



Энергетика России сегодня и завтра

Министр энергетики РФ Николай Шульгинов ответил на вопросы журнала «Вести в электроэнергетике».

НА ФОНЕ ИСТОРИЧЕСКИХ МАКСИМУМОВ

— Николай Григорьевич, завершился очень непростой 2021 год. Какие основные события произошли в жизни отечественной электроэнергетики?

— Действительно, год выдался непростой, но всё же есть основания для оптимизма.

Влияние пандемии на ТЭК в прошедшем году было не столь существенным, как в 2020 году. С начала 2021 года потребление электроэнергии выросло на 5,4%. С учётом погодных условий, что также влияет на рост показателей, в декабре 2021 года в Единой энергосистеме России зафиксирован исторический максимум потребления мощности — 161,5 ГВт, а по России в целом — 163,7 ГВт. Энергосистема продолжает сохранять устойчивость и стабильность работы: есть резервы генерирующих мощностей и резервы пропускных способностей магистрального сетевого комплекса.

В прошедшем году была принята Стратегия низкоуглеродного развития России, которая задала вектор для существенного пересмотра государственной политики в ТЭК, включая энергетику, с учётом обязательств по снижению влияния на климат. Мы начали работу по корректировке документов стратегического планирования в отрасли, в том числе по повышению роли низкоуглеродных источников, возобновляемой энергетики, ГЭС и ГАЭС. Был подготовлен план мероприятий по адаптации экономики России к глобальному энергопереходу с комплексом мероприятий в части энергетики.

В 2021 году продолжилась и реализация стратегических инициатив в электроэнергетике. В частности, был успешно проведён отбор проектов модернизации с применением инновационных ГТУ, по итогам которого отобрано пять проектов мощностью 1 605 МВт

с запуском в 2027–2029 годах. Этот отбор направлен в том числе на стимулирование производства отечественных газовых турбин большей мощности.

На мой взгляд, механизмы конкурентного отбора проектов модернизации ТЭС являются одним из основных инструментов снижения углеродоёмкости российской энергетики, поскольку стимулируют улучшение экономических, топливных и, как следствие, — экологических параметров работы станций. Программа также обеспечивает возможность смены основного вида топлива электростанций с угля на более экологичный, например, газ — за счёт установки газовых турбин.

Важным событием этого года стало продление программы поддержки ВИЭ до 2035 года, что позволит, по нашим оценкам, ввести в эксплуатацию порядка 8–10 ГВт объектов «зелёной» энергетики в дополнение к тем 5,4 ГВт, которые уже закреплены в предыдущей программе. Отмечу, что в новой программе ДПМ ВИЭ инвесторам предъявляются серьёзные требования по локализации производства оборудования и экспортным поставкам.

— В преддверии 2022 года вы запустили в работу первый модернизированный блок Костромской ГРЭС. Удовлетворены ли вы результатами модернизации? Почему при отборе проектов КОММод ТЭС возникли проблемы с подменой понятий — модернизация была заменена капремонтами? Кто несёт ответственность за это? В какую сумму обошлась такая ошибка, и кто за неё будет платить?

— Сейчас уже отобрано 122 проекта модернизации на 25,2 ГВт и с суммарными капитальными затратами порядка 306,3 млрд рублей. Кроме того, отобрано пять проектов модернизации установленной мощно-

стью 1,6 ГВт с применением инновационных газовых турбин. Отмечу, что к отбору допускаются только высокопроизводительные и исчерпавшие свой парк ресурсы оборудования. Имеющиеся результаты показывают, что механизм работает весьма успешно.

Вместе с тем остались вопросы по параметрам участия проектов с переходом с паросилового на парогазовый цикл. Правительство одобрило перенос сроков проведения КОМ и КОММод до 2023 года как раз для проработки подходов по участию инновационных ГТУ в отборах.

Что касается оценок самих мероприятий по модернизации генерирующего оборудования — никаких ошибок тут нет. Задача модернизации тепловых станций состоит не только в продлении паркового ресурса агрегатов, но и в повышении эффективности новых генерирующих мощностей. В 2020 году был проработан этот вопрос и принято решение допускать к отбору только проекты с комплексной заменой агрегатов, в связи с чем появилось обязательное условие по модернизации турбинного и/или котельного оборудования. Кроме того, модернизированные объекты нельзя выводить из эксплуатации раньше, чем через 25 лет после завершения модернизации.

— Одним из ключевых условий модернизации и повышения эффективности отечественной энергетики является создание отечественных энергоустановок разной мощности. Энергетика знает, сколько и чего ей нужно? Сформирован ли заказ на ПГУ, ГТУ и ПСУ на ближайшую и дальнюю перспективу?

— Предварительные расчёты, которые провели при подготовке Генсхемы размещения объектов электроэнергетики, показывают, что потребность в новом генерирующем оборудовании ТЭС до 2040 года составит почти 24 ГВт. Более 75 % от этого объёма приходится на ПГУ и ГТУ различной мощности для КЭС и ТЭЦ. Ниша для паросилового оборудования ТЭС сохраняется в основном в рамках программы модернизации ТЭС.

Вместе с тем в рамках отборов проектов модернизации особое внимание также уделяем проектам по переводу генерирующего оборудования с ПСУ на ПГУ, поскольку видим высокую заинтересованность производителей силового энергетического оборудования («Ростех», «Силовые машины», «Русские газовые турбины»).

Для комплексной проработки дальнейшего масштабирования проектов модернизации с ГТУ сроки проведения отборов перенесены на следующий год. Итоги этой аналитической работы будут учитываться при проведении последующих отборов.

ТЭЦ ОСТАНУТСЯ НА ОПТЕ

— Будут ли приняты в 2022-м году решения о выводе с оптового рынка ТЭЦ? О том, что самые эффективные теплоэлектростанции, обеспечивающие города централизованным теплоснабжением, из-за неверных регуляторных решений стали неконкурентоспособными на оптовом рынке, говорится давно. Когда что-то изменится?

— Установление тарифов на тепловую энергию — вопрос социальный. Действующий механизм ценообразования на тепло от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии таков, что фактически тариф оказывается ниже экономически обоснованного уровня.

Недофинансирование привело к тому, что в целом отрасль теплоснабжения оказалась планомерно убыточной и в техническом плане деградирует. Действующие механизмы ценообразования на тепловую энергию для ТЭЦ приводят к дефициту средств у генерирующих компаний, что, в свою очередь, приводит к неконкурентоспособности ТЭЦ на оптовом рынке и формированию «вынужденной генерации».

Для решения накопленных проблем в теплоснабжении, в том числе привлечения частных инвестиций в отрасль, мы разработали целевую модель рынка тепловой энергии, так называемую «альткотельную». На сегодняшний день одобрена 31 заявка на переход на «альткотельную» с плановым объёмом инвестиций около 245 млрд рублей, что в 2–3 раза больше показателей, которые были зафиксированы до этого.

Кроме того, мы считаем, что средства необходимо привлекать через концессионные соглашения, реализацию программ поддержки Фонда содействия реформированию ЖКХ, а также с помощью иных мер поддержки сферы теплоснабжения.

Минэнерго России в настоящее время считает вывод с оптового рынка ТЭЦ нецелесообразным. При этом необходимо разрабатывать комплексные решения, чтобы не допускать создания неконкурентных и заведомо дискриминационных условий работы предприятий сферы теплоснабжения.

Задача по повышению энергетической эффективности теплоэлектростанций для нас является ключевой. К 2035 году планируется достичь удельного расхода условного топлива при производстве электроэнергии: не более 255,6 г у.т./кВт·ч. Мы сможем этого достичь через повышение эффективности ТЭС по программе модернизации.

По итогам первой программы, то есть ДПМ, введено в строй 136 энергоблоков, или порядка 30 ГВт современных новых мощностей, что позволило достичь сни-

жения удельного расхода топлива на 12,2 г у.т./кВт·ч отпущенной электрической энергии, или на 4 %.

УСИЛИТЬ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНУЮ СЕТЬ

— Одной из самых актуальных проблем электроэнергетического комплекса является состояние распределительных сетей. Минэнерго концентрирует на этом своё внимание. Есть ли программа укрепления распределительной сети, выстроена ли целостная картина её развития в стране? Существуют ли в этом вопросе какие-то общие подходы, или каждый регион, каждый проект уникальны в своём роде? Почему такое внимание сетям Северного Кавказа, в первую очередь, Дагестана? Рядом Ставропольский край, Волгоградская область, Калмыкия и пр., где проблем с надёжностью и качеством энергоснабжения не меньше (а ВИЭ-генерация в этих краях растёт агрессивными темпами). Когда наступит их очередь?

— Распределительные сети, которые обслуживаются, по большей части, малыми ТСО, являются наиболее уязвимыми в электроэнергетике. Сейчас в стране работает более 1,5 тыс. компаний, и именно на объектах малых ТСО возникает наибольшее число аварий. Это происходит потому, что далеко не все ТСО способны поддерживать электросетевое хозяйство в надлежащем техническом состоянии. Такие компании предусматривают в своих инвестиционных программах минимум работ по поддержанию технического состояния объектов и при этом не выполняют их в полном объёме. А есть и такие ТСО, которые вообще не имеют инвестпрограмм и ограничиваются мелкими ремонтами. Таких ТСО около 44 %. На капитальные вложения они направляют не более 12 % финансовых ресурсов, и именно на их объектах фиксируется повышенный уровень износа оборудования. Наш анализ показывает, что плохое содержание объектов распределительного комплекса — не точечная, а системная проблема.

Сейчас мы вносим изменения в нормативную базу, которые позволят объективно оценивать состояние электросетей и способность компаний поддерживать их в нормативном техническом состоянии.

Вводятся критерии отнесения сетевых организаций к ТСО. Не все компании смогут им соответствовать, что приведёт к определённой консолидации сетевых активов. Поэтому правильнее будет говорить о единых подходах к развитию и укреплению распределительной сети несколько позднее, когда останутся ТСО, способные обеспечить надёжное электроснабжение, и в каждом регионе будет выбрана одна системообразующая ТСО. Как только в каждом регионе будут образованы эти системообразующие ТСО как единый центр ком-

петенций по распределению, начнём более системно отработать особенности каждого региона и реализовывать программы повышения надёжности.

Сейчас такие программы сформированы в самых критичных по надёжности регионах: там, где причиной плохого состояния электросетей стали долги за электроэнергию и, следовательно, недостаток тарифных источников для финансирования ремонтов и модернизации электросетевого хозяйства в течение длительного времени. Речь идёт о республиках Северного Кавказа (Дагестан — 8,6 млрд руб., Ингушетия — 3,1 млрд руб., Чеченская Республика — 5,1 млрд руб.), субъектах, где существенно изменились климатические условия и проектные параметры объектов электросетевого хозяйства перестали соответствовать изменившимся условиям (Сахалин — 34,7 млрд руб. и Приморье — 15,3 млрд руб.), а также субъектах, где большое количество потребителей существенно удалены от центров питания, а электросети проходят через леса с затруднённой транспортной доступностью — это Тверская (4,5 млрд руб.), Новгородская (3,6 млрд руб.) и Псковская (5 млрд руб.) области.

— Перенесёмся на Дальний Восток. До каких пор будет продолжаться так называемое «выравнивание тарифов»? Насколько оно оправданно? Опыт показал, что толку от него не было, деньги шли куда угодно, только не на выравнивание. Тем не менее, «выравнивание» продлили до 2028 года. Тем временем, планируется строительство ещё четырёх электростанций на Дальнем Востоке, за которые будут платить потребители ценовых зон. Смею предположить, что это не последнее строительство генерации на Дальнем Востоке. Может быть, существуют или продумываются какие-то иные инструменты финансирования проектов?

— Прежде всего, хочу отметить, что в вашем вопросе смешаны два совершенно разных механизма: механизм доведения тарифов на электроэнергию для потребителей Дальнего Востока до базового уровня за счёт надбавки к цене на мощность и отбор проектов модернизации тепловых электростанций в неценовых зонах оптового рынка.

Выравнивание энерготарифов направлено на поддержку экономики Дальнего Востока. С 2017 года оно применяется для потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям, так называемых «прочих» потребителей, в тех регионах Дальнего Востока, где цены на электроэнергию превышают среднероссийский уровень. Так мы создаём инвестиционно-привлекательные условия для компаний в энергоёмких отраслях промышленности, сокращаются инфраструктурные затраты для инвесторов.

Что касается целевого расходования средств, полученных в рамках указанного механизма, это относится к компетенции Минэкономразвития. Минэнерго России не располагает данными о фактах нецелевого расходования средств.

Второй механизм, который вы упомянули, касается отбора проектов модернизации (реконструкции) или строительства ТЭС в неценовых зонах. Эта надбавка оплачивается пропорционально фактическому пиковому потреблению потребителей.

Правительство одобрило модернизации семи электростанций. Сейчас готовятся технико-экономические обоснования, которые будет рассматривать Правкомиссия по вопросам развития электроэнергетики.

Отмечу, что механизм модернизации в Сибири и Европейской части России был запущен ещё в 2019 году, а на Дальнем Востоке полноценно заработает только сейчас, хотя проблемы обновления изношенных мощностей как раз на Дальнем Востоке стоят особенно остро. Что касается конкретно этих станций, то они позволят и обновить изношенное оборудование, и покрыть перспективный спрос, связанный с реализацией крупнейших инвестиционных проектов — в том числе по расширению БАМа и Транссиба.

Если же говорить не о надбавке для модернизации, а о применении иных механизмов, то для этого нужно создать на Дальнем Востоке ценовую зону. Сейчас Минэнерго как раз рассматривает такую возможность. Для этого нужно перевести на параллельную работу Объединённые энергосистемы Сибири и Востока и провести ещё множество организационных мероприятий.

ВИЭ: РИСКИ И ОПТИМИЗМ

— **Перспективное развитие энергетики подразумевает встраивание в энергосистему новой энергетики (в частности, ВИЭ) и, как следствие, трансформацию самой энергосистемы. Знаю, что по вопросам стратегического планирования существуют очень разные точки зрения. Простите, но я не вижу больших перспектив для развития ВИЭ в России. Как нишевая вещь ВИЭ может иметь место, но, учитывая масштабы страны, её доля в энергобалансе объективно будет крайне мала. За счёт чего тогда добиваться углеродной нейтральности? Есть ли у нас чистые технологии, которые позволят традиционную энергетику вывести на уровень «зелёной»?**

— Вы правильно отмечаете, действительно существует скептическая точка зрения на развитие возобновляемых технологий в России и для этого, конечно, есть предпосылки. Это и более высокие капитальные затраты по сравнению с традиционной энергетикой,

и низкие средние значения КИУМ, нестабильность работы. Но по всем этим вопросам уже есть решения. Отборы проектов показывают планомерное снижение капитальных затрат, и ожидается сохранение этой тенденции. Кроме того, востребованность объектов возобновляемой энергетики и гидроаккумулирующих станций будет повышаться естественным образом, в том числе за счёт их расположения в районах, где у них большая эффективность и где есть повышенный спрос на электроэнергию — на Юге России, например.

Практика показывает, что возобновляемая энергетика в стране развивается весьма интенсивно. На сегодня в российской энергосистеме уже работает порядка 4,5 ГВт электростанций на базе ВИЭ, получающих специальные меры поддержки. Прежде всего, это солнечная и ветрогенерация, малые ГЭС до 50 МВт, в меньшей степени — иные виды ВИЭ, такие как энергия, получаемая от биогаза, биомассы, использования тепла земли. Под специальными мерами поддержки я имею в виду договоры ДПМ ВИЭ на оптовом рынке и договоры продажи электроэнергии распределительным сетям для компенсации ими потерь по фиксированной цене — на розничных рынках. Это эффективно работающие инструменты, интерес инвесторов к ним весьма велик, что показывают, например, конкурсные отборы по ДПМ ВИЭ. Так, по итогам последнего такого отбора выиграли заявки общим объёмом 2,7 ГВт, а фактически сложившийся уровень плановых цен поставок солнечной и ветрогенерации упал в среднем почти в два раза, что позволяет в отдельных случаях говорить о достижении « сетевого паритета », то есть равенства цен поставки от ВИЭ-источника и из общей сети.

При этом не надо забывать, что у нас в целом один из самых низкоуглеродных балансов выработки электрической энергии в мире: 40,8 % выработано источниками с практически нулевыми показателями выбросов парниковых газов. К таким источникам относятся атомные электростанции (20,3 %), гидроэлектростанции (20,2 %) и ВИЭ (0,3 %). А с учётом того, что в структуре расхода топлива на тепловых станциях 75 % приходится на газ и лишь 23,3 % — на уголь, то доля электроэнергии, выработанной на основе чистых технологий, уже сейчас составляет 86 %. Мы ожидаем, что в 2050 году на АЭС, ГЭС и ВИЭ в России будет выработано 56 % электрической энергии (ГЭС — 19%; АЭС — 25%; ВИЭ — 12,5 %), а с учётом доли выработки электроэнергии на природном газе энергобаланс России будет состоять на 95 % из низкоуглеродных, «чистых» источников генерации.

Кстати, со стороны Евросоюза уже пересматривается критическая оценка АЭС как чего-то ненужного в новой ESG-парадигме, и мы рассчитываем, что атом-

ные станции будут признаны низкоуглеродным источником энергии на международном уровне. В начале текущего года опубликован проект таксономии, которая отправлена на рассмотрение властям стран ЕС и депутатам Европарламента.

Оптимистичные оценки развития ВИЭ, однако, не означают, что надо сбрасывать со счетов те риски, которые влечёт за собой рост таких видов генерации. Выработка ВИЭ неравномерна и зависит от природных факторов. Значит, нам надо продумывать, как адаптировать к этой неравномерности энергосистему. Это потребует как усиления сети в отдельных узлах, так и широкого внедрения систем накопления энергии. Одним из наиболее проработанных форматов являются гидроаккумулирующие станции. Кроме того, потребуется пересмотр подходов к расчёту резервной генерирующей мощности в энергосистеме, чтобы не допускать сбоев в электроснабжении потребителей.

Говоря о ВИЭ, нельзя забывать и о «большой» гидроэнергетике, которая, как я уже подчёркивал выше, составляет пятую часть всего энергобаланса. При пересмотре стратегических документов мы будем уделять особое внимание стимулированию нового строительства и реконструкции ГЭС и ГАЭС (соответствующие поручения со стороны главы государства у нас уже имеются), а также сооружению объектов малой гидрогенерации, что позволит более полно использовать значительные, но не всегда должным образом освоенные местные гидроресурсы. Что касается малых ГЭС, то при продлении программы ДПМ ВИЭ мы предусмотрели для них ряд льготных условий, в том числе повысили порог установленной мощности таких объектов для участия в программе с 25 до 50 МВт. Также для малых ГЭС недавно был продлён период штрафующей просрочки по обязательствам в рамках ДПМ ВИЭ до трёх лет, что позволит не расторгать эти договоры и дать возможность ввести объекты в эксплуатацию несмотря на отставания по срокам работ.

Так что ВИЭ — это уже полноценный участник отношений в энергосистеме. При этом моя принципиальная позиция состоит в том, чтобы сохранять здравый смысл и разумную диверсификацию источников генерации в энергобалансе, которые должны быть распределены оптимальным образом, поскольку это залог энергетической безопасности страны и устойчивой работы ЕЭС России в условиях любых, в том числе сложных режимов.

КОНТУРЫ БУДУЩЕЙ ЭНЕРГЕТИКИ

— В мире всё большее значение приобретают экологические аспекты. Сформирована Подгруппа 1 «Новая энергетика» Рабочей группы 1 «Новая высо-

котехнологичная экономика», где вы являетесь заместителем руководителя Подгруппы. В Подгруппе есть проекты «Новая устойчивость традиционной энергетики», «Новая атомная энергетика», Чистая энергетика» и др. Каковы, на ваш взгляд, перспективы развития энергетики?

— Контуры будущей электроэнергетики, которой мы должны достичь за ближайшие 30 лет, чётко прописаны в низкоуглеродной Стратегии социально-экономического развития России до 2050 года.

В основе её трансформации лежит развитие когенерации, парогазовой генерации, атомных электростанций, гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии, снижение потерь в сетях, замещение части угольной генерации выработкой на низкоуглеродных источниках.

Подчеркну, мы планируем развивать и максимально использовать имеющийся потенциал всех чистых источников генерации электроэнергии.

Те группы, которые вы перечислили, — это и есть направления работы по энергопереходу.

Так, например, в сфере традиционной энергетики мы продолжим работу по повышению энергоэффективности выработки электроэнергии, в том числе за счёт перехода на парогазовый цикл.

Что касается развития атомной энергетики, сейчас у нас три задачи: развитие малых атомных реакторов, разработка реакторов замкнутого цикла и разработка реакторов для теплоснабжения в удалённых и труднодоступных регионах страны. Реализация этих задач позволит значительно расширить применение атомных технологий в электроэнергетике, заметно увеличив выработку.

В части развития ВИЭ в России работает программа поддержки «зелёной» энергетики, которая позволит к 2030 году довести объём выработки до 28,1 млрд кВт·ч при установленной мощности в 14,5 ГВт. К 2050 году мы планируем нарастить долю ВИЭ до 97,4 ГВт. Для сравнения, сейчас их совокупная установленная мощность составляет около 4 ГВт.

— В плане снижения техногенных выбросов парниковых газов получают опережающее развитие водородные технологии. В проекте «Чистая энергетика» есть подпроект «Водородная энергетика». На правительственном уровне в стадии принятия находится «Стратегия развития водородных технологий РФ до 2050 года». Какое, на ваш взгляд, место займут водородные технологии в энергетике России и мира?

— С производством водорода Россия по факту знакома уже многие годы, ведь водород производится на нефтеперерабатывающих и химических заво-

дах, в том числе в процессе выпуска топлива. Сегодня многие страны оценивают водород как топливо будущего на фоне нарастающей климатической повестки. В мире уже более 60 стран заявили о намерении перейти к углеродной нейтральности. Мы понимаем, что это в перспективе повлечёт изменения в структуре энергопотребления.

Водород можно получить из различных источников, и он применим во многих секторах экономики — в промышленности, энергетике, транспортной отрасли. В целом, в мире производство водорода растёт примерно на 3–4% в год. Сейчас в мире производится и потребляется более 80 млн т водорода.

При формировании глобального рынка водорода он может стать новой точкой роста для экономики России. В 2020 году правительство России утвердило дорожную карту по развитию водородной энергетики, в прошлом году утвердили Концепцию развития водородной энергетики. Этот документ направлен на реализацию национального потенциала водорода и промышленной продукции для водородной энергетики. В зависимости от темпов декарбонизации мировой экономики и роста спроса на водород потенциальные объёмы экспорта водорода из России могут составить 2–12 млн т к 2035 году и до 50 млн т в 2050 году.

Россия обладает большими запасами углеводородных ресурсов, особенно природного газа, а также потенциалом в атомной энергетике и в области возобновляемых источников энергии. Эти преимущества важно использовать на начальном этапе формирования собственных технологических компетенций в сфере водородной энергетики. По решению правительства более 9 млрд рублей в ближайшие три года будут направлены в том числе на разработку конкурентоспособных отечественных технологий производства, транспортировки и хранения водорода, на создание производств оборудования для водородной энергетики и полигонов по апробации технологий, в частности, в Арктической зоне. Крупные российские нефтегазовые, энергетические и промышленные компании активно прорабатывают различные возможности производства водорода, например, электролизом воды с использованием электроэнергии атомных электростанций и возобновляемых источников энергии.

Кроме того, Россия создаёт рабочие группы по развитию водородной энергетики с различными странами. Россия находится рядом с несколькими перспективными рынками сбыта водорода, которые уже сейчас заявили о своём стратегическом интересе к водороду. Прежде всего, это Германия и Япония. Уже подписано соглашение с ФРГ, обсуждается кооперация с Францией, Австралией и Южной Кореей.

Мы также понимаем, что финальное решение о переходе или не переходе на новые водородные технологии будет принимать потребитель, как частный, так и корпоративный. Международный опыт показывает, что для создания конкурентной среды на стороне производителей нужно эффективно стимулировать именно потребительский спрос на новые технологии и продукты. Соответствующие меры сейчас прорабатываются.

ОТРИЦАТЕЛЬНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ — ТОЖЕ РЕЗУЛЬТАТ

— В России реализуется ряд пилотных проектов по агрегированному управлению спросом (АУС). А ещё был такой проект, как «Активные энергетические комплексы» (АЭК), который года два назад активно продвигался, был «со скрипом», но всё-таки принят на НТС ЕЭС — и в итоге «не пошёл». Как вы оцениваете перспективы внедрения механизма АУС? И нужен ли нам АЭК?

— Если говорить об АЭК, то этот проект направлен, в первую очередь, на апробацию инновационного оборудования и отработку новых технологических решений. Пилотные проекты как раз и рассчитаны на тестирование эффективности и проверку целесообразности масштабирования новых проектов и предложений. Отрицательный результат в таком контексте по АЭК — это тоже результат.

При этом в 2019 году был запущен пилотный проект по агрегированию управления спросом, результаты которого признаны успешными. Совокупный эффект от реализации пилотного проекта за счёт снижения стоимости электрической энергии на оптовом рынке для потребителей за девять месяцев 2021 года (март — ноябрь) составил почти 1,5 млрд рублей, в том числе для потребителей, не участвующих в управлении спросом — более 600 млн рублей.

Правительство продлило пилотный проект до конца 2022 года. С 2023 года планируется запустить целевую модель управления спросом, которая позволит не только расширить сферу применения механизма, но также и обеспечить замещение неэффективной дорогой генерации, которая используется в пиковый период. Это в итоге должно привести к снижению в указанный период цены на электроэнергию для потребителей.

Минэнерго подготовило проект федерального закона по реализации целевой модели функционирования агрегаторов управления спросом. Проект направлен на согласование в ФОИВы. Рассчитываем, что до конца марта с.г. проект закона будет внесён в правительство.

ПОТРЕБУЕТСЯ СИСТЕМНЫЙ ПЕРЕСМОТР ЭНЕРГОСТРАТЕГИИ

— **Какие задачи стоят перед Минэнерго России и отечественной электроэнергетикой в 2022 году?**

— Этот год ставит перед нами интересные, хотя и сложные задачи. Повторю, что, пожалуй, основной задачей для нас должен стать пересмотр идеологии работы энергосистемы в условиях энергоперехода, о чём весь прошлый год велась интенсивная дискуссия на самых разных площадках. Базовый путь, по которому мы пойдём в последующей перспективе, — это замещение угольной генерации низкоуглеродными источниками энергии. С учётом российских реалий и обеспеченности природными ресурсами основным замещающим топливом всё же, на мой взгляд, должен стать природный газ как основа нашей будущей тепловой генерации. Для того чтобы предметно понять шаги по пути, потребуются системный пересмотр Энергостратегии и документов перспективного планирования в электроэнергетике, направленный на отражение новых реалий работы ТЭК, связанных с увеличением роли экологически чистой энергии.

Частью этой политики должно стать и продолжение ранее начатых программ модернизации тепловых электростанций, включая стимулирование использования отечественных газовых турбин большой мощности. Мы продолжим работу по выработке новых предложений для дальнейшего совершенствования рыночных механизмов в области привлечения инвестиций в модернизацию и новое строительство объектов электроэнергетики.

Кроме того, мы должны продумать механизмы поддержки возобновляемой энергетики для того, чтобы обеспечить замещение выбывающих угольных

мощностей не только газовой генерацией, но и ВИЭ, в частности, продлить программы поддержки ВИЭ на розничных рынках, по аналогии с тем, как это в прошлом году уже было сделано на оптовом рынке, проработать дополнительные меры стимулирования в рамках оптового рынка. В свете этой задачи важным мне представляется и введение правовых основ для создания российской системы сертификации низкоуглеродных источников энергии, которая нужна для подтверждения экологической чистоты промышленной продукции, произведённой с использованием таких источников, в рамках расчёта уровня «косвенных» энергетических выбросов. Законопроект и проекты подзаконных актов мы разработали, надеемся на их принятие в течение года.

Говоря о развитии генерации, нельзя забывать о том, как будет передаваться выработанная электрическая энергия. В этом смысле считаю важным завершить работу по принятию обновлённой Стратегии развития электросетевого комплекса. Документ находится в достаточно высокой стадии готовности и будет внесён в правительство в течение этого года. Большое значение в Стратегии будет уделено развитию интеллектуальных систем учёта и оптимизации резервов сетевой мощности. В ближайшее время мы как раз внесём в правительство доработанный проект постановления, направленный на введение механизма экономического стимулирования к эффективному перераспределению указанного резерва, переработанный с учётом критики в том числе со стороны крупных потребителей.

Будут продолжены и важнейшие проекты в области реализации перспективных планов расширения магистральной инфраструктуры, в частности сооружение энергопомощностей, необходимых для увеличения

пропускной и провозной способности Байкало-Амурской и Транссибирской магистралей.

Производство электроэнергии теснейшим образом связано с вопросами теплоснабжения. Минэнерго России продолжит работу по направлению внедрения целевой модели рынка тепла, в частности по отнесению муниципальных образований к ценовым зонам теплоснабжения, с тем, чтобы обеспечить источники инвестиций для теплоснабжающей сферы, стимулировать применение максимально эффективных и передовых технологий, в том числе увеличивать долю когенерации.

Интервью провела Людмила ЮДИНА

