



Тематические страницы газеты **Коммерсантъ**

Энергетика

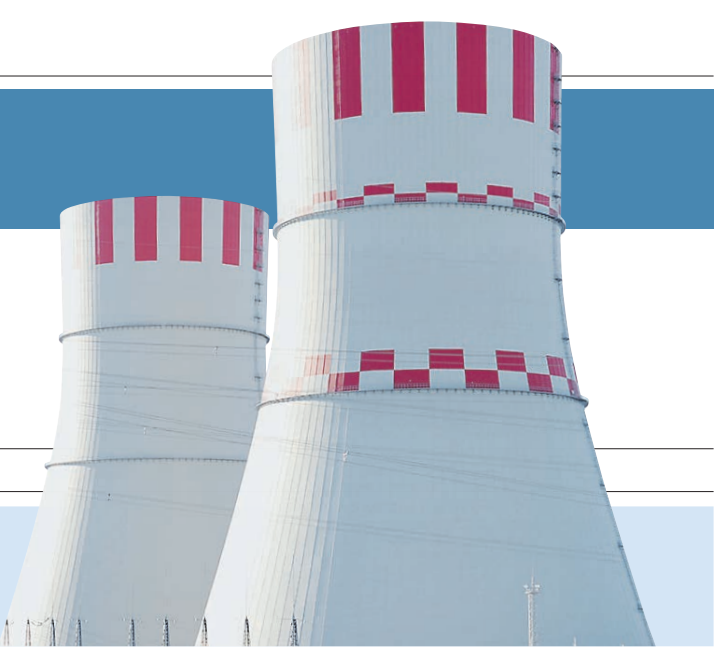
Пятница 22 декабря 2023 №239 (7684 с момента возобновления издания)

kommersant.ru

23 Как связаны Северный морской путь и атомная энергетика

24 Кибербезопасность предприятий как новая реальность

24 Новые инструменты эпохи декарбонизации



Энергосистеме составили планы

Россия утвердила параметры развития ее энергетической системы до 2029 года и стоимость строительства новой генерации на 15,7 ГВт. Основой установленной мощности по-прежнему останутся теплоэлектро-станции, на которые придется почти 65% выработки электроэнергии. Ключевой проблемой, которую будет необходимо решить за ближайшие пять лет, станет энергодефицит в Сибири, на Дальнем Востоке и юге России.

— строительство —

Минэнерго в начале декабря утвердило разработанные «Системным оператором» схему и программы развития электроэнергетических систем (СиПР) на 2024–2029 годы. Документ призван сформировать состав объектов по производству электроэнергии и мощности для обеспечения прогнозируемой потребности в Единой энергосистеме России, предотвратить прогнозируемый дефицит, а также определить размещение линий электропередачи и подстанций классом напряжения 110 кВ и выше.

При подготовке СиПР 2024–2029 впервые были проведены масштабные расчеты по определению уровня балансовой надежности по 110 группам зон надежности ЕЭС России. Так, в 87 зонах уровень балансовой надежности прогнозируется выше установленного Минэнерго норматива. Ниже нормативного значения он прогнозируется в 23 зонах надежности, в том числе в Забайкальском крае, Иркутской области, Республике Бурятия, Краснодарском крае, Республике Крым. Это подтверждает существование территорий технологически необходимой генерации.

Мощности пойдут в рост

На начало 2023 года установленная мощность российских электростанций составляла 247,6 ГВт. По итогам года она должна вырасти на 0,6%, до 249,2 ГВт, из которых 11,8% будет приходиться на атомные электростанции, 20,2% — на гидравлические электростанции, 66,1% — на тепловые электростанции и оставшиеся 1,9% — на ВИЭ-генерацию.

Согласно документу, объем потребления в единой энергосистеме по итогам 2023 года будет на уровне 1,119 трлн кВт•ч против 1,124 трлн кВт•ч в аналогичной про-

грамме на 2023–2028 годы. К 2029 году этот показатель может вырасти до 1,27 трлн кВт•ч, что предполагает среднегодовой рост на 2%.

За время реализации программы в России должны быть введены в строй 15,73 ГВт генерации, из которых 2,7 ГВт придутся на АЭС, почти 7 ГВт — на ТЭС, еще около 1 ГВт — ГЭС и почти 5 ГВт — ВИЭ. Наибольший прирост ожидается в ОЭС Востока (с 44,46 млрд кВт•ч в 2022 году до 63,40 млрд кВт•ч к 2029 году при среднегодовом темпе роста 5,2%). Совокупный объем инвестиций в развитие системы запланирован на уровне 3,2 трлн руб. с НДС.

В начале декабря правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики утвердила технические и ценовые параметры строительства новой генерации, а также дала старт конкурсному отбору проектов по строительству.

Структура установленной мощности ЕЭС России до 2029 года в целом сохранится при незначительном снижении доли тепловых электростанций (с 66,05% в 2022 году до 64,56% в 2029 году) и снижении доли гидравлических электростанций. Распределение по видам используемого топлива также останется практически без изменений: доля угля в 2029 году составит 23,1% при сохранении доли газа на уровне 71,5% к 2029 году. На нефтьтопливо будет приходиться к этому времени около 0,5%.

Как отмечается в программе, основным направлением развития атомных электростанций является строительство энергоблоков с реакторами нового типа ВВЭР-ТОИ для замены энергоблоков серии РБМК-1000 на Курской АЭС, а также строительство инновационного энергоблока БРЕСТ-ОД-300 на площадке опытно-демонстрационного энергоблока в городе Северске. На тепловых электростанциях, в свою очередь, планируется провести модернизацию существую-



щего генерирующего оборудования, в том числе с использованием паросилового цикла и газотурбинных установок большой мощности отечественного производства.

Спрос на мощность, согласно плану, вырастет на 24,5 ГВт относительно 2022 года и составит 183,4 ГВт при среднегодовом темпе роста максимума потребления мощ-



Альтернативная энергия ударит по карману

— перспективы —

Россия строит амбициозные планы в секторе альтернативной энергетики, одним из стратегических направлений которой должен стать водород. По расчетам правительства, к 2030 году страна может занять пятую часть рынка зеленого водорода. Но пока с учетом высокой стоимости такой продукции и низкого спроса реализация многих заявленных в мире проектов остается под вопросом.

Россия в ходе Конференции ООН по изменению климата (COP28) в Дубае в начале декабря подтвердила планы по активному развитию водородной энергетики. Как сообщил первый заместитель министра экономического развития РФ Илья Торосов, стратегическая инициатива в этой области предполагает, что производство низкоуглеродного водорода в стране к 2030 году составит не менее 550 тыс. тонн в год. По словам чиновника, на данный момент в разработке находятся более 40 проектов, локализованных в Сибири, Северо-Западном федеральном округе и на Дальнем Востоке. Это позволит через семь лет занять 20% мирового рынка. Экспорт водорода Россия может начать уже через пять лет, говорит президент компании «Русатом Оверсиз» Евгений Пакерманов.

На данный момент объем глобального рынка низкоуглеродного водорода составляет менее 1 млн тонн и занимает всего 0,7% от мирового производства. Всего в секторе водородной энергетики выделяется шесть видов этой продукции, которые отличаются степенью влияния

на природу и отмечены цветами от серого (наименее экономичного) до зеленого (самого чистого, производиться из ВИЭ методом электролиза воды). Пока основной объем мирового производства водорода приходится на серый тип. Для его получения природный газ нагревают и смешивают с паром, что является самым дешевым методом. Следующий по популярности — коричневый, или бурый, тип (газификация угля). Менее востребованы голубой водород, который получают методом парового риформинга метана с утилизацией CO₂, розовый, или красный (производится при помощи атомной энергии), а также бирюзовый (вырабатывается за счет нагревания газа до +900°C в вакууме).

Туманные перспективы

К 2030 году, по оценке Международного энергетического агентства (МЭА), производство чистого водорода, полученного с низким уровнем вредных выбросов, может увеличиться в 20 раз и достичь 20 млн тонн в год. Но для этого должен вырасти спрос, а компании — реализовать все заявленные проекты по электролизу воды и ископаемого топлива. Основным препятствием к этому является более высокая стоимость производства по сравнению с продукцией, произведенной на основе ископаемого топлива. Замена существующего специализированного производства водорода на основе ископаемого топлива (80 Mt) на производство с использованием электролиза воды потребует развертывания около 730–940 ГВт электролизных мощностей, рассчитали в МЭА.

«Реализация масштабных проектов по производству водорода с низким уровнем выбросов будет зависеть от решения задачи стимулирования спроса для увеличения масштабов производства и снижения затрат», — говорится в докладе агентства. По мнению экспертов, поднять интерес к использованию чистого водорода можно или за счет повышения сборов за выбросы CO₂, или с помощью выплат его производителям, чтобы они могли конкурировать с другими поставщиками.

По мнению экспертов НИУ ВШЭ, создание экологически чистого зеленого водорода, прежде всего с помощью электролиза воды с использованием ВИЭ, остается дорогостоящей технологией с отдаленными перспективами реализации. Текущий уровень готовности пока не позволяет говорить о коммерциализации этих разработок, полагают они. В НИУ ВШЭ отмечают, что, хотя стоимость электролизеров постепенно снижается (за 2018–2022 годы — вдвое) и появляются более мощные и масштабируемые установки, их применение все еще ограничено.

Большие планы

В целом объемы производства водорода в мире в прошлом году выросли на 3%, до 95 млн тонн. Более 70% мирового угля покрывали Китай, США, Ближний Восток, Индия и Россия. Основная часть производства (62%) приходится на его получение из природного газа без систем улавливания и хранения углекислого газа, 21% — на угольную генерацию, еще 16% получено в качестве побочного продукта на нефте-

перерабатывающих и нефтехимических производствах.

При этом на начало 2023 года в отрасли было объявлено более тысячи предложений по новым крупномасштабным проектам. В их число входят 112 гигафабрик производства водорода, 191 проект водородного транспорта, 96 инфраструктурных проектов и др. Реализация заявленных до 2030 года водородных проектов в мире, по оценке McKinsey & Company, потребует вложений на \$320 млрд, но окончательные инвестиционные решения на данный момент приняты только по 10% из них.

В России пока тоже немного полностью утвержденных проектов в области водородной энергетики. Но это можно объяснить тем, что отрасль в стране начала активно развиваться менее пяти лет назад. Так, в июне 2020-го была принята Энергетическая стратегия РФ, где водород был впервые указан в качестве нового универсального энергоносителя. Осенью того же года появилась «дорожная карта» развития водородной энергетики до 2024 года, а еще через год правительство утвердило Концепцию развития водородной энергетики.

В рамках этих документов в России предполагается создать пять кластеров по выпуску водорода и аммиака. В них войдут проект «Росатома» на Сахалине, Северо-Восточного альянса в Якутии и НОВАТЭКа на Ямале. Все они предполагают производство и экспорт голубого водорода. Также заводы по выпуску зеленого водорода планируется построить в Восточной Сибири (Ел+) и на Северо-Западе (проекты «Росатома»,

«Роснано» и «Н2 Чистая энергетика»). Их общий экспортный потенциал может к 2030 году составить 1,4 млн тонн. Изначально прогноз предполагал объемы в 2,2 млн тонн, но после введения санкций и закрытия ряда рынков был скорректирован.

Хватило не всем

Ключевой проблемой развития российской энергосистемы, согласно СиПР, на ближайшие годы станет существенный дефицит мощности на трех территориях. Так, нехватка генерации ожидается в юго-восточной части ОЭС Сибири (не менее 1,225 ГВт), в ОЭС Востока (не менее 1,348 ГВт с возможностью увеличения до 1,935 ГВт), а также в юго-западной части ОЭС Юга (не менее 857 МВт с возможностью увеличения до 1,286 ГВт).

Новый прогноз дефицита мощности оказался выше показателей, представленных в предыдущем варианте СиПР. Так, в сентябре нехватка мощностей на юго-востоке Сибири также оценивалась в 1,225 ГВт, но верхние границы прогноза в ОЭС Востока и Юга были ниже — 1348–1483 МВт и 857–943 МВт соответственно.

Рост прогнозного дефицита в ОЭС Юга еще на 460 МВт «Системный оператор» объясняет невозможностью эксплуатации импортных газовых турбин на Сочинской и Джубгинской ТЭС «Интер РАО» (мощность — 160,5 МВт и 198 МВт соответственно), а также дополнительной заявкой «Автодора» на 100 МВт. Обе электростанции работают на базе энергоблоков типа SGT-700 производства Siemens (Сочинская ТЭС) и LMS100PB производства General Electric (Джубгинская ТЭС). Из-за отсутствия необходимого оборудования для плановых ремонтов на фоне санкций их эксплуатация будет невозможна после 2026 года.

При этом вынужденная остановка иностранных блоков электростанций, построенных по договорам на поставку мощности, вызвала правовую коллизию, так как вывести их из эксплуатации можно только через 25 лет после начала работы. Как пояснили в «Интер РАО», действующие правила не регулируют ситуацию, в которой продолжение эксплуатации оборудования технически невозможно в случае возникновения дефицита.

Также нехватка электроэнергии на юге России (в том числе в Республике Крым и Севастополе к 2029 году в 247 МВт) связана с присоединением новых территорий. В плане отмечается, что с учетом передачи мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей и ис-

пользования мощности мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности в случае отключения энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт с 2024 года возникает превышение перетока мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга — Крым».

Наиболее целесообразным решением в программе развития энергосистемы называется строительство гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 857 МВт в юго-западной части ОЭС Юга, в том числе 220 МВт в энергосистеме Крыма и Севастополя.

Дефицит энергомощности на юго-востоке Сибири при проведении ремонтов «Системный оператор» (диспетчер энергосистемы) прогнозирует начиная с 2024 года. Основными причинами являются ввод объектов Восточного полигона ОАО РЖД с потреблением 644 МВт, а также более мелких потребителей, включая теплицы, золоторудные месторождения, жилые комплексы и центры по добыче криптовалюты. Покрыть его в программе предлагается за счет строительства объекта генерации суммарной установленной мощностью, покрывающей общий размер дефицита региона, — 1,225 ГВт. Ее стоимость, согласно утвержденным правительственной комиссией параметрам, может достигнуть 518 млрд руб. (пределный сарех был утвержден на уровне 423 тыс. руб. за 1 кВт) при доходности 12%.

В свою очередь, дефицит мощности и энергии (то есть генерация нужна для покрытия стандартной нагрузки, а не только пиковой) на востоке может быть покрыт за счет строительства гидроэлектростанций, солнечной и ветряной генерации.

Как поясняет Сергей Роженко, директор группы аналитики в электроэнергетике Керт, СиПР систематически обновляется в рамках появляющихся новых технологических и экономических вводных. «Такой актуализированный план на среднесрочную перспективу необходим с учетом того, что отрасль электроэнергетики инертна и те мощности, которые необходимо запустить в 2030 году, необходимо начинать строить уже сейчас», — отмечает он. По его словам, документ учитывает неравномерную динамику роста спроса на электроэнергию в разных регионах, а также разворот России на восток, который в том числе требует дополнительных мощностей для электрификации железных дорог.

Ольга Матвеева

дукции. Субсидии могут предоставляться на срок до трех лет. На 2023 и 2024 годы на их выплату в бюджете зарезервировано более 1,3 млрд руб.

По мнению экспертов, развитие водородной энергетики является перспективным направлением для России, несмотря на потерю ряда стратегических рынков сбыта. Как отмечал гендиректор Национального водородного союза Денис Дерюшкин на Международной конференции по водородной энергетике, во всех ключевых регионах, куда сейчас разворачивались поставки российской продукции, климатическое регулирование развивается очень стремительными темпами. Он также отметил, что водород постепенно приближается по конкурентоспособности к традиционным видам топлива для крупнотоннажного транспорта. Так, он может быть конкурентен при цене от \$4 до \$8 за килограмм, а рост цен на традиционные энергоносители стимулирует компании инвестировать в новые альтернативные решения, в том числе водородные. Как следует из его презентации, стоимость владения крупными автобусами (без учета затрат на инфраструктуру) на водороде и электричестве приближается к автобусам на дизельном топливе, в то время как для тяжелого дорожного и среднего грузового транспорта она все еще остается существенно выше.

Впрочем, в Минэнерго считают, что на данный момент производимый в России водород выгоднее экспортировать, так как он существенно дороже добываемых в стране традиционных источников энергии.

Ирина Салова

энергетика

Низкоуглеродный путь в будущее

Новый атомный ренессанс стал одной из главных тем на всемирной конференции COP28 — важнейшей международной встрече ООН по климату. Более сотни компаний из 25 стран мира взяли на себя обязательство в три раза увеличить объемы атомных энергомощностей к 2050 году, чтобы сократить сжигание ископаемого топлива и снизить вредные выбросы в атмосферу. Тем самым международное сообщество согласилось с тем, что без развития мирного атома невозможно достичь амбициозных климатических целей. „Ъ“ разбирался, как мир будет возрождать атомную энергетику и какую роль в этом сыграет госкорпорация «Росатом».

— декарбонизация —

Выходим в ноль

«Смело и прагматично» — так гендиректор Всемирной ядерной ассоциации Сама Бильбао-и-Леон охарактеризовала инициативу Net Zero Nuclear Industry Pledge по трехкратному увеличению атомной генерации в мире к 2050 году. Декларацию поддержали сразу 120 компаний, которые имеют штаб-квартиры в 25 странах и ведут деятельность в 140 государствах мира. Госкорпорация «Росатом» — крупнейшая в мире компания по портфелю зарубежных проектов строительства АЭС — также присоединилась к декларации по приглашению Всемирной ядерной ассоциации.

Все компании и правительства стран, подписавшие программный документ Net Zero Nuclear Industry Pledge, согласились с тем, что увеличение мощностей АЭС должно опережать рост мирового спроса на электроэнергию для достижения целей по декарбонизации. Сейчас в мире работают 412 атомных реакторов суммарной мощностью 370 ГВт, следует из данных МАГАТЭ. На этапе строительства находится 58 энергоблоков на 60 ГВт. Выработка всех АЭС занимает около 10% от общего глобального производства энергии. При этом атомная энергия составляет четверть общей мировой чистой (низкоуглеродной) выработки.

Нет ничего удивительного в том, что атомная энергетика стала одним из ключевых событий конференции COP28, собравшей в ОАЭ рекордное количество участников (более 80 тыс.). Государства, разработавшие амбициозное Парижское соглашение в 2015 году по снижению выбросов парниковых газов, признают, что достичь цель по ограничению повышения глобальной температуры до 1,5°C не удастся. Мир делал ставку на замещение ископаемого топлива ветряной и солнечной генерацией, но теперь уже очевидно, что без атомных технологий решить задачи перехода к безуглеродной энергетике невозможно.

Так, по итогам 2023 года выбросы CO₂ достигнут рекордной отметки 36,8 млрд тонн, что на 1,1% выше показателя 2022 года, следует из свежего доклада Global Carbon Budget. Глобальные выбросы CO₂ от пожаров в 2023 году превысили средние показатели из-за сезона лесных по-

жаров в Канаде, где выбросы были в шесть-восемь раз выше среднего. При этом суммарный объем выбросов CO₂ с учетом изменений в сельском хозяйстве достигнет 40,9 млрд тонн, что соответствует показателю 2022 года.

Исследование Global Carbon Budget доказывает, что текущие усилия международного сообщества недостаточны для снижения глобальных выбросов до нулевого уровня, считает один из авторов исследования — профессор Коринн Ле Кере. Однако некоторые регионы своим примером показывают, что климатическая политика может быть эффективной. «Все страны должны быстрее декарбонизировать свою экономику, чтобы избежать худших последствий изменения климата», — говорит профессор. Атомная энергетика — один из наиболее эффективных способов сохранить надежность энергосистемы и снизить выбросы в атмосферу.

Балансируй и замыкай

Энергосистема в России уже сейчас достаточно сбалансированна: примерно половина установленной мощности генерации работает на газе, около 16% — на угле, примерно 20% от общей мощности приходится на ГЭС, 12% — на АЭС, 1,6% — на ветряную и солнечную генерацию. При этом в структуре выработки на низкоуглеродную генерацию приходится примерно 38% от суммарного производства энергии в стране: АЭС занимают долю в 20%, еще примерно 17% производят ГЭС, а ветряные и солнечные электростанции — приблизительно 1%. Регуляторы утверждают, что доля чистой энергии в РФ будет постепенно увеличиваться. И атомная генерация станет одним из главных приоритетов.

«Последние годы мы вышли на плато: доля атомной электроэнергии в стране достигла 20%. Побит рекорд выработки Советского Союза (включая Армению, Литву и Украину), который составлял 215 млрд кВт•ч. Но показатель 20% является стартовым в нашем понимании. Есть прямое поручение президента увеличить долю атомной генерации в энергобалансе до 25%. Мы исполняем это поручение вместе с правительством. До 2035 года нам предстоит построить 17 энергоблоков: и традиционные реакторы ВВЭР большой мощности, и проекты нового поколения,

и малые станции в наземном и в мобильном плавучем исполнении», — пояснил глава «Росатома» Алексей Лихачев, выступая на ежегодных «Примаковских чтениях».

Сейчас Россия входит в первую пятерку стран по количеству атомной генерации. В РФ функционируют 37 энергоблоков общей мощностью 29,5 ГВт. Среди них — четыре действующих энергоблока поколения III+ (так называемое постфукусимское поколение с необходимыми системами защиты и улучшенной экономикой строительства эксплуатации) мощностью 1,2 ГВт, расположенных на Ленинградской АЭС-2 и Нововоронежской АЭС-2. Жизненный цикл такого блока — до 80 лет, коэффициент использования установленной мощности (показатель загрузки) — более 90%. «Эта референция водородной технологии апробирована и известна нам до мельчайших подробностей», — отметил господин Лихачев. «Росатом» уже запустил в работу два энергоблока ВВЭР-1200 в Белоруссии, а также строит такие энергоблоки в Турции, Индии, Бангладеш, Китае, Египте, Венгрии.

Расширение атомной генерации в России будет идти за Урал, в Сибирь и на Дальний Восток. По расчетам госкорпорации, в стране появятся еще семь атомных регионов. Планы довольно амбициозные: к 2042 году «Росатому» требуется построить минимум 29 энергоблоков общей мощностью 30 ГВт, а общую выработку энергоблоков довести до уровня 360 млрд кВт•ч. Суммарный объем атомной энергомощности в стране вырастет примерно в полтора раза, поскольку госкорпорации предстоит в 2030-е годы вывести большой объем устаревших реакторов РБМК (канальные реакторы с графитовым замедлителем).

Совсем скоро в России появится атомная станция четвертого поколения. В закрытом городе Северске в Томской области строится быстрый реактор со свинцовым теплоносителем мощностью 300 МВт в рамках проекта «Прорыв». Сокращенное название реакторной установки — БРЕСТ-300. Помимо быстрого реактора, в опытно-демонстрационном энергокомплексе будут размещены производства по переработке отработавшего ядерного топлива и производству топлива. Проект «Прорыв» с реактором БРЕСТ-300 позволит создать условия для промышленной реализации замкнутого ядерного топливного цикла. Отработавшее ядерное топливо с реакторов типа ВВЭР после переработки снова можно будет использовать в реакторах на быстрых нейтронах, таким образом сокращая количество радиоактивных отходов. Также уже несколько лет на Белоярской АЭС работает реактор на быстрых нейронах БН-800, в конструкции которого заложены элементы четвертого поколения.

«Многokrатно циклируя отработавшее ядерное топливо между тепловыми и быстрыми реакторами, мы получаем замкнутый топливный ядерный цикл. В этом процессе три очевидных преимущества: экономичность атомной энергетики, сведенное к нулю количество ядерных отходов, а также безопасность, обеспеченная физикой, а не защитными системами», — говорил Алексей Лихачев.

Мал, да эффективен

Еще одно перспективное направление развития атомной энергетики — строительство реакторов малой мощности (до 300 МВт). Инвесторы будут вкладывать в разработки атомных станций малой мощности (АСММ) сотни миллиардов долларов ежегодно, начиная со второй половины текущего десятилетия, полагают эксперты Всемирной ядерной ассоциации. По их прогнозам, к 2040 году в мире будут работать минимум 2 ГВт АСММ, а максимум — 83 ГВт. В базовом сценарии ассоциации объем малой атомной генерации может составить 35 ГВт к 2040 году. Для сравнения: общий объем всех АЭС к 2040 году в мире прогнозируется на уровне 686 ГВт, то есть примерно в 1,7 раза выше текущих объемов.

Сегодня в мире, по оценкам МАГАТЭ, существует несколько десятков проектов АСММ, включая разработки Китая, Аргентины и США. При этом именно Россия в этом списке занимает лидирующие позиции. Вот уже четыре года на Чукотке работает единственная в мире плавучая атомная теплоэлектростанция «Академик Ломоносов» с номинальной энергомощностью 70 МВт, которая полностью заменила угольную генерацию в городе Певек с населением 4 тыс. человек.

«Росатом» постепенно расширяет свою линейку АСММ. Сейчас в процессе строительства находятся четыре плавучих энергоблока (ПЭБ) на реакторах РИТМ-200. Госкорпорация поставит ПЭБы на мысе Наглейгын для энергоснабжения медно-золотого Баимского ГОКа. Сроки реализации проекта — до 2031 года.

Для регионов, находящихся в удалении от береговой линии, «Росатом» предлагает наземные решения. Так, госкорпорация активно развивает в Якутии проект строительства наземной АЭС на РИТМ-200Н, которая будет поставлять энергию для золоторудного месторождения Кючус. В текущем году «Росатом» открыл вахтовый поселок для строителей будущей станции, а также запустил процесс производства корпуса реактора. Основные работы по сооружению объекта Якутской АСММ госкорпорация планирует начать уже в 2024 году.

Однако станции мощностью по 100 МВт подходят не всем потребителям, поэтому «Росатом» имеет разработки и менее мощных реакторов, рассказал первый замглавы госкорпорации Кирилл Комаров, выступая на Дне АСММ в рамках COP28. В частности, для крупнейшего в России золоторудного месторождения Совинское госкорпорация разрабатывает технологию реактора «Шельф-М» на 10 МВт. Запуск этой небольшой станции запланирован на 2030 год, сообщил господин Комаров.

Экономия реактора

Отношение к малым реакторам постепенно меняется не только у по-

требителей и международного сообщества, но и у самих строителей АСММ. Кирилл Комаров признается, что совсем недавно «Росатом» воспринимал АСММ как главное технологическое решение для энергетически изолированных территорий. Однако теперь, получив опыт эксплуатации малых реакторов, эксперты госкорпорации пришли к выводу, что АСММ можно использовать в любых условиях в качестве базовой нагрузки для замены тепловых станций на ископаемом топливе.

Выбор малых энергоблоков вместо больших также может быть связан с экономическими критериями. Не все страны могут позволить себе строительство сразу большого гигаваттного энергоблока, но имеют финансовую возможность для строительства АСММ. При запуске серийного производства модульных электростанций цены будут снижаться. Покупая малый энергоблок, государство получит все преимущества атомной энергетики: снижение вредных выбросов, стабильную выработку энергии в базовом режиме, появление новых высокотехнологичных рабочих мест и развитие науки внутри страны.

С экономической точки зрения потребители получат предсказуемую цену киловатт-часа: «Доля топлива в себестоимости выработки электроэнергии на углеводородах достигает 80%, а в себестоимости атомной выработки — лишь 10%», рассказывает Кирилл Комаров. — Даже если цена на уран существенно увеличится, потребитель едва заметит колебание цены киловатт-часа. Этот фактор делает АСММ привлекательной технологией на протяжении всего жизненного цикла». Кроме того, «Росатом» — один из немногих поставщиков, который может гарантировать надежность поставок ядерного топлива, поскольку госкорпорация является одной из лидирующих компаний в глобальном ядерном топливном цикле. Уже сегодня энергия, произведенная на малых реакторах, оказывается дешевле традиционных топливных источников в некоторых арктических регионах России.

Новые решения будут набирать популярность, считают в «Росатоме». Только в России потенциальный спрос на АСММ как в плавучем, так и наземном исполнении может составлять до 30 энергоблоков, заявил осенью 2023 года Алексей Лихачев.

Эксперты, опрошенные „Ъ“, считают модульные АЭС основной технологией для энергоснабжения населенных пунктов и промышленных объектов в условиях сурового климата российской Арктики. Основное преимущество таких станций заключается в том, что большая часть работ по их строительству происходит на верфях и предприятиях. Кроме того, реакторные установки, находящиеся в основе энергоблоков, проверены временем и клима-

том, ведь реакторы РИТМ-200 уже несколько лет эксплуатируются на атомных ледоколах «Арктика», «Сибирь» и «Урал». Еще одно преимущество — максимальный уровень локализации оборудования (98% и продолжает расти, говорят в «Росатоме»).

Смена энергетического курса

«Безусловно, доля атома будет увеличиваться. Это логично и дает множество преимуществ, в том числе с точки зрения качества рабочих мест, которые создаются этой отраслью», — сказала Ирина Гайда из «Сколтеха», выступая на круглом столе «Росатома» о вопросах климата. Она также напомнила аудитории мероприятия, что процесс энергоперехода не бывает мгновенным и зачастую требует десятилетий: «Мы уже пережили предыдущие энергетические переходы — сначала от дров к углю, от угля к жидким углеводородам, а затем к газу и атому. Мы никогда не забывались от какого-либо источника энергии полностью. Всегда остаются регионы мира, в которых длительное время не доступны более продвинутые источники энергии».

Магистральный тренд на увеличение доли низкоуглеродных источников энергии сохранится, уверена Ирина Гайда. Однако нужно помнить, что все страны находятся под влиянием не только экономических, но и политических факторов. Например, в 2022 году после глобального шока на сырьевых рынках цены на компоненты и базовые металлы для ВИЭ резко выросли, что заставило ряд стран пересмотреть свои планы по строительству солнечной и ветряной генерации. Кроме того, неожиданно выяснилось, что в цепочках создания безуглеродной энергетики есть свои лидеры: в отрасли ВИЭ сильным игроком выступает Китай, а в атомной энергетике — это, безусловно, Россия, отметила Ирина Гайда.

Атомная энергетика после энергокризиса, начавшегося в 2022 году, вновь вышла на первый план климатической и энергетической дискуссии, говорят аналитики. «Жить как раньше энергосистемы, очевидно, не смогут», — отметил Владимир Горчаков из АКРА. Он предполагает, что финансовые ресурсы будут направляться именно на технологии из таксономии. И прецеденты уже есть, отмечает господин Горчаков: и в Канаде, и в США атомные проекты уже привлекали открытое зеленое финансирование.

Полина Смертина

ПРОЕКТ

Одно из важных направлений работы «Росатома» и шаг к решению проблемы дефицита кадров — привлечение молодежи в атомную отрасль. Для того, чтобы познакомить молодых людей с теми направлениями, по которым работает госкорпорация — экология, ветроэнергетика, атомный ледокольный флот, суперкомпьютеры, а также мегасайнс-проекты, включая термоядерный синтез и квантовые вычисления — был придуман проект «Атомариум».

Он объединяет в себе онлайн- и офлайн- мероприятия, интеграции с известными учеными и вовлекает молодых исследователей в увлекательный творческий процесс. Флагманские проекты «Атомариума» — «Атомный урок» и «Ледокол знаний». «Атомный урок» знакомит педагогов и школьников с миром ядерных технологий, а конкурс «Ледокол знаний» дает возможность самым талантливым подросткам стать участниками рейса к Северному полюсу на борту атомного ледокола с обширной научной программой.

КАК ВЫРОС «РОСАТОМ» ЗА ПОСЛЕДНИЕ ШЕСТЬ ЛЕТ



энергетика

«У нас на глазах меняется история мировой логистики»

Объем грузопотока по Северному морскому пути (СМП) по итогам текущего года вновь достигнет абсолютного рекорда, дойдя до 36 млн тонн. Перевозка транзитных грузов, в основном нефти, уже вышла на исторический максимум 2,1 млн тонн. Спецпредставитель «Росатома» по вопросам развития Арктики **Владимир Панов** рассказал, „, почему дальнейшее наращивание грузопотока по СМП неразрывно связано с развитием энергетики и инвестиционных проектов в Арктике.

— транспорт —

— Какое значение Севморпуть имеет для развития энергетики России и мира?

— У Северного морского пути есть два исторических значения. В первую очередь СМП — это часть международной логистики и часть транспортной безопасности нашей страны. Короткая историческая справка: несколько веков назад груз из Индии или Китая добирался до Европы от полугода до нескольких лет. Постепенно благодаря инвестициям и развитию технологий этот путь удалось сократить до 40–50 дней по Суэцкому каналу.

Сейчас у нас на глазах меняется история мировой логистики. Севморпуть, возможно, один из последних логистических маршрутов, который открывается для человечества. СМП связывает западную часть России с востоком, а также соединит страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) с Европой.

Теперь о втором значении СМП. Вы правы: этот транспортный путь, безусловно, является неотъемлемой частью развития российской Арктики, в том числе ее энергетической инфраструктуры. Развитие энергетики и логистики — это два обязательных условия для того, чтобы российская Арктика развивалась.

Сейчас мы выходим на новый экономический этап, когда российская Арктика приближается к принципиально другому уровню освоения, которого никогда не было, в том числе в советский период.

У нас на глазах меняется история мировой логистики. Севморпуть, возможно, один из последних логистических маршрутов, который открывается для человечества

Арктика — это огромная территория. Фактически каждый третий квадратный метр нашей страны находится в арктической зоне. 2,4 млн человек, или примерно 1,6% населения России, проживают на территории Арктики. Каждый шестой рубль, который создается в российской экономике, создается в Арктике. Через грузопоток по Севморпути мы можем измерять, как эффективно осваивается и развивается российская Арктика. — Какие существуют сложности в развитии энергетики в Арктике?

— В большинстве случаев нет возможности подключиться к центральной энергосистеме. Арктика — это в первую очередь проекты по добыче минерально-сырьевых ресурсов, которые можно условно разделить на углеводородные и твердые полезные ископаемые. Энергетика для освоения твердых полезных ископаемых имеет критическое значение. Именно она определяет экономическую эффективность проектов и целесообразность их освоения. Поэтому самый главный параметр, повторюсь, — экономическая эффективность энергоснабжения. Инвесторам необходимы новые технологические решения для собственного энергоснабжения.

Традиционно энергетика для любой изолированной территории базируется либо на мазутно-дизельных установках, либо на угольной генерации. Себестоимость выработки энергии на таких проектах всегда довольно высокая, поскольку требуется закупать недешевое топливо и доставлять его на удаленные территории северным завозом. Например, в арктических регионах Якутии экономически обоснованный тариф на электроэнергию находится в районе 70 руб. за кВт•ч, что в разы выше цен в европейской части России и в Сибири. Сложно найти инвестиционный проект, который сможет работать и жить при такой цене электроэнергии. — Технические решения в энергетике Арктики тоже совершенствуются?

— Например, эффективность генерации на угле тоже растет, поэтому такие решения будут сохраняться. О газовой генерации для проектов, удаленных от газотранспортной системы, я бы говорил осторожно, поскольку, к сожалению, работа по этому направлению еще не завершена. Поэтому газовая генерация на текущем этапе в Арктике вряд ли будет использоваться в больших объемах.

Совершенно новый уровень развития дают источники энергии на ядерном топливе. Самый свежий пример нового энергетического решения для арктического региона — единственная в мире плавучая атомная теплоэлектростанция «Академик Ломоносов» (два реактора КИТ-40С, установленная электрическая мощность — 70 МВт, тепловая — до 50 Гкал/ч. — „,Б„), которая заработала в 2020 году в Певеке. Этот проект, по сути, был вдохновлен атомным ледоколом: в ледоколе реакторная установка передает всю мощность на валы, а в плавучем энергоблоке (ПЭБ) — на производство электрической энергии. У проекта есть продолжение: сейчас «Росатом» строит четыре плавучих энергоблока на реакторах РИТМ-200

для Баймского ГОКа — одного из крупнейших по запасам меди и золота месторождений, которое осваивается сейчас на Чукотке. ПЭБы оказались самым экономически эффективным энергетическим решением для комбината. Мы уже строим наземную станцию малой мощности на РИТМ-200Н в Якутии для энергоснабжения золоторудного месторождения Кючус. Еще один важный проект на стадии проработки — малая станция «Шельф» на 10 МВт для энергоснабжения золоторудного месторождения Совинное (осваивает горнорудный дивизион «Росатома»). Набор решений с точки зрения атомной энергетики будет расти.

При этом нужно помнить, что атомная энергетика — это наиболее зеленое, чистое решение для Арктики. В результате в атомной технологии сошлись сразу несколько показателей: экономическая эффективность, экологичность, автономность и безопасность. Это позволяет вывести российскую Арктику совершенно на другой уровень освоения.

— Вы оценивали примерный объем необходимой генерации в Арктике?

— Мы в процессе такой оценки. На настоящий момент в Арктике мы видим около 11 потенциальных производственных кластеров, которые могут быть созданы вокруг месторождений твердых полезных ископаемых. Такие кластеры способны создать общие энергетические центры. Если помните, план развития энергетики ГОЭЛРО (госу-



фективность инвестиционного проекта и арктическую логистику. Севморпуть — это инфраструктура, то есть, по сути, дорога для грузоотправителей. Если мы сделаем дорогу дорогой, то по ней проедет какая-то одна дорогая машина или машина с дорогим грузом. О развитии в таком случае невозможно будет говорить. Чтобы дорога развивалась, по стоимости она должна быть как можно ниже. Цена перевозки по Севморпути напрямую влияет на скорость и эффективность развития российской Арктики.

Наш текущий конкурент — Суэцкий канал (назовем его южным морским путем). Индикатив стоимости на проход по Суэцу составляет \$2,5–\$3,5 за тонну нефти в зависимости от судна. Конечно, нужно стремиться, чтобы стоимости перевозки по южному маршруту и через СМП стремились друг к другу. Задача очень сложная. Логистику по СМП сложно сравнивать с перевозкой по открытой воде, поскольку на экономику арктической транспортировки влияет в том числе стоимость ледокольной проводки и стоимость судов с арктическим классом. Но мы считаем, что именно такая государственная политика должна сформироваться на долгосрочном горизонте для всех грузоотправителей, чтобы они были уверены в неизменности условий на 15–20 лет вперед. В таком случае они смогут построить суда, спланировать свои проекты и так далее.

Когда я говорю «государственная политика», я имею в виду, например, расширение пропускной способности БАМа и Транссиба. Второй этап этой программы заканчивается в следующем году. Он подразумевает увеличение пропускной способности вдвое — до 180 млн тонн в год. Совокупные инвестиции в программу — 1,82 трлн руб., или более 12 тыс. руб. в тонну пропускной способности магистрали. Третий этап, по предварительным оценкам, обойдется уже более чем в 26 тыс. руб. в тонну пропускной способности.

Сравнивая с СМП. В августе 2022 года правительство РФ утвердило план развития СМП до 2035 года, в который вошло более 150 мероприятий. Общий объем финансирования — около 1,8 трлн руб. Даже если брать консервативную оценку годового грузопотока по СМП в 2030 году — 150 млн тонн — и в 2035 году — 220 млн тонн, то инвестиции в тонну пропускной способности СМП до 2035 года менее 10 тыс. руб. Из них лишь треть — федеральный бюджет, на который ляжет 3 тыс. руб. на тонну пропускной способности. То есть инвестиции в СМП на порядок ниже при сопоставимых объемах перевозок! — Что вы предлагаете?

— Вопрос развития инфраструктуры не должен привязываться к экономике проектов. Мы считаем, что вопрос маржинальности проектов и влияния цены логистики на эти проекты может и должен решаться в рамках действующей налоговой политики государства. Для этого есть все инструменты. За 2022 год мы перевезли по СМП грузов на 2,3 трлн руб. Абсолютный рекорд. При этом все грузы можно разделить на три группы: первая группа грузов стоимостью ниже \$150 за тонну находится в красной зоне, в желтой зоне грузы стоимостью от \$150 до \$1 тыс., а затем начинается зеленая зона. Чем дороже груз, тем меньше будет в этой цене доля расходов на логистику. В красную зону, например, попадает уголь, из-за чего цена перевозок с учетом дополнительных перевалок балансирует в районе 50% от его стоимости. Как только мы начинаем повышать стоимость логистики, то можно закрывать все угольные проекты с выходом на Севморпуть.

Хотя мы должны понимать, что цены не для всех являются определяющими в вопросах логистики. Мы вели переговоры с одной крупной зарубежной компанией на тему перевозок по СМП исходя из того, что для них будет очень важна стоимость перевозок контейнера. Но основной критерий оказался другим. Компанию в большей степени интересовало хеджирование рисков, им было крайне важно иметь несколько способов доставки грузов. Тогда на переговорах представитель компании сказал нам, что вопрос стоимости важен, но после пандемии представления о ценах на морскую логистику сильно изменились. Для сравнения: в доковид-

ные времена цена составляла около \$1,5 тыс. за контейнер, а во время пандемии 2020 года стоимость доставки взлетела свыше \$10 тыс. У нас на глазах сейчас формируется уникальный международный маршрут. Он, конечно, важен для нашей страны с точки зрения связи Запада и Востока, но в том числе и для всех остальных игроков.

— Видите ли вы интерес со стороны иностранных компаний к международному транзиту по СМП?

— Да, безусловно. Китайская судоходная компания NewNew Shipping Line обратилась к нам с просьбой сопровождения и поддержки их рейсов по Севморпути. Они купили суда низкого арктического класса и в 2023 году уже сделали восемь рейсов, перевезли практически 100 тыс. тонн грузов. Конечными пунктами были порты Китая, а также Архангельск, Санкт-Петербург и Мурманск. Вот пример, когда международный бизнес, не дожидаясь сложных политических решений, реализовывает новую возможность.

— Какие задачи ставите сейчас для обеспечения круглогодичного СМП? Ощущаете нехватку ледоколов?

— В 2014 году, когда по СМП было перевезено 4 млн тонн грузов, в акватории работали всего четыре атомных ледокола («Таймыр», «Ямал», «Вайгач», «50 лет Победы»). В 2020 году мы перешагнули планку 30 млн тонн. Но в акватории работали те же самые четыре ледокола. Почему так произошло? Раньше модель ледокольного обеспечения заключалась в том, что за кормой ледокола идет грузовое судно, фактически ледокол прокладывает канал для безопасного движения судна низкого арктического класса. Затем грузоотправители — «Норникель», «Газпром нефть», НОВАТЭК — построили для себя суда высокого арктического класса. В результате сейчас ледокол фактически оказывает поддержку этим судам на наиболее трудных участках. Появилась другая арктическая техноло-

Мы выходим на новый экономический этап, когда российская Арктика приближается к принципиально другому уровню освоения, которого никогда не было, в том числе в советский период

гия судоходства, которая и привела к значительному росту грузопотока. Если говорить о Карском море, то там круглогодичная навигация существует уже сейчас.

Самый главный вызов для нас сейчас — это восточное направление от пролива Вилькицкого до Берингова пролива, где в настоящий момент зимой не работает ни один ледокол, за исключением экспериментальных рейсов. Однако уже в следующем году мы начнем закрывать этот пробел. Здесь выступает главным драйвером и пионером компания НОВАТЭК, совместно с которой в 2020–2021 годах были организованы экспериментальные крутовые рейсы по восточному маршруту. В первую очередь нужно было понять, может ли судно проходить там без ледокола. Например, в январе газовозы прошли без ледоколов весь восточный маршрут. На обратном пути в феврале их уже сопровождал ледокол. Мы сформировали с грузоотправителями модель работы для обеспечения круглогодичной навигации, в первую очередь в интересах проекта НОВАТЭКа, который завершает строительство перевалки на Камчатке. Мы видим к 2030 году модель расстановки пяти ледоколов в восточном секторе СМП, которые должны обеспечить прогнозные грузопотоки на Восток.

Следующий этап: к 2035 году нам требуется увеличить количество восточной группировки ледоколов до девяти, исходя из прогноза грузопотока. Причем круглогодичная регулярная навигация начнется в начале 2024 года: запускаются первые регулярные рейсы НОВАТЭКа на Восток.

— Планы «Росатома» по развитию СМП неразрывно связаны с развитием инвестпроектов в Арктике. Насколько синхронизированные у вас процессы инвесторами?

— В первую очередь координация и синхронизация осуществляются правительством и

Госкомиссией по вопросам развития Арктики под председательством заместителя председателя правительства — полномочного представителя президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе Юрия Петровича Трутнева.

Кроме того, в прошлом году по поручению президента были подписаны соглашения между «Росатомом», Министерством по развитию Дальнего Востока и грузоотправителями, в которых указаны прогнозируемый грузопоток и необходимая инфраструктура, которая этот грузопоток должна обеспечить.

В августе 2022 года был принят План развития СМП, где есть специальный раздел о перспективной грузовой базе Северного морского пути. В плане сведены все мероприятия, которые необходимо выполнить для реализации и развития проектов.

В соответствии с новыми полномочиями Госкорпорации «Росатом» по формированию коллегияльных органов в 2022 году был создан Совет участников судоходства под председательством Сергея Оттовича Франка. Совет объединяет всех основных грузоотправителей и арктические судоходные компании. Фактически это совет рынка, он выходит с инициативами, калибрует и верифицирует предложения, которые поступают от грузоотправителей.

Как пример: 14 декабря на очередном заседании совета одним из вопросов обсуждалось предложение Госкорпорации «Росатом» по введению нового понятия ледокольно-транспортной системы инвестиционного проекта в целях прогнозирования необходимого ледокольного обеспечения. Со стороны совета, с одной стороны, предложение было поддержано, но, с другой стороны, договорились, что новое регулирование не должно привести к процедурным ограничениям по реализации проекта.

— Роль «Росатома» в управлении СМП постепенно с каждым годом увеличивается. Летом 2022 года вы получили полномочия по управлению судоходством, а также стали единым оператором северного завоза. Как вы оцениваете результаты этих решений?

— Эти решения были не совсем стандартными. Но что немаловажно, они проходили при поддержке со стороны Минтранса. Цель — собрать в одном окне все задачи по Северному морскому пути, начиная с выдачи разрешений и заканчивая формированием предложения по государственной политике по развитию инфраструктуры и по организации судоходства на СМП.

В 2022 году изменилась система управления СМП. С целью централизации полномочий были приняты поправки в федеральный закон «О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» и Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации. Госкорпорация «Росатом» теперь отвечает за организацию судоходства в акватории Северного морского пути.

Госкорпорация «Росатом» создала ФГБУ «Главное управление Северного морского пути», в состав которого вошел Штаб морских операций. Главсевморпуть выдает, прекращает действие, вносит изменения, приостанавливает или возобновляет разрешения

на плавание судов по СМП. Но самое главное — разрабатывает маршруты плавания и организует работу ледоколов. Это позволяет повысить безопасность мореплавания в сложных ледовых условиях.

Северный морской путь был дорогим без каких-либо дорожных знаков, то есть не было возможности регулировать это движение. Сейчас есть соответствующие полномочия, во-первых, приостанавливать выданные разрешения в случае ухудшения ледовых условий. То есть фактически появились дорожные знаки, появилась возможность опускать шлагбаумы в целях безопасности. Основной риск возникает, когда судно несоответствующего ледового класса оказывается в акватории в сложных ледовых условиях, поэтому «Правилами плавания по СМП» определено, когда и каким судам разрешено находиться в акватории СМП.

Мы уже отработали первую зиму 2022–2023 годов. По итогам работы ледокольного обеспечения было организовано таким образом, что ни одному судну не понадобилась экстренная ледокольная помощь.

Сейчас готовы ко второй зиме. Самые сложные месяцы — переходные от летней навигации к зимней: ноябрь и июль. Один из основных плюсов «единого окна» — возможность взаимодействия с нашими грузоотправителями. Основной нормативный документ, определяющий правила допуска судов на СМП, — это «Правила плавания по СМП». После передачи нам полномочий в прошлом году мы внесли в правительство большой пакет правок в правила по предложениям грузоотправителей, сейчас завершаем работу по второму пакету правок. Получается партнерский и открытый диалог по совершенствованию правил нашего дорожного движения для повышения эффективности и безопасности плавания.

Полина Смергина

энергетика

«Кибербезопасность начинается с определения недопустимых событий»

Объекты критической информационной инфраструктуры (КИИ) находятся под постоянным давлением хакерских группировок. Одна из наиболее популярных их целей — предприятия топливно-энергетического комплекса. Летом компания—лидер результативной кибербезопасности Positive Technologies выявила новую волну кибератак опасной группировки Space Pirates: в России за год были атакованы по крайней мере 16 организаций, в том числе из отрасли энергетики. „Ъ“ поговорил с руководителем практики промышленной кибербезопасности Positive Technologies **Дмитрием Даренским** об основных целях злоумышленников и о том, как выстроить результативную кибербезопасность на предприятии.

— защита —

— Отрасль энергетики — крайне сложный сектор экономики, при этом входящий в КИИ и обязанный в кратчайшие сроки переходить на российские IT- и ИБ-решения. Как вы сейчас оцениваете ситуацию с защитностью компаний этой сферы? — По нашей оценке, за последние годы уровень защищенности, или киберустойчивости, компаний энергетического сектора в целом вырос. Главным критерием этой оценки является то, что с февраля 2022 года в отрасли не было никаких серьезных инцидентов, которые привели бы к фатальным последствиям как для энергокомпаний, так и для потребителей. В отличие, например, от ситуации в Коста-Рике: в апреле 2022 года группа вымогателей лишила клиентов возможности оплачивать счета за электричество и интернет. Несмотря на постоянный рост кибератак на Россию (за первые три квартала 2023 года целевые атаки составили 73% от всех атак, что на 5% выше, чем годом ранее) и тенденцию к их усложнению, предприятия уже прошли долгий путь построения систем кибербезопасности, чтобы бесперебойно функционировать. — Какие элементы IT-систем энергетического комплекса наиболее подвержены кибератакам? — Если мы говорим в целом об энергетическом секторе: субъектах отрасли, вырабатывающих, распределяющих и поставляющих энергию потребителям, то это атаки на корпоративные и финансовые системы компаний. Целью злоумышленников может быть реализация следующего сценария: если организация не сможет даже небольшой промежуток времени управлять взаиморасчетами с контрагентами или, например, критичная информация о взаиморасчетах будет зашифрована или уничтоже-



на, это может привести к коллапсу. Поэтому финансовый блок наравне с другими IT-системами компании (это огромное количество сетевых узлов, серверов, технологического оборудования) часто подвергается кибератакам. — К каким недопустимым событиям может привести атака на крупное энергетическое предприятие? — Недопустимые события можно разделить на три категории, и подходит такое распределение не только для энергетики. К первой категории относятся события, которые возникают в результате кибератаки на конкретное предприятие или организацию: простой, ведущий к крупным финансовым, материальным и репутационным потерям или даже угрозам для здоровья персонала. Вторая категория недопустимых событий, отраслевая, включает в себя риски для всех участников рынка и конечных потребителей услуг. Если произойдет сбой на предприятии, поставляющем свет и тепло соседнему объекту или целому населенному пункту, это может привести к еще более серьезным последствиям. И третья категория — угроза на государственном уровне — предполагает, что событие, возникшее в результате кибератаки, наносит ущерб государству. Например, сбой в работе критической инфраструктуры оператора единой энергетической системы и оператора оптового рынка электрической мощности может затронуть компании и людей в масштабе нескольких регионов. И в конечном итоге может сказаться на показателях индекса промышленного производства и внутреннего валового продукта страны. Этого допустить нельзя. — Как компаниям, понимая это, оценить угрозы? — Если предприятие создает систему кибербезопасности с практическим результатом и обеспечением своей устойчивой деятельности, необходимо начинать не с выбора продуктов и технических решений для за-

щиты, а с определения, что для организации является недопустимым. И исходя из этого выстраивать на разных уровнях защиту от реализации того или иного недопустимого события. — Как предприятиям и компаниям в сфере энергетики выбрать подходящий продукт? Или это всегда комплекс решений? — Действовать нужно исходя из того, какие ключевые IT-системы необходимо защитить в первую очередь. Наш подход основывается на построении результативной кибербезопасности, когда создание системы идет с пониманием того, какой результат должен быть достигнут в итоге. Второй момент — это то, что решение и комплексные системы ИБ должны обеспечивать централизованное управление безопасностью предприятия и поддерживать процессы: управление уязвимостями, инцидентами, активами ИТ-инфраструктуры и др. — В России уже есть независимые сильные решения для защиты инфраструктуры. Расскажите на примере своего продукта, какие задачи они закрывают? — Централизованная система ИБ — это, например, центр мониторинга угроз и уязвимостей, в ядре которого традиционно находятся SIEM-системы. В случае с индустриальным сегментом важной составляющей будут системы мониторинга трафика промышленных сетей. Так как инструменты хакеров постоянно совершенствуются, мы регулярно проводим обновления PT ISIM, нашего продукта для анализа сетевого трафика в АСУ ТП. В его новой версии есть расширенный контроль сетевых коммуникаций на современных цифровых энергообъектах по стандарту МЭК-61850. В продукте появился новый пилот View Sensor, который устанавливается на компактные промышленные ПК и предназначен для использования на небольших автоматизированных объектах: подстанциях 6–10–35 кВ, тепловых пунктах, в отдельных цехах, инженерных системах ЦОДов, зданиях и сооружениях социального назначения, бизнес-центрах. Это решение призвано как раз взять на себя основные задачи блока информационной безопасности: постоянный мониторинг и анализ угроз безопасности предприятия. Вместе с тем ключевые элементы информационной защиты компания должна определить сама, опять же исходя из понимания своих недопустимых событий. — Сколько времени у крупной компании может занять процесс выстраивания стратегии и интеграции ИБ-решений? — В одной из крупнейших компаний отрасли мы начали проект в 2020 году, план построения системы масштабной, комплексной безопасности был рассчитан на два года. За 2022–2023 годы на предприятии не произошло ни одного инцидента, несмотря на многочисленные попытки взлома. Но в целом срок перехода к результативной кибербезопасности зависит от уровня зрелости и цифровизации компании. Как правило, первый этап работ — от определения недопустимых событий до построения центра противодействия киберугрозам — может занять шесть-восемь месяцев. И далее компания решает, как масштабировать систему ИБ, в каких направлениях и на какие системы, а потом уже внедряет технологии и средства защиты. — Возможно ли интегрировать российские ИБ-решения в контур предприятия, если оно пока не заместило другие иностранные IT-системы на 100%? — Импортозамещение решений для кибербезопасности несильно зависит от замещения других целевых си-

стем, которые используются в компании. На большинстве промышленных предприятий топливно-энергетического комплекса системы управления строились в основном на зарубежных продуктах и технологиях. Поэтому изначально компании российского рынка промышленной ИБ ориентировались на то, что их пользователи работают на иностранных продуктах. Например, PT ISIM появился еще в 2016 году и тогда задачей разработчиков было сделать его совместимым и с иностранными, и с российскими системами автоматизации. Поэтому никакой проблемы в интеграции нет. Последняя версия продукта включает в себя расширенную поддержку как российских технологий и протоколов, которые используются в промышленности, так и зарубежных. — Выходят ли компании из сферы энергетики на Bug Bounty (тестирование информсистем «белыми хакерами»)? — Выход на Bug Bounty с целью проверить возможность реализации недопустимых событий — это один из заключительных этапов построения результативной кибербезопасности предприятия. Зрелой с точки зрения защищенности компании выход на Bug Bounty поможет проверить, насколько используемая система безопасности может эффективно отражать атаки и обеспечивать киберустойчивость. Как это работает? С одной стороны, платформы Bug Bounty привлекают багхантеров, в том числе из других стран. С другой — такие платформы размещают Bug Bounty-программы организаций, которым необходимо проверить защищенность своих инфраструктур и процессов. В России сегодня существует несколько площадок, например платформа Standoff 365 Bug Bounty, на которых любая компания из промышленности, финансового сектора, ритейла, может выставить часть своей инфраструктуры. А исследователи помогут проверить ее в «боевом режиме». Энергетические компании сегодня уже активно идут в сторону проверки своего уровня защищенности: проводят киберучения и повышают уровень квалификации сотрудников в части обнаружения, мониторинга и реагирования. Например, в последней кибербитве Standoff участвовали две «синие» команды (защищающие инфраструктуру) из энергетики. — Если промышленные компании еще не выходят массово на Bug Bounty, то что их останавливает? И что может их подтолкнуть к этому? — Не всегда топ-менеджмент компании до конца понимает риски информационной безопасности и уже определил те самые недопустимые события, реализация которых может привести в результате кибератаки к нарушению основной деятельности предприятия. Или же это организация с низким уровнем цифровой зрелости. Но подобных примеров с каждым годом становится все меньше. В энергетическом секторе цикл принятия решений и модернизации инфраструктур небыстрый, но компании осознают важность защиты предприятия и предъявляют требования защищенности и надежности к своим поставщикам, чьи продукты они используют. Поэтому для вендоров АСУ ТП выход на Bug Bounty может стать рыночным преимуществом. По итогам они либо смогут продемонстрировать свою безопасность и технологичность, либо увидеть остающиеся тонкие места и усилить киберзащиту. Татьяна Исакова

Возможности озеленения электропотребления

— инструменты —

В России в августе 2023 года приняты изменения в законодательство, которые урегулируют возможности участия в добровольных рынках поддержки возобновляемых и низкоуглеродных источников электроэнергии (ВИЭ) с помощью зеленых сертификатов и прямых договоров. Спрос в этом секторе растет, несмотря на санкции и отключение от международной сертификации. Эксперты полагают, что к 2035 году размер российского рынка может достичь 16 млрд руб.

Добровольный спрос на электроэнергию из возобновляемых источников растет по всему миру на протяжении последних 20 лет. Прогнозируется развитие глобальных добровольных рынков инструментов подтверждения приобретения электроэнергии от ВИЭ от \$12,7 млрд в 2021 году до \$110,9 млрд в 2030-м. В частности, в 2021 году в США 8 млн потребителей электроэнергии с помощью сертификатов и PPA приобрели 244 млрд кВт•ч от ВИЭ, а в европейских странах было погашено сертификатов guarantees of origin на 720 млрд кВт•ч. Для сравнения: в России в зоне централизованного энергоснабжения в 2021-м производство электроэнергии на ВИЭ составило 215 млрд кВт•ч, из них 97% — на гидроэлектростанциях.

Договорные инструменты

Так как в централизованных энергосистемах с большим количеством присоединенных электростанций и потребителей электроэнергии физические невозможно определить, из какого источника электроэнергия попала к какому потребителю, для подтверждения покупки электрической энергии от ВИЭ в международной практике получили распространение договорные инструменты (contractual instruments). Наибольшее развитие получили зеленые сертификаты и прямые договоры купли-продажи электроэнергии.

Первые системы сертификатов электроэнергии появились в 2000-х в ряде стран в качестве квот (нормативов) на обязательную покупку электроэнергии у генерирующих объектов ВИЭ как мера поддержки развития возобновляемых источников. В рамках систем квотирования покупатели электроэнер-

гии, попадавшие под регулирование, были обязаны приобретать в определенном объеме сертификаты, выданные в отношении зеленой генерации, или оплатить штраф.

На сегодняшний день в мире существует более 30 различных систем сертификации, которые можно разделить на две группы: негосударственные (добровольные) и государственные (регулируемые на уровне национального или межгосударственного законодательства). Однако подавляющее их большинство основывается на одних и тех же принципах функционирования. Сертификаты выдаются по факту производства электрической энергии на каждый МВт•ч или кВт•ч и удостоверяют информацию о характеристиках процесса производства электрической энергии в конкретный период на конкретном генерирующем объекте. Для того чтобы получить право заявлять о покупке электроэнергии от ВИЭ, соответствующие ей сертификаты необходимо погасить в реестре, после этого он закрепляется за конечным потребителем и уже не может быть передан другим лицам.

Также к договорным инструментам передачи атрибутов генерации относятся прямые договоры купли-продажи электроэнергии (power purchase agreements), заключаемые между производителями и покупателями электроэнергии. На зарубежных рынках электроэнергии спрос на такие договоры обусловлен не только спросом на атрибуты генерации от ВИЭ, но и желанием хеджировать ценовые риски при покупке электроэнергии.

Национальный опыт

В России международный добровольный стандарт сертификатов I-REC начал функционировать в 2020 году. В течение 2021-го спрос со стороны потребителей электроэнергии на зеленые сертификаты показал лавинообразный рост. Среди покупателей сертификатов были международные компании, присутствующие в России, а также крупные экспортеры, ставившие перед собой цели по декарбонизации в свете угрозы введения транснационного углеродного налога.

К началу 2022-го к стандарту присоединились практически все оптовые поставщики ВИЭ в России, в реестре I-REC было зарегистрировано 83 электростанции, а объем выдачи сертификатов I-REC превысил

3,7 млрд кВт•ч. Однако в марте 2022 года I-REC приостановил выдачу сертификатов в отношении производства электроэнергии на генерирующих объектах, расположенных в России, а также ограничил возможность погашения в реестре сертификатов для российских компаний.

В конце 2022-го в России появился российский добровольный стандарт обращения сертификатов зеленой электроэнергии, реестр которых ведет компания Carbon Zero. Первыми покупателями сертификатов Carbon Zero, выданных в отношении производства электроэнергии на ВЭС «Фунтово», стали сеть ресторанов «Кофемания» и СПБ Биржа.

В январе стандарт прошел одобрение в рабочей группе по климату Национального ESG Альянса, который рекомендовал своим членам организовать пилотные сделки с сертификатами. Первую такую сделку заключили Эн+ и группа компаний «Дело». ГК «Дело» погасила сертификаты Carbon Zero, соответствующие производству 30 млн кВт•ч электроэнергии на Красноярской ГЭС. Сертификаты обеспечили компенсацию косвенных энергетических выбросов парниковых газов холдинга «Дело» в размере более 10 тыс. тонн CO2-эквивалента.

Впоследствии к стандарту Carbon Zero присоединились большинство крупных российских производителей электроэнергии ВИЭ, в том числе Вилюйская ГЭС-3 (входит в энергетический комплекс группы АЛРОСА), ВетроОГК-2 (входит в АО «НоваВинд» — ветроэнергетический дивизион «Росатома»), «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», «Солар Системс» и др. Сертификаты, выдаваемые в рамках российского добровольного стандарта, признаны глобальными компаниями, в том числе участниками инициативы RE100, также их приобрела корейская корпорация KT&G.

Осенью 2023 года состоялись первые торги с сертификатами Carbon Zero на площадке RTS Board, оператором которой является Ассоциация НП РТС. В первых торгах приняли участие производители электроэнергии Эн+ и ВетроОГК-2, а покупателями выступили Совкомбанк и Русская Медиа Группа. Как показали торги, цены на сертификаты существенно зависят от объемов сделки. Так, индикативные цены на сертификаты ГЭС сложились в диапазоне от 0,083 до 0,22 руб. за кВт•ч, на ВЭС — от 0,087 до 0,28 руб. за кВт•ч.

Одним из первых был запущен проект по подключению к рынку сертификатов населения гарантирующим поставщиком в Челябинской области «Уральэнергобытом» совместно с партнером Green Power: компания предлагает оформить подписку на зеленую электроэнергию с помощью сертификатов Carbon Zero розничным потребителям электроэнергии, в том числе физическим лицам. Также о создании собственной системы сертификации низкоуглеродной энергии заявил Сбер в рамках Восточного экономического форума.

Параллельно развивается рынок заключения прямых договоров с ВИЭ — в частности, за первые три квартала 2023 года суммарный объем поставок электроэнергии по СДД, заключенным производителями ВИЭ—членами АРВЭ, превысил 1 млрд кВт•ч, что соответствует суммарному объему поставок по СДД этими компаниями за весь 2022 год.

Будущее регулирование

В начале августа 2023 года президент Владимир Путин утвердил поправки в закон «Об электроэнергетике», направленные на введение в гражданский оборот атрибутов генерации, которые будут фиксироваться в отношении квалифицированных объектов ВИЭ и атомных электростанций. Атрибуты будут передаваться с помощью открытого списка инструментов, в том числе государственной системы сертификатов происхождения электроэнергии, прямых договоров купли-продажи электроэнергии, а также иных (негосударственных) реестров сертификатов. Отвечать за ведение реестра атрибутов и сертификатов происхождения электроэнергии, а также квалификацию генерирующих объектов будет дочерняя организация Ассоциации «НП Совет рынка» ООО «Центр энергосертификации» (ЦЭС).

Для исключения двойного учета планируется обеспечить информационный обмен между ЦЭС и операторами иных негосударственных реестров сертификатов. Опыт существования государственных и добровольных стандартов сертификатов есть в ряде стран, таких как Китай, Австралия, Бразилия и т. д., однако в них, как правило, происходит разделение по объектам, то есть владельцы генерирующих объектов не могут быть зарегистрированы в нескольких реестрах од-

новременно. Российское регулирование одним из первых предоставляет возможность производителям и покупателям электроэнергии пользоваться всеми доступными на рынке инструментами, при этом гарантируя благодаря информационному обмену между операторами реестров, что на 1 кВт•ч не будет выдано несколько сертификатов в разных реестрах. Изменения в законодательство вступят в силу 1 февраля 2024 года.

Перспективы развития рынка

Добровольный спрос на электроэнергию от ВИЭ в России сохранился в 2022–2023 годах, несмотря на резкое падение объемов экспорта в государства с наиболее жестким углеродным регулированием и отключение от международных стандартов сертификации, проявляясь тенденция к сохранению добровольного спроса на электроэнергию от ВИЭ.

Важный толчок для развития рынка дали негосударственные системы сертификации электроэнергии, которые в дальнейшем смогут интегрироваться с государственным реестром атрибутов генерации. Развивается нормативно-правовое регулирование рынка. В будущем участникам рынка может быть обеспечен доступ к широкому набору инструментов, которые смогут конкурировать между собой в части удобства и стоимости их использования при исключении возможности их двойного учета.

По оценке «Энерджинет», соответствующие рынки в России могут вырасти с 200 млн руб. в 2023 году до более 16 млрд руб. в год к 2035-му. Будущим трендом на рынке также может стать стремление потребителей электроэнергии к обеспечению дополнительной, то есть подтвержденной того, что, например, покупка ими сертификатов действительно стимулирует строительство новых объектов ВИЭ. В связи с этим, вероятно, станут востребованы более сложные договорные и организационные конструкции, например организация совместных предприятий ответственных потребителей для инвестирования в новые объекты генерации для распределения потенциальных рисков и выгод от реализации проектов, в том числе в виде получения сертификатов более высокого качества.

Владислав Березовский,
директор по развитию
ООО «Карбон Зиро»