оговорки о передаче возможных будущих споров на рассмотрение в международные арбитражные суды и требований инвесторов к Правительству Танзании о предоставлении различного рода официальных гарантий по защите своих интересов. Танзанийские власти, в свою очередь, отказываются идти навстречу зарубежным инвесторам в перечисленных вопросах. Проведение тендеров на строительство новых ветровых и солнечных электростанций было официально приостановлено в начале 2023 г. В это же время зашли в тупик и переговоры правительственных чиновников с крупными западными нефтегазовыми компаниями (такими как Shell, Equinor и др.) на предмет разработки танзанийских месторождений углеводородов: местная пресса практически в открытую обвиняет западные правительства и концерны в использовании неокolonиальных методов ради достижения своих целей [15]. Начиная с этого периода, в танзанийской политической элите снова имеют место острые разногласия по поводу дальнейшего пути развития национальной экономики

и роли, которую должен играть при этом энергетический сектор [5, с. 10]. С конца 2023 г. и по настоящее время отсутствует ясность, в какую сторону будет направлен вектор государственной политики в энергетической сфере вообще и как это отразится на развитии танзанийского энергетического сектора в частности [5, с. 9]. Между тем танзанийский ТЭК отчаянно нуждается в крупных капиталовложениях и новых технологиях, получить которые возможно только из-за рубежа. Так, в одно лишь месторождение Mnazi Bay, на которое в 2024 г. приходилось 48% совокупной газодобычи страны, требуется инвестировать порядка 550 млн долл. [16]. Сложившиеся условия явно не способствуют достижению заявленной правительством цели – создать к 2044 г. генерирующие мощности совокупной производительностью в 20,2 ГВт [9, с. 70].

Изложенное позволяет сделать следующие выводы:

1. Танзания как страна с богатыми энергетическими ресурсами и стабильно высоким спросом на энергию традиционно привлекает зарубежных инвесторов. Иностранные компании заинтересованы как в до-

быче углеводородов, так и в создании и эксплуатации энергетической инфраструктуры, а также в реализации электроэнергии в стране.

2. С момента обретения независимости и до начала 2010-х гг. западные государства занимали прочные позиции в энергетическом секторе Танзании и располагали потенциалом для влияния на энергетическую политику страны в выгодном для себя ракурсе. Это был период классического неокolonизма, понимаемого как осуществление контроля над политикой бывших колониальных владений со стороны прежних метрополий и других стран, входящих в так называемый «золотой миллиард». Указанный контроль над политикой (в том числе энергетической политикой) осуществляется посредством использования технологической и финансовой зависимости бывших колоний от государств Запада. Проводниками для реализации указанной зависимости являются учрежденные западными странами международные организации различного профиля и связанные

Начиная с 2010-х гг., безраздельное прежде влияние западных государств на формирование энергетической политики Танзании начинает ослабевать в связи с ростом экономического влияния Китая

с Западом предпринимательские и коррумпированные политические элиты зависимых стран, что отчетливо заметно на примере Танзании.

3. Начиная с 2010-х гг. и по настоящее время безраздельное прежде влияние западных государств на формирование энергетической политики Танзании начинает ослабевать в связи с ростом экономического (в том числе технологического и финансового) влияния КНР в Африке. Нынешний период отмечен также появлением на энергетическом рынке Танзании компаний из других не-

НПЗ в Танзании

Источник: afrinz.ru



западных стран – Японии, Малайзии и с недавних пор ОАЭ.

4. Говоря о влиянии зарубежных государств на энергетическую политику Танзании в настоящее время, важно не переоценивать силу этого влияния. Как видно из изложенного, танзанийские правящие элиты на протяжении всей постколониальной истории страны охотно прибегали и прибегают к использованию иностранных финансовых и технологических ресурсов для воплощения в жизнь своих концепций социально-экономического развития страны и для укрепления собственного влияния в своей электоральной базе. Особо сильное стремление привлекать финансирование, технологии и специалистов из-за рубежа танзанийские власти традиционно проявляют в сложные для национальной экономики времена – такие, как периоды природных бедствий и финансовых неурядиц. В течение последних двух десятилетий зарубежные инвесторы идут на серьёзные уступки по отношению к танзанийским властям, имея намерения на долговременное присутствие на местном энергетическом рынке. Но, как видно из изложенного, сами

правящие круги Танзании не всегда проявляют заинтересованность в формировании позитивного инвестиционного климата в стране.

5. Особенностью формирования и проведения энергетической политики в Танзании является её инструментализация ради достижения внутривластных целей. Тесно переплетённые друг с другом политические и предпринимательские элиты страны используют сотрудничество своих оппонентов в энергетике с зарубежными странами и организациями в качестве аргумента для сведения счетов друг с другом и перераспределения влияния в свою пользу. Кроме того, энергетическая политика подвергается и влиянию танзанийских внутривластных противоречий, когда политики при реализации энергетических проектов отдают предпочтение регионам, выходцами из которых они сами и являются.
6. Перечисленные проблемы тормозят развитие энергетической отрасли Танзании и ощутимо затрудняют работу в ней зарубежных инвесторов (причём не только западных), что необходимо иметь в виду и российским компаниям при оценке перспектив работы в указанной стране.

Флора и фауна в Танзании

Источник: shalamov / depositphotos.com



Сбор урожая в Танзании

Источник: JFJacobsz / depositphotos.com

Использованные источники

1. Sørreime H.B. *The Current Role of Western Development Actors as Knowledge and Policy Providers: The Making of Good Governance of Natural Gas Resources in Tanzania*, in: *Forum for Development Studies*, 27 Aug 2024.
2. Poncian J., Pedersen R.H. *Resource nationalism and energy transitions in lower-income countries: the case of Tanzania*, in: *Review of African Political Economy* 2023, vol. 50, nos. 177–178, 355–373.
3. Mwanyoka I.R., Mdemu M.V. *Local community participation in Tanzania's natural gas sector: A dissection of policies and the regulatory frameworks*, in: *The Extractive Industries and Society* 18 (2024) 101474.
4. Olabisi M., Richardson R. *Why the poor pay higher energy prices: Evidence from Tanzania*, in: *World Development Perspectives* 26 (2022) 10414.
5. Pedersen R.H., Poncian J. *The Political Economy of Energy Transitions in Africa: Coalitions, politics and Power in Tanzania*, in: *Energy Research & Social Science* 117 (2024).
6. Chalu H., Juma H., Thomas H. *Business networks, regulation and local content in Tanzania's oil and gas sector*, in: *The Extractive Industries and Society* 8 (2021) 100880.
7. Musoma B.M., Nyanda S.S., Muhanga M.I., Massawe F.A. *Gas extraction operations and livelihood diversification in Tanzania: Rhetoric and reality*, in: *Heliyon* 9 (2023) e17520.
8. *Tanzania Investment Centre. Oil and gas*. – URL: <https://www.tic.go.tz/pages/oil-and-gas>
9. Biririza E.G.M. *Energy Transition Agenda in Tanzania Within the Auspice of Sub-Saharan Africa: A Review of the Power Sector*, in: *International Journal of Economy, Energy and Environment*, 2024, Vol. 9, No. 3, pp. 59-76.
10. *A Strategic Approach: Is Tanzania's Gas Reservoir the Answer to its Energy Needs?* in: *Tanzania Digest*, 16.01.2024. - URL: <https://www.digest.tz/a-strategic-approach-is-tanzanias-gas-reservoir-the-answer-to-its-energy-needs/>
11. *Tanzania Extractive Industries Transparency Initiative (TEITI). 14th Report for the Fiscal Year 2021/2022, June, 2024*
12. Byaro M., Rwezaula A. *How do technological innovation and urbanization drive economic growth in Tanzania and transform societies? Exploring the potential channels*, in: *Journal of Economy and Technology (Journal Pre-Proof, Accepted date: 4 August 2024)*.
13. *Non-reliability of infrastructure: LNG connections merit rethink*, in: *IPPMedia*, April, 17th, 2024. – URL: <https://ippmedia.co.tz/the-guardian/opinion/editorial/read/non-reliability-of-infrastructure-lng-connections-merit-rethink>
14. *Natural gas consumption increases by 12.8pc*, in: *IPPMedia*, May, 15th, 2024. – URL: <https://ippmedia.co.tz/the-guardian/business/read/natural-gas-consumption-increases-by-128pc-2024-05-15-104219>
15. *The Untold Story: Inside Tanzania's LNG Contract Talks*, in: *Tanzania Digest*, 07.03.2024. – URL: <https://www.digest.tz/the-untold-story-inside-tanzanias-lng-contract-talks/>
16. *Tanzania to boost production from Mnazi Bay natural gas field*, in: *Media Wire Express*, 5th February 2024 - URL: <https://mediawireexpress.co.tz/tanzania-to-boost-production-from-mnazi-bay-natural-gas-field/>

Срединный коридор, как основное звено энергетической связи Европы с Южным Кавказом и Центральной Азией

The middle corridor as the main link
energy connection of the Europe with
South Caucasus and Central Asia

Октай МАМЕДОВ
Ведущий научный сотрудник ВИНТИ, к. т. н.
E-mail: mamedovoktay@yandex.ru

Oktay MAMEDOV
Senior Researcher VINITI, Ph.D.
E-mail: mamedovoktay@yandex.ru

Трансанатолийский газопровод TANAP

Источник: sabah.com.tr



Аннотация. В рамках диверсификации энергетических связей Европа рассматривает Южный Кавказ и Центральную Азию как устойчивый источник энергии, поставки которой осуществляются по Срединному коридору. Показана роль Срединного коридора в поставках топлива и «зеленой» энергии, расширением пропускной способности логистических маршрутов на базе цифровизации и инвестиций в проекты.

Ключевые слова: срединный коридор, энергетическая связь, Европа, Южный Кавказ, Центральная Азия.

Abstract. In context of diversifying energy links Europe views the South Caucasus and Central Asia as sustainable source of energy the supplies of which carried out via middle corridor connecting there regions with Europe. The role of the middle corridor in supply of fuel and green energy is shown by expanding the capacity of logistics routes based on digitalization and investment in projects.

Keywords: middle corridor, energy connection, Europe, South Caucasus, Central Asia.

//

**В Срединном коридоре
главным звеном
выступает Азербайджан,
вложивший 20 млрд
долл. в сооружение
трубопроводов через
Грузию в Турцию**



Газопровод TAP
Источник: tap-ag.com

Трансформация энергетических хозяйств мира, связанная с решением Парижского саммита от 2015 г. по обеспечению декарбонизации энергохозяйств к 2050 г. с целью снижения выбросов вредных веществ в атмосферу и предотвращения повышения температуры на Земле не выше 1,5°C, потребовала от всех участников принятия решений по обеспечению принятых постановлений в сочетании с модернизацией всего энергохозяйства. Принятые решения Парижского саммита потребовали создания специализированного фонда для развивающихся стран с целью выполнения принятых ими обязательств.

Нынешняя политическая турбулентность в мире внесла определенные коррективы в планы по выполнению решений Парижского соглашения. В первую очередь это коснулось логистики поставок энергии. Политическое решение Евросоюза о полном отказе от российского газа к 2027 г. привело к необходимости его компенсации за счет увеличения поставок сжиженного природного газа из США и Катара и трубопроводного газа из Северной Африки, а также из Южного Кавказа и Центральной Азии. В настоящее время Южный Кавказ в лице Азербайджана поставляет газ по трубопроводам TAP и TANAP в восемь европейских государств, где основными

потребителями являются Турция и Италия. Евросоюз в лице председателя Еврокомиссии Урсулы фон дер Ляйен рассматривает Азербайджан как одного из надежных поставщиков природного газа. Будучи с официальным визитом в 2023 г., Урсула фон дер Ляйен подписала меморандум об увеличении поставок газа в Евросоюз к 2030 г. в объеме 20 млрд м³. В рамках меморандума в Брюсселе в начале июня 2025 г. прошло третье заседание энергетического диалога высокого уровня между Азербайджаном и ЕС, где были обсуждены вопросы по газовому коридору и энергетическому переходу. На заседании было отмечено, что к 2030 г. в рамках существующих контрактов ожидается дополнительная добыча газа в объеме 8 млрд м³ на новом газовом месторождении «Умид» в акватории Каспия, а также высвобождение дополнительных 1,5 млрд м³ за счет установок ВИЭ в Азербайджане. Для транспортировки дополнительных объемов газа потребуются расширение сети существующих трубопроводов, инвестиции в разработку месторождения, долгосрочные коммерческие отношения и мобилизация финансовых ресурсов. Также обсуждалась реализация «зеленого» энергетического коридора «Каспий – Черное море – Европа». Это проект, по которому «зеленая» энергия, произведенная морскими ветроэлектростанциями в акватории Каспийского моря, передается в Румынию по подводному кабелю длиной 1100 км по дну Черного моря в объеме 4 ГВт. Потенциал энергии ветра над Азербайджанской частью акватории Каспия оценивается в 157 ГВт. Первая фаза освоения ветроэнергетического потенциала в объеме 6–8 ГВт к 2030 г., согласно договоренности, будет осуществляться китайской компанией в соответствии с подписанными соглашениями о стратегическом партнерстве между Азербайджаном и Китаем. На совещании в Брюсселе отмечалось, что производство «зеленой» энергии и ее поставки в Европу важны не только для диверсификации источников энергии, но и для геостратегических интересов, связанных с Центральной Азией и Средним коридором. Представление «зеленому» энергетическому коридору статуса «проекта общего интереса» и включение его в десятилетний план развития электросетей в Европе имеет решающее значение для успешного развития этой стратегической инициативы по выводу энергоре-



ВЭС «Хызы-Абшерон», Азербайджан
Источник: Rodger Bosch AFP

сурсов Центральной Азии через Каспий и Южный Кавказ в Европу. На третьем заседании также отмечалось, что энергетическая инфраструктура является ключом к продвижению энергетического перехода и необходимости усиления энергетической интеграции между Южным Кавказом и Центральной Азией [1]. Заседание в Брюсселе являет собой продолжение действий Азербайджана по укреплению энергетических связей с Евросоюзом как элемента энергетической политики страны. В своем выступлении на 30-й Бакинской энергетической неделе, открывшейся 2 июня 2025 г., Президент Азербайджана Ильхам Алиев подчеркнул, что в своей энергетической стратегии на перспективу страна рассматривает дальнейший рост спроса на газ в странах ЕС и развитие «зеленой» энергетики как для внутреннего обеспечения электроэнергией, особенно в Карабахском экономическом районе и Восточном Зангезуре, так и на экспорт. К 2030 г. на основе подписанных контрактов и инвестиционных обязательств планируется ввести 6,5 ГВт на базе ВИЭ, что составит 30% от суммарной мощности энергосистемы Азербайджана [2]. На 30-й Бакинской энергетической неделе были подписаны финальные инвестиционные решения между SOCAR и BP по финансированию строительства СЭС «Шафаг» мощностью 240 МВт и стоимостью 200 млн долл. в Восточном Зангезуре с началом строительства

в 2025 г. и завершением в 2027 г. Выработанная энергия будет передаваться в энергосистему Азербайджана, которая обеспечит экспортный терминал «Сангачалы», где газовые компрессоры будут переведены на электропривод с высвобождением природного газа для последующего экспорта и уменьшением выбросов углекислого газа за счет прекращения работы компрессоров на газе. Также в Восточном Зангезуре планируется построить СЭС «Уфуг» и «Шамс», каждая мощностью по 50 МВт [3].

В апреле 2025 г. в Самарканде прошел саммит «ЕС - Центральная Азия», где присутствовали первые лица с обеих сторон. Среди основных вопросов рассматривался Средний коридор для транспортировки энергоносителей в Евросоюз через «Каспийское море – Азербайджан – Грузию – Турцию». Акцент на Средний коридор связан с диверсификацией поставок энергоресурсов в Европу, что вызвано отказом от российского газа по северному коридору по политическим мотивам. Транспорт газа по Южному коридору через Иран связан с повышенными рисками политического, технического и экономического характера и неосвоенностью маршрута. По результатам саммита в Самарканде был принят меморандум о выделении 12 млрд евро на развитие инфраструктурных проектов по обеспечению поставок энергоресурсов и редкоземельного сырья в Евросоюз [4].

ВЭС «Хызы-Абшерон», Азербайджан
Источник: Tnews.az



В Среднем коридоре основным звеном выступает Азербайджан, который вложил 20 млрд долл. в сооружение нефте- и газопроводов через Грузию в Турцию, в формирование свободной экономической зоны «Алят» с глубоководным портом и аэропортом международного значения, в модернизацию железнодорожного маршрута «Баку – Тбилиси – Карс» для повышения пропускной способности ж/д до 10 млн т. В своей энергетической политике Азербайджан позиционирует себя не только как надежный поставщик энергоресурсов в Европу, но и как транзитер энергии и грузов из Центральной Азии и Китая в рамках программы «Единый пояс, единый путь», продвигаемый Китаем, что обеспечивает ускорение поставок грузов из Китая в Европу вдвое. Имел место прогон контейнерных поездов из Китая с использованием паромной железнодорожной переправы «Туркменбаши – Баку» и последующим направлением в Турцию по маршруту «Баку – Тбилиси – Карс».

Формирование устойчивого транзита грузов из Центральной Азии и Китая посредством Среднего коридора помимо экономического аспекта сопровождается формированием политического объединения в виде Организации тюркских государств (ОТГ), которая была основана в 2009 г. Эта платформа рассматривается как возвращение тюркского мира в большую политику в роли субъекта. Это заявка на построение новой евразийской геополитики, где «тюркский мир» перестает быть культурной метафорой и становится политическим фактором. Это попытка объединить пространство в единый экономический смысл, оборонную логику и стратегическую волю. В состав ОТГ входят Турция, Азербайджан, Казахстан, Узбекистан, Киргизия. Наблюдатели – Туркменистан, Венгрия, Северный Кипр. Общее население стран ОТГ 170 млн человек, что соответствует 2,5% от жителей всей планеты с показателем ВВП 2,1 трлн долл., что составляет 2% от мирового ВВП.

Организация тюркских государств выстраивается вокруг Среднего коридора как оси трансевразийской логистики, связывающей Китай, Центральную Азию, Южный Кавказ и Турцию с Европой. Параллельно развивается идея энергетического консорциума, основанного на объединении усилий в добыче, транспортировке углеводородов, а в перспективе – в развитии «зе-

ленной» энергетики [5]. Понимая важность институционального наполнения ОТГ, было инициировано создание тюркского инвестиционного фонда, капитал которого составляет 600 млн долл.

На прошедшем в мае 2025 г. в Будапеште неформальном саммите стран ОТГ была принята Будапештская декларация, которая стала дорожной картой для стран тюркского альянса. В ней предусмотрены: упрощение правил торговли, гармонизация таможенных процедур, развитие транскаспийских маршрутов. В декларации подтверждается приверженность устойчивому «зеленому» развитию и сфере охраны окружающей среды, важность



Инженер-бурильщик на газовом месторождении Dada Gorgud
Источник: ВР

развития оборудования и технологий «зеленой» энергетики, инфраструктуры, энергоэффективности и внедрения современных методов управления на базе цифровизации. Особо отмечается важность развития коридора «зеленой» энергетики, приветствуется прогресс в реализации проектов в области «зеленой» энергетики. На саммите в Будапеште вопросы энергетики заняли особое положение. Президент Казахстана заявил о необходимости диверсификации логистики поставок нефти, газа, урана, что нашло поддержку со стороны участников саммита. Премьер-министр Венгрии отметил важность формирования Срединного коридора, по которому осуществляются поставки азербайджанско-

го газа в Венгрию, и участие венгерских компаний в реализации энергетических проектов. Азербайджан, как основное звено Срединного коридора, активно инвестирует в развитие транспортной инфраструктуры. Помимо строительства и модернизации автодорог и железнодорожных линий осуществляются вложения в сооружение морского и воздушного портов в свободной экономической зоне «Алят» и строительство судов на судостроительном заводе. Уже сейчас Азербайджан обладает самым большим на Каспии флотом, включая специализированные суда. Страна последовательно строит инфраструктуру, где главной задачей является превратить Срединный коридор в высокотехнологическую магистраль с цифровыми платформами и логистикой. Как заявил на саммите в Будапеште Президент Азербайджана, «продолжается работа над проектом создания единой цифровой платформы, направленной на упрощение транспортных операций и торговли между портами Каспийского моря». В развитие инфраструктуры Срединного коридора страна уже вложила свыше 20 млрд долл. [6].

Важность Срединного коридора отмечается и Организацией экономического сотрудничества (ОЭС), куда входят Турция, Пакистан, Узбекистан, Иран, Казахстан и Азербайджан. В повестке намечаемого XVII саммита стран ОЭС, который пройдет в г. Ханкенди (Карабахский экономический район Азербайджана), будут рассмотрены вопросы устойчивого экономического развития, климатической безопасности. В части развития региональной инфраструктуры будут рассмотрены ключевые компоненты – газовые месторождения на Каспии, расширение газопроводов TAP (Trans-Anatolian-Pipeline) и TAP (Trans-Adriatic-Pipeline) и TCITR (Trans-Caspian-International-Transport-Route) или Срединный коридор. Также будет рассмотрен вопрос формирования Зангеланского логистического хаба и сооружения железнодорожной линии «Горадиз – Агбенд», интегрирующей систему «Восток – Запад» через Иран.

Помимо вопросов транспорта и энергетики на саммите в г. Ханкенди будет уделено внимание вопросам устойчивого развития и климатической трансформации экономик стран ОЭС. Это быстро набирающее стратегический вес направление в работе ОЭС [7].



Восточный Зангезур

Источник: *playbookpro.ru*

Ключевым событием является открытие в Баку в 2024 г. Центра чистой энергии ОЭС – первого специализированного института ОЭС, предназначенного для координации развития «зеленой» энергетики стран ОЭС. В задачи центра входят финансирование «зеленых» проектов через Исламский банк развития, ECOTrade и Development Bank. Центр инициировал 17 совместных проектов в области гелио- и ветроэнергетики, в сооружение малых ГЭС в Восточном Зангезуре и Нахичеване. На саммите в г. Ханкенди будет представлена Национальная стратегия устойчивого развития Азербайджана на 2035 г., которая строится на сочетании традиционной и возобновляемой энергетики. В стратегии сформулированы следующие цели:

- доля ВЭИ в структуре установленной мощности до 35%;

- снижение выбросов вредных веществ на 40% по сравнению с 1990 годом;
- создание «зеленых» экологических зон в Карабахском экономическом районе, Восточном Зангезуре, Абшероне.

На очередном XVII саммите стран ОЭС в г. Ханкенди ожидается принятие резолюций:

- Хартия устойчивого климатического развития стран ОЭС до 2035 г.;
- создание совета по климатической политике стран ОЭС;
- утверждение механизма «зеленого» финансирования для совместных проектов в Карабахе, Восточном Туркестане и Южных районах Пакистана.

На саммите в г. Ханкенди будет предложено проведение Первого форума министров энергетики стран ОЭС в 2026 г. в Баку.

Использованные источники

1. В Брюсселе прошло заседание Энергетического диалога «Азербайджан – Евросоюз». URL: [https://www.haggin.az/news \(13.05.2025\)](https://www.haggin.az/news (13.05.2025)).
2. 30-я Бакинская энергетическая неделя. URL: [https://www.news.day.az/office \(03.06.2025\)](https://www.news.day.az/office (03.06.2025)).
3. Стратегическое соглашение между SOCAR и ВР. URL: [https://www.haggin.az/news \(02.06.2025\)](https://www.haggin.az/news (02.06.2025)).
4. Итоги первого саммита «Центральная Азия – ЕС». URL: <https://www.news.centralasia.net/2025/04105/itogi-pe>.
5. URL: [https://www.news.day.az/polit \(25.05.2025\)](https://www.news.day.az/polit (25.05.2025)).
6. URL: [https://www.news.day.az/polit \(22.05.2025\)](https://www.news.day.az/polit (22.05.2025)).
7. Ханкенди 2025: саммит, который меняет Евразию. URL: [https://www.news.day.az \(15.05.2025\)](https://www.news.day.az (15.05.2025)).

Коммерческие перспективы нефти и газа с низким и компенсированным углеродным следом

Commercial Prospects of Low-Carbon and Carbon-Neutral Oil & Gas

Дмитрий ЧЕРНЫШЁВ
Вице-президент, АО «Петербургская Биржа»
E-mail: press@spimex.com

Dmitry CHERNYSHEV
Vice President, SPIMEX
E-mail: press@spimex.com

Иван РУБАНОВ
Заместитель начальника управления
углеродного рынка и инновационных проектов,
АО «Петербургская Биржа»
E-mail: press@spimex.com

Ivan RUBANOV
Deputy Head of Carbon Market
and Innovative Projects, SPIMEX
E-mail: press@spimex.com

Выбросы угольной ТЭЦ

Источник: ftadviser.com



Аннотация. В статье анализируются вариация углеродного следа в нефтегазовом секторе. Дано описание формирующихся инструментов улучшения климатических свойств данных продуктов – низкого и компенсированного углеродного следа. Охарактеризованы возможности российских производителей нефти и газа. Описаны возможности биржевой торговли, включая схемы экспортных поставок товаров с низким и компенсированным углеродным следом.

Ключевые слова: углеродный след, «зеленый» СПГ, нефтегазовый сектор, углеводороды с низким углеродным следом, компенсация, углеродные единицы, оффсеты, климат, биржевая торговля.

Abstract. This study examines variations in carbon footprint across the oil and gas industry. The paper describes developing instruments for improving the climate performance of hydrocarbon products - specifically those with low and compensated carbon footprints. The analysis characterizes capabilities of Russian oil and gas producers in this context. Furthermore, the research outlines exchange trading opportunities, including export supply mechanisms for commodities with reduced and offset carbon footprints. Special attention is given to emerging certification methodologies and market differentiation of climate-optimized hydrocarbon products.

Keywords: carbon footprint, carbon intensity, green LNG, oil and gas sector, low-carbon hydrocarbons, emissions compensation/offsetting, climate performance, exchange trading.



Более прагматичный и реалистичный подход – это попытки создать системы мотивации и премирования для снижения выбросов парниковых газов

Углеродный след в нефтегазовой отрасли и возможности премирования его лучших значений

Ископаемые углеводороды являются основным источником поступления парниковых газов в атмосферу. Порядка 70–80% из этого объема образуются при сжигании топлива. Эти выбросы слабовариативны и трудно устранимы. По этой причине одной из деклараций «зеленой» повестки является полный отказ от иско-

паемых углеводородов в долгосрочной перспективе (2030–2050 гг.). Такая точка зрения в ряде стран, лидирующих в части внедрения «зеленой» повестки, уже зафиксирована в программных политических документах. Так, например, «Европейская зеленая сделка» ЕС 2019 г. предполагает отказ от использования ископаемых углеводородов к 2050 г.

Более прагматичный и реалистичный подход – это попытки создать системы мотивации и премирования для снижения выбросов парниковых газов, которые можно разделить на три базовых направления. Одно из относительно зрелых направлений – технологии улавливания и хранения углерода (англ. CCUS), которые работают преимущественно на стороне конечного потребителя, сжигающего углеводороды (ТЭЦ, металлургия и т. п.). Два других – оценка и выделение продукции с пониженным углеродным следом и компенсация углеродного следа с использованием единиц добровольного рынка (российские углеродные единицы). Эти тенденции молоды и формируются с прошлого десятилетия. В основном они нацелены на работу с углеродным следом в процессе добычи, переработки, транспортировки углеводородов, условно, «до потребителя». Данная статья посвящена последним двум инструментам, напрямую связанным с нефтегазовым сектором, а также возможностям биржевой торговли с их использованием.

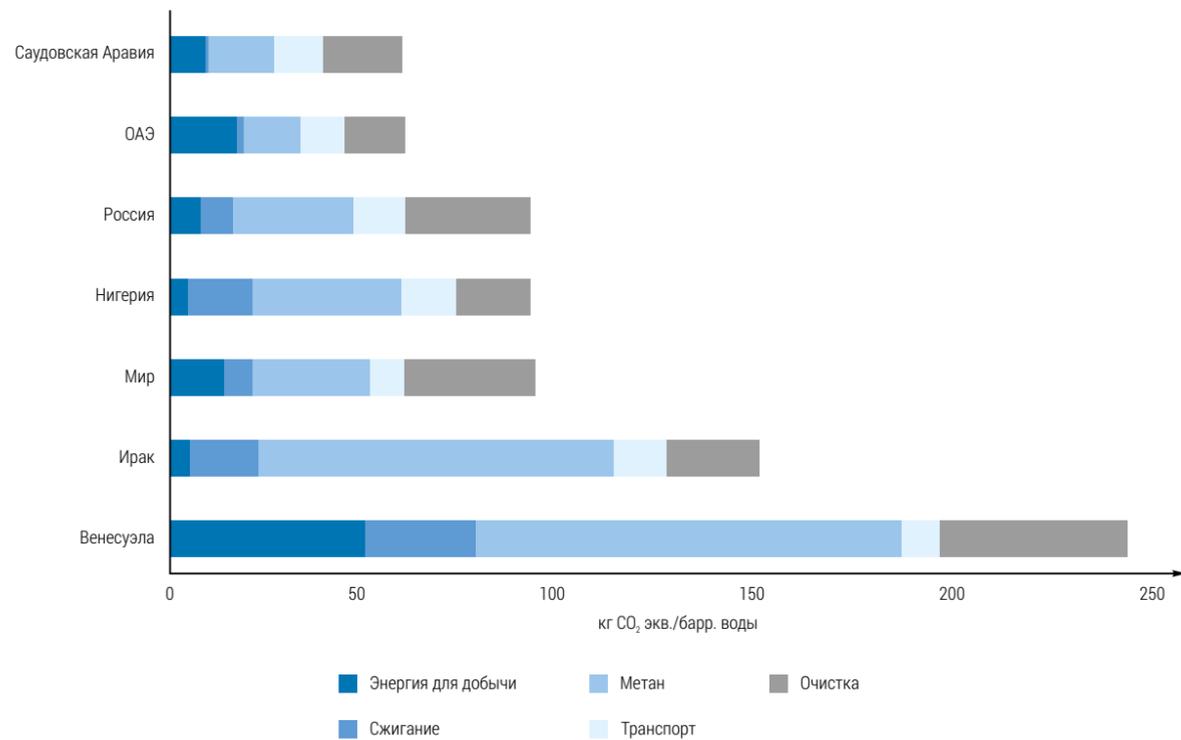


Рис. 1. Структура выбросов CO₂ при производстве нефти по странам, CO₂ на баррель нефтяного эквивалента

Источники: IEA, 2020 по Al-Kuwari, Omran & Welsby, Dan & Rodriguez, Baltazar & Pye, Steve & Ekins, Paul. (2021). Carbon intensity of oil and gas production. 10.21203/rs.3.rs-637584/v1

Углеродный след: лидеры и аутсайдеры

На добычу, переработку и транспортировку нефти приходится около 18% глобальной эмиссии парниковых газов (без учета эмиссии при сжигании). Эта компонента сильно вариативна в зависимости от геологических и иных особенностей месторождений, технологических активов, производственных цепочек – у лучших и худших объектов она отличается почти на порядок. Именно с этим связан первый из рассматриваемых инструментов, предполагающий оценку углеродного следа и премирование за его низкие значения.

В структуре эмиссии принято выделять несколько составляющих по типам выбрасываемых парниковых газов и видам деятельности (см. рис. 1):

- 1) выбросы в результате деятельности по извлечению нефти из недр;
- 2) сжигание попутного нефтяного газа на факелах месторождений;
- 3) утечки, выбросы и сжигание метана;
- 4) выбросы, связанные с транспортировкой сырья до НПЗ;

- 5) выбросы, связанные с переработкой на НПЗ.

Непосредственно к добыче привязаны компоненты 1–3, которые могут рассматриваться как углеродный след продукции нефтедобывающих компаний в Score 1 и 2. Значения этого показателя в разных нефтедобывающих странах, по данным IEA (2020), варьируются в диапазоне от 30 до 180 кг CO₂-экв. на баррель н. э. (см. рис. 1), а в среднем по миру – составляет около 55 кг CO₂-экв. на баррель н. э. В структуре выбросов парниковых газов значительную роль играют утечки метана. В отличие от большинства производственных систем, CO₂ не является доминирующим газом в структуре выбросов парниковых газов. Особое значение «метановый» компонент играет для газодобычи. Большие удельные эмиссии характерны для месторождений трудноизвлекаемой нефти. У большинства других объектов значения эмиссии составляют менее 70 кг CO₂-экв. на баррель н. э., в десятку лучших входят проекты со значением около 25 кг CO₂-экв. на баррель н. э.

На отдельных месторождениях углеродный след может быть от 200 кг до 450 кг CO₂-экв. на баррель н. э.

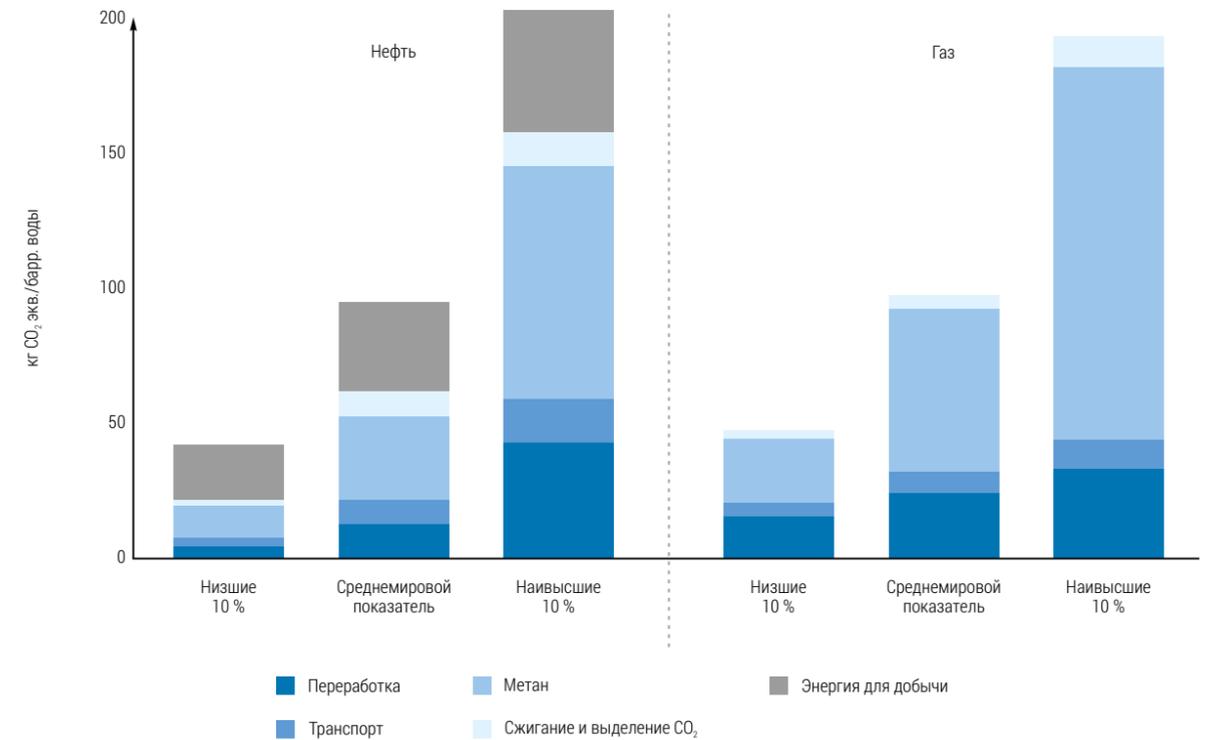
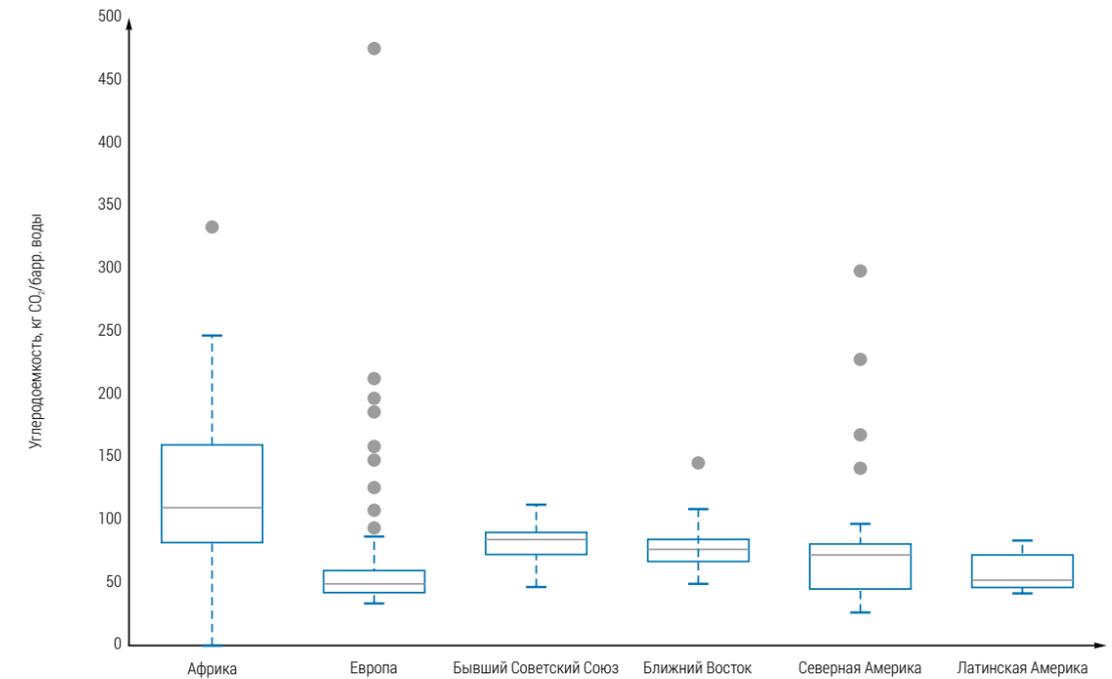


Рис. 2. Оценка вариативности углеродного следа нефти и газа

Источники: IEA, 2020 по Al-Kuwari, Omran & Welsby, Dan & Rodriguez, Baltazar & Pye, Steve & Ekins, Paul. (2021). Carbon intensity of oil and gas production. 10.21203/rs.3.rs-637584/v1



Примечание: указаны 25% и 75% квартили, максимум, минимум, среднее.

Рис. 3. Углеродный след проектов крупнейших регионов и стран нефтедобычи (максимум, минимум, среднее, разброс по квартилям)

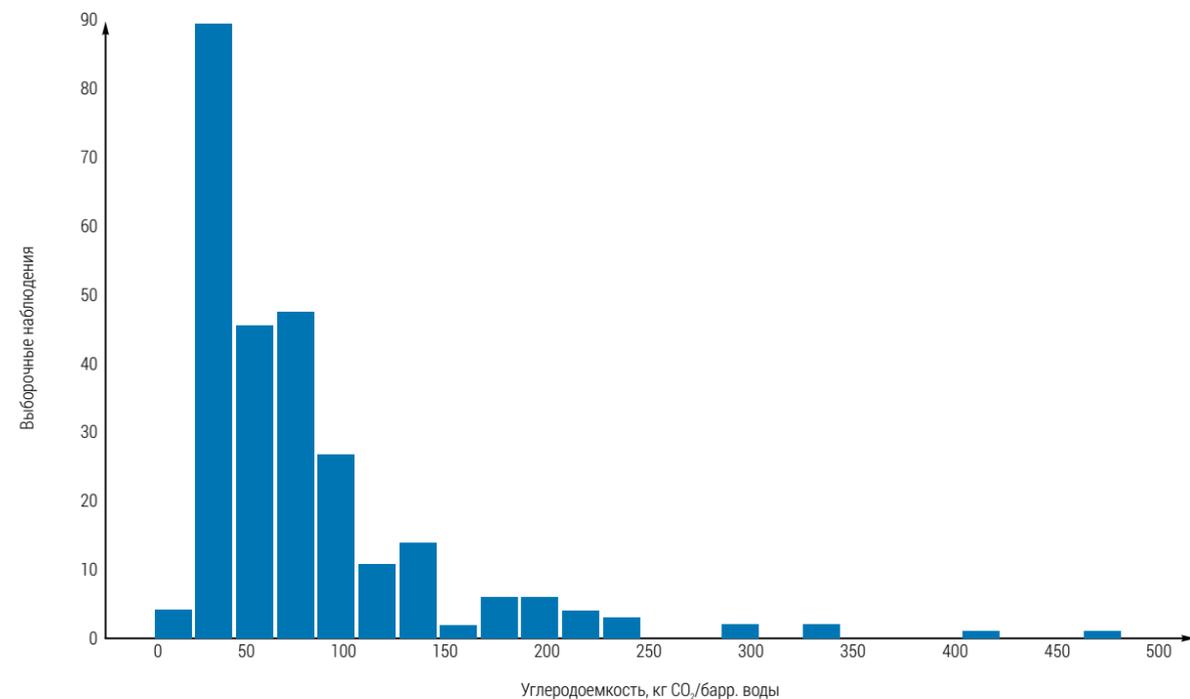
Источники: Al-Kuwari, Omran & Welsby, Dan & Rodriguez, Baltazar & Pye, Steve & Ekins, Paul. (2021). Carbon intensity of oil and gas production. 10.21203/rs.3.rs-637584/v1

Показатели выбросов CO₂ в разных нефтедобывающих странах варьируются в диапазоне от 30 до 180 кг CO₂-экв. на б. н. э., а в среднем по миру – составляют 55 кг CO₂-экв. на б. н. э.

Единая общепризнанная рынком методика оценки углеродного следа указанных процессов в настоящее время отсутствует. По этой причине оценки углеродного следа в одинаковом применении могут существенно отличаться.

Большинство месторождений с обычными условиями залегания обеспечивают добычу нефти с углеродным следом от 25 до 100 кг CO₂-экв. на баррель н. э. (см. рис. 4). Углеродный след менее 25 кг CO₂-экв. на баррель н. э. имеют 10% месторождений нефти с традиционными услови-

Рис. 4. Углеродный след для 267 месторождений нефти



ями залегания, 16% месторождений сланцевой нефти, легкодоступной и с традиционными условиями залегания и 1% трудноизвлекаемой нефти (Сколково, 2020). С географической точки зрения, наилучшим образом выглядят проекты по добыче нефти на Ближнем Востоке и в пределах Северного моря, а в России – отдельные проекты по добыче легкой нефти.

В целом лучшими показателями отличаются низкосернистые месторождения легкодоступной нефти на мелководье и в прибрежной зоне (Ближний Восток, Северное море), худшими – месторождения трудноизвлекаемой нефти, битумов. Следует отметить, что эти различия отчасти транслируются на процесс сжигания продуктов, произведенных на основе нефти (т. н. *carbon emission factors*). Такая ситуация определяется различиями в химическом составе и энергоёмкости нефти (эта компонента углеродного следа в статье не анализируется). Наихудшими значениями углеродного следа/энергоёмкости характеризуются битумозные пески: при добыче и транспортировке углеродный след данного углеводородакратно выше, чем у легкой нефти, в рам-

Источники: Al-Kuwari, Omran & Welsby, Dan & Rodriguez, Baltazar & Pye, Steve & Ekins, Paul. (2021). Carbon intensity of oil and gas production. 10.21203/rs.3.rs-637584/v1

ках всего жизненного цикла, с учетом сжигания размер превышения оценивается в десятки процентов [1] в сравнении с обычными сортами нефти и продуктами их переработки. Такие различия также не являются предметом рассмотрения этой статьи.

В разрезе отдельных компаний значения углеродного следа определяются ресурсной базой, обеспечивая преимущество предприятиями Ближнего Востока и компаниями, специализирующимися

ет порядка 65–85 г CO₂-экв. на МДж, что примерно составляет 45 кг CO₂-экв. на баррель н. э. [3].

В целом российская отрасль не имеет явных преимуществ перед своими зарубежными конкурентами. Вместе с тем отдельные российские компании и проекты выглядят в глобальном масштабе эффективными, в частности, «Роснефть» и ее проект «Восток-Ойл». С экологической точки зрения «Восток-Ойл» станет для российской нефтянки проектом

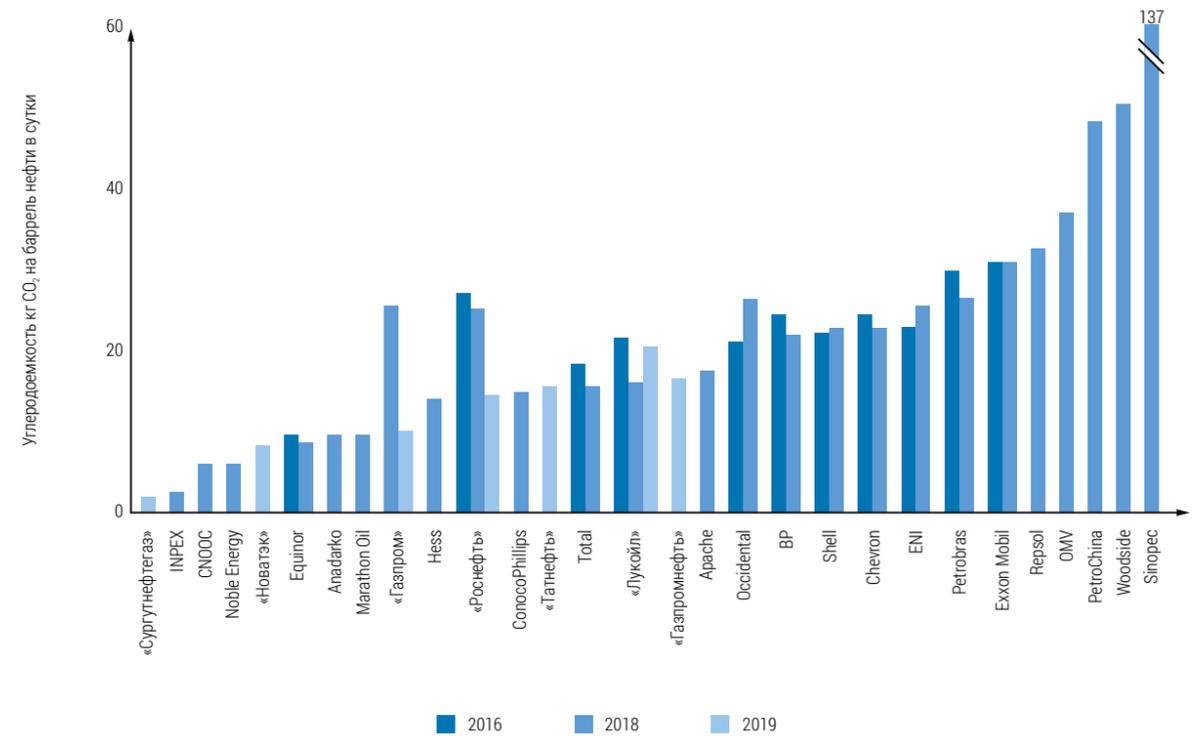


Рис. 5. Углеродный след добычи для ведущих нефтегазовых компаний, кг CO₂-экв. на баррель н. э.

Источник: Энергетический центр «Сколково»

на разработке месторождений Северного моря (Noble Energy, Equinor). Энергетический центр «Сколково» со ссылкой на MakKensley [2] приводит оценки углеродного следа продукции нефтегазовых компаний в диапазоне от 2–3 до 137 кг CO₂-экв. на баррель н. э. Меньшие оценки в сравнении с другими источниками, указанными в статье, могут быть связаны с включением в анализ газодобычи или иными факторами.

По данным Transition Pathway Initiative, углеродный след нефтедобычи у группы крупнейших западных нефтегазовых компаний варьируется слабо и достига-

нового поколения: в общей сложности удельная интенсивность выбросов в период работы проекта составит порядка 12 кг CO₂ на баррель добычи. Это в четыре раза ниже, чем средний показатель по новым месторождениям. Для сравнения: по данным WoodMackenzie, удельная интенсивность выбросов нефтегазовых проектов составляет порядка 50 кг [4].

Следует отметить, что большинство нефтегазовых компаний приняли планы и установили цели по снижению общей эмиссии и углеродного следа в рамках Score 1 и 2 на 0,3–1,7% ежегодно.

До последнего времени различиям в углеродном следе нефти на стадиях добычи, транспортировки, переработки почти не уделялось внимание, однако ситуация меняется. В последние годы S&P Platts налаживает учет и оценку углеродного следа при добыче нефти для оценки ее стоимости. Компания разработала спецификацию для кодирования нефти отдельных сортов, а также провела по собственной методике [5] оценку углеродного следа для 104 месторождений и к настоя-

Компенсация: «внешний» инструмент

Компенсация представляет собой принципиально иной инструмент и действие, которые предполагают использование единиц добровольного рынка (они же офсетные единицы, углеродные единицы в терминологии российского законодательства), генерируемых за пределами жизненного цикла продукции нефтегазового сектора, для компенсации эмиссии

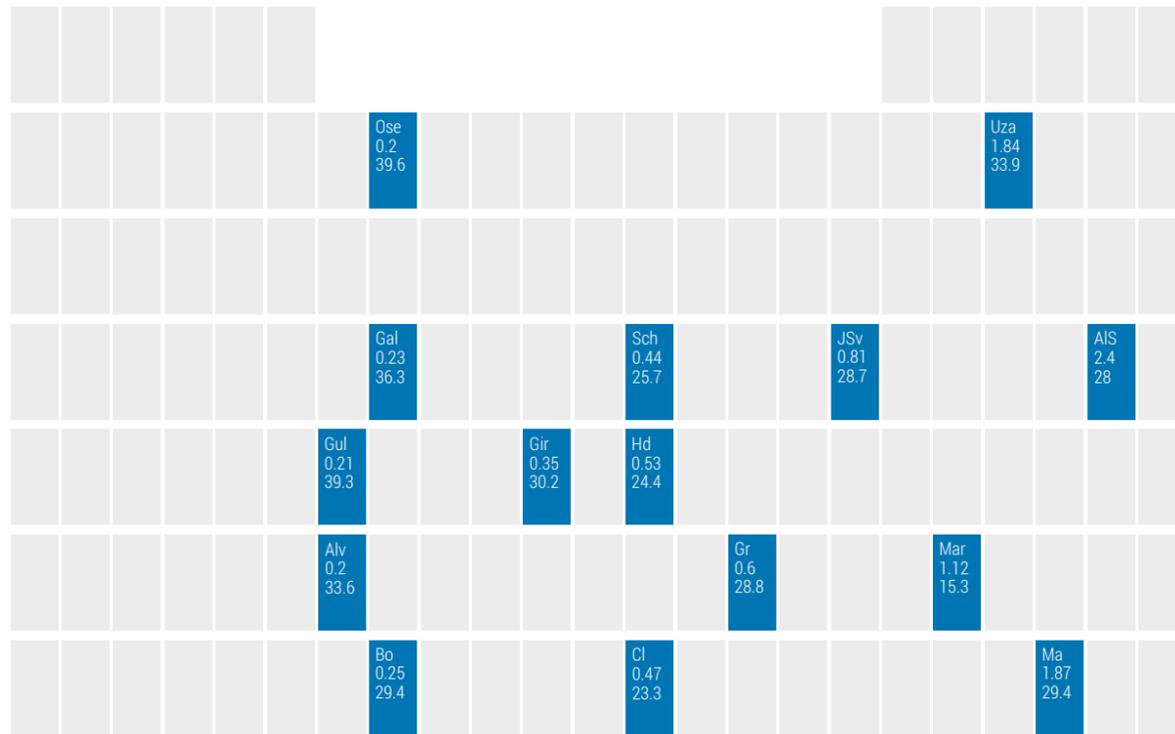


Рис. 6. Сорта нефти с низким углеродным следом в Периодической таблице сортов нефти Platts

щему времени интегрировала [6] углеродный след в собственную систему кодификации и оценки нефти, начиная с четвертой редакции Периодической таблицы сортов нефти (Platts Periodic Table of Oil) [7]. В актуальной редакции этой таблицы (январь 2025 г.) выделяются сорта с низким (<15 кг CO₂-экв. на баррель н. э.), средним (15–30 кг CO₂-экв. на баррель н. э.) и высоким углеродным следом. Данные величины относятся только к углеродному следу добычи (upstream operations) и, судя по тексту методики, включают Scope 1 и 2, утечки в инфраструктуре сбора и хранения на месторождениях.

парниковых газов. Такая процедура зачета (компенсации) предполагает оценку и верификацию углеродного следа третьей стороной, приобретение единиц в рамках одной из программ/реестров добровольного рынка, и их гашение (зачет) в указанных реестрах. При этом покупателем единиц может выступать как продавец, так и приобретатель углеводородов. В принципе, компенсация может применяться к углеродному следу товаров, отдельных производственных единиц и компаний в целом, а также к жизнедеятельности физических лиц. В данной статье рассматривается только компенсация углеродного



КС «Транснефть – Восток»

Источник: vostok.transneft.ru

следа товаров – углеводородов, которая практикуется на рынке СПГ и нефти, а в последнее время – в отношении розничных продуктов, например, машинных масел и топливного мазута.

Основной целью процедуры компенсации является маркетинговый, имиджевый эффект, нацеленный на все заинтересованные стороны. С учетом такого значения в ряде ниш она не применяется: в отношении трубопроводных поставок газа, когда сложно увязать компенсацию с конкретной физической партией продукта, а также на рынке угля, который априори воспринимается, как худший с экологической точки зрения продукт, «озеленение» которого неприемлемо с научной и практической точек зрения.

Процедура компенсации начала широко использоваться с 2018–2019 гг. Применение данного инструмента расширяется, хотя к настоящему времени охватывает менее 1% от всего рынка углеводородов даже в тех нишах, где оно получило развитие.

С организационной точки зрения, сформировалось несколько основных направлений применения инструмента – компенсация углеродного следа судовых поставок

сжиженного природного газа, компенсация розничных продаж нефтепродуктов (чаще моторных масел), а также сервисы компенсации углеродного следа для организаций и физических лиц, среди которых особое развитие получила индивидуализированная компенсация розничного энергопотребления и компенсация углеродного следа морских перевозок.

В основном для офсета приобретаются единицы программ Golden Standard и VERA. Реже практикуется приобретение единиц, зарегистрированных в рамках программы МЧР ООН, а также китайской

Углеродный след менее 25 кг CO₂-экв. на б. н. э. имеют 10% месторождений нефти с традиционными условиями залегания, 16% месторождений сланцевой нефти и 1% трудноизвлекаемой нефти

национальной системы сертифицированного снижения эмиссии (CCCR), редко – единицы других программ. Применяющие процедуру компенсации компании всегда раскрывают данные о проектах, единицы которых использовались, с целью усиления имиджевого эффекта и достижения лучшего восприятия со стороны стейкхолдеров. С этой точки зрения, имеет значение тип и локализация проекта, их «звучание». Чаще всего, для компенсации закупаются единицы лесных проектов и проектов ВИЭ, расположенные в беднейших странах (Африка, Центральная Америка и др.) или в пределах страны, куда нацелена поставка углеводородов.



Электрозаправка на Сахалине
Источник: «РусГидро»

Затраты на компенсацию существенно отличаются от составляющих углеродного следа, к которым они применяются. Для офсета углеродного следа 1 тонны углеводородов необходимо, в части процессов добычи, первичной переработки (сжигания), транспортировки зачесть от 0,1 до 1 единицы добровольного рынка (1 единица = 1 тонне эмиссии в пересчете на CO₂-экв.). В случае офсета эмиссии в результате сжигания – еще 2,5–3,3 единицы добровольного рынка. Так, с 2019 г. Правительство Великобритании утверждает и публикует эмиссионные факторы, в соответствии с которыми для 1 т СПГ определена эмиссия 2,54 т CO₂-экв. в процессе сжигания и 0,88 т CO₂-экв. в процессе добычи, переработки, сжигания и транспортировки.

Компании, как правило, не раскрывают стоимость приобретения единиц и премию на товар, однако первая величина типична для рынка и составляет 5–10 долл. США за единицу [8]. В сравнении со стоимостью товаров затраты на приобретаемые единицы колеблются в районе 0,5–2% в тех случаях, когда зачет не охватывают эмиссию, связанную со сжиганием углеводородов, и до 5–10% от стоимости, когда упомянутая эмиссия покрывается единицами добровольного рынка. Так, S&P Global Platts запустила сервис CNL для оценки углеродного следа СПГ, в соответствии с которым для типовых маршрутов («Австралия – Дальний Восток») компенсация углеродного следа добычи и сжижения в 2022 г. требовала затрат 0,17 долл. США за MBTU, углеродного следа сжигания – 0,6 долл. США за MBTU, полного углеродного следа – 0,77 долл. США за MBTU.

Углеводороды с компенсированным углеродным следом позиционируются как премиальный продукт с лучшими, с экологической точки зрения, свойствами. Однако обычно участники схемы реализации предполагают, что премия необязательна или же размер премии должен компенсировать лишь затраты на приобретение единиц добровольного рынка, т. е. премия транслируется в доходы климатических проектов, а не в доходы продавцов или покупателей. Иное положение вещей выглядит логически не обоснованным и может интерпретироваться как «гринвошинг». Хотя участники сделки не получают дополнительную доходность, они обеспечивают имиджевый эффект и дополнительные возможности доступа к отдельным категориям потребителей.

Подразумевается, что компенсация представляет своего рода плату за причиненный экологический ущерб, наносимый сектором углеводородов, с которым общество должно мириться. В случае российских проектов, как представляется, это правило де-факто может быть нарушено без увеличения риска обвинений в гринвошинге. «Зеленый статус» и обособление лучших сортов российской нефти, помимо описанных эффектов, будет способствовать снижению дисконта в сравнении с ценой стандартного российского продукта, которое может оказаться существенным.

Вместе с тем, компенсация углеродного следа является предметом критики экологических активистов и научных экспертов.

Ряд экспертов, политиков и юристов отрицательно высказывается о самой идее подобного зачета углеродного следа нефти, называя её формой гринвошинга [9]. Общее мнение экспертного сообщества заключается в том, что действия по снижению выбросов с точки зрения качества, надежности и измеримости эффекта сильно уступают действиям по снижению эмиссии. По этой причине компенсацию нельзя оценивать также как сокращение углеродного следа и выбросов в рамках жизненного цикла. Декларировать эти действия надо обособленно: верифицированный углеродный след рассчитывается для жизненного цикла продукта, отдельно указывается размер и др. параметры компенсации. В ряде европейских юрисдикций такое требование уже оформлено законодательно.

Эту точку зрения подтверждает серия скандалов, вызванных фальсификацией результатов эффективности ряда климатических проектов, а также серия научных исследований и журналистских расследований, в которых утверждалось, что большинство климатических проектов в действительности не оказывают положительного воздействия на климат. Компенсация критикуется также экологами и рядом ученых как инструмент, продлевающий жизнь опасным с экологической точки зрения добывающим производствам. С учетом этих обстоятельств особенно жесткую реакцию вызывает позиционирование углеводоро-

Горящий факел при добыче нефти
Источник: CJ from Flickr.com



Углеродный след у крупнейших западных нефтегазовых компаний варьируется слабо и достигает 65-85 г CO₂-экв. на МДж или 45 кг CO₂-экв. на баррель н. э.

дов с компенсированным углеродным следом, как углеродно-нейтрального товара, сама компенсация в таком случае ассоциируется с индульгенцией за серьезный экологический ущерб.

Отдельное «зеленое» позиционирование, например, продажи с премией нефти и газа с объектов, отличающихся пониженными значениями углеродного следа, пока практикуется редко, что связано с относительно небольшим (в рамках всего жизненного цикла) достигаемым снижением эмиссии. Однако оно лишено большинства вышеописанных проблем гринвошинга, и в перспективе может получить более широкое развитие в сравнении с инструментом компенсации.

Для защиты от обвинений в гринвошинге продавцы уже сейчас стремятся комбинировать компенсацию с другими инструментами, нацеленными на снижение ущерба окружающей среде, например, продавать нефть с низким углеродным следом при производстве, использовать энергию ВИЭ в процессе добычи и переработки, закупать биотопливо для перевозки и т. п. Организации, занимающиеся стандартизацией, вводят дополнительные требования и процедуры для компаний, желающих декларировать достижение углеродной нейтральности за счет процедуры компенсации. Например, ассоциация поставщиков СПГ GIINLG предлагает ограничить рынок углеродных единиц только для тех организаций, которые задекларировали и приняли программу достижения углеродной нейтральности на корпоративном уровне. Есть и более специфичные решения. В рамках системы сокращения и компенсации выбросов от авиации (CORSA) Международной организации гражданской авиации допускается учет эффекта от применения

авиационного топлива с низким углеродным следом (англ. Low carbon aviation fuel, LCAF). Его основным критерием является низкий углеродный след в рамках жизненного цикла продукта – на 10% меньше среднеотраслевого бенчмарка.

С точки зрения объемов, в настоящее время основной схемой остается компенсация углеродного следа применительно к отдельным судовым партиям (танкер, метановоз крупного размера). Такие физически обособленные поставки освещаются в пресс-релизах, СМИ, раскрывается информация о конкретных климатических проектах, единицы которых использовались для зачета, оценочный экологический эффект применения процедуры, указываются все участники сделки и специальные мероприятия экологического толка, которые сопровождали процедуру поставки.

На рынке СПГ первая поставка была осуществлена в 2019 г., на рынке нефти – в 2020 г. В 2021 г. поставки СПГ с компенсацией углеродного следа начали осуществлять российские компании – «НОВАТЭК» (для Toho Gas, Япония), «Роснефть», «Газпром». Количество поставок к настоящему времени измеряется первыми сотнями. Пока преобладают поставки СПГ, по-видимому, из-за того, что газ рассматривается в качестве наилучшего вида ископаемого топлива с точки зрения углеродного следа и воздействия на окружающую среду. Как правило, используются крупнотоннажные суда. В числе стран-покупателей лидируют Япония, Южная Корея, Китай, страны ЕС, Индия. В некоторых странах (Япония, ЮАР) заявляется возможность ограниченного учета компенсации углеродного следа при уплате «углеродного налога», впрочем, его размер незначителен в сравнении с ценой энергоносителей.

Процедура компенсации выбросов начала широко использоваться с 2018–2019 гг. Применение этого инструмента расширяется, хотя и охватывает менее 1% от всего рынка углеводородов



Морской ветрогенератор H260-18MW в Китае
Источник: DongFang Electric Corporation

Чаще всего сторонами сделки выступают крупные нефтегазовые компании (в том числе в качестве покупателей), крупные трейдерские компании (участвуют в контроле доставки), крупные энергогенерирующие компании (в частности, японские). В случае, если сделки осуществляются между крупными энергетическими компаниями, практикуется заключение меморандумов, долгосрочных соглашений с упоминанием «зеленой» повестки и долгосрочных планов поставок товара с компенсированным углеродным следом. Наиболее частая практика – компенсация углеродного следа добычи, первичной переработки (сжигания) и транспортировки без процедуры сжигания. В таком случае компенсация включает Score 1 и 2, а Score 3 – в малой части, в отношении части транспортных расходов до порта покупателя.

Судовые поставки СПГ

Ежегодный объем торговли СПГ с процедурой компенсации измеряется десятками судовых поставок и составляет не более 1–5% от общего объема [10]. Однако, по оценкам S&P Global Platts, данный сегмент растет.

В июне 2019 г. СПГ-метановоз с продукцией ADNOC совершил рейс в Индию, при этом японские компании приобрели единицы проектов зарегистрированных

в рамках МЧР ООН снижения эмиссии индийских энергогенерирующих компаний, которые используют тот же СПГ. В октябре 2020 г. компания Total заявила о поставке первого судна СПГ с компенсированным углеродным следом 29 сентября того же года. Продукт был произведен на австралийском заводе по сжижению Ихтис (Ichthys). Покупателем выступила китайская CNOOC, стороны заявили о долгосрочном партнерстве по поставкам такого рода товара. Использовались единицы двух проектов программы VERA – проект ветрогенерации в северном Китае Hebei Guuhan, нацеленный на замещение угольной генерации, а также реализованный в соответствии с методикой REDD++ проект лесовосстановления Kariba в Зимбабве. Компенсировался полный углеродный след, включая добычу, процесс сжигания, транспортировки и конечного использования (сжигания). В марте 2021 г. Woodside Burrup Pty Ltd (Австралия) в лице подразделения Pluto LNG с участием трейдера Trafigura осуществила первую поставку СПГ с компенсацией углеродного следа. Поставка осуществлена метановозом грузоподъемностью 145 тыс. м³ (650 тыс. баррелей) для японских энергетических компаний Kansai Electric Power Australia Pty Ltd (Kansai Electric) и Tokyo Gas Pluto Pty Ltd. Компенсировалась часть углеродного следа, охватывающая процесс добычи, первичной переработки и транспортировки (без сжигания). Оценка углеродного следа проводилась силами Woodside в части добычи и хранения, и Trafigura – в части транспортировки. Кроме того, было заявлено, что Trafigura провела переговоры, по результатам которых осуществила с собственником судна мероприятия для минимизации углеродного следа в процессе морской транспортировки. Trafigura подписала с Woodside совместный меморандум по развитию торговли углеводородами (СПГ, нефть, др. продукты) с компенсацией углеродного следа. В июле 2021 г. PetroChina получила первое судно в порту Далянь в рамках долгосрочного соглашения по поставкам углеродно-нейтрального СПГ, заключенного с Shell. Стороны договорились о совместном определении схемы компенсации. В рамках первой поставки использовались единицы климатических проектов из портфолио приобретенной Shell, который включал проект по уходу за лесами в Китае и других странах.

Судовые поставки нефти

При танкерных поставках нефти с 2021 г. используется схема, аналогичная поставкам СПГ с применением единиц добровольного рынка, обычно углеродного следа при производстве Score 1 и 2 и транспортировке, без Score 3. После этого нефть именуется углеродно-нейтральной (*carbon neutral oil*). Термин «зеленый» (green) в отношении нефти и нефтепродуктов обычно не используется в англоязычной практике, т. к. уже имеет определенный смысл (*green oil* – пищевые растительные масла с органическими стандартами, *green petroleum* – нефтепродукты с добавлением биотоплив).



Проект лесовосстановления Kariba в Зимбабве
Источник: bloomberg.com

В январе 2021 г. американская Occidental Petroleum заявила о завершении сделки по продаже углеродно-нейтральной нефти танкерной поставкой объемом в 2 млн баррелей в порт Индии [11]. При этом использовалась компенсация углеродного следа в объеме около 1 млн единиц (т), приобретенных в рамках торгового механизма CORSIA, за которые компания заплатила около 1,3 млн долл. США (65 центов за баррель).

В апреле 2021 г. шведской компанией Lundin Energy осуществлена танкерная поставка в адрес итальянского нефтепереработчика Saras. Компания поставила нефть с шельфового месторождения «Григ» в Северном море, которое отличается малым углеродным следом (сертифицирован-

ный углеродный след Scope 1–3,8 кг CO₂ на баррель) [12]. Компенсация углеродного следа Охвата 1 партии объемом 600 тыс. баррелей был произведен зачетом 2,3 тыс. т поглощенного CO₂ климатических проектов МЧР ООН британской компании Natural Capital Partners в Мексике. Поставка осуществлялась без премии к рынку, однако её генеральный директор обсуждал и оценивал эффект 1% премии за подобный товар в будущем [13]. До этого добывающий проект «Григ» прошел процедуру сертификации углеродного следа. В планах компании провести аналогичную процедуру сертификации для крупнейшего северо-европейского месторождения «Свердруп».



Бензовоз Crown Oil
Источник: storage.googleapis.com

Компенсация в розничном секторе

Компенсация получила ограниченное распространение в розничном секторе нефтепереработки в виде выпуска «зелёных» линеек розничных продуктов, в первую очередь в отношении смазочных материалов. Преимуществом данного продуктового направления является то, что эти нефтепродукты не используются для энергогенерации, соответственно не выделяют CO₂ при сжигании и, в принципе, могут перерабатываться для повторного использования, т. е. их углеродный след не велик, как и сопутствующие затраты.

Собственные линейки «зеленых» смазочных материалов запустили компании Shell и Penzoi, которые назвали соответствующие продукты углеродно-нейтральными и дополнили соответствующими лейблами. Компания Shell присвоила этот статус своей линейке масел Helix и заявила о статусе крупнейшего в мире поставщика углеродно-нейтральных смазочных материалов с объемом реализации 5 млн литров.

Действия Shell вызвали претензии экологов и обвинения в гринвошинге [14]. В итоге Голландский комитет по стандартам рекламы запретил Shell использовать этот статус, ссылаясь на то, что информация о компенсации собственного углеродного следа за счет затрат на лесные проекты в Перу из премии, уплаченной за продукт, вводит потребителей в заблуждение.

Стандарты и программы компенсации углеродного следа

Продавцы, трейдеры и сервисные компании пытаются устанавливать собственные схемы компенсации углеводородов. Так, о выработке корпоративных стандартов сделок с компенсацией углеродного следа заявила американская Occidental Petroleum. Эти решения вариативны с точки зрения охвата, участников, используемых программ и климатических проектов, декларирования и других параметров. Отдельные крупные сделки проводятся корпорациями по индивидуальным схемам.

В последние два года идут более претензионные попытки стандартизации процесса – от корпораций до отраслевых ассоциаций и регуляторов. В 2021 г. ассоциация поставщиков СПГ GIIGNL предприняла первую в секторе попытку стандартизации – разработала отраслевой стандарт, описывающий правила поставки, оценки и верификации углеродного следа, процедуры компенсации и, отчасти, терминологии для судовых поставок СПГ с компенсированным углеродным следом. Продукт в соответствии со стандартом именуется «зеленым» (green LNG). Альтернативный подход к оценке и продаже углеродно-нейтрального СПГ – «Statement of Greenhouse Gas Emissions» (методология

В основном для офсета приобретаются единицы программ Golden Standard и VERA. Реже практикуется покупка единиц в рамках программы МЧР ООН, а также китайской национальной системы CCSR

SGE) разработан коллаборацией Pavilion Energy, QatarEnergy и Chevron op в 2021 г. Он выполняет функции общего стандарта оценки, отчетности, верификации эмиссии парниковых газов, связанного с производством и транспортировкой СПГ. Запущен ряд национальных стандартов общего плана, определяющих условия и требования к организациям для декларирования углеродной нейтральности в применении к организации и товарам (любого типа и отраслевой принадлежности). В их числе, например, Australia's National Carbon Offset Standard Carbon Neutral Program (NCOS) и British Standard Publically Available

Specification for the Demonstration of Carbon Neutrality (PAS2060), которые определяют требования к процедурам, качеству единиц, терминологии и декларациям организаций, а также использованию специальных торговых марок. Указанные документы не являются специализированными, но применимы в т. ч. к организациям, действующим в секторе углеводородов, а отдельные их разделы, например, в части требований к качеству единиц и процедуры компенсации, могут применяться в отношении компенсации углеродного следа.

Стандартные решения для компенсации углеродного следа розничным потребителям начали предлагать частные сервисные компании. Например, британская компания Crown Oil предлагает организациям компенсировать углеродный след от использования ископаемых топлив. Для этих целей компания предлагает закупать единицы нескольких климатических проектов и использовать сертифицированную схему декларирования углеродной нейтральности. Британская WatsonFuel, в частности, реализующая топливные карты, предлагает потребителям компенсировать углеродный след мазута с использованием схемы компенсации от компании World Kinetic. Компании, реализующие такие

Танкер на газовом топливе

Источник: gcaptain.com



Затраты на покупку единиц колеблются в районе от 0,5-2%, когда зачет не охватывает эмиссию при сжигании углеводородов, и до 5-10%, когда эмиссия покрывается единицами добровольного рынка

сервисы, обычно предлагают приобрести и зачесть единицы нескольких климатических проектов, с которыми они работают. Компании раскрывают информацию и рекламируют такие проекты, предположительно они не являются их участниками, но в рамках долгосрочных партнерских отношений имеют возможность или уже приобрели значительную часть эмитируемых ими единиц по льготной цене.

Нефтесервисные и экспедиторские компании предлагают схожие решения уже в секторе B2B – для нефтегазовых компаний, которые могут по стандартной схеме компенсировать углеродный след морской перевозки или более широкого охвата. В некоторых случаях такая услуга предлагается в комплекте с другими, стандартными услугами этих компаний. Так, компания Intertek с 2020 г. начала предлагать комплексную услугу валидации и сертификации углеродного следа в расчете на баррель нефтяного эквивалента с возможностью компенсации углеродного следа (программа CarbonZero). Процедура валидации и сертификации проводится по запросу для Score 1, 2 или 3 в применении ко всей продукции компании, продукции отдельного актива или партии в соответствии со стандартом оценки углеродной эмиссии ISO 14064-3. Новому решению предшествовало масштабное исследование рынка с опросом 506 институциональных инвесторов, по результатам которого выяснилось [15], что 84% опрошенных ожидает от производителей планов по достижению углеродной нейтральности. Три четвертых респондентов заявили, что рассчитывают активно использовать данные независимых сертификатов, 90% желает их внедрения нефтегазовыми компаниями.

Биржевые возможности для развития торговли углеводородами

АО «Петербургская Биржа» рассматривает возможности организации торговли углеводородами с использованием обоих инструментов (низкий углеродный след, компенсация). В качестве наиболее перспективных рынков в актуальной политической обстановке представляются экспортные поставки в Индию и Китай, во вторую очередь – на внутренний рынок и страны ЕАЭС (в частности, Казахстан), где спрос покупателей на углеродную нейтральность остается слабым.

В случае Индии и Китая данное решение представляется наиболее перспективным. Оно может быть применено как к судовым поставкам, так и к поставкам трубопроводного газа. Для этих целей удобны проекты в Арктике и на шельфе, которые к тому же характеризуются сниженным углеродным следом. Реализации инициатив способствует политическая повестка двухстороннего сотрудничества, которая регулярно фокусирует «зеленую» тематику в качестве приоритетов, а в ряде случаев может рассматриваться как прямой стимул для развития экспорта «зеленых» углеводородов. В совместном заявлении Российской Федерации и Китайской Народной Республики о международных отношениях в новую эпоху и устойчивом развитии ука-

Биржевые торги

Источник: Stock News



Торейская СЭС в Бурятии

Источник: gazeta-n1.ru

зывается, что Россия и Китай поддерживают реализацию Парижского соглашения и принцип общей, но дифференцированной ответственности в борьбе с изменением климата. В меморандуме о взаимопонимании между Минэкономразвития России и Китайской комиссией по реформам и развитию по сотрудничеству в области устойчивого развития (март 2023 г.) обозначен приоритет по сокращению выбросов парниковых газов. Документ предлагает уделять особое внимание изменению климата в Арктике. В совместном заявлении по углеродной нейтральности (2023 г.) фиксируется цель достижения углеродной нейтральности к 2060 г. и необходимость внедрения технологий, продвижения устойчивого развития на всех уровнях [16].

В Китае уже реализовано несколько пилотных сделок по поставкам нефти с примененной к ее углеродному следу компенсацией. При поставках в Китай практикуется компенсация с использованием единиц национальной системы CCER исключительно, или в комбинации с компенсацией единицами признанных частных стандартов – Gold Standard и VERA, что, по-видимому, позволяет говорить о росте приоритетности нацио-

нальной китайской системы. В 2021 г. компания Sinopec впервые приобрела и поставила в страну танкер нефти (30 тысяч т) с применением к нему единиц CCER, которые для этих целей были приобретены несколькими государственными компаниями-потребителями. В 2021 г. в стране запущена общенациональная система торговли квотами на выбросы парниковых газов для энергетики, ожидается распространение регулирования на другие сектора и формирование системы трансграничного углеродного регулирования.

В этом контексте представляются перспективными для изучения следующие две схемы формирования биржевых сортов нефти с верифицированным (низким) углеродным следом и, опционально, его компенсацией с использованием единиц добровольного рынка. Такое решение может обеспечить финансовый эффект в виде премии к цене «серого» аналога (*green premium*), перспективно – снижению платежей за эмиссию парниковых газов в системах торговли выбросами; облегчить выход на рынки с климатическим регулированием и эксклюзивные отношения с поставщиком. Наконец, данная процедура

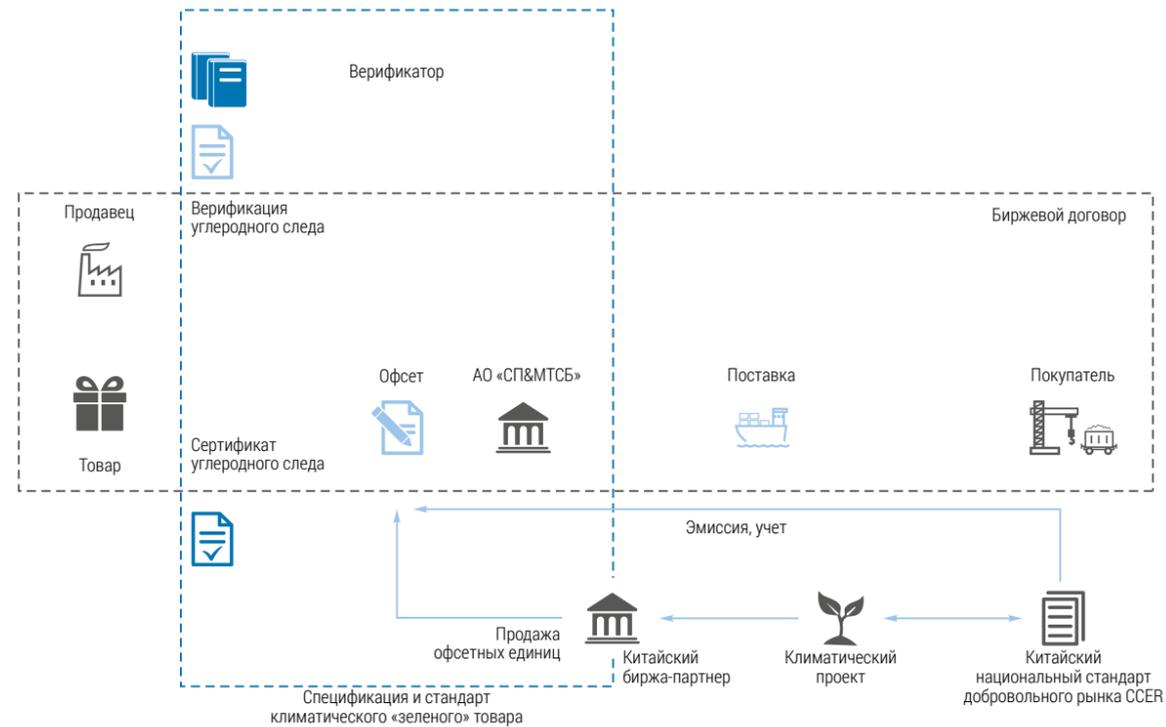


Рис. 7. Поэтапная схема последовательного решения задачи по продвижению и формированию премии

может фиксироваться в нефинансовой, климатической отчетности и способствовать формированию имиджа экологически ответственной компании.

Развитие проекта может осуществляться поэтапно, с учетом сложности и последовательного решения задачи по продвижению и формированию премии (см. рис. 7).

Первый шаг (элемент) – формирование товара с сертификатом углеродного следа. Для этих целей необходимо провести оцен-

ку углеродного следа при производстве и добыче товара (методика жизненного цикла cradle-to-gate).

Оценка верифицируется с использованием услуг верификатора, признаваемого на целевом рынке. Возможные варианты по верификатору для поставок на китайский рынок: использование партнерской компании-верификатора; использование китайской компании или партнерской российской структуры.

Второй элемент – формирование торговой спецификации для начала биржевых торгов в секции «Нефть» АО «Петербургская биржа». В спецификации фиксируется наличие у товара сертификата углеродного следа, конкретная величина углеродного следа и ссылка на документ (предлагается размещать на сайте продавца и биржи).

Третий элемент – проведение маркетинговых мероприятий по поиску потенциальных покупателей – китайских и индийских компаний, готовых выйти на биржевые торги.

При этом первый этап самодостаточен и должен обеспечить финансовый эффект для компании, даже если не будут реализованы дальнейшие этапы. Учитывая применяемый в Арктическом регионе принцип «нулевого сброса», когда все производственные и бытовые сточные отходы собираются в специальные контейнеры и вывозятся на берег для последующей утилизации, а все резервуары и трубопроводы имеют двойные стенки по принципу «стакан в стакане» для исключения разливов нефти, данная инициатива выглядит перспективной.

Четвёртый элемент – компенсация углеродного следа нефти при поставках на китайский и индийский рынки.

Заключение

На нефтегазовом рынке развиваются два инструмента выделения товаров с лучшими свойствами с точки зрения воздействия на климат. Первый инструмент – компенсация части или полного (в рамках жизненного цикла) углеродного следа ископаемых углеводородов. Он применяется с 2020 г., подразумевает оценку,

Ежегодный объем торговли СПГ с процедурой компенсации измеряется десятками судовых поставок и составляет не более 1–5% от общего объёма. Однако, по оценкам S&P, данный сегмент растет

верификацию и компенсацию углеродных единиц с использованием единиц климатических проектов (оффсетов). Наибольшее распространение данный инструмент получил в трансграничных судовых поставках, в первую очередь СПГ. Вместе с тем масштабы его применения остаются скромными; концепция зачета и декларации углеродной нейтральности, «зелености» продукта подвергается критике экологов и ученых.

Наиболее молодым инструментом является обособление разновидностей с низким углеродным следом на стадиях жизненного цикла, связанных с нефтегазодобычей, что определяется кратными вариациями данного показателя. Перспективной возможностью для российских компаний являются поставки углеводородов с низким и(или) компенсированным углеродным следом в Китай, а также Индию. Для этого АО «Петербургская Биржа» разработана концептуальная схема, которая предполагает использование офсетных единиц страны-покупателя.

Использованные источники

1. Staff Report: Calculating Carbon Intensity Values of Crude Oil Supplied to California Refineries. California Environmental Protection Agency, Air Resources Board. March 2015. URL: https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/fuels/lcfs/peerreview/050515staffreport_opgee.pdf; Argonne analysis shows increased carbon intensity from Canadian oil sands. Argonne National Laboratory, June 25, 2015.
2. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. Центр энергетики Московской школы управления «Сколково», 2021. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf
3. Simon Dietz, Carlota Garcia-Manas, Dan Gardiner, William Irwin, Adam Matthews, Michal Nachmany, Rory Sullivan, Faith Ward Carbon Assessment Performance in Oil and Gas. Discussion Paper. Transition Pathway Initiative, November 2018.
4. Суверов С. Эффект «Восток Ойла» // Ведомости. 14.02.2021. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/columns/2021/02/14/857905-effekt-vostok-oila>
5. Specifications Guide Carbon Intensity Assessments. Published May, 2024. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/methodology-specifications/oil/carbon-intensity-assessments>
6. URL: <https://cilive.com/commodities/crude/thought-leadership/021722-interactive-platts-periodic-table-of-oil-4th-edition-adds-carbon-intensity-data>
7. URL: https://www.spglobal.com/commodityinsights/plattscontent/_assets/_files/downloads/crude_grades_periodic_table/crude_grades_periodic_table.html
8. Baker Institute, "Green LNG" – A Pathway for Natural Gas In An ESG Future? Forbes, Oct 26, 2020.
9. Stephen Stapczynski, Akshat Rathi, and Godfrey Marawanyika, How to Sell 'Carbon Neutral' Fossil Fuel That Doesn't Exist. 21 August 2021.
10. Erin M. Blanton & Samer Mosis. The Carbon-Neutral LNG Market: Creating a Framework for Real Emissions Reductions. Center on Global Energy Policy, Columbia SIPA. July 08, 2021.
11. Tsvetana Paraskova. Occidental Delivers World First Carbon-Neutral Oil. URL: <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Occidental-Delivers-World-First-Carbon-Neutral-Oil.html>
12. Пресс-релиз Lunding Energy. Stockholm, 26 April 2021. URL: https://thelundinggroup.com/site/assets/files/8777/lunding_energy_-_first_certified_carbon_neutral_crude_cargo_-_v5_-_20210426en.pdf
13. Timothy Gardner, Nerijus Adomaitis and Rod Nickel. Clean crude? Oil firms use offsets to claim green barrels. April 16 2021.
14. Dharna Noor, Netherlands Officials Tell Shell to Stop Its Ads Greenwashing 'Carbon Neutral' Fuel / Gizmodo, September 3, 2021.
15. Certification Program Aims To Verify Upstream Carbon Intensity per Barrel of Oil. Journal of Petroleum Technology. July 21, 2020.
16. Совместное заявление Российской Федерации и Китайской Народной Республики о международных отношениях, вступающих в новую эпоху, и глобальном устойчивом развитии. 4 февраля 2022 г. URL: <http://www.kremlin.ru/supplement/5770>; Меморандум о взаимопонимании между Минэкономразвития России и Китайской комиссией по реформам и развитию по сотрудничеству в области устойчивого развития». Март 2023 г.

Методологические основы метрологического обеспечения измерительного процесса в нефтепроводах

Methodological foundations of metrological support of the measuring process in oil pipelines

Павел РЕВЕЛЬ-МУРОЗ

Вице-президент ПАО «Транснефть», к. т. н.

E-mail: press@ak.transneft.ru

Pavel REVEL-MUROZ

Vice President of Transneft PJSC

E-mail: press@ak.transneft.ru

Олег АРАЛОВ

Директор центра автоматизации, энергетики и сертификации оборудования трубопроводного транспорта

ООО «НИИ Транснефть», д. т. н.

E-mail: AralovOV@niitnn.transneft.ru

Oleg ARALOV

Director of the Center for Automation, Energy and Certification of Pipeline Transport Equipment LLC «Transneft Scientific Research Institute»

E-mail: AralovOV@niitnn.transneft.ru

Иван БУЯНОВ

Заместитель директора центра автоматизации, энергетики и сертификации оборудования трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть», к. т. н.

E-mail: BuyanovIV@niitnn.transneft.ru

Ivan BUYANOV

Deputy Director of the Center for Automation, Energy and Certification of Pipeline Transport Equipment LLC «Transneft Scientific Research Institute»

E-mail: BuyanovIV@niitnn.transneft.ru

Аннотация. Данная статья посвящена актуальному научному вопросу – метрологическому обеспечению учетных операций с нефтью и нефтепродуктами в магистральном трубопроводном транспорте. В работе приведена краткая историческая справка по становлению и развитию отечественной метрологии от Древней Руси до современной России. Авторами статьи раскрыты основные принципы и методы измерений нефти и нефтепродуктов в России и за рубежом. Приведен состав основных фондов компании, включая измерительные системы для учета нефти и нефтепродуктов. Авторами отмечено, что техническая оснащённость системы для учета в основном включает в себя иностранные системы и комплексы. После ухода с российского рынка иностранных производителей систем измерения (СИ) возникла проблема их замещения. Особенно остро вопрос стоит в обеспечении СИ отечественной эталонной базой для обеспечения прослеживаемости передачи единиц измерений. Для обеспечения достоверного коммерческого и оперативного учета транспортируемых нефти и нефтепродуктов ПАО «Транснефть» разработана и реализуется стратегия импортозамещения сложных технических систем. Эти разработки способствуют повышению надежности систем учета. Кроме того, определены ключевые направления развития учетных операций в контексте внедрения концепции «Индустрия 4.0».

Ключевые слова: средства измерений, обеспечение единства измерений, магистральные трубопроводы, импортозамещение.

Abstract. This article is devoted to an urgent scientific issue – the metrological support of accounting operations with oil and petroleum products in mainline pipeline transport. The paper provides a brief historical summary of the formation and development of Russian metrology from Ancient Russia to modern Russia. The authors of the article disclose the basic principles and methods of measuring oil and petroleum products in Russia and abroad. The composition of the company's fixed assets, including measuring systems for accounting for oil and petroleum products, is given. The authors noted that the technical equipment of the accounting system mainly includes foreign systems and complexes. After the withdrawal of foreign manufacturers of measurement systems (SI) from the Russian market, the problem of their replacement arose. The issue is particularly acute in providing SI with a domestic reference base to ensure traceability of the transfer of units of measurement. To ensure reliable commercial and operational accounting of transported oil and petroleum products, PJSC Transneft has developed and is implementing an import substitution strategy for complex technical systems. These developments contribute to improving the reliability of accounting systems. In addition, key areas of accounting operations development have been identified in the context of the implementation of the Industry 4.0 concept.

Keywords: measuring instruments, ensuring the uniformity of measurements, main pipelines, import substitution.

Введение

Метрология представляет собой научную дисциплину, изучающую измерения, методы и средства обеспечения их единства, а также способы достижения необходимой точности¹.

История метрологии как практической деятельности уходит корнями в глубокую

древность. На протяжении всей истории человечества измерения играли ключевую роль во взаимодействии людей друг с другом и с окружающим миром. Благодаря этому сформировались единые стандарты для оценки размеров, форм и свойств объектов, а также методы их сравнения.

С давних времен люди использовали части собственного тела для измерения расстояний. Этот способ был практичным, поскольку руки и ноги всегда доступны, и их невозможно оставить дома. В старину применялись такие единицы длины, как

¹ РМГ 29–2013 «Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения».

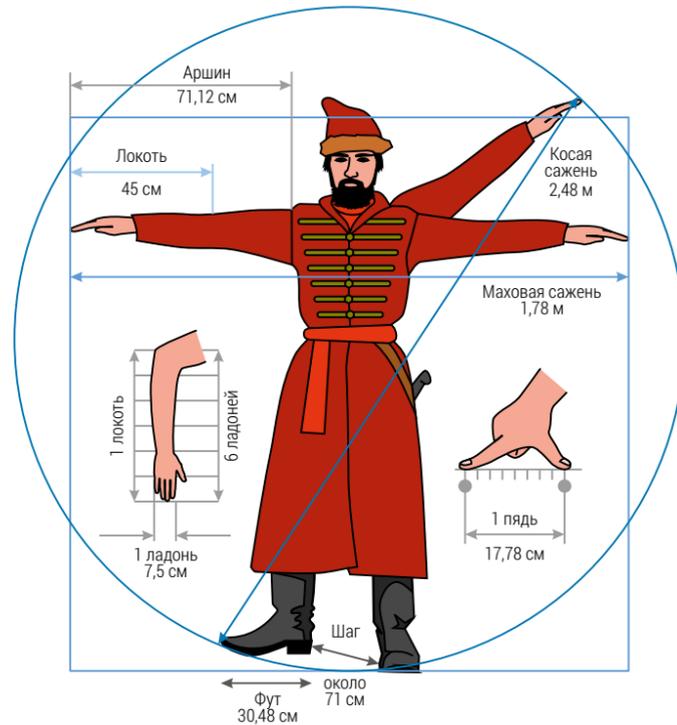


Рис. 1. Исторические меры длины, использовавшиеся на Руси

верста, сажень, аршин, локоть, пядь и вершок (см. рис. 1).

Основные вехи становления метрологии как науки

Ещё в древности для сохранения единообразия измерений начали создаваться эталонные образцы мер. Одним из ключевых документов в истории российской метрологии считается Двинская грамота, изданная во времена Ивана Грозного. В этом документе были закреплены нормы хранения и применения новой меры объёма сыпучих материалов – осьмины [1, 2].

Значительный прогресс в метрологии связан с реформами Петра I. Его политика интеграции с европейскими странами, включавшая развитие культурных, научных и торговых связей, оказала существенное влияние на метрологическую систему России как в период его правления, так и в последующие годы.

В конце XVII века по инициативе Петра I начался активный импорт измерительных устройств (таких как угломерные и оптические приборы), которые были необходимы для оснащения армии и флота [1].

На оружейных производствах того времени стали создавать специализированные лаборатории для контроля измерений. Для их эффективной работы в национальную систему мер длины включили заимствованные английские единицы – фут и дюйм. Использование зарубежных единиц измерения стало необходимым в связи с размещением заказов на судостроение в иностранных верфях.

Важнейшим законодательным актом стало положение о весах и мерах от 4 июня 1842 г., которое установило единую систему измерений на всей территории страны и предусмотрело создание в Санкт-Петербурге первого государственного метрологического и поверочного учреждения «Депо образцовых мер и весов». Документом определена система надзора и проверки, порядок хранения эталонов, правила изготовления и применения измерительных средств. Также положением определены строгие санкции за использование неверных и неклеименых мер [2].

Франция стала первой страной, официально принявшей метрическую систему мер в 1840 г. В 1875 г. в Париже представителями 17 государств была подписана Метрическая конвенция, учреждено

Международное бюро мер и весов и создана система хранения международных эталонов.

19 ноября 1892 г. произошло значительное событие для российской науки – руководство Депо образцовых мер и весов принял Д. И. Менделеев. Под его началом произошла реорганизация депо в Главную палату мер и весов, разработана современная система национальных эталонов, установлены точные соотношения между традиционными русскими и метрическими мерами и начата подготовка к переходу на международную систему измерений [2].

В 1889 г. был утверждён Международный прототип метра (эталон длины). Эталон длины выполнен из платино-иридиевого сплава. России переданы два эталона – № 28 и № 11.

В 1872 г. России переданы два эталона массы – № 26 и № 12. Эталон массы также выполнен из платино-иридиевого сплава.

В 1918 г. принят декрет о введении в стране метрической системы мер.

В 1960 г. утверждена Международная система единиц на Генеральной конференции по мерам и весам.

В 1993 г. принят закон РФ «Об обеспечении единства измерений».

«Транснефть» является оператором 67000 км трубопроводов, 1500 резервуарных емкостей объемом 24 млн м³, 500 перекачивающих станций, расположенных от Приморского края до Ленинградской области

В 2019 г. на 26-й Генеральной конференции по мерам и весам в Париже принято историческое решение о переопределении основных единиц Международной системы единиц (СИ). С этого момента все единицы системы СИ привязаны к фундаментальным физическим константам.

Прогресс в естественных науках способствовал созданию новых методов и инструментов измерений, которые в свою очередь ускорили развитие наук, становясь важным инструментом исследований. Например, усовершенствование методов измерения плотности воды позволило в 1932 г. обнаружить тяжелый изотоп водорода – дейтерия.

Эталон метра в Париже

Источник: ru.pinterest.com



Государственное регулирование измерений

Государственное регулирование в области измерений направлено на поддержание единства измерений на требуемом уровне при выполнении метрологических работ. Этот уровень определяется следующими требованиями [3]:

1. Обеспечение точного количественного учета продукции, исчисляющейся по массе, длине, объёму, расходу, мощности, энергии.
2. Проведение измерений, необходимых для мониторинга и корректировки производственных процессов, а также для поддержания бесперебойной работы транспортных систем и средств связи.
3. В рамках научных изысканий, тестирования и проверки качества продукции в различных секторах экономики осуществляются измерения физических показателей, технических характеристик, а также анализ состава и свойств материалов.

От качества СИ зависит эффективность выполнения указанных функций. Точность результатов измерений определяет надежность данных о количественных

и качественных характеристиках товаров. Именно поэтому метрологическое сопровождение технического регулирования направлено на предотвращение действий, способных ввести потребителей в заблуждение. В связи с этим каждый технический регламент обязан содержать обязательные требования, обеспечивающие единство измерений (ОЕИ).

Государственный контроль в этой сфере нацелен на поддержание необходимого уровня ОЕИ при выполнении метрологических работ. Данный уровень регламентируется стандартами, предъявляемыми к измерительным процедурам, единицам измерения, эталонам, стандартным образцам (СО), измерительным приборам (СИ), а также к методам проведения замеров и деятельности в области ОЕИ.

Эти нормы закреплены в законодательных актах Российской Федерации. Ключевым аспектом государственного регулирования ОЕИ является мониторинг соблюдения установленных требований.

Процесс регулирования включает анализ данных, полученных в ходе проверок, для совершенствования нормативной базы. Это позволяет оценивать актуальность и достаточность действующих стандартов, а также приводить их в соответ-

ствие с международными нормами. Таким образом, регулирование представляет собой циклический процесс, который учитывает и адаптируется к лучшим практикам в области метрологии и ОЕИ.

Метрология играет важную роль в нефтедобывающей промышленности. В ранний период нефтедобычи для перевозки сырой нефти применялись подручные емкости, чаще всего деревянные бочки из-под алкогольной продукции (виски или вина) объемом около 40 галлонов (1 галлон ~ 3,785 л) [4]. Пример такой тары показан на рис. 2.

31 августа 1866 г. Совет нефтедобытчиков Ойл Крик официально утвердил цену в 5 долл. за 40-галлонную бочку сырой нефти. Позднее, в 1872 г. Американская ассоциация производителей нефти закрепила новый стандарт. На основании стандарта размер 1 барреля нефти составляет 42 галлона, что приблизительно равно 158,988 л. Также дополнительно два галлона поставлялись безвозмездно для компенсации возможных потерь [3].

После подписания Россией Метрологической конвенции в Париже (1875 г.), в отечественной практике утвердилась Международная система единиц СИ, где базовой единицей стал килограмм.

В результате современная мировая практика учёта углеводородов использует две основные системы:

- объемная (баррели) – преимущественно в англоязычных странах;
- весовая (тонны) – преимущественно в странах, применяющих метрическую систему.

Общие положения по учету нефти и нефтепродуктов в России

В России учет нефти и нефтепродуктов регламентируется установленными нормативными документами. В частности, вопросы метрологического сопровождения при транспортировке нефти по магистральным трубопроводам описаны в Р 50.2.040–2004².

При проведении учета нефти используется показатель массы нетто, который выражается в тоннах с округлением до целого числа. Расчет массы нетто выполняется

путем вычитания из массы брутто массы балласта. Под балластом понимается совокупность воды, хлористых солей и механических примесей, содержащихся в нефти.

Измерение объемов передаваемой и принимаемой нефти на пунктах сдачи и приема (ПСП) производится с помощью специализированных систем, предназначенных для контроля количества и качества нефти и нефтепродуктов (СИКН), а также с использованием резервуаров (мер вместимости).

Требования, предъявляемые к нефти, предназначенные для поставок на нефтеперерабатывающие предприятия в России и для экспортных операций, регламенти-



Рис. 2. Габариты стандартного размера нефтяного барреля
Источник: Alexey Hulsov / pixabay.com

руются национальным стандартом ГОСТ Р 51858–2002³ и межгосударственным стандартом ГОСТ 31378-2009⁴.

Вопросы метрологического сопровождения учета нефтепродуктов в процессе их транспортировки по магистральным трубопроводам раскрываются в ГОСТ Р 71583–2024⁵.

Масса нефтепродуктов фиксируется в тоннах с точностью до тысячных долей (три знака после запятой). Измерения выполняются с применением аттестованных методик. Проце-

³ ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия».

⁴ ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия».

⁵ ГОСТ Р 71583–2024 «Транспортировка нефтепродуктов по системе магистрального трубопроводного транспорта. Основные положения».

Приборы учета на нефтепроводе

Источник: insatechmarine.com



дура отбора проб регламентируется ГОСТ 2517-2012⁶.

Транспортировка нефтепродуктов различных групп (разнородных) и марок (однородных) выполняется методом последовательной перекачки прямым контактированием.

Качество нефтепродуктов определяется на основании:

- требований ТР ТС 013/2011 «Технический регламент Таможенного союза», включая нормы для автомобильного и авиационного топлива, дизельного и судового топлива, а также мазута;
- условий, указанных в договорах на транспортировку.



Лабораторные исследования нефти
Источник: 5drops.ru

Общие принципы и методы измерений, методики измерений, метрологические характеристики

Принцип измерений – это физическое явление или эффект, положенные в основу измерений.

Примеры принципов измерений:

- эффект Кориолиса при измерении массы жидкости;
- эффект Пельтье при измерении поглощенной энергии ионизирующих излучений;

⁶ ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» (с изменением № 1).

- эффект Доплера при измерении скорости;
- использование силы тяжести при измерении массы взвешиванием на весах.

Метод измерений – это прием или совокупность приемов сравнения измеряемой величины с ее единицей или шкалой в соответствии с реализованным принципом измерений.

По общим приемам получения результатов измерений различают методы:

- прямой метод измерений – измерение, при котором искомое значение величины находят непосредственно из опытных данных;
- косвенный метод измерений – измерение, результат которого определяют на основании прямых измерений величин, связанных с измеряемой величиной известной зависимостью.

Методы измерений при учетных операциях

Методы измерений массы продукта при выполнении учетных операций с нефтью и нефтепродуктами определены ГОСТ 8.587-2019⁷.

В соответствии с ГОСТ 8.587-2019 применяются следующие методы измерений массы товарной нефти и нефтепродуктов:

- прямой метод динамических и статических измерений;
- косвенный метод динамических и статических измерений;
- косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

В трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов наибольшее распространение получил косвенный метод динамических измерений массы продукта.

Косвенный метод динамических измерений массы продукта реализуется с помощью следующих измерений в трубопроводе:

- плотности продукта с применением преобразователей плотности (преимущественно поточных), давления и температуры;
- объема продукта с применением преобразователей расхода, давле-

⁷ ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

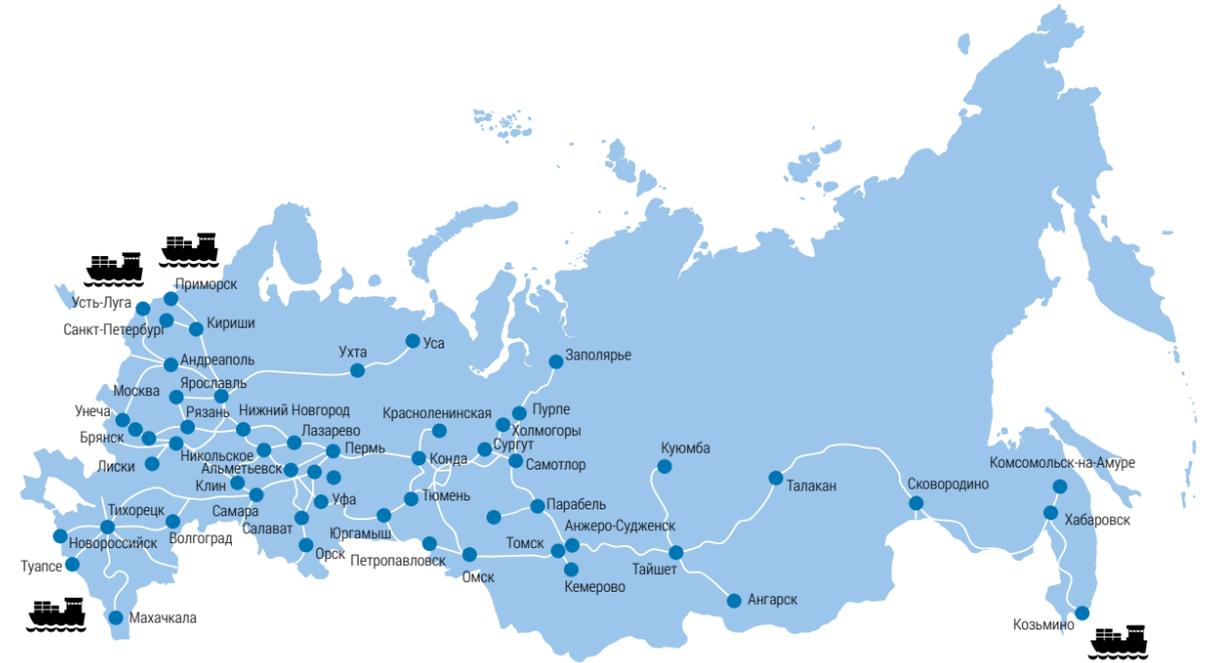


Рис. 3. Схема магистральных нефтепроводов России

ния и температуры или счетчиков жидкости.

Для осуществления непрерывной возможности перемещения нефти и нефтепродуктов как внутри страны, так и по экспортным направлениям необходима возможность оперативной и надежной транспортировки углеводородов. С такой сложной задачей и вызовом более 70 лет успешно справляется система компании «Транснефть», обладающая самой крупной единой сетью магистральных трубопроводов в мире. ПАО «Транснефть» является оператором более 67000 км магистральных трубопроводов, более 1500 резервуарных емкостей объемом более 24 млн м³, более 500 перекачивающих станций, расположенных от Приморского края до Ленинградской области. Поставки нефти и нефтепродуктов для зарубежных партнеров также осуществляются благодаря наличию 4 собственных морских портов, предназначенных для отгрузки экспортной продукции (см. рис. 3).

В настоящее время в компании эксплуатируются более 780 000 СИ, в т. ч.:

- более 100 СИКН для коммерческого учета;
- более 180 СИКН для оперативного учета;

- более 70 трубопоршневых поверочных установок и компакт-пруверов и др.

Современная система учётных операций сконфигурирована на основе опыта конца 80-х гг. 20 века и первых двух десятилетий 21 века. Материальной основой данной системы в основном являются иностранные измерительные средства и комплексы таких производителей, как KROHNE Group (Германия), Honeywell Enraf Americans (США), Emerson (США), Daniel Measurement and Control Inc (США), FMC technologies (США), H&D Fitzgerald LTD (Англия), HELIFLU TZN (Франция) и др.

Измерение объемов передаваемой и принимаемой нефти на пунктах сдачи и приема производится с помощью специализированных систем, предназначенных для контроля количества и качества нефти



Рис. 4. Турбинный преобразователь расхода

После ухода с российского рынка иностранных производителей СИ возникла необходимость их замещения. При этом компания ПАО «Транснефть» проводила планомерную работу по импортозамещению СИ с 2014 г.

В рамках реализации программы импортозамещения одним из первых СИ, которое было разработано силами компании, явились турбинные преобразователи расхода DN 250 и 400. Расходомеры работают в диапазоне измерений от 200 до 4000 м³/ч с погрешностью ± 0,15% (см. рис. 4).

Одной из первых систем измерения «Транснефти» стали турбинные преобразователи расхода DN 250 и 400. Расходомеры работают в диапазоне от 200 до 4000 м³/ч с погрешностью ± 0,15 %

Особенно остро вопрос стоит в обеспечении СИ отечественной эталонной базой для обеспечения прослеживаемости передачи единицы измерения.

В Российской Федерации наблюдается значительная зависимость эталонной базы от импортных технических средств и комплектующих. Санкции, введенные иностранными государствами, наглядно продемонстрировали риски, связанные с такой зависимостью. Согласно Стратегии обеспечения единства измерений до 2025 г., утвержденной распоряжением Правительства РФ от 19.04.2017 г. № 737-р, при разработке востребованных на рынке эталонов часть затрат на их создание и поддержание может быть переложена на коммерческие организации.

Например, для поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода нефтепродуктов, используемых в системах учета количества и качества нефти, широко применяются компакт-пруверы. Эти устройства особенно востребованы в условиях ограниченного пространства на объектах нефтяных компаний.

До недавнего времени в России использовались преимущественно компакт-

пруверы зарубежных производителей, таких как Emerson (США), Honeywell (США) и FMD (США). Однако в текущих условиях поставка и сервисное обслуживание этой техники через официальных дистрибьюторов стали невозможны из-за санкционных ограничений.

На основании вышеизложенного в ПАО «Транснефть» возникла необходимость разработки отечественного компакт-прувера. На рис. 5 представлен общий вид разработанной конструкции компакт-прувера производительностью 4000 м³/ч, данный расход является максимальным для магистральных нефтепроводов.

Эксплуатационные характеристики компакт-прувера:

- температура воздуха от минус 40 до 40 С;
- температура рабочей среды от минус 10 до 40 С;
- тип привода: цепной;
- максимальное давление: 6,3 МПа;
- диапазон вязкости среды: от 0,2 до 300 сСт при 20 °С;
- диапазон плотности среды: от 720 до 960 кг/ м³.

Длина калиброванного участка внутри корпуса измерительного цилиндра принимается по значению поверяемого объе-

ма, равному 520 литрам, и определяется по формуле:

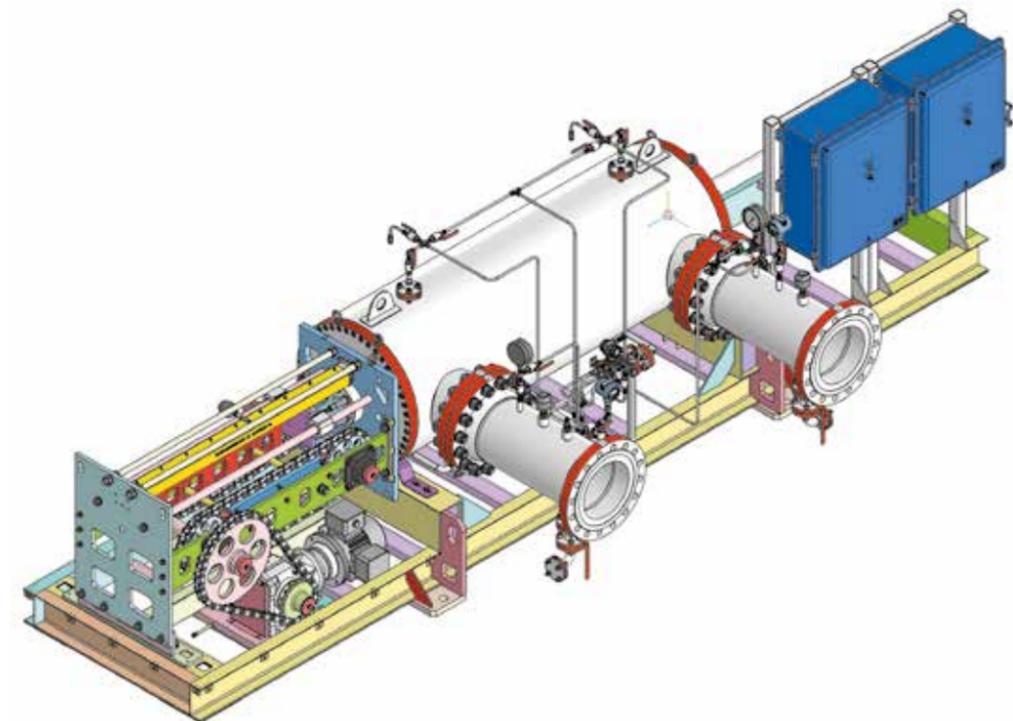
$$L = \frac{V}{S} = \frac{V}{\frac{\pi \times D_{\text{вн}}^2}{4}} = \frac{0,52}{\frac{3,14 \times 0,83^2}{4}} = 0,961 \text{ м.}$$

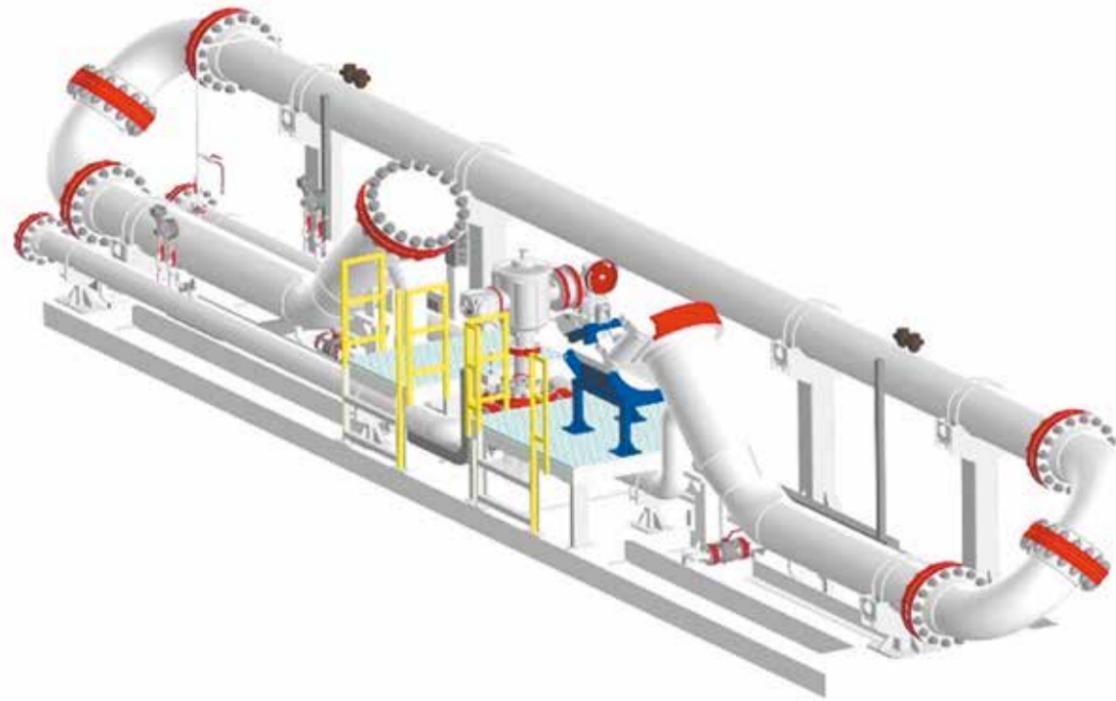
Разрабатываемая конструкция компакт-прувера соответствует требованиям, предъявляемым к рабочим эталонам первого разряда в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (утверждена приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений расхода составляют не более 0,05%.

Разработка современного компакт-пруверов российского производства позволит уменьшить конечную стоимость установки и эксплуатационные затраты на их ремонт и обслуживание в результате исключения импортных комплектующих, в том числе ЗИП.

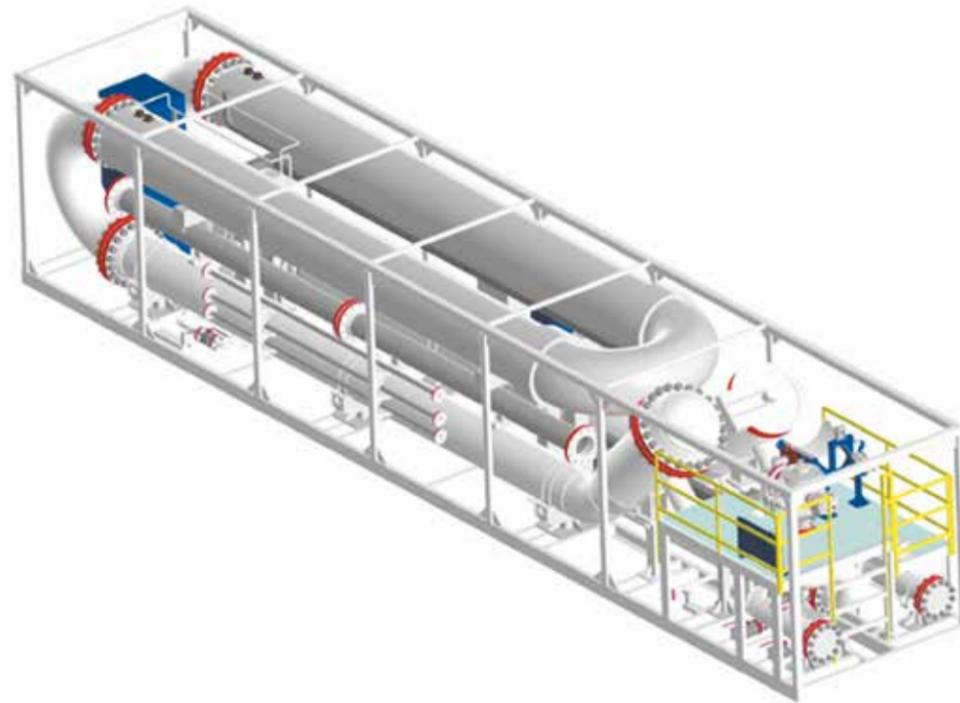
В рамках создания собственной эталонной базы ПАО «Транснефть» разработаны конструктивные решения современных

Рис. 5. Отечественный компакт-прувер





MnTPU 550 м³/ч



MnTPU 1100 м³/ч

Рис. 6. 3D-модели малогабаритных передвижных трубопоршневых поверочных установок

малогабаритных передвижных трубопоршневых поверочных установок (далее – MnTPУ), применение которых позволит сократить расходы на строительные-монтажные работы по установке стационарных TПУ для каждой СИКН и эксплуатацию площадочного объекта [5].

Все оборудование, предлагаемое к применению в MnTPУ, изготавливается на территории Российской Федерации, и основные позиции включены в Реестр основных видов продукции, применяемых ПАО «Транснефть»⁸ [6]. Разработанные конструкции MnTPУ производительностью 550 и 1100 м³/ч обеспечивают достижение требуемых технических и метрологических показателей: с пределами допускаемой относительной погрешности при воспроизведении объема не более $\pm 0,05\%$.

Разработанные компоновочные решения MnTPУ позволяют обеспечить их размещение на прицепе автопоезда и перемещение по дорогам общего пользования без оформления специального разрешения в соответствии с ТР ТС 018/2011. Производство MnTPУ освоено на заводе «Транснефтемаш» (г. Великие Луки).

Для обеспечения непрерывного контроля за одним из ключевых показателей нефти и нефтепродуктов при учетных операциях – плотностью перекачиваемой среды – в компании разработан собственный поточный преобразователь плотности жидкости «ТН-Плотномер-25–6,3» (см. рис. 7).

В 2019 г. получено свидетельство об утверждении типа данного СИ. Серийный выпуск преобразователей плотности жидкости освоен на заводе АО «ТОМЗЭЛ». Преобразователь плотности обеспечивает работу СИКН в рабочих диапазонах плотности от 650 до 1000 кг/м³ с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30$ кг/м³.

В практике учетных операций нефти и нефтепродуктов применяются два основных способа измерения массы: прямой и косвенный методы динамических измерений. Косвенный метод предполагает расчет массы на основе данных об объеме и плотности нефти и нефтепродуктов.

Точность определения плотности нефти и нефтепродуктов в значительной степени зависит от следующих основных факторов:

- прецизионности применяемых СИ плотности;
- временной стабильности метрологических характеристик (далее – МХ), применяемых СИ плотности в интервале между поверками;
- процедуры поверки и градуировки применяемых СИ плотности;
- ключевыми являются применяемые эталоны.

По результатам теоретических и экспериментальных исследований разработан переносной эталон единицы плотности [7], который предназначен для осуществления поверки и КМХ преобразователей плотности (см. рис. 8).

Разработка эталона была обусловлена необходимостью нефтегазовых компаний в российском аналоге, который по метрологическим и техническим параметрам соответствует или превосходит лучшие зарубежные образцы, но имеет более доступную цену.

Ключевыми достоинствами эталона, разработанного компанией перед лучшими зарубежными аналогами, являются:

Рис. 7. Поточный преобразователь плотности



⁸ Реестр основных видов продукции, применяемых ПАО «Транснефть» доступен в сети Интернет зарегистрированным пользователям на УТП «Сбербанк-АСТ». URL: <https://utp.sberbank-ast.ru/>



Рис. 8. Отечественный эталон единицы плотности

1. Конструкция напорных пикнометров, являющихся частью эталона, была усовершенствована за счет использования сплава нержавеющей стали, легированной титаном. Это решение позволило уменьшить вес устройств и повысить их прочность.
2. Внутренние поверхности пикнометров были покрыты алмазоподобным аморфным углеродом. Данное покрытие увеличило устойчивость к коррозии и износу, снизило трение и упростило процесс очистки.
3. Стоимость разработки оказалась как минимум вдвое ниже, чем у зарубежных аналогов.

Для обеспечения автоматизации процесса поверки и контроля метрологических характеристик разработан стационарный эталон единицы плотности для применения непосредственно в БИК.

Преимущества применения стационарного исполнения:

1. Повышение точности проведения КМХ по сравнению с лабораторным

методом (за счет исключения отбора и подготовки пробы).

2. Автоматизация и цифровизация процедур поверки и КМХ ПП:
 - автоматическое формирование протоколов КМХ/поверки ПП с использованием СОО СИКН;
 - хранение, систематизация и анализ данных о режимах перекачки и характеристиках среды в момент проведения КМХ/поверки ПП.
3. Совершенствование достоверности оценивается за счет цифровизации проверочных механизмов и ограничения субъективного влияния.

Системы для обеспечения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами

Авторами данной статьи проведены теоретические и экспериментальные исследования, по результатам которых подготовлены предложения по созданию технической базы для полного спектра метрологического обслуживания поточных преобразователей плотности нефти и нефтепродуктов (градуировка, поверка) и созданию стенда для градуировки и поверки, в т. ч. первичной, поточных преобразователей плотности, выпускаемых АО «ТОМЗЭЛ» («ТН-Плотномер-25–6,3»), а также других производителей (см. рис. 9).

Данный стенд позволяет впервые в РФ сделать градуировку и поверку поточных преобразователей плотности в диапазоне температур от отрицательных значений до +50 °С.

Для удешевления СИКН, исключения строительства стационарной системы промывки ТПУ и затрат на ее эксплуатацию проводятся работы по изготовлению опытного образца передвижной установки по промывке ТПУ (см. рис. 10).

Кроме вышеуказанного эффекта, преимуществом передвижной установки для промывки ТПУ является возможность ее использования для обслуживания нескольких СИКН.

В ПАО «Транснефть» особый акцент делается на развитие отечественных аналогов программного обеспечения и элементной базы, в том числе и для обеспечения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами.

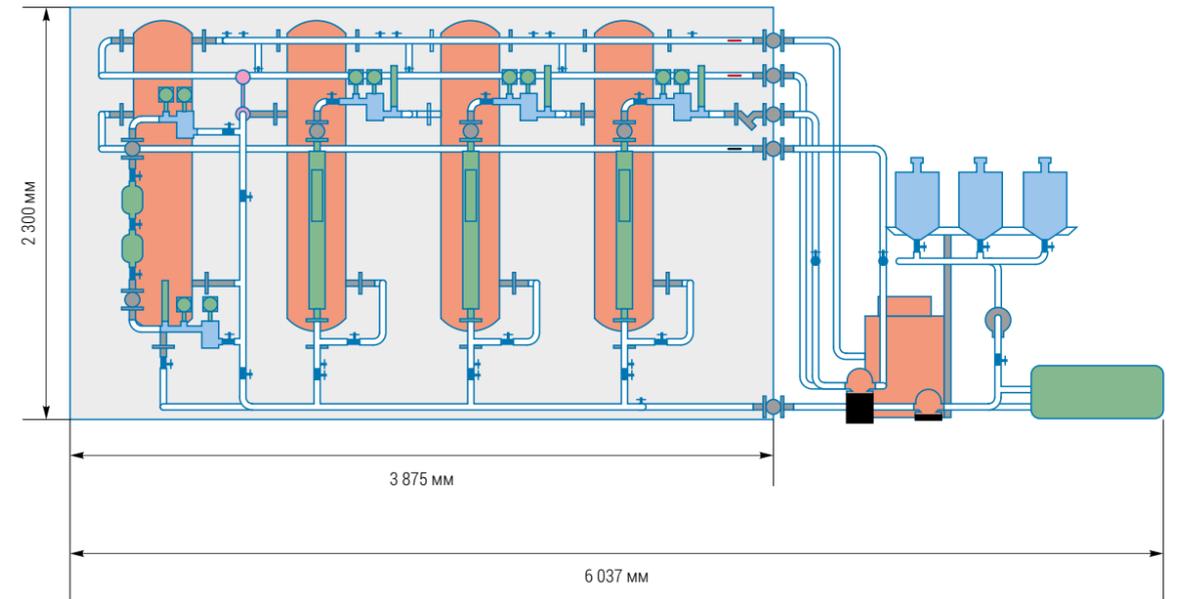


Рис. 9. 3D-модель стенда для градуировки и поверки поточных преобразователей плотности

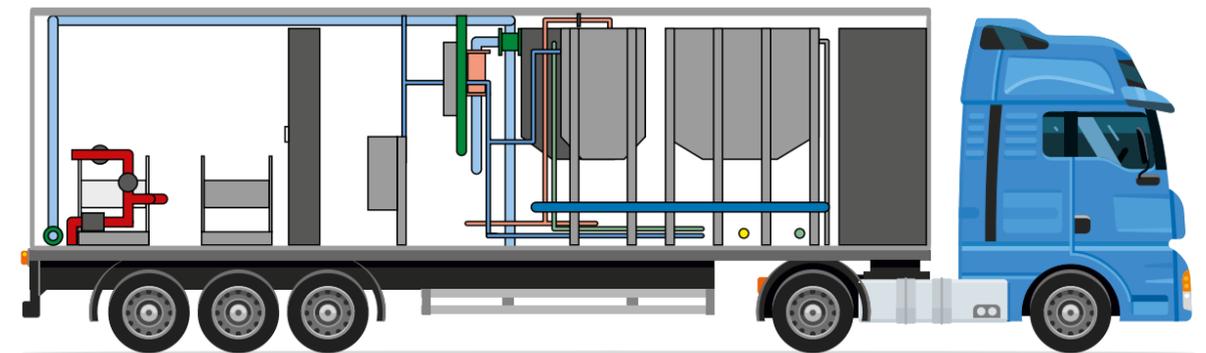


Рис. 10. 3D-модель установки для промывки ТПУ

В настоящее время разработан собственный измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) СОИ СИКН серии ТН-01, который является одним из ключевых элементов системы сбора, обработки информации и управления СИКН.

Система ТН-01 выполняет измерение и преобразование параметров электрических сигналов от измерительных преобразователей, а также рассчитывает расход, количество и качественные показатели нефти и ее производных.

ИВК серии ТН-01 имеют 13 модификаций и выпускаются в различных исполнениях: стандартном для операторных СИКН, взрывозащищенном исполнении, переносном (мобильном) варианте в армированных кейсах для работ с выездом на объект. Комплекты данного ИВК применяются не только в нашей компании, но и поставлены на объект компании ПАО «Газпром нефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ».

Основные перспективные направления развития метрологического обеспечения измерительных процессов нефтяных компаний:

1. Разработка единой автоматизированной системы по оформлению результатов поверки и калибровки средств измерений СИКН.

Специалисты «Транснефти» проводят измерения



Источник: sovet.megatyumen.ru

До недавнего времени в России использовались компакт-пруверы зарубежных производителей, однако сейчас поставка и сервисное обслуживание этой техники стали невозможны из-за санкций

2. Разработка стенда для поверки расхода СИ с применением в качестве рабочей среды дизельного топлива, масла и других жидкостей.
3. Разработка перспективных конструкций оборудования СИКН (прямотрубная ТПУ, эталонная поверочная установка на базе мерников, усовершенствованные фильтры блока измерительных линий и др.).
4. Разработка и внедрение метода предиктивной аналитики для оценки метрологических характеристик турбинных преобразователей расхода с применением числа Рейнольдса.



ЛПДС «Ярославль»

Источник: А. Морковкин / «Транснефть»

5. Разработка концепции цифрового моделирования сложных технических систем и процессов поверки и калибровки.

Выводы

1. В современной практике применяются два метода учета нефти и нефтепродуктов: по объему (баррели) и по массе (тонны).
2. Для обеспечения технологической независимости ПАО «Транснефть» более 10 лет проводит комплекс НИ-ОКР, в рамках которых разработана единая методология по созданию и разработке отечественных СИ по определению объемного расхода

и плотности нефти и нефтепродуктов. Выпуск СИ освоен на собственных предприятиях компании и сторонними отечественными производителями по лицензионным договорам.

3. Активный интерес к продукции заводов «Транснефти» проявляют другие компании топливно-энергетического комплекса России и дружественных стран.
4. Одним из ключевых перспективных направлений развития нефтяных компаний является внедрение цифровых технологий в производственную деятельность, включая метрологическое обеспечение учетных операций с нефтью и нефтепродуктами.

Использованные источники

1. Бондаренко А.П., Кижаяев Н.В. Основные этапы развития метрологии в России // Научный лидер. № 16 (21). 2022. URL: <https://scilead.ru/article/2017-osnovnie-etapi-razvitiya-metrologii-v-rossii>.
2. Менделеев Д.И. Сочинения. Т.22. Метрологические работы. – М.: Издательство академии наук СССР, 1950. – 868 с.
3. Современное состояние ведения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами с применением измерительных систем в России / О.В. Аралов, И.В. Буянов, С.И. Воробьев [и др.]. – М.: Издательство «Недра», 2019. – 356 с.
4. Становление и развитие технических средств и технологий транспорта нефти и нефтепродуктов / Б. Н. Бастобаев, О.А. Макаренко [и др.]. – СПб: Издательство «Недра», 2021. – 744 с.
5. Аралов О.В., Буянов И.В., Хасанов Р.И. Создание отечественной малогабаритной передвижной трубопоршневой поверочной установки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Т. 14. № 6. С. 562–569.
6. Реестр основных видов продукции, применяемых ПАО «Транснефть» доступны в сети Интернет зарегистрированным пользователям на УТП «Сбербанк-АСТ». URL: <https://utp.sberbank-ast.ru/>
7. Обоснование конструкции пикнометров для применения в пикнометрических установках / О.В. Аралов, И.В. Буянов и др. // Законодательная и прикладная метрология. № 4. 2021. С. 23–26.

Исследование необходимости применения приборов непрерывного анализа растворенных газов в масле силовых трансформаторов

Investigation of the need to use devices for continuous analysis of dissolved gases in oil of power transformers

Владислав БИТНЕЙ

Руководитель проектов, служба заказчика,
Управление средств диспетчерско-
технологического управления
и информационных технологий (УСДТУ и ИТ)
E-mail: BitneyVD@mosenergo.ru

Vladislav BITNEY

Project Manager, customer service,
Management of Dispatching and
Technological Management and Information
Technology (USDTU and IT)
E-mail: BitneyVD@mosenergo.ru

Виталий УЛЬЯНОВ

Главный эксперт ООО «Цифровые
технологии и платформы»
E-mail: BitneyVD@mosenergo.ru

Vitaly ULYANOV

Chief Expert of Digital Technologies
and Platforms LLC
E-mail: BitneyVD@mosenergo.ru

Мини-ТЭЦ

Источник: trubexpert.ru



Аннотация. В статье рассмотрены основные методы анализа газовых включений: метод ключевых газов, соотношения Дорненбурга, соотношения Роджерса, МЭК 60599, треугольник Дюваля, пятиугольник Дюваля, ETRA, а также методика РД 153–34.0–46.302–00, утверждённая в РФ. Существует тенденция внедрения приборов онлайн-мониторинга растворенных газов, поскольку они позволяют обнаруживать или диагностировать неисправности в течение всего срока службы силовых трансформаторов в режиме реального времени. Цель статьи заключалась в исследовании необходимости применения приборов непрерывного анализа растворенных газов в масле силовых трансформаторов. В ходе исследования были проанализированы приборы Serveron TM2/TM3/TM8, TOTUS ST G9 и GE Energy TAPTRANS. Настоящий обзор показывает различия между основными существующими приборами онлайн-мониторинга и их преимущества перед лабораторными исследованиями. При этом выявлена необходимость разработки нового программного обеспечения, т. к. в рассмотренных приборах онлайн-мониторинга растворенных газов в масле используется только часть методов для анализа газовых включений.

Ключевые слова: газохроматографический анализ, трансформатор, трансформаторное масло, мониторинг, анализ растворенных газов, дефекты.

Abstract. The article discusses the main methods of gas inclusions analysis: the key gas method, Dornenburg ratios, Rogers ratios, IEC 60599, Duval triangle, Duval pentagon, ETRA, as well as the RD 153–34.0–46.302–00 method, approved in the Russian Federation. There is a trend towards the introduction of online dissolved gas monitoring devices, as they make it possible to detect or diagnose malfunctions during the entire service life of power transformers in real time. The purpose of the article was to study the need for continuous analysis of dissolved gases in oil in power transformers. The study analyzed Serveron TM2/TM3/TM8, TOTUS ST G9 and GE Energy TAPTRANS devices. This review shows the differences between the main existing online monitoring devices and their advantages over laboratory tests. At the same time, the need to develop new software was identified, because The considered devices for online monitoring of dissolved gases in oil use only a part of the methods for analyzing gas inclusions.

Keywords: gas chromatographic analysis, transformer, transformer oil, monitoring, dissolved gas analysis, defects.

Введение

Силовые трансформаторы являются одним из ключевых элементов электроэнергетических систем [1]. Их надежная работа обеспечивает бесперебойное электроснабжение промышленных предприятий и бытовых потребителей. Одной из основных задач, стоящих перед эксплуатационными службами, является мониторинг состояния трансформаторов [2], особенно в части их изоляционных систем, которые преимущественно представляют собой масло. Одним из эффективных методов мониторинга является применение приборов непрерывного анализа растворенных газов в трансформаторном масле [3].

Для эффективного управления сроком службы трансформаторов важно иметь всевозможные данные на протяжении

всего их эксплуатационного периода. Эти данные можно собрать через техническое обслуживание, основанное на условиях и технологиях непрерывного онлайн-мониторинга [4]. Риск можно охарактеризовать как «эффект неопределенности», поэтому основная цель управления рисками заключается в оценке вероятности появления дефектов и обеспечении надежных условий работы оборудования на протяжении всего срока службы [5].

Объем ремонтных работ планируется с учетом качества и полноты доступной информации о состоянии оборудования подстанции [6, 7]. Современные стратегии обслуживания активов подстанции направлены на переход к техническому обслуживанию, основанному на фактическом состоянии [8, 9]. Хотя инструменты прогнозирования не способны точно оце-



Трансформаторная подстанция

Источник: arogant / depositphotos.com

нить остаточный срок службы оборудования, их можно использовать для анализа дальнейшей деградации актива.

Силовые трансформаторы могут подвергаться различным повреждениям, последствия которых могут быть весьма серьезными, вплоть до аварийных отключений и соответствующего экономического ущерба [10]. Одним из важнейших аспектов состояния трансформатора является его изоляционное масло, которое может накапливать растворенные газы, образующиеся в результате термических и электрических процессов, происходящих

Силовые трансформаторы могут подвергаться различным повреждениям, последствия которых могут быть весьма серьезными, вплоть до аварийных отключений и соответствующего экономического ущерба

внутри устройства [11]. Эти газы являются индикаторами различных состояний и неисправностей, таких как перегрев, электрические разряды или деградация изоляции.

Хроматографический анализ растворенных газов

Хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ) представляет собой метод, который используется для оценки состояния трансформатора через анализ трансформаторного масла [12]. Этот метод служит инструментом ранней диагностики возникающих дефектов оборудования. С помощью современных технических средств возможно осуществление мониторинга без необходимости использования специализированного лабораторного оборудования. Приборы обеспечивают непрерывный отбор проб, что позволяет отслеживать динамику неисправностей и своевременно предпринимать необходимые действия.

Газы, в основном углеводородные соединения, такие как водород, метан, этан, этилен и ацетилен, а также окись и двуокись углерода, появляются в трансформаторном масле в процессе его работы

и служат индикаторами возможных неисправностей. Эти газы образуются в результате повреждений в баке трансформатора, которые могут быть вызваны искрением, коронными разрядами, перегревом масла или бумажной изоляции. Изменение концентрации этих газов сигнализирует о возможном возникновении серьезного или разрушительного внутреннего дефекта, что позволяет предотвратить аварийный выход оборудования из строя [13].

ХАРГ может использоваться с различными типами изоляционных масел, применяемых для заполнения трансформаторов. Каждый тип масла имеет свои особенности в отношении устойчивости к старению и тепловых характеристик, что, в свою очередь, влияет на методы диагностики неисправностей в трансформаторном масле, зависящих от выбранного масла.

К типичным газам, образующимся из минерального масла и целлюлозы (бумаги и картона) в трансформаторах, относятся:

- водород (H_2);
- метан (CH_4);

- этан (C_2H_6);
- этилен (C_2H_4);
- ацетилен (C_2H_2);
- угарный газ (CO);
- углекислый газ (CO_2).

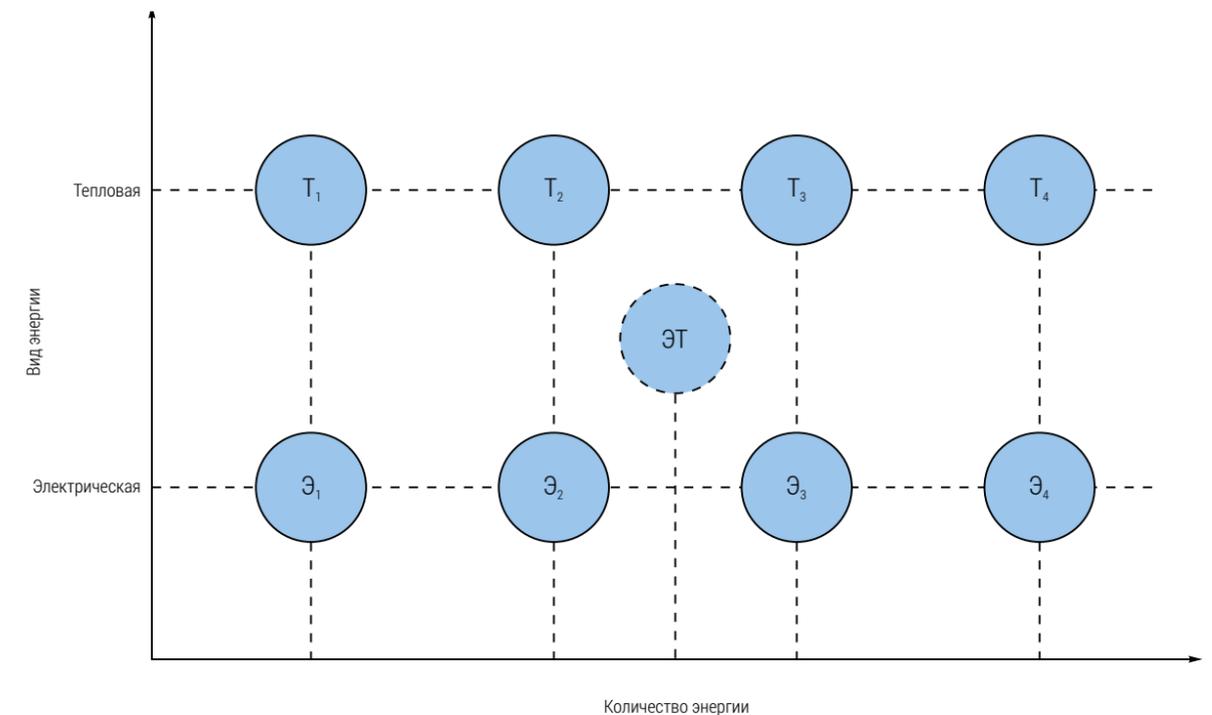
Дополнительно всегда присутствуют кислород и азот, а их концентрация изменяется в зависимости от герметичности корпуса трансформатора.

Дефекты, выявляемые ХАРГ, подразделяют на две группы:

- термические дефекты;
- разряды в изоляции.

Выделение продуктов деструкции, включая газы, происходит в результате аномального локального высвобождения энергии и повышения температуры в дефектах первой группы. В тех дефектах, которые связаны с электрическими разрядами, газы формируются преимущественно в результате ионизационных процессов. Таким образом, кроме термической и электрической природы выявляемых ХАРГ дефектов, их тип также зависит от объема энергии, выделяющейся в ходе соответствующего процесса (рис. 1).

Рис. 1. Дефекты, выявляемые при проведении ХАРГ



\mathcal{E}_1 – частичные разряды с низкой плотностью энергии; \mathcal{E}_2 – частичные разряды с высокой плотностью энергии; \mathcal{E}_3 – электрические разряды малой мощности; \mathcal{E}_4 – электрические разряды большой мощности; T_1 – термический дефект низкой температуры ($<150\text{ }^\circ\text{C}$); T_2 – термический дефект в диапазоне низких температур ($150\text{--}300\text{ }^\circ\text{C}$); T_3 – термический дефект в диапазоне средних температур ($300\text{--}700\text{ }^\circ\text{C}$); T_4 – термический дефект высокой температуры ($>700\text{ }^\circ\text{C}$); ЭТ – разрядный и термический дефект

Одним из главных факторов состояния трансформатора является его изоляционное масло, которое может накапливать растворенные газы, образующиеся в результате термических и электрических процессов

Точный онлайн-мониторинг растворенных газов позволяет практически моментально выявлять или диагностировать любые начальные неисправности, возникающие в жидкой или твердой изоляции трансформатора, что помогает избежать серьезных поломок. Применение предельных значений концентрации газов и методов диагностики неисправностей, определенных в стандартах, способствует обнаружению и идентификации ранних стадий развития дефектов [14].

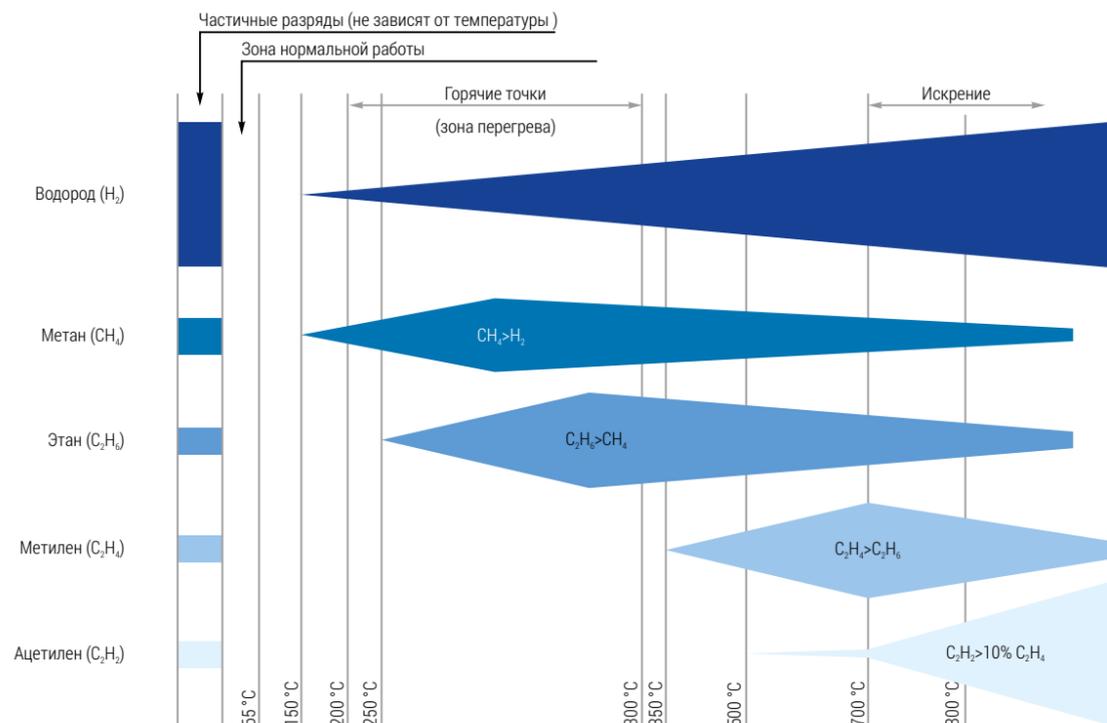
Наиболее информативными газами для обнаружения начальных дефектов являются водород, влага и угарный газ.

Водород образуется в больших или меньших количествах при любых электрических и тепловых неисправностях, происходящих в масле. На рис. 2 условно представлена зависимость интенсивности выделения горючих газов от температуры [15]. Левая часть диаграммы показывает примерные пропорции газов, возникающих в условиях частичного разряда; как видно, количество водорода значительно превышает значения остальных газов. Из графика выделения газов можно заметить, что водород выделяется при температуре от 150 °С, в то время как для образования других газов, таких как этилен или ацетилен, необходимы специфические условия и высокие температуры в диапазоне от 350 до 500 °С. Кроме того, при очень высоких температурах не образуются газы, такие как метан и этан. В таблице 1 представлена взаимосвязь основных газов с наиболее характерными видами дефектов.

Методы анализа растворенных газов

Тип неисправности можно определить через соотношение газов в определённых пропорциях. Введение газохроматографи-

Рис. 2. Выработка газа в зависимости от температуры (не в масштабе)



Подстанция для ЛПК «Асино», Томская область

Источник: sdelanounas.ru

ческого анализа значительно улучшило контроль состояния обмоток, что, например, позволило «отодвинуть» увлажнение твердой изоляции в разряд сравнительно редких причин повреждений маслонаполненных трансформаторов, хотя еще два десятилетия назад оно занимало первое место [17].

Были рассмотрены наиболее распространённые методики, применяемые в мировой практике: метод ключевых газов [18], соотношения Дорненбурга [19], соотношения Роджерса [20], МЭК 60599 [21], треугольник Дюваля [22, 23], пятиугольник Дюваля [24], ETRA [25], а также

методика РД 153–34.0–46.302–00 [26], утверждённая в РФ. Все эти методики основываются на параметрах концентраций газов, но различаются по критериям оценки, методам анализа и необходимым исходным данным. В таблице 2 приведены основные характеристики перечисленных выше методов [27, 28].

Некоторые исследования показывают, что наилучшим методом выявления неисправностей в изоляции трансформатора является метод треугольника Дюваля (DTM). Метод пятиугольника Дюваля (DPM) был создан для уточнения результатов DTM, поскольку DPM учитывает нормаль-

Таблица 1. Взаимосвязь основных газов с видами дефектов [16]

Газ	Дефект
Водород (H ₂)	Дефекты электрического характера: частичные разряды, искровые и дуговые разряды
Ацетилен (C ₂ H ₂)	Дефекты электрического характера: электрическая дуга, искрение
Этан (C ₂ H ₆)	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур от 300 до 400 °С
Метан (CH ₄)	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур от 400 до 600 °С или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами
Этилен (C ₂ H ₄)	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600 °С
Угарный газ (CO)	Дефекты термического характера: старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции
Углекислый газ (CO ₂)	Дефекты термического характера: старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции или нагрев твердой изоляции

Метод	Описание	Идентификация типов возникновения дефектов	Используемые газы
Метод ключевых газов (Key Gas Method (KGM))	Использует концентрацию отдельных газов	ЧР, искрение, перегрев масла, перегрев целлюлозы	CO, H ₂ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄
Соотношения Дорненбурга (Doernenburg Ratio Method (DRM))	Использует соотношение четырёх пар углеводородных газов	ЧР, электрические разряды большой мощности, термическое разложение	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
Соотношения Роджерса (Rogers Ratio Method (RRM))	Использует соотношение трёх пар углеводородных газов	Нормальное старение, ЧР, искрение, перегревы до 300 °С, перегревы от 300 до 700 °С, перегревы свыше 700 °С	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
МЭК 60599 (IEC Ratio Method (IRM))	Использует соотношение трёх пар углеводородных газов	Низкоэнергетический разряд, высокоэнергетический разряд, ЧР, перегревы до 300 °С, перегревы от 300 до 700 °С, перегревы свыше 700 °С	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
Треугольник Дювала (Duval Triangle Method (DTM))	Использует три газа, соответствующие увеличению энергии или температуры разложения масла	Низкоэнергетический разряд, высокоэнергетический разряд, ЧР, перегревы до 300 °С, перегревы от 300 до 700 °С, перегревы свыше 700 °С	CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄
Пятиугольник Дювала (Duval Pentagon Method (DPM))	Использует пять газов, соответствующие увеличению энергии или температуры разложения масла	Нормальное старение, ЧР, низкоэнергетический разряд, высокоэнергетический разряд, перегревы до 300 °С, перегревы от 300 до 700 °С, перегревы свыше 700 °С	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
Метод ETRA (ETRA method (EM))	Использует соотношение трёх пар углеводородных газов	Низкоэнергетический разряд, высокоэнергетический разряд, ЧР, перегревы до 300 °С, перегревы от 300 до 700 °С, перегревы свыше 700 °С	C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
Методика РД 153–34.0–46.302–00 (Methodology RD 153–34.0–46.302–00 (MRD))	Использует соотношение четырёх пар углеводородных газов	Нормальное старение, ЧР, искрение, перегревы до 300 °С, перегревы от 300 до 700 °С, перегревы свыше 700 °С, повреждение твердой изоляции	CO, CO ₂ , H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆

Таблица 2. Основные характеристики методов анализа растворенных газов

ное старение изоляции трансформатора. Хотя DPM показан как лучший метод выявления неисправностей, следует отметить, что это довольно новый метод, который необходимо дополнительно изучить для повышения его достоверности. Таким образом, DTM – это метод, признанный лучшим для диагностики неисправностей в изоляции трансформатора.

Способы установки приборов онлайн-мониторинга растворенных газов в масле

Приборы онлайн-мониторинга измеряют концентрации растворённых газов в масле трансформатора и обнаруживают или идентифицируют внутренние неисправности. Способы установки приборов онлайн-мониторинга зависят от типа датчика и конструкции трансформатора. Обычно установка осуществляется с использованием одного или двух вентилях на трансформаторе. На рис. 3 можно увидеть возможные позиции вентилях на силовом трансформаторе.

Установка прибора мониторинга с одним вентилях осуществляется путем крепления его непосредственно к вентилях на фланце трансформатора. В этом случае оптимальным местом для установки является фланец на выпускной трубе охлаждающего контура, где существует постоянный поток масла, что делает образец более репрезентативным. Если этот вариант недоступен, альтернативой может стать технологический люк бака трансформатора с заранее подготовленным фланцем, находящийся достаточно высоко от дна. Сливной клапан не рекомендуется использовать для установки, так как он расположен в нижней части трансформатора, где отсутствует поток масла, что увеличивает риск образования загрязненного осадка.

При установке мониторов с двумя вентилях создается замкнутый контур, через который масло проходит через прибор (см. рис. 3). Один вентилях служит для подачи масла, а другой – для его возврата. Как и в случае с одним вентилях, прибор должен забирать масло из места, где есть его поток: это может быть выпускная труба радиатора, верхний фланец термосифонного

Водород, метан, этан, этилен и ацетилен, а также окись и двуокись углерода появляются в трансформаторном масле в процессе его работы и служат индикаторами возможных неисправностей

фильтра или технологического люка, находящийся достаточно далеко от дна бака. Обратный клапан может быть сливным или вспомогательным, если он расположен ниже подающего.

Методы установки различаются не только количеством используемых вентилях. При установке мембранного датчика на вентилях образец масла отбирается и возвращается в одно и то же пространство, что затрудняет циркуляцию проб и увеличивает время реакции датчика на изменения состава масла в баке. Некоторые приборы создают циркуляцию масла в области клапана с помощью

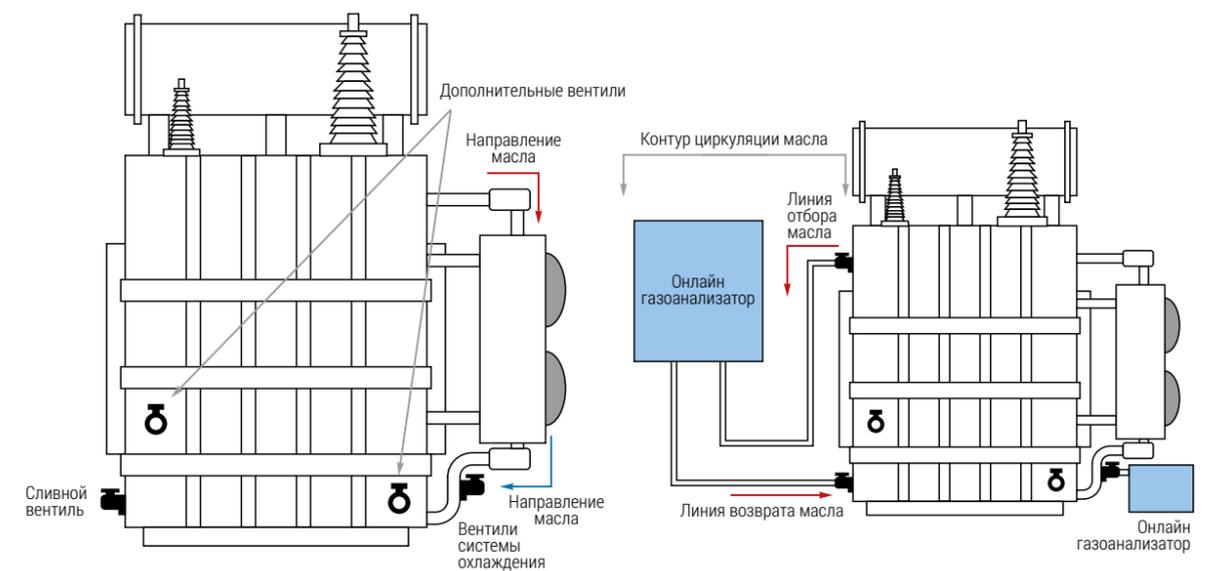
нагревательных элементов и конвекции масла в точке отбора. Наилучшим решением является введение чувствительного сенсора прибора через шаровый вентилях непосредственно во внутренний поток масла в баке. Преимущества таких приборов заключаются в их компактности, простоте монтажа и отсутствии необходимости во внутреннем насосе.

Приборы онлайн-мониторинга растворенных газов в масле

Современные приборы не требуют отправки проб в лабораторию. Хроматографы предоставляют возможность непрерывного онлайн-мониторинга, осуществляя отбор проб с установленной периодичностью. Большинство современных устройств имеют следующие функции и характеристики [3]:

- измерение содержания основных газов (включая водород, кислород, углекислый газ, метан, азот и другие);
- погрешность не более 5%;
- измерение содержания влаги в масле;
- определение температуры среды;

Рис. 3. Рекомендуемые точки подключения приборов мониторинга



	Диапазон измерений	Погрешность
Водород (H ₂)	3–3.000 ppm	± 5%
Кислород (O ₂)	30–25.000 ppm	± 5%
Углекислый газ (CO)	5–10.000 ppm	± 5%
Оксид углерода (CO ₂)	5–30.000 ppm	± 5%
Метан (CH ₄)	5–7.000 ppm	± 5%
Этилен (C ₂ H ₄)	3–5.000 ppm	± 5%
Этан (C ₂ H ₆)	5–5.000 ppm	± 5%
Ацетилен (C ₂ H ₂)	1–3.000 ppm	± 5%
Азот (N ₂)	5.000–100.000 ppm	± 5%
Влага в масле	0–100% RS	± 2%
	0–80 ppm	< 10% от показания при температуре масла > 30°C
Температура масла	0–80 ppm	< 10% от показания при температуре масла < 30°C
	от –40 до +180°C	0.1°C

Таблица 3. Технические характеристики онлайн-хроматографа проточного типа Serveron

- отбор проб с периодичностью от 2 до 24 часов, автоматический переход на учащенный анализ при возникновении превышений концентрации;
- функция автоматической калибровки;
- экспертное программное обеспечение;
- минимальная требовательность к обслуживанию.

Конструктивно оборудование для хроматографического анализа растворенных газов состоит из системы трубок, устройства для отбора проб и электронного аналитического блока. Пробоотборное устройство и аналитический блок объединены в один корпус.

Serveron TM2/TM3/TM8 [29]. Онлайн-хроматограф Serveron проточного типа – это система мониторинга трансформаторов в режиме реального времени, предназначенная для постоянного анализа растворенных газов в масле (рис. 4).

Ключевые характеристики Serveron TM2/TM3/TM8:

- непрерывный отбор проб с заданным пользователем интервалом (от 2 до 12 часов) и автоматический переход на более частый отбор при повышении концентрации газов;
- анализ растворенных газов согласно РД 153–34.0–46.302–00 с погрешностью не более 5%;
- экспертное программное обеспечение TM View с использованием основных диагностических инструментов: треугольника/пятиугольника Дюваля и коэффициентов Роджерса;
- автоматическая калибровка;
- минимальное регулярное техническое обслуживание;

- высокоточный анализ растворенных газов и влаги как в минеральных маслах, так и в различных эфирных маслах.

Технические характеристики онлайн-хроматографа проточного типа Serveron представлены в таблице 3.

TOTUS ST G9 [30]. Система мониторинга силовых трансформаторов включает в себя анализатор растворенных газов в трансформаторном масле TOTUS ST G9 (см. рис. 5) и систему контроля параметров изоляции вводов и частичных разрядов INTEGO, разработанную компанией

Рис. 4. Онлайн-хроматограф проточного типа Serveron



Рис. 5. Онлайн-хроматограф TOTUS ST G9



CAMLIN Limited. Эти устройства предназначены для наблюдения и анализа ключевых диагностических характеристик, таких как состав растворенных в масле газов, емкость и тангенс угла диэлектрических потерь вводов, уровень частичных разрядов, нагрузки и температуры, а также результаты расчетных моделей, что позволяет получить актуальную и точную информацию о текущем состоянии трансформатора.

Ключевые характеристики TOTUS ST G9:

- контроль девяти основных газов: фотоакустическая спектроскопия для шести газов (CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂, CO, CO₂), остальные газы (H₂, O₂) определяются с помощью датчиков, а уровень (N₂) рассчитывается;
- отсутствие необходимости в расходных материалах и калибровочных газовых смесях;
- встроенный веб-сервер и программное обеспечение на веб-основе – полный контроль и возможность связи через защищенный веб-доступ, включая приложения для смартфонов и планшетов;
- дополнительное программное обеспечение для диагностики и анализа данных в офлайн-режиме;

- полная совместимость с системами управления объектами (например, SCADA);
- широкие возможности коммуникации и ввода-вывода для современных владельцев оборудования – сбор данных от мониторинговых устройств сторонних производителей;
- стандартная функция мониторинга нагрузки и основных температур высоковольтного оборудования.

Технические характеристики онлайн-хроматографа TOTUS ST G9 представлены в таблице 4.

Точный онлайн-мониторинг растворенных газов позволяет практически моментально выявлять или диагностировать любые начальные неисправности, возникающие в изоляции трансформатора

Параметр	Диапазон измерений
H ₂	2–5 000 PPM
CH ₄	1–25 000 PPM
C ₂ H ₆	1–25 000 PPM
C ₂ H ₄	1–25 000 PPM
C ₂ H ₂	0.1–25 000 PPM
CO	1–25 000 PPM
CO ₂	3–20 000 PPM
H ₂ O (RS)	0–100% (Относительное насыщение)
Точность	± 5% или ± (LDL, lower detection level) наименьший уровень измерения
O ₂	100–50 000 PPM (±10%)
N ₂	10 000–150 000 PPM (±15%)

Таблица 4. Технические характеристики онлайн-хроматографа TOTUS ST G9

GE Energy TAPTRANS [31]. Устройство (рис. 6), которое позволяет выводить на один монитор данные ХАРГ в главном масляном баке и в устройстве регулирования под нагрузкой (РПН), включая баки ответвляющего устройства и переключателя, работающего в одном блоке.

Ключевые характеристики GE Energy TAPTRANS:

- использование всего одного прибора для контроля в главном масляном баке и в устройстве регулирования под нагрузкой (РПН), включая баки ответвляющего устройства и переключателя;
- АРГ по восьми газам + влагосодержание;
- не требуются газы-носители или калибрующие газы;
- ежечасные замеры;
- возможность мониторинга нагрузки;
- не используются мембраны или вакуумный отбор;
- надежное хранение до 10000 записей.

Технические характеристики онлайн-хроматографа GE Energy TAPTRANS представлены в таблице 5.

Таблица 5. Технические характеристики онлайн-хроматографа GE Energy TAPTRANS

Параметр	Диапазон измерений
Водород (H ₂)	5–5,000 мд
Окись углерода (CO)	2–50,000 мд
Углекислый газ (CO ₂)	20–50,000 мд
Метан (CH ₄)	2–50,000 мд
Ацетилен (C ₂ H ₂)	0,5–50,000 мд
Этан (C ₂ H ₆)	2–50,000 мд
Этилен (C ₂ H ₄)	2–50,000 мд
Вода (H ₂ O)	0–100% RS (дано в мд)
Точность	±5% или ± LDL
Кислород (O ₂)	100–50,000 мд, погрешность ±10%
Азот (N ₂)	10,000–100,000 мд, погрешность ±15%

Преимущества и недостатки применения приборов непрерывного анализа

Явными преимуществами применения приборов непрерывного анализа являются:

1. **Раннее обнаружение неисправностей.** Приборы позволяют следить за изменениями концентрации растворенных газов в режиме реального времени, что дает возможность оперативно реагировать на различные аномалии. Например, увеличение концентрации водорода может указывать на перегрев, в то время как высокий уровень ацетилена часто связан с электрическими разрядами внутри трансформатора. Приборы также позволяют выявить связь газовых аномалий с внешними параметрами и событиями, такими как нагрузка на трансформатор, температура масла, изменение состояния переключателя отводов под нагрузкой и т. д.



Рис. 6. Онлайн-хроматограф GE Energy TAPTRANS

2. **Повышение надежности работы.** Регулярный мониторинг состояния трансформатора помогает обеспечить его более стабильную и безопасную работу. Это позволяет значительно снизить риск аварийных ситуаций и, как следствие, улучшить надежность электроснабжения.
3. **Оптимизация технического обслуживания.** Система непрерывного анализа позволяет проводить более точное планирование техобслуживания. С помощью полученных данных можно определить, когда и какие действия необходимо предпринять для предотвращения потенциальных проблем, что значительно

Водород выделяется при температуре от 150° С, а для образования других газов, таких как этилен или ацетилен, необходимы специфические условия и высокие температуры от 350 до 500°С

снижает затраты на обслуживание и ремонт.

4. **Анализ тенденций и прогнозирование.** Непрерывный анализ позволяет накапливать данные о состоянии трансформатора, что в свою очередь помогает в прогнозировании его состояния на основе исторических данных. Это может стать основой для принятия более обоснованных решений о модернизации или замене оборудования.

Несмотря на явные преимущества, применение приборов непрерывного анализа растворенных газов в масле трансформаторов не является совершенно бесспорным. К основным недостаткам можно отнести:

1. **Высокие затраты на установку и обслуживание.** Внедрение современных систем мониторинга может потребовать значительных вложений как на первоначальную установку, так и на регулярное обслуживание и калибровку приборов.
2. **Необходимость подготовки персонала.** Для эффективного использования и интерпретации данных требуется квалифицированный персонал, что также подразумевает дополнительные затраты на обучение.
3. **Ограничения точности.** Некоторые факторы, такие как температура или давление, могут влиять на точность измерений, что требует особого внимания при интерпретации результатов.
4. **Сниженная информативность программного обеспечения.** Выявлена необходимость разработки нового программного обеспечения, т. к. в рассмотренных приборах онлайн-мониторинга растворенных газов в масле используется только часть методов интерпретации результатов хроматографических анализов растворенных газов в масле.

Заключение

Анализ растворенных газов в трансформаторном масле представляет собой один из наиболее популярных методов оценки технического состояния силовых трансформаторов. Мониторинг ХАРГ в реальном времени дает возможность контролировать исправность трансфор-

маторов посредством раннего выявления потенциальных неисправностей в жидкой или твердой изоляции. В рамках данного исследования был проведен обзор оборудования для онлайн-мониторинга DGA силовых трансформаторов. Важно учитывать конструктивные решения, касающиеся отбора и анализа газовой смеси, а также методы, используемые для диагностики неисправностей при выборе системы онлайн-мониторинга. Выбор приборов сильно ограничен в зависимости от необходимого количества газов для идентификации неисправностей с учетом конструкции и аналитических возможностей. При этом следует учитывать необходимость

регулярного технического обслуживания большинства датчиков мониторинга или рассмотреть возможность использования полностью необслуживаемых приборов.

Исследование необходимости применения приборов непрерывного анализа растворенных газов в масле силовых трансформаторов показывает, что преимущества таких систем значительны и могут весьма эффективно способствовать повышению надежности и безопасности работы трансформаторов. Несмотря на имеющиеся трудности, большинство специалистов согласны с тем, что данные технологии становятся неотъемлемой частью современных систем

управления электроэнергией. Инвестиции в такие системы в конечном итоге могут привести к значительному сокращению аварийных ситуаций и увеличению сроков службы трансформаторного оборудования. Применение приборов непрерывного анализа – это шаг к более безопасной и надежной эксплуатации энергетических систем.

В рамках продолжения исследования планируется создание программного обеспечения. Разработанное программное обеспечение по оценке технического состояния силовых трансформаторов обеспечит получение более надежного результата за счет:

- учета совокупности всех основных используемых методик интерпретации результатов хроматографических анализов растворенных газов в масле;
- учета конструктивных особенностей силовых трансформаторов и срока их эксплуатации;
- использования абсолютных значений скоростей роста концентраций газов вместо относительных значений в качестве критерия оценки скорости развития дефекта в ТР;
- формирования рекомендаций по проведению необходимых мероприятий для устранения выявленных дефектов.

Использованные источники

1. Хренников А. Ю. Анализ аварийных событий в электрических сетях: программы просмотра аварийных событий / А. Ю. Хренников, Н. Г. Ключкин, Н. М. Александров. – М.: ООО «Директ-Медиа», 2023. – 152 с. – ISBN 978-5-4499-3631-8.
2. Святых А. Б. Развитие акустических способов контроля технического состояния жидкой изоляции маслонаполненных трансформаторов // *Электротехнические системы и комплексы*. 2015. № 1 (26). С. 22–25.
3. Мерзляков А. В. Системы непрерывного контроля состояния силовых маслонаполненных трансформаторов // *Молодежная наука в развитии регионов*. 2023. Т. 1. С. 200–203.
4. Манц М. Система онлайн-мониторинга степени старения масла силовых трансформаторов для повышения надежности электросети / М. Манц, Д. Пусер // *Энергоэксперт*. 2018. № 4(68). С. 50–53.
5. Зайцева И. В. Современные проблемы управления производственным риском в электроэнергетике // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. 2013. № 1. С. 180.
6. Оценка работоспособности трансформаторной подстанции по результатам экспресс-мониторинга ее элементов / И. В. Ившин, А. Р. Галяутдинова, О. В. Владимиров, М. Ф. Низамиев // *Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: Материалы VI Национальной научно-практической конференции, в 2 т., Казань, 10–11 декабря 2020 г. Т. 2.* – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2020. С. 33–35.
7. Коржова О. Н. Анализ современных средств диагностики электрического оборудования // *Вестник магистратуры*. 2020. № 5-5(104). С. 74–76.
8. Коротеев А. В. Аспекты проблем перехода на систему технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию в распределительных электрических сетях / А. В. Коротеев, А. А. Грибанов // *Интеллектуальная энергетика - 2022: Сборник материалов Всероссийской научно-технической конференции, Барнаул, 22 сентября 2022 г. / Ред.-сост. С.О. Хомутов, С.А. Родт, В.И. Сташко.* – Барнаул: Межрегиональный центр электрон-
- ных образовательных ресурсов, 2022. С. 154–157. – DOI 10.57112/22022-23.
9. Яхья А. А. Совершенствование моделей предиктивной диагностики и оценки состояния трансформаторного оборудования энергообъектов: специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук // Яхья Аммар Абдулазиз, 2022. – 193 с.
10. Разработка технологических решений системы цифровых защит и управления турбогенератора и трансформатора на примере блока № 8 ТЭЦ-21 / П. Макаров, С. Ленева, А. Полионов [и др.] // *Информационные ресурсы России*. 2022. № 4(188). С. 24–37. – DOI 10.52815/0204-3653_2022_04188_24.
11. Толянов А. Исследования неисправностей силовых трансформаторов на основе анализа растворенных в масле газов // *ИТЦ «Авикон»*: [сайт]. – URL: <https://itc-avikon.ru/materials/issledovaniya-neispravnostej-silovykh-transformatorov-na-osnove-analiza-rastvorenykh-v-masle-gazov/> (дата обращения: 06.10.2024).
12. Романов А.С. Анализ и классификация известных методов и средств диагностики силовых масляных трансформаторов // *Молодой ученый*. 2020. № 22 (312). С. 138–142.
13. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов // *Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта*. М.: Изд-во НЦЭНАС, 2002. – 216 с.
14. Оценка эффективности методов интерпретации результатов газохроматографического анализа масла трансформаторного оборудования / В. Д. Битней, В. Ю. Ульянов, Е. А. Зализная, А. В. Охлопков // *Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тезисы докладов 29-й Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Москва, 16–18 марта 2023 г.* – М.: Центр полиграфических услуг «Радуга», 2023. – С. 1067.
15. Толянов А. Пояснение методов анализа растворенных в масле газов и интерпретации результатов // *ИТЦ «Авикон»*: [сайт]. URL: <https://itc-avikon.ru/materials/poyasnenie-metodov-analiza-rastvorenykh-v-masle-gazov-i-interpretacii-rezultatov/> (дата обращения: 06.10.2024).
16. Вильданов Р. Г. Экспериментальные исследования взаимосвязи технического состояния силового масляного трансформатора с параметрами, полученными при хроматографическом анализе состава газов в масле / Р. Г. Вильданов, Д. Н. Кутырев, А. Р. Вахитова // *Успехи современной науки*. 2017. Т. 5. № 4. С. 79–83.
17. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Изд-во «НЦ ЭНАС», 2002. – 216 с.
18. Марков Е. В. Анализ методов хроматографического анализа растворенных газов в масле силовых трансформаторах // *Достижения науки и технологий-ДНИТ-11-2023: Сборник научных статей по материалам II Всероссийской научной конференции, Красноярск, 27–28 февраля 2023 г. Вып. 7.* – Красноярск: Красноярский краевой дом науки и техники Российского союза научных и инженерных общественных объединений, 2023. С. 88–96.
19. Dornenburg E., Strittmatter W. // *Brown Boveri Review*. 1974. V. 61. P. 238.
20. Rogers R.R. // *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. 1978. V. 13. P. 349.
21. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service—guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. IEC Standard 60599. 2007.
22. Duval M. // *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2002. V. 18. P. 8.
23. Duval M., Dukarm J. // *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2005. V. 21. P. 21.
24. M. Duval and L. Lamarre, The duval pentagon—a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers, in *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 30, no. 6, pp. 9-12, November-December 2014. DOI: 10.1109/MEI.2014.6943428/
25. Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов / Л. В. Виноградова, Е. Б. Игнатьев, Ю. М. Овсянников, Г. В. Попов. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2013. – 104 с. – ISBN 978-5-89482-919-7.
26. РД 153-34.0-46.302-00: Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле / Разработан Департаментом научно-технической политики и развития ПАО «ЕЭС России», Научно-исследовательским институтом электроэнергетики (АО ВНИИЭ), Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова: утверд.: ПАО ЕЭС России 12 дек. 2000 г. // ПАО «ЕЭС России», М., 2001. – 41 с.
27. Bitney V. D., Ulyanov V. Y., Moiseev M. A. He need for using various interpretation methods for power transformer DGA results. 2023 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/REEPE57272.2023.10086721.
28. Охлопков А. В. Подтверждение необходимости и целесообразности применения различных методик интерпретации результатов газохроматографического анализа силовых трансформаторов / А. В. Охлопков, В. Д. Битней // *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. 2023. № 4. С. 18–27. – DOI 10.17588/2072-2672.2023.4.018-027.
29. Онлайн-хроматографы типа Serveron TM2/TM3/TM8 // *BO-ENERGO*. URL: <https://www.bo-energo.ru/equipment/dlya-silovykh-transformatorov/analiz-rastvorenykh-gazov-v-rezhime-onlayn/onlayn-khromatografy-tipa-serveron-tm2-tm3-tm8/> (дата обращения: 06.10.2024).
30. Анализатор растворенных газов для силовых трансформаторов TOTUS // *BO-ENERGO*. URL: <https://www.bo-energo.ru/equipment/dlya-silovykh-transformatorov/analiz-rastvorenykh-gazov-v-rezhime-onlayn/analizator-rastvorenykh-gazov-dlya-silovykh-transformatorov-totus-/> (дата обращения: 06.10.2024).
31. GE Energy TAPTRANS // *Группа компаний «Пергам»*. URL: https://www.pergam.ru/catalog/electrical_equipment/monitoring_transformers/taptrans.htm?srsId=afmboornqom17voq9eq7to5c8t_6amykz6m47amwh4dqgibwmbk5mvc3 (дата обращения: 06.10.2024).

Роботизация ТЭК: большие возможности, серьёзные вызовы и консолидированные решения

Правительство РФ поставило амбициозную задачу – к 2030 г. достичь «цифровой зрелости» и войти в мировой топ-25 стран по количеству используемой робототехники в промышленности. Локомотивом массового внедрения промышленных роботов и роботизированных технологий должен стать ТЭК, поскольку, с одной стороны, энергетические отрасли являются основополагающими для российской экономики, с другой стороны, уровень цифровизации энергетической промышленности достаточно высокий.



**Роботизация
в ТЭК потребует
внедрения
до 2030 г. не менее
22 тысяч роботов
разного уровня
или порядка
145 роботов
на 10 тысяч
человек**

При этом главным вопросом остается наличие комплексных отечественных технологических решений и программного обеспечения, их соответствие мировым аналогам, способность компаний-заказчиков эффективно инвестировать и внедрять российские разработки, а компаний-подрядчиков – в полном объеме и в сжатые сроки удовлетворить спрос на национальные технологии в соответствии с мировыми стандартами. Возможные варианты решения задач и вызовов роботизации ТЭК будут обсуждаться на Промышленно-энергетическом форуме TNF, который пройдет 15–18 сентября в Тюмени.

Новые роботы, новые возможности

Задачи перехода на использование роботов просты и понятны. Системные

роботизированные решения повышают уровень производительности и эффективности использования ресурсов, предоставляют большой объем данных для анализа, снижают аварийность и исключают человеческий фактор. Пространство для применения роботов в ТЭК поистине огромно: от геологоразведки до ремонта энергетических объектов. Так, например, ВР запустило проект по мониторингу выбросов метана на скважинах и трубопроводах с помощью дронов-беспилотников, летающих на недоступной для других датчиков высоте. Saudi Aramco разработало робота для анализа состояния морских нефтепроводов на небольших глубинах. Shell внедрило робота для мониторинга инфраструктурных объектов в удаленных, опасных для человека зонах, способного работать автономно до 6 месяцев.

Не отстают и отечественные компании. Так, «Транснефть» в коллаборации с робототехнической компанией Tubot, входящей в группу «Роснано», занимается разработкой роботизированных систем с использованием искусственного интеллекта для обнаружения и устранения дефектов в конструкции подземных нефтепроводов. В научно-образовательном центре «Кузбасс» в рамках национального проекта «Наука» созданы роботизированные машины по добыче угля в опасных для человека забоях. Специалисты «ВНИКТИнефтехимоборудования» «Роснефти» создали роботизированные комплексы для диагностики реакторов полиэтилена высокой плотности и для определения зазоров в реакторе дегидрирования пропана, которые они представили на TNF-2023.



Беспилотник, мониторящий утечки нефти

Источник: in.pinterest.com

Примеров внедрения роботов российской разработки много, и задействованы они в различных сферах: от анализа грунта при оценке бурения скважины до сварки трубопроводов и разработки рецептур для химических производств. Сама специфика энергетических отраслей подталкивает компании к более широкому применению роботизированной техники – это и опасность работы в тяжелых условиях, часто непригодных для человека, таких как глубокие забои в шахтах с высоким уровнем метана, подводные проекты по добыче нефти, взрывоопасные нефтехимические производства; и сложность и долгосрочность самих отраслей, требующих анализа большого объема накопленных данных.



Робот-шахтер

Источник: trudcontrol.ru

Сколько роботов нужно ТЭК?

По оценке Министерства энергетики России, роботизация в ТЭК потребует внедрения до 2030 г. не менее 22 тысяч роботов разного уровня и функций. «Для того, чтобы зайти в топ-25 стран по уровню роботизации, нужно иметь, по нашим расчетам, где-то порядка 145 роботов на 10 тысяч человек к 2030 г. В связи с этим по компаниям ТЭК планируется внедрение порядка 22 тыс. роботов в целом до 2030 г.», – заявил в ноябре 2024 г.

заместитель министра энергетики РФ Эдуард Шереметцев.

Достижение такого высокого уровня роботизации и автоматизации рабочих процессов может обеспечить серьезный экономический эффект. «Совокупный эффект, по нашим достаточно скромным оценкам, составит порядка 100 млрд руб. Это с учетом экономии на фонде оплаты труда и с учетом затрат непосредственно технического обслуживания роботов», – отметил Э. Шереметцев.

В то же время и Минэнерго, и участники рынка признают, что текущий уровень внедрения роботов в России сильно отстает от заявленных планов. Так, Э. Шереметцев констатировал, что на сегодняшний день в среднем по России на 10 тысяч сотрудников приходится всего 19 роботов, а в ТЭК этот показатель в несколько раз ниже и составляет всего 10 роботов на 10 тысяч человек. Другими словами, это менее 7% от заявленных целевых показателей, отмечает генеральный директор Tubot Станислав Розанов.

Согласно исследованию Ассоциации «Цифровые технологии в промышленности», всего на начало 2025 г. в энергетических отраслях было внедрено менее 400 роботов, из которых по-настоящему отечественными являются лишь 33%.

Такой уровень роботизации является крайне низким по сравнению с мировыми техническими лидерами. Так, в Южной Корее плотность использования роботов в промышленности на 10 тысяч сотрудников уже достигает 1,01 тысяч, в Сингапуре – 770 роботов, в Китае – 470 роботов, в Германии – 429 роботов, в Японии – 419 роботов, в США – 295 роботов. На этом фоне бороться за место в топ-25 будет крайне сложно.

Единый заказ

Несмотря на очевидные экономические и социальные плюсы, промышленная роботизация в России сталкивается сразу с несколькими серьезными вызовами. Одна из главных проблем – невысокий уровень общего промышленного заказа.

Как отметил глава Минэнерго Сергей Цивилев в своем выступлении на Правительственном часе в Совете Федерации в июле этого года, общий объем промышленного заказа на роботов до 2030 г. со-

ставляет 6500 единиц. Крупнейшие компании предпочитают самостоятельно на базе своих научно-исследовательских центров и лабораторий заниматься разработкой необходимых технологий. По оценкам экспертов, бизнес вкладывает в собственные научно-технические разработки в области цифровизации, автоматизации управления и роботизации от 3 до 10% годовой выручки. При этом многие компании работают параллельно над схожими процессами без разработки на национальном уровне единых стандартов, требований и нормативной базы.

Решением этой проблемы может стать создание крупных технологических полигонов для заказа, разработки, испытаний и введения стандартов на основные компоненты робототехники, оборудование, системы управления, процессоры, силовые приводы, двигатели и тому подобное. «Если мы сформируем правильный отраслевой заказ, то крупноузловая сборка уже непосредственно под конкретного заказчика в виде некоего конструктора существенно ускорит процесс и позволит компаниям-производителям понимать объем заказа», – пояснил Э. Шереметцев.

«Крупные заказчики активно подсвечивают свои потребности и работают с технологическими стартапами через различные площадки и акселераторы. Примером коллаборации является наша работа с ПАО «Транснефть» по созданию внутритрубного робота для нефтеперекачивающих станций», – отметил С. Розанов.

Одной из таких площадок является форум TNF¹. На базе Промышленно-энергетического форума TNF уже несколько лет подряд работают так называемые «Дни поставщика», которые позволяют крупнейшим нефтегазовым компаниям представлять свои промышленные заказы и проводить работу с поставщиками оборудования, технологий и услуг.

Модернизация, связь и льготы

Не менее серьезной проблемой является отсутствие инфраструктуры для активной роботизации отраслей ТЭК. Действительно, многие объекты ТЭК были построены еще в начале 2000-х гг. и не были рассчитаны на автоматизированное управление и использование робо-

¹ URL: <https://oilgasforum.ru/program/>

тотехники. Модернизация таких объектов требует колоссальных инвестиций, часто несоизмеримых с уровнем проекта.

Отдельной проблемой является отсутствие элементарной связи с удаленными объектами ТЭК. «Если говорить про сервисных роботов, у нас объекты находятся, извините, там, где полтора медведя на один квадратный километр, и не всегда там есть связь, и мы не всегда можем обеспечить эту качественную связь», – отметил Э. Шереметцев.

Сейчас компании занимаются модернизацией своих инфраструктурных объектов и внедрением уже новых систем управления, в том числе с помощью искусственного интеллекта, машинного обучения и создания мощных баз данных. На этом этапе необходима государственная системная поддержка инвестиционных возможностей компаний, предоставление налоговых льгот и грантов на развитие акселераторов, полигонов и испытательных стендов. При этом необходимо избежать перекосов в развитии тех или иных роботизированных систем.

«От всех роботов нужно больше 50% сервисных роботов и меньше 50% промышленных роботов. Тем временем национальный проект рассчитан сейчас на поддержку только промышленных роботов, что будет тормозить внедрение сервисных систем. К наиболее востребованным роботам относятся роботы внутритрубной диагностики, логистические роботы, роботы для охраны периметра, роботы для уборки и инспекции объектов», – отметил С. Розанов.

«В целом развитие отечественных роботизированных технологий требует создания полигонов, развития кадров, применения систем «кэшбэка на внедрение», государственной поддержки НИОКР путем субсидий затрат или грантов на разработку и реверс-инжиниринг, а также развития компаний, занимающихся комплектующими», – добавил глава Tubot.

Данные вопросы будут активно обсуждаться в рамках Деловой программы TNF-2025, что позволит общими усилиями регулирующих органов, крупнейших компаний-заказчиков, производителей оборудования и подрядчиков сервисных услуг выработать единые оптимальные решения по роботизации отраслей ТЭК и завоевание лидирующих позиций на мировом рынке.

«Россети» – стратегический партнер и участник ПМЭФ-2025

Петербургский международный экономический форум – одно из главных деловых и социально-экономических событий года. Ежегодно на площадке форума собираются более 20 000 участников из 139 стран мира, представляются уникальные проекты и подписывается порядка тысячи соглашений, общая сумма которых превышает 6 трлн руб. Участие в выставке и деловой программе ПМЭФ стало важным событием для компании ПАО «Россети». Руководители компании выступили на сессиях, заключили ряд важных соглашений. Кроме того, обеспечено бесперебойное энергоснабжение всей инфраструктуры форума, включая центральную площадку – КВЦ «Экспофорум» в п. Шушары, общая площадь которого достигает 210 000 м².



Значимость социально-экономических задач в регионах для «Россетей» подчеркнута подписанием на ПМЭФ соглашений, а также встречами глав Воронежской и Мурманской областей с Андреем Рюминым

Стратегические инициативы

Делегация ПАО «Россети» во главе с генеральным директором Андреем Рюминым приняла участие в выставке, деловой программе и Молодежном дне ПМЭФ-2025.

Глава Группы «Россети» Андрей Рюмин принял участие в дискуссии на пленарной сессии ПМЭФ по формированию национальной модели целевых условий ведения бизнеса. Было отмечено, что ранее в России была проведена большая работа по повышению доступности энергетической инфраструктуры. Это позволило нашей стране в 2020 г. войти в десятку лидеров международного рейтинга Doing Business по показателю «Подключение к системе электроснабжения».

«Россети» продолжают активно заниматься этой темой, в том числе в рамках

рабочей группы совместно с АСИ. Есть много предложений, которые мы поддерживаем. Например, это касается оптимизации процедур технологического присоединения при комплексном развитии территорий, совершенствовании порядка выдачи и продления технических условий. Считаю важным также расширять диалог на межведомственном уровне», – сказал Андрей Рюмин.

При этом он отметил, что необходимо также решать вопросы загрузки и содержания энергетической инфраструктуры, строящейся по заявкам потребителей. Активная реализация с 2009 г. льготных механизмов по подключению к инфраструктуре оказала существенное влияние на сферу регулирования и работу сетевых организаций.

Выступление заместителя генерального директора по инвестициям и капитал-

ному строительству ПАО «Россети» Алексея Мольского стало ключевым в панельной сессии форума «Инвестиции в электроэнергетике на горизонте до 2050 г.», в рамках которой обсуждались основные направления развития энергетического комплекса и реализация задач Энергетической стратегии России до 2050 г. В своем выступлении он не только рассказал об основных направлениях развития сетевого комплекса, но и представил предложения по новым механизмам финансирования инфраструктурных проектов.

Как отметил Алексей Мольский, за несколько лет компания проделала масштабную работу по обеспечению электроснабжения Восточного полигона железных дорог, трубопроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан» и «Сила Сибири», а также запустила вторые цепи Кольско-Карельского и Печорского транзитов. Сейчас начинает-



ПМЭФ-2025

Источник: «Россети»

ся реализация новых задач национального масштаба, среди которых – комплекс проектов для объединения на параллельную синхронную работу энергосистем Сибири и Востока, повышение надежности московской энергосистемы и многие другие. «По предварительным оценкам, необходимый объем финансирования этих мероприятий составляет 1,4 трлн руб. Тарифными решениями обеспечена примерно половина необходимых средств. При этом стоит еще большая задача по реновации сетей, особенно в распределительном комплексе, где также растет нагрузка», – сказал Алексей Мольский.

Компания выступила с предложениями о создании новых инструментов финансирования сетевых проектов. Как сказал Алексей Мольский, это может быть переход на расчет за услуги по передаче электроэнергии исходя из заявленной потребителем мощности, а также аналог модели, действующей на оптовом рынке для поддержки развития генерации. В настоящее время вопрос рассматривается профильными ведомствами.

Регионы России – как ключевые партнеры

Значимость социально-экономических задач в регионах для ПАО «Россети» была подчеркнута подписанием на ПМЭФ соглашений, а также встречами глав Воронежской и Мурманской областей с Андреем Рюминым.

Соглашение с Мурманской областью предполагает взаимодействие по консолидации электросетевых активов и модернизации сетей. Согласно планам компании, в 2025 г. на модернизацию и развитие электросетей региона планируется направить более 7,5 млрд руб. Кроме того, рассматриваются новые перспективные проекты, включая строительство магистральной подстанции 330 кВ «Арктика» и реконструкцию системообразующих энергообъектов.

Соглашение о сотрудничестве с Воронежской областью предполагает системное взаимодействие компании и региона при использовании в электросетевом комплексе России продукции, произведенной местными предприятиями. В рамках соглашения предполагаются регулярный обмен информацией, организация координационных совещаний, реализация мер

по повышению конкурентоспособности воронежской промышленности. Особое внимание будет уделено вопросам качества оборудования и его соответствия требованиям Группы «Россети».

В рамках соглашения могут быть разработаны дополнительные дорожные карты и программы, направленные на импортозамещение и укрепление производственной кооперации. Реализация договоренностей будет способствовать экономическому развитию Воронежской области и укреплению технологического суверенитета энергетики.

Выбор региона не случаен. «Воронежская область – один из ведущих промышленных регионов с высоким уровнем инженерных компетенций. Мы рассчитываем, что соглашение станет шагом к расширению присутствия воронежской продукции в проектах Группы «Россети», – подчеркнул Андрей Рюмин по итогам подписания.

Одновременно компания будет активно заниматься строительством и модернизацией сетей региона. В 2025 г. Группа «Россети» направит на эти цели более 4,7 млрд руб. В числе приоритетных задач – модернизация объектов магистральной сети, строительство подстанции 35 кВ «Емань» для нового туристического комплекса под Воронежем и подстанции 110 кВ «Задонская», от которой будут запитаны потребители на севере области.

Подпись

Источник: «Россети»



Практические кейсы

Не менее важным для ПАО «Россети» стало подписание соглашения о сотрудничестве с ГК «Автодор», посвященное вопросам электроснабжения объектов сервиса на территориях многофункциональных зон (МФЗ). Их создание проводится в рамках национальных проектов «Инфраструктура для жизни» и «Туризм и гостеприимство», а также реализации проекта «Электромобиль и водородный автомобиль». Данные территории от 5 до 30 гектаров могут вместить множество объектов сервиса. При этом МФЗ ориентированы на обслуживание не только водителей и пассажиров, но и локальных сообществ на удаленных территориях, где ввиду малой плотности населения сложно развиваться качественным сервисам.

Сейчас «Россети» активно участвуют во многих проектах развития автомагистралей, реконструируя сети в районах их прохождения, обеспечивая технологическое присоединение новых придорожных объектов. «Подписанное соглашение позволит сократить сроки создания транспортной инфраструктуры и обеспечить автомобилистов современным сервисом в границах многофункциональных зон», – отметил Андрей Рюмин.

«Чтобы извлечь максимум из возможностей, которые дает транспортная инфраструктура, необходимо создать комфортную пользовательскую среду. Для этого «Автодор» развивает сеть многофункциональных зон дорожного сервиса. Это целый комплекс услуг для водителей и пассажиров. Подписанное соглашение позволит повысить эффективность этой работы», – подчеркнул Вячеслав Петушенко.

Тема развития дорожной инфраструктуры нашла свое отражение в соглашении с ПАО «ЛУКОЙЛ», также подписанном в рамках ПМЭФ-2025. В рамках этого соглашения компании будут взаимодействовать в сфере повышения доступности автозаправочной инфраструктуры.

На площадке ПМЭФ-2025 был подписан новый договор о стратегическом сотрудничестве в области информационных технологий между ПАО «Россети» и ведущими российскими разработчиками программного обеспечения – «Р7», «Базальт СПО» и VK Tech. В рамках соглашения компании

«Россети» активно участвуют во многих проектах развития автомагистралей, реконструируя сети в районах их прохождения, обеспечивая технологическое присоединение новых придорожных объектов

будут работать над обеспечением совместимости ИТ-продуктов, обмениваются опытом в области внедрения российского программного обеспечения, применимого для Группы «Россети». Электросетевой холдинг получит преимущественное право на тестирование продуктов, разрабатываемых участниками соглашения.

Еще одним направлением в ИТ-сфере стало соглашение о сотрудничестве с давним партнером «Россетей» ГК «Аквариус», направленном на поддержку и развитие отечественной радиоэлектронной продукции. Стороны договорились о внедрении отечественных серверных решений, систем хранения данных, компьютерной техники и другой радиоэлектронной продукции, а также соответствующего программного обеспечения на объектах Группы «Россети».

Компании заинтересованы в долгосрочном партнерстве, поскольку переход на российское оборудование и программное обеспечение имеет ключевое значение для обеспечения устойчивости, контроля над инфраструктурой и соответствия национальным стандартам. Такой подход позволит снизить зависимость от иностранных поставщиков, повысить уровень кибербезопасности и стимулировать развитие отечественной промышленности в сфере высоких технологий.

Все подписанные в рамках ПМЭФ соглашения имеют важное значение для устойчивого развития компании. Они укрепляют взаимосвязи с российскими регионами и бизнесом, систематизируют и повышают эффективность работы электросетевого комплекса и решают важные социально-экономические задачи как в рамках компании, так и энергетической отрасли в целом.

Редакционная этика журнала

Редакция журнала «Энергетическая политика» стремится соответствовать самым высоким международным требованиям публикационной этики, которые распространяются на деятельность всех участников процесса публикации: редакторов, авторов и рецензентов.

Редакция журнала следует этическим стандартам международного Комитета публикационной этики (COPE). Они включают непредвзятость к материалам и авторам статей, обеспечение понятного и прозрачного процесса рецензирования, нераспространения неопубликованных материалов, сокрытие личных данных авторов и рецензентов при рецензировании. Редакционная коллегия признает и принимает ответственность за публикуемые материалы.

Рецензенты статей должны соблюдать правила научного этикета и формального общения. В случае невозможности проведения рецензирования, рецензент должен своевременно уведомить редактора. Рецензенты обязуются не передавать рецензируемые статьи или информацию о них третьим лицам.

Автор статьи гарантирует, что его статья не содержит плагиат, не была полностью или частично опубликована ранее в других изданиях и не будет опубликована в других изданиях до публикации в журнале, не нарушает авторских прав, товарных знаков, патента, законного права или имущественного права других лиц. В случае необходимости соответствия процесса публикации научных исследований внутреннему регламенту организации, текст статьи должен быть одобрен ответственным представителем организации.

Автор гарантирует, что текст статьи одобрен всеми членами авторского коллектива. Автор несёт ответственность за достоверность данных в предоставленной статье. В случае обнаружения ошибок и неточностей автор обязуется немедленно уведомить об этом редакцию журнала. В случае использования частей работ других авторов, результатов исследований, данных или графических материалов автор обязан делать ссылки на публикации, из которых это было заимствовано.

В случае несоблюдения или нарушения требований публикационной этики редакционная коллегия журнала оставляет за собой право отклонить публикацию и не допускать работы данного автора к рассмотрению.

Уважаемые авторы!
С требованиями к оформлению и отправке статей,
а также с правилами рецензирования
вы можете ознакомиться по ссылке:
<https://energypolicy.ru/redakcziya/>



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2025 год можно напрямую у издателя ООО «ГУ ИЭС». По вопросам подписки звонить по телефону +7 903 733 72 57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 13 200 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ





ISSN 2409-5516



Источник фото на обложке:
[Rcliff/depositphotos.com](https://www.depositphotos.com/Rcliff/)