

Тематические страницы газеты **Коммерсантъ**

Энергетика

Четверг 22 декабря 2022 №238 (7439 с момента возобновления издания) **kommersant.ru**

14 | Председатель набсовета «Совета производителей энергии» Александра Панина — об итогах года в электроэнергетике

15 | ЛУКОЙЛ открывает новый образовательный центр в Когалыме

16 | Консолидация «Россетей» и ФСК: ход процесса и перспективы

Возрождение атома

Глобальный энергетический кризис, спровоцированный боевыми действиями на Украине, сделал реальностью новый атомный ренессанс. В следующем десятилетии в мире будет строиться в среднем по 30 ГВт новых АЭС, знаменуя «триумфальное возрождение атомной отрасли», говорится в свежем обзоре Международного энергетического агентства (МЭА). Мир сделал окончательный выбор в пользу более чистой и экономически предсказуемой энергетики, полагают в МЭА, считая АЭС неотъемлемой частью энергетического перехода.



GETTY IMAGES

— атомная энергетика —

Триумфальное возрождение

На фоне всплеска цен на ископаемое топливо из-за боевых действий на Украине мир вновь задумался о возрождении атомной генерации, следует из отчета МЭА World Energy Outlook. В базовом сценарии «Нулевые выбросы к 2050 году» (Net Zero Emissions by 2050) установленная мощность АЭС в мире за ближайшие 30 лет вырастет более чем вдвое от текущих значений, достигнув 871 ГВт. В 2030-х в среднем ежегодно будут запускаться 30 ГВт новых АЭС, что станет «триумфальным возрождением атомной отрасли» и ядерных технологий, пишут аналитики. Впрочем, доля выработки атомной генерации в этом сценарии упадет с текущих 10% до 8% в 2050 году, поскольку глобальный спрос и производство электроэнергии будут быстро увеличиваться.

Но есть и более оптимистичный сценарий, основанный на уже принятых решениях государств: в этом прогнозе мировое производство атомной энергии увеличится к 2050 году на 54%, сохранив свою долю в 10% в общем объеме производства электроэнергии. В этом случае к 2030-му более чем в 30 странах должно быть построено 420 ГВт новых реакторов.

Евросоюз и США, очевидно, окончательно потеряют свои лидерские позиции по доле атомной энергетике в мировом энергобалансе. Атомные станции стран ЕС и США займут лишь около 40% от общей атомной выработки. Европа и США делают ставку на ветряки и солнечные панели: эти виды генерации будут производить почти в четыре раза больше электроэнергии, чем АЭС.

Безусловным лидером по объему АЭС, согласно прогнозу МЭА, станет Азиатско-Тихоокеанский регион, где доля атомной выработки превысит 50% от общего производства всех АЭС в мире. В этом нет ничего удивительного: последние годы именно в Китае развернута самая масштабная атомная стройка. Мощность китайских АЭС превышает 52 ГВт, на данный момент еще 18 блоков находятся в стадии строительства. Китайские специалисты, ранее не имевшие собственных атомных технологий, научились строить один блок примерно за пять-шесть лет.

Вторая волна

БОльшая часть мировой атомной генерации была построена в 1970-х годах во времена энергетического кризиса на фоне удорожания нефти: Западная Европа, США и другие страны решили перейти на энергию АЭС, чтобы снизить зависимость от ископаемого топлива. Ежегодно в мире начинали строить сразу 20–40 новых реакторов, а в целом за десятилетие запустили 125 ГВт новых атомных энергомощностей.

378 ГВт составляет суммарная мощность всех АЭС в мире, по данным МАГАТЭ

Но массовая стройка завершилась относительно быстро — весной 1986 года после аварии на Чернобыльской АЭС.

Первая волна атомного ренессанса началась в 2000-х: в мире вновь заговорили о новых стройках, страны объявляли о масштабных атомных проектах, а цены на уран достигали рекордных значений на ожиданиях растущего спроса. Планы так и не осуществились: в марте 2011 года после аварии на японской АЭС «Фукусима» многие страны остановили стройки, стали менять системы безопасности уже строящихся АЭС, а цены на уран упали до исторических минимумов.

В текущем году на фоне энергетического дефицита во многих странах атомная генерация вновь оказалась в центре внимания. Развитые страны, включая Германию и США, объявили о продлении срока службы своих реакторов в качестве ответной меры на энергетический кризис. Часть стран, в том числе Япония, Франция и Великобритания, объявили о желании вновь инвестировать в строительство новых атомных станций.

Западные страны, некогда считавшиеся лидерами в атомных разработках, не могут похвастаться масштабными проектами. За последние 20 лет в Западной Европе запустили только один атомный энергоблок — «Олкилуото-3» в Финляндии — и тут же отключили из-за повреждения насосов питательной воды. В США также постоянно откладывается запуск блоков на АЭС «Вогтль» по проекту Westinghouse.

Для запуска строительства АЭС в регионе европейским концернам придется вступать в кооперацию для возрождения своих компетенций, поскольку ни одна компания в регионе не имеет возможности строить АЭС «под ключ». Потребуется много времени и большой объем инвестиций для новых разработок: президент Франции Эммануэль Макрон говорил, что к 2035 году в стране планируют запустить реакторы нового поколения, хотя средства еще не выделены. Пока же ЕС и США идут по пути продления сроков работы старых станций, средний возраст которых 40 лет.

Сейчас главный поставщик коммерческих ядерных реакторов в мире — Россия, признает глава МАГАТЭ Рафаэль Гросси. «Считаю, что это вызов для Америки. Она традиционно была лидером, но утратила лидерство»,— заявил он в октябре текущего года. «Росатом» занимает 80% рынка строительства АЭС: российская госкорпорация строит блоки по собственным проектам в Китае, Турции, Египте, Бангладеш. У Китая и Южной Кореи, которые не останавливали стройки АЭС внутри страны, есть лишь несколько проектов АЭС за рубежом на собственных реакторах.

Урановый бум

О новом атомном ренессансе может свидетельствовать и ценовая конъюнктура. Спотовые цены на закись-окись урана (U3O8) в ноябре составили около $50 за фунт — такой же уровень цены был в 2011 году до катастрофы в Японии. Спотовая стоимость услуг по конверсии урана (преобразование урана в UF6) достигла рекордных значений за всю историю наблюдений — $40 за 1 кг, следует из данных консалтинговой компании UxC. Не останавливается и рост цен на услуги по обогащению: с начала года она увеличилась более чем вдвое, превысив к концу ноября $120 за единицу работы разделения (ЕРР).

Причина роста цен — стремление западных операторов АЭС отказаться от поставок из России, следует из отчета французского производителя топлива Orano. Россия занимает до 20% в объеме импорта закиси-окиси урана в США и ЕС, а также закрывает почти треть годового спроса на услуги по конверсии и обогащению урана.

При таком уровне цен добыча урана становится выгодной, поэтому можно ожидать открытия новых рудников в мире. Намного сложнее ситуация с расширением заводов для конверсии и обогащения урана: для этого потребуются годы и большие инвестиции. Пока основные поставщики услуг URENCO, Cameco и Orano говорят, что готовы инвестировать в предприятия при условии долгосрочных контрактов с операторами АЭС. Французская Orano при этом объявила, что думает о расширении своей обогатительной фабрики на 50%, до 11 млн ЕРР в год.

Прирост малых мощностей

Новый всплеск интереса к атомной энергетике уже привел к развитию технологий малых модульных реакторов, пишут аналитики МЭА. Малые АЭС мощностью менее 300 МВт стоят дешевле традиционных гигаваттных блоков и строятся быстрее. Пока АЭС средней мощности работает только в России — плавучий энергоблок «Академик Ломоносов» на 70 МВт. В прошлом году в Китае началось строительство Linglong One на 125 МВт.

Остальные страны пока говорят только о разработках: американская NuScale, канадская OPG, британская Rolls-Royce рассчитывают запустить свои первые установки ближе к 2030 году. В базовом сценарии МЭА малые реакторы появятся на рынке примерно в 2035 году, поскольку потребуется запустить несколько демонстрационных устройств для тестирования. Развитие этого рынка потребует господдержки, отмечают аналитики агентства.

Атомная база

В среднесрочной перспективе сценарий, при котором АЭС будут играть роль базовой генерации на фоне повышения доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире, «максимально реалистичен», говорит аналитик компании «Выгон Консалтинг» Алексей Мартынушкин. В соответствии с «зеленой» таксономией Евросоюза АЭС теперь относят также к безуглеродной энергетике, напоминает он. «Важно учитывать, что в последние десять лет среднемировой показатель LCOE (одноставочная цена выработки за жизненный цикл) АЭС увеличивался за счет удорожания систем безопасности и роста стоимости строительно-монтажных работ,— предупреждает он.— При этом в долгосрочной перспективе прогнозируется снижение стоимости различных низкоуглеродных технологий, например систем накопления электроэнергии, в том числе водородных. Со временем они смогут играть роль системного накопителя энергии на энергорынках с большой долей ВИЭ. Синергия водородных накопителей, атомных станций и ВИЭ в перспективе позволит максимально эффективно обеспечивать баланс производства и потребления электроэнергии».

Впрочем, очевидной доминирующей составляющей мирового энергобаланса станут ВИЭ. По прогнозам международных агентств, к 2030 году установленная мощность ВИЭ в мире превысит 5 ТВт, что позволит обеспечить почти половину мирового потреблении электроэнергии, говорит Алексей Мартынушкин. Наиболее масштабные инвестиции в ВИЭ ожидаются в Китае, США, ЕС, серьезные стройки ожидаются также в странах Латинской Америки, Африки и Ближнего Востока.

Исходя из национальных энергетических планов, в Европе и странах Азии к 2030 году прирост установленной мощности ВИЭ составит по 1 тыс. ГВт, оценивает Алексей Мартынушкин. БОльшая часть азиатского прироста придется на Китай и Индию, где планируется построить более 600 ГВт и 300 ГВт соответственно. Масштабное развитие ВИЭ запланировано в Бразилии и ЮАР: за следующие восемь лет там введут 50 и 30 ГВт.

Алина Грин

2022 год завершаем, становимся сильнее

— электрогенерация —

Для российской электроэнергетики 2022 год завершается гораздо лучше прогнозов. Об итогах года в России и за рубежом — председатель наблюдательного совета «Совета производителей энергии» АЛЕКСАНДРА ПАНИНА.



Непредвиденный рост

Итоги 2022 года для электроэнергетиков оказались лучше, чем можно было прогнозировать.

В первую очередь хочется отметить рост потребления электроэнергии, который в целом по стране в 2022-м составит около 1,6% и сопровождается ростом выработки генерирующих компаний.

На всех уровнях оперативно были приняты решения, которые позволили энергетикам снизить негативные последствия возникавших вызовов. Отдельно следует поблагодарить за активную работу Минэнерго, а также ФАС и Минэкономразвития, которые своевременно и продуктивно реагировали на возникающие вызовы, например:

предоставлена возможность переноса сроков начала поставки мощности по объектам модернизации — этой опцией воспользовались многие генерирующие компании совокупно почти по 40 объектам. Это было обусловлено тем, что по многим проектам были зафиксированы срывы сроков поставки основного оборудования со стороны энергомашиностроителей, а также наблюдалось значимое удорожание оборудования;

предоставлена возможность генераторам экономить ресурс иностранных ПГУ и ГТУ. Это необходимо для сохранения в работе данного оборудования до момента локализации его ремонта и восстановления. Механизм оказался востребованным: на декабрь в него заявилось уже 9,6 ГВт мощностей (около 28% от всех мощностей данного типа), из которых разрешено воспользоваться этим правом почти 4 ГВт. АО «Системный оператор ЕЭС» проводит ежемесячно масштабную работу по определению регионов, в которых экономия ресурса ПГУ наиболее целесообразна, и формированию перечня конкретных генераторов.

В нынешнем году были заново заключены соглашения генераторов с ПАО «Россети» об урегулировании задолженности за электроэнергию гарантирующих поставщиков регионов Северного Кавказа, результатом которого стало полное погашение накопленных долгов в размере 14,5 млрд руб., а также закрытие текущих платежей 2022 года на сумму 23,6 млрд руб. Таким образом, задолженности гарантирующих поставщиков регионов Северного Кавказа на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) на данный момент больше нет. Соблюдение «Россетями» условий соглашений о реструктуризации задолженности с генераторами также внесло свой положительный вклад в уровень собираемости платежей на ОРЭМ. Если за 11 месяцев 2021 года он составил 99,4%, то в 2022-м за аналогичный период — уже 100,4%. Следует также отметить работу в уходящем году ассоциации «НП „Совет рынка“» по обеспечению устойчивой работы всей рыночной инфраструктуры, которая позволила обеспечить стопроцентный уровень оплаты.

Особенностью текущего года также стала двухэтапная индексация тарифов ЖКХ. Первая произошла 1 июля на 4%, а вторая — 1 декабря на 9%. В 2023 году дополнительных индексаций тарифов ЖКХ не ожидается. Этот рост заметно ниже инфляции, которая накопительно за два года, по прогнозу Минэкономразвития России, ожидается не менее 18,6% и примерно соответствует темпам роста цен на газ в РФ, который составит в 2022–2023 годах чуть более 15%.

Из негативных тенденций: в первой ценовой зоне (ЦЗ) ОРЭМ наметилось заметное отставание динамики цен на электроэнергию от темпов роста цен на топливо. Так, в 2022 году цена на газ в первой ЦЗ выросла на 4,8%, тогда как цены на рынке «на сутки вперед» (РСВ) — только на 2%. Схожая ситуация наблюдается и с ценой на уголь в ряде регионов России. Так, цены на РСВ в Восточной Сибири (Забайкальский край, Бурятия) выросли на 12–14%, в то время как цены на уголь росли опережающими темпами (по данным крупной генерирующей компании, на 16%). Уже несколько лет темп роста одноставочной цены ОРЭМ (включающей и стоимость электроэнергии, и мощности по обеим ценовым зонам) отстает от инфляции. Так, в 2022 году рост одноставочной цены ОРЭМ составит 4,6% против прогнозной инфляции в 12,4% (по данным Минэкономразвития). Напомню, что в 2021 году рост одноставочной цены ОРЭМ также отстал от инфляции — 4,9% против 8,4%.

Энергетический кризис за рубежом

Цена российской электроэнергии значительно ниже, чем в соседних европейских странах. Цены на электроэнергию в Европе на фоне стремительного роста цен на энергоносители увеличились практически в два раза в 2022 году и превысили €200/МВт•ч. Максимальные темпы роста цен зафиксированы в странах Балтии и во Франции (более 160%), а также Германии (более 150%).

При этом цены на электроэнергию в РФ существенно ниже цен в Европе и не были подвержены влиянию энергетического кризиса. Так, одноставочная цена в 2022 году ожидается на уровне 2572 руб./МВт•ч, или около €38/МВт•ч.

Причиной этого стал беспрецедентный рост в ЕС цен на энергоресурсы — природный газ и уголь.

Так, в марте котировки финансовых контрактов на природный газ на апрель достигли исторического максимума — $4 тыс. за 1 тыс. кубометров, а максимальный среднемесячный индекс на газ сложился в августе 2022-го, составив примерно $2,5 тыс. за 1 тыс. кубометров. Иными словами, средняя цена на газ в 2022 году выросла более чем в десять раз по сравнению с кризисным 2020-м (средняя цена — $117 за 1 тыс. кубометров).

Темпы роста цен на уголь менее существенные. Как и на рынках газа, цены отдельных сделок были максимальными в марте — $465 за тонну, а максимальный среднемесячный индекс на уголь сформировался в июле на уровне $384 за тонну, что более чем в 7,5 раза выше средней цены 2020 года, когда она составила $50 за тонну.

с14

энергетика

Дальний Восток освобождают от тарифа

Минэнерго хочет в сжатые сроки запустить рынок электроэнергии на Дальнем Востоке, в Коми и Архангельской области. К концу следующего года на оптовый энергорынок могут вывести 15% от общего объема электроэнергии новых регионов, к лету 2024-го — 50%, а к лету 2025-го — весь объем. Такой шаг нужен для привлечения инвестиций в модернизацию местной энергетики, говорят регуляторы. Промышленность просит не торопиться: без конкуренции и тесных электросетевых связей объединение регионов приведет «к непредсказуемым ценовым последствиям» для рынка.

— энергорынок —

Зачем нужен рынок

Реформа электроэнергетики, проходившая в стране в 2000-х годах, не затронула Дальний Восток, а также Архангельскую область и Коми. Государство в этих регионах до сих пор устанавливает тарифы, которых не хватает на ремонты ТЭС. «Уровень износа у генерирующих объектов Дальнего Востока выше, чем в среднем по России»,— говорил глава Минэнерго Николай Шульгинов, выступая осенью на профильной дискуссии в рамках Восточного экономического форума (ВЭФ). Средний возраст турбин — 40 лет, котлов — 50 лет.

Рынок не добрался до Дальнего Востока, во-первых, из-за слабых электрических связей с остальной частью страны, а во-вторых, из-за отсутствия конкуренции — практически вся генерация и электросети региона принадлежат госхолдингу «РусГидро». Между тем именно Дальний Восток в последние годы демонстрирует существенный рост потребления электроэнергии. С января по сентябрь текущего года в энергосистеме Востока спрос на энергию вырос на 4,1% год к году, до 32 млрд кВт•ч, при приросте в среднем по России на 1%. Здесь развиваются предприятия по добыче золота и алмазов, потребление увеличивает и железная дорога, по которой все больше грузов идет в Азию. Кроме того, из Амурской области увеличивается экспорт электроэнергии в Китай.

Спрос на Дальнем Востоке, судя по заявкам новых потребителей на технологическое присоединение к местным электросетям, будет расти и дальше: «В Схему и программу развития ЕЭС России (СИПР) заложено 4,2% роста электропотребления в год, при этом в марте была утверждена СИПР, а уже есть порядка 500 МВт новых техусловий по югу Приморья, которые не были учтены»,— сказал осенью глава «Системного оператора» (диспетчер энергосистемы) Федор Опадчий.

Участники отрасли сомневаются, что энергетика Дальнего Востока справится с прогнозируемым ростом потребления: сети и генерация обветшали и часто выходят из строя. Либерализация цен позволит решить проблему недофинансирования, уверены регуляторы. «Без запуска рынка мы инвестиции, наверное, не привлечем»,— резюмировал на ВЭФ господин Шульгинов, который до прихода в Минэнерго пять лет возглавлял «РусГидро» — фактически единственную энергокомпанию на Дальнем Востоке.

Как это будет работать

Энергетика Дальнего Востока, а также Архангельской области и Коми начнет входить в оптовый энергорынок постепенно. В ноябре 2023 года на рыночное ценообразование могут перевести 15% от общего объема производства электроэнергии, с 1 июля 2024-го на энергорынке будет продаваться уже 50% от объема выработки, а с июля 2025-го — 100%, рассказал заместитель председателя правления «Совета рынка» (регулятор энергорынков) Олег Баркин на декабрьском заседании комиссии Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) по электроэнергетике.

Архангельскую область и Коми с общей установленной мощностью около 2,7 ГВт предлагается присоединить к первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал), а Дальний Восток с установленной мощностью 11 ГВт — ко второй ценовой зоне (Сибирь). Энергетики будут продавать электроэнергию на рынке «на сутки вперед» (РСВ) по текущим правилам, но в переходный период часть объема будет продаваться по тарифам. Изолированные зоны, скорее всего, пока останутся в регулировании.

Рынок мощности на Дальнем Востоке, в Архангельской области и Коми также будет постепенно интегрироваться в ценовые зоны. До 2026 года энергетики новых регионов будут продавать мощность по ценам конкурентного отбора мощности (КОМ), которые были достигнуты в предыдущих отборах на оптовом рынке. Предполагается, что энергетики новых регионов впервые смогут на общих условиях прийти на ближайший отбор мощности осенью следующего года, то есть генерация Дальнего Востока, Архангельска и Коми уже повлияет на цены КОМ с поставкой в 2027 году.

Тесные связи

Для объединения новых территорий с оптовым рынком требуется укрепить сетевые связи между регионами. На первом этапе для объединения энергосистем Сибири и Дальнего Востока планируется строительство двух транзитов 220 кВ: Даурия—Могоча (324 км) и Таксимо—Чара (239 км), а также модернизация нескольких действующих центров питания. Это обеспечит передачу до 350 МВт мощности из ОЭС Сибири и до 450 МВт — из ОЭС Дальнего Востока. Затем, после 2028 года, говорил осенью глава «Россетей» Андрей Рюмин, запланировано строительство транзита 500 кВ, который увеличит передачу до 620 МВт и 690 МВт соответственно.

При этом господин Рюмин на ВЭФ заявил о необходимости господдержки для реализации крупных дальневосточных электросетевых проектов, направленных на присоединение потребителей, таких как линия 500 кВ Приморская ГРЭС—ПС «Варяг» стоимостью около 45 млрд руб. «Хотелось бы коснуться вопросов финансирования данного проекта,— сказал он.— Такие проекты, как данный транзит, должны финансироваться, может быть, за счет федерального бюджета, может быть, каких-то субсидий».

Федор Опадчий при этом отмечал, что планы по строительству сетей — обязательное условие модернизации генерации в регионе. «У нас достаточно напряженный график модернизации семи ТЭС на Дальнем Востоке, который принципиальным образом зависит в том числе и от развития сетей,— сообщил он.— Часть проектов модернизации зависит от того, когда будут реализованы объекты нового сетевого строительства. Важным моментом является поиск источников финансирования и для модернизации электростанций, в том числе перспективного, и для развития сетей».

Пока правкомиссия по развитию электроэнергетики согласовала семь проектов модернизации и строительства ТЭС на Дальнем Востоке. Речь идет о модернизации Хабаровской ТЭЦ-4, Якутской ГРЭС-2, Артемовской ТЭЦ-2 и Владивостокской ТЭЦ-2, Нерюнгринской ГРЭС и Партизанской ГРЭС «РусГидро», а также проекта Приморской ГРЭС Сибирской генерирующей компании (входит в СУЭК). Все проекты будут по большей части окупаться через повышенные платежи промышленности остальной части страны.

Газ или уголь

Важным аспектом развития энергорынка на Дальнем Востоке являются топливообеспечение и себестоимость генерации, считают регуляторы. По мнению замглавы ФАС Виталия Королева, чтобы обеспечить конкурентную цену на Дальнем Востоке, необходимо обеспечить приемлемые цены на первичное топливо, из которого вырабатывается электроэнергия. «Это уголь, мазут, и, где это возможно сделать, необходимо провести газификацию,— говорит он.— У нас есть механизмы, которые субсидируют доставку на Дальний Восток бензинов, возможно, такие механизмы следует расширить и применить к углю и к мазуту».

По мнению господина Королева, газифицировать нужно все, что можно газифицировать, «так как мы все знаем, что происходит с внешними рынками газа». «Нужно сильно увеличивать потребление газа для внутренних нужд, что позволит обеспечить безусловное конкурентное ценообразование и выработку электроэнергии на газе, она гораздо более эффективна, чем на угле,— отмечает он.— Нам нужно подключать сюда и угольщиков, и газовиков и строить планы, которые позволят соответствующую инфраструктуру подводить в срок — это и „Сила Сибири“, и дальнейшие проекты, которые связаны с развитием газовой трубы».

Запуск рынка позволит получить «объективный ценовой индикатор реальной стоимости топлива, которое используется на станциях на Дальнем Востоке», говорит господин Опадчий. «Когда есть тарифное регулирование, есть усреднение и сдерживание тарифов по историческим трендам, которые существовали в топливе, а по факту, как мы наблюдали в прошлом году, у нас часто возникают ценовые всплески, которые создают достаточно сложную ситуацию с поставками топлива»,— поясняет он. Даже если большая часть рынка будет покрыта тарифом, считает Федор Опадчий, регуляторы получат «объективный ценовой сигнал», какова «честная цена на электроэнергию» на Дальнем Востоке с учетом стоимости топлива и значительных сетевых ограничений.

Почем киловатт

Главный вопрос: как интеграция Дальнего Востока, Коми и Архангельской области повлияет на рыночные цены на электроэнергию и мощность на оптовом рынке. Сейчас одноставочные цены на электроэнергию в потенциально новых регионах несколько ниже цен оптового рынка. Например, на Дальнем Востоке, по данным «Ъ», одноставочная цена в текущем году составляет около 2 руб. за 1 кВт•ч, а в Сибири — 2,12 руб. В Коми показатель — около 2,3 руб., в Архангельской области — 2,6 руб., а в европейской части РФ и на Урале — около 2,7 руб.

Впрочем, ценовые показатели Дальнего Востока трудно назвать объективными в том числе из-за того, что тарифы для бизнеса там искусственно снижаются с 2017 года за счет специальной надбавки к цене на мощность для промышленности на оптовом рынке. Вместе с тем в регионе большую долю в стоимости электроэнергии занимает сетевая составляющая, из-за чего конечная цена для потребителя на Дальнем Востоке — 4,5 руб. за 1 кВт•ч, тогда как в Сибири — 3,6 руб., в Архангельской области показатель достигает 6,3 руб., а в европейской части РФ и на Урале — 5,26 руб.

«Я не смогла промоделировать цену, которая получится в результате объединения второй ценовой зоны с Дальним Востоком,— призналась на совещании в РСПП председатель набсовета „Совета производителей энергии“ Александра Панина.— С одной стороны, „РусГидро“ получит право свои честные затраты заявлять в заявку в КОМ и РСВ, но с другой стороны, на Дальнем Востоке уже большая доля ГЭС, а во второй ценовой зоне доля ГЭС еще больше, поэтому сложно прогнозировать ценовые последствия». Она предложила «Совету рынка» и Минэнерго провести модельные расчеты ценовых последствий и, исходя из результатов, принимать решение о темпах либерализации цен на Дальнем Востоке.

«Пока нет даже предпосылок для рыночной конкуренции: ни достаточного числа участников, ни приемлемого объема генерации, ни необходимой электросетевой топологии для свободных и альтернативных перетоков мощностей между энергорайонами»,— говорят в «Сообществе потребителей энергии» (объединяет промышленных потребителей электроэнергии). Там предупреждают, что форсированное создание энергорынка при таких условиях приведет к непредсказуемым ценовым последствиям как для Дальнего Востока, так и для Сибири и позволит дополнительно нарастить нерыночные надбавки и субсидии для содержания дальневосточного энергокомплекса. «Поскольку иных результатов ожидать не приходится, вероятно, такое скоротечное создание энергорынка и предполагается исключительно для выкачивания нерыночных субсидий»,— предполагают в ассоциации.

Полина Смертина, Фарит Ишмухамметов

2022 год завершаем, становимся сильнее

— электрогенерация —

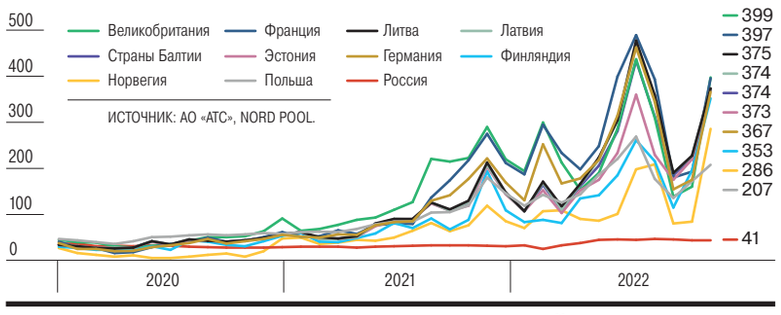
с13

Вслед за ростом цен на энергоресурсы в условиях действующей в Европе модели оптового рынка электроэнергии, основанной на маржинальном ценообразовании, цены на электроэнергию продемонстрировали аналогичную динамику.

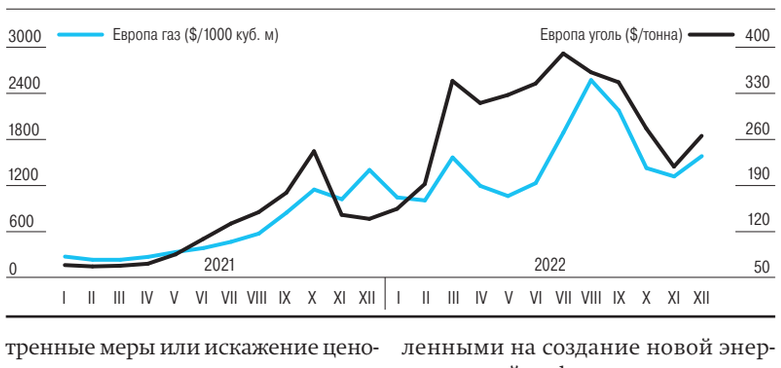
На фоне роста цен на энергоносители 4 апреля цена на электроэнергию во Франции в вечерний час взлетела практически до технически возможного максимума — €2988/МВт•ч. После этого предельная цена электроэнергии на оптовом рынке Европы была увеличена до €4 тыс./МВт•ч. Новый рекорд цен был поставлен в странах Балтии в августе, когда цена достигла €4 тыс./МВт•ч. При этом максимальные среднемесячные цены на электроэнергию в Великобритании, Германии, Франции и странах Балтии в августе находились в диапазоне от €450 до €500/МВт•ч.

В текущем году ситуация на европейском рынке электроэнергии усугублялась серией внеплановых ремонтов на АЭС во Франции, а также низкими показателями водности, в результате чего существенно снизилась выработка на ГЭС. В целях снижения влияния газовой генерации на ценообразование европейские страны стали массово привлекать угольную генерацию для покрытия пиков потребления: угольные ТЭС выводились из резервов и консервации в работу, выдавались разрешения на продолжение эксплуатации ТЭС, запланированных к выводу из эксплуатации, а также допускалось продолжение работы ТЭС на угле без перехода на природный газ.

ДИНАМИКА ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ НА ОПТОВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ (€/МВТ•Ч)



ДИНАМИКА ЦЕН ЗАКРЫТИЯ ТОРГОВЫХ СЕССИЙ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ И УГОЛЬ В ЕВРОПЕ ИСТОЧНИК: TTF, HTTPS://RU.INVESTING.COM.



Сохранить энергорынок

Несмотря на стремительный рост цен на электроэнергию, европейские регуляторы призвали сохранить действующую модель ценообразования оптового рынка электроэнергии. Они решили, что действующие у них рыночные правила все-таки помогли смягчить кризисные явления, а существующая структура оптового рынка обеспечивает эффективное и надежное электроснабжение, а также способствует массовому внедрению низкоуглеродной генерации, позволяя ускорить «зеленый» энергопереход. Кроме того, «плохо продуманные» экстренные меры или искажение ценовых сигналов путем вмешательства в формирование рыночных цен могут свернуть рыночную интеграцию ЕС и общую конкуренцию, тем самым поставив под угрозу достигнутые результаты.

В таких условиях правительства европейских стран приняли ряд мер, направленных на минимизацию последствий энергетического кризиса. В частности, был принят план REPowerEU по экономии энергии с одновременным увеличением доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), диверсификации энергоресурсов ЕС, подкрепленный финансовыми (€300 млрд) и юридическими мерами, нацеленными на создание новой энергетической инфраструктуры.

В рамках консолидированной позиции летом страны Европы договорились снизить в ближайшие восемь месяцев потребление природного газа на 15% по сравнению со средним показателем за последние пять лет — с 1 августа 2022 года до конца марта 2023-го.

Кроме того, в соответствии с Регламентом ЕС от 6 октября «О чрезвычайном вмешательстве для решения проблемы высоких цен на энергоносители» на рынках электроэнергии были согласованы следующие меры:

сокращение спроса на электроэнергию с 1 декабря 2022 года по 31 марта 2023 года: обязательное снижение спроса на 5% в часы пиковой цены (10% часов с самой высокой ценой), рекомендованное снижение ежемесячного спроса на 10%;

изъятие сверхдоходов на оптовом рынке электроэнергии у негазовой генерации (ВИЭ, ГЭС, АЭС и угольные ТЭС) сверх €180/МВт•ч с 1 декабря 2022 года по 31 июня 2023-го;

установка регулируемых цен на электроэнергию для населения до 31 декабря 2023 года;

в дополнение к действующим налогам и сборам появился «взнос солидарности» — новый налог в размере не менее 33% от сверхприбыли в нефтяном, газовом, угольном и нефтеперерабатывающем секторах за 2022 год и/или 2023 год.

Европейские страны самостоятельно усилили предложенные Евросоветом меры. В частности, были снижены НДС на электроэнергию и газ, исключены «зеленые» надбавки в тарифах, временно заморожены или ограничены темпы роста цен на электроэнергию и газ для отдельных категорий потребителей, предоставлены кредиты и гарантии с отсрочкой для оплаты счетов и другие меры. Например, для Испании Еврокомиссия согласовала с июня 2022 года до конца мая 2023-го ограничение цен на газ для электростанций, что привело к существенному снижению цен на электроэнергию от 18% до 35%.

По данным Bruegel, с сентября 2021 года по ноябрь 2022-го в Европе было выделено €705,5 млрд для адресной защиты потребителей от роста цен на энергию, в том числе: 27 стран ЕС — €600,4 млрд, Германия — €264 млрд, Великобритания — €97 млрд.

Несмотря на возникшие сложности, Европа не отказалась от реализации долгосрочной низкоуглеродной стратегии: сохраняется финансирование, и упрощаются процедуры выдачи разрешений на ввод новых объектов ВИЭ (50 ГВт будет введено в нынешнем году).

В Российской Федерации благодаря высокому уровню обеспеченности ископаемыми видами топлива (природным газом и углем) и действующим рыночным правилам исключена столь существенная волатильность цен на энергоресурсы. Сбалансированная структура генерирующих мощностей и двуставочная модель оптового рынка электроэнергии позволяют удерживать цены на электроэнергию на приемлемом уровне для всех категорий потребителей, не снижая надежность энергосистемы, а также проводить модернизацию и обеспечивать ввод нового оборудования.

Что готовит грядущий год

Наступающий 2023 год также потребует от электроэнергетиков напряженной работы, которая будет сконцентрирована в первую очередь на обеспечении надежности электроснабжения. Кроме того, будет нарастать объем работы, связанной с обеспечением работы электроэнергетики и всей экономики в новых мобилизационных реалиях, начиная от обеспечения электростанций необходимым персоналом и заканчивая потребностью генерации в оборудовании и запасных частях от российских энергомашиностроителей.

Пристальное внимание энергетиков направлено сейчас прежде всего на работу российских энергомашиностроителей, поскольку от их работы будет зависеть своевременность проведения не только текущих ремонтных кампаний, но и модернизации оборудования, сохранения инвестиционного цикла в электроэнергетике.

Отдельным направлением можно выделить переход электроэнергетики на отечественные информационные программные продукты. В рамках данной задачи потребуются развитие российской электронной компонентной базы, а также разработка взвешенных подходов к срокам такого перехода с учетом технологических особенностей и возможностей российской электроэнергетики.

В следующем году мы продолжим обсуждение доработки механизма отбора проектов модернизации, перенос которого в этом году был согласован всеми участниками рынка. Обсуждение ожидается в рамках корректировки параметров так называемого калькулятора, используемого для расчета объема капитальных затрат по проекту модернизации: стоимость энергетического оборудования возросла и нуждается в корректировке. Кроме того, обновленные значения калькулятора также нужны для продолжения обсуждения изменений в модель конкурентного отбора мощности (КОМ), ведь предложенная Советом рынка модель расчета цены КОМ опирается в том числе на значение стоимости легкой модернизации.

Также в грядущем году необходимо вернуться к обсуждению поставленной президентом цели по декарбонизации к 2060 году и формированию программных документов, таких как генеральная схема размещения объектов электроэнергетики и новая энергостратегия России.

Безусловно, большое обсуждение коснется и функционирования энергосистемы Дальнего Востока, перехода на конкурентную модель ценообразования и дальнейшего развития энергетики этого региона, где наблюдается ускоренный рост потребления при устаревании имеющихся энергомощностей.

Хочется выразить благодарность крупным потребителям электроэнергии, которые перед лицом серьезных экономических вызовов продолжают развивать свои производства, сохранять рабочие места, находить новые рынки сбыта отечественной продукции, что позволяет не только электроэнергетике России строить планы по дальнейшему развитию отрасли, но и дает импульсы к развитию экономики страны в целом.

МНЕНИЕ

СЕРГЕЙ РОЖЕНКО, директор практики по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства Kept:

— Исторически рынок электроэнергии и газа в странах ЕС уже был серьезнейшим образом зарегулирован. Основной вклад в стоимость, например, электроэнергии, как ни парадоксально, вносили всевозможные административные сборы и надбавки, направленные на программы декарбонизации и социального развития, а также тарифы сетей — естественных монополий. Вес же оптового конкурентного рынка электроэнергии в «допандемийные» времена никогда не превышал 20–40%. В газе в целом была схожая тенденция.

В ситуации, когда именно компонент оптового рынка электроэнергии и газа вышел из-под контроля, что повысило за короткое время стоимость по этому компоненту в 10–20 раз, европейские регуляторы активно ищут наиболее простые и рабочие методы для возвращения управляемости отрасли. В этой связи ситуативное введение различного рода price cap (так называемая испанская модель) на энергорынках или изъятие сверхприбылей энергокомпаний и бюджетная поддержка потребителей по немецкой модели Doppel Wumms («Двойной удар») при сохранении нетронутой структуры собственности энергокомпаний являются логичным ходом.

На текущий момент в списке таких практических задач стоит две: 1) обеспечение доступности для населения и поддержка выживания энергоемкого бизнеса; 2) ограничение сверхприбылей добывающих и генерирующих компаний и ограничение вывода финансовых ресурсов из отрасли. Очевидно, что сама по себе национализация энергетики или отказ от оптового сегмента вопрос не решают, но несут ряд рисков, которые сложно просчитать. В этой связи регуляторы стран ЕС, скорее всего, ограничатся точечными изменениями на следующие год-два. До прояснения «новой нормальности» отрасли я не ожидаю принципиальных изменений.

энергетика

Нефтяная вертикаль

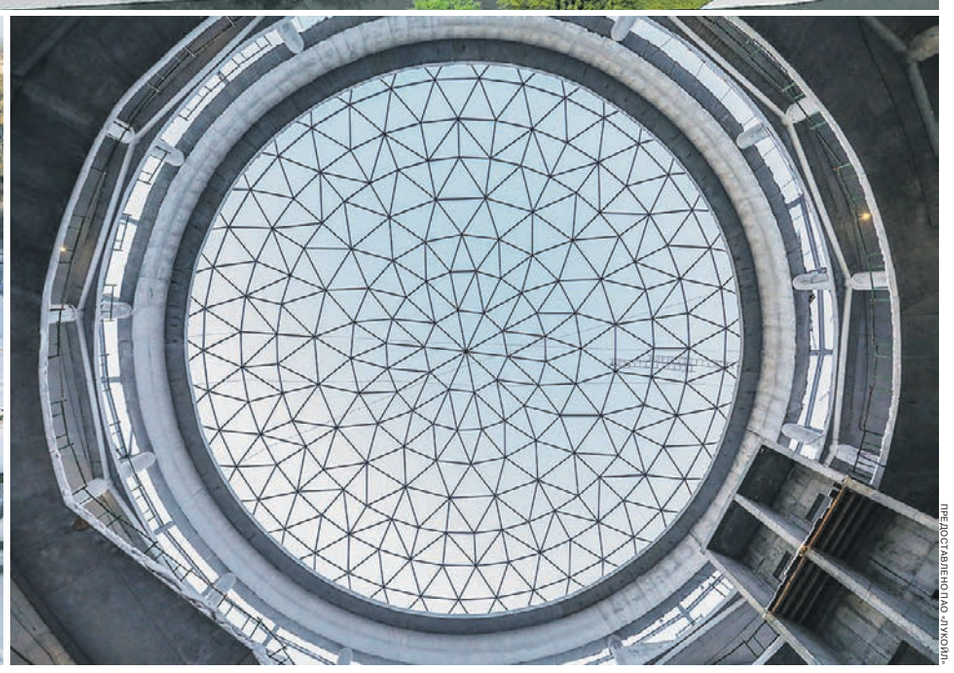
Достижения ЛУКОЙЛа связаны не только с передовыми технологиями и качественными ресурсами, но и прежде всего с профессионализмом команды. Компания активно участвует в развитии системы подготовки кадров на территориях своего присутствия. Пермский политех — основной партнер в стратегически важном регионе, где выстроена вся нефтяная вертикаль ЛУКОЙЛа: от скважины до заправки. Уже в следующем году филиал ведущего инженерного вуза откроется на родине ЛУКОЙЛа — в городе Когалыме.



ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»



ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»



ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

— образование —

Одной из наиболее заметных тенденций на рынке труда в нефтегазовой отрасли является дефицит высококвалифицированных профильных специалистов для работы на современных производствах. По оценке крупнейшего российского портала по подбору персонала hh.ru, почти в 60% предприятий отмечают, что нанимать сотрудников стало сложнее, в первую очередь из-за их низкого уровня подготовки.

Воспитать кадры

Очевидным решением этой проблемы для компаний—лидеров отрасли стало создание системы профессионального обучения будущих специалистов с их последующим привлечением в штат. Так, например, ЛУКОЙЛ в 2023 году планирует открыть новый образовательный центр для подготовки инженеров — филиал Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ), с которым ЛУКОЙЛ связывает многолетнее сотрудничество. Проект по строительству образовательного центра реализуется в рамках соглашения между Министерством науки и высшего образования РФ, ПНИПУ, ПАО «ЛУКОЙЛ», правительством Югры и правительством Пермского края.

Новый образовательный центр, расположенный на площади более чем 65 тыс. кв. м, рассчитан на 380 обучающихся и будет включать два общежития, общественно-образовательный, учебный, а также лабораторный корпус ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», в котором можно будет заниматься научной работой совместно с нефтяниками ЛУКОЙЛа.

Для комфортного обучения и внеурочной работы студентов предусмотрено строительство библиотеки, зоны для коворкинга, актового и конференц-залов. На территории кампуса планируется оборудовать спортивные площадки, арт-пространства и ландшафтный парк. У учащихся будет даже своя форма (повседневная, парадная) с фирменной символикой Образовательного центра.

От теории сразу к практике

Ключевым отличием образовательного процесса в филиале Пермского политеха станет практикоориентированное обучение.



ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

Подготовка кадров будет идти по четырем направлениям: «нефтегазовое дело», «прикладная геология» и «нефтегазовые техника и технологии». В перспективе количество направлений подготовки будет расширено.

Привлекать абитуриентов из различных регионов планируется в том числе за счет организации школьных олимпиад. Причем если раньше они проводились только на региональном уровне Пермского края, то по инициативе структур ЛУКОЙЛа и при поддержке министерства образования и науки Пермского края сейчас в них могут принять участие и школьники, планирующие поступление в ПНИПУ из других регионов присутствия компании. Первая межрегиональная олимпиада школьников «ЛУКОЙЛ» прошла в онлайн-режиме с 19 по 26 апреля текущего года. По ее итогам из 576 участников из 21 региона были отобраны десять победителей, которые получили по десять дополнительных баллов при поступлении. 9 абитуриентов подали заявление в корпоративную группу строящегося филиала Пермского политеха в Когалыме.

Глубокая интеграция

Еще одной особенностью учебного процесса является то, что все дисциплины разработаны с максимальным применением информации о деятельности ЛУКОЙЛа и всех его структурных подразделений. Для более глубокого погружения в материал лекции студентам помимо штатных преподавателей читают руководители и специалисты ЛУКОЙЛа с большим практическим опытом реализации нефтегазовых проектов, а также преподаватели базовых кафедр компании. Вовлечение работников организаций Группы «ЛУКОЙЛ» в учебный процесс основано на достаточно строгих требованиях: учитываются наличие ученой степени и ученого звания, опыт преподавательской деятельности и работы в качестве экспертов, а также участие в значимых проектах компании.

В процессе обучения студенты смогут совмещать учебу с работой, проходить производственную практику и участвовать в разработке реальных проектов ЛУКОЙЛа. В дальнейшем у выпускников образовательного центра появится возможность продолжить обучение как в магистратуре, так и в аспирантуре ведущих университетов.

В ЛУКОЙЛе отмечают, что использование ориентированного на практику подхода в обучении даст возможность вырастить компетентных специалистов, готовых к самостоятельной работе.

Ирина Салова

ПРИЕМНАЯ КАМПАНИЯ

Сейчас в ПНИПУ в составе корпоративных групп на трех курсах уже обучаются 168 человек. Первые 24 студента поступили еще в 2020 году в Перми по направлению «нефтегазовое дело». В 2021 году на это направление были набраны еще 25 человек, а также 25 абитуриентов по специальности «прикладная геология». В 2022 году набор составил уже 94 человека. Заканчивать обучение и получать дипломы студенты будут в Когалымском филиале Пермского политеха. В 2023 году планируется принять еще 115 студентов.

МНЕНИЕ ЭКСПЕРТА

Артур Шамилов, *глава совета директоров агентства по подбору персонала Top Contact:*

— Дуальное образование, когда человек получает одновременно теоретические и практические навыки, работает в максимально приближенных или реальных условиях и применяет полученные знания, является наиболее эффективной методикой. Все больше крупных промышленных компаний строят учебные центры для подготовки кадров рядом с производственными площадками. И в перспективе их число будет расти, так как есть реальный дефицит качественных кадров инженерно-технических специальностей, особенно на фоне ухода западных специалистов.



энергетика

Единая сеть

В начале 2023 года должно завершиться объединение двух головных структур российского электросетевого комплекса — ПАО «Россети» и ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ФСК ЕЭС). «Россети» будут присоединены к своей крупнейшей «дочке» ФСК, а бумаги холдинга — конвертированы в акции ФСК по утвержденным коэффициентам. Компании уже завершили выкуп бумаг у предъявившихся к выкупу миноритариев, число которых оказалось меньше прогнозов. По оценке экспертов, объединение даст новые источники для финансирования крупных госпроектов, а бывшие акционеры «Россетей» выиграют от роста ликвидности бумаг объединенной компании.


АЛЕКСАНДР КАЗАКОВ

— электросетевое хозяйство —

Преодоление разрозненности

В первом квартале 2023 года «Россети» и ФСК планируют полностью завершить объединение, сообщил в сентябре в интервью «Интерфаксу» генеральный директор «Россетей» и будущий глава объединенной компании Андрей Рюмин. Таким образом закономерно разрешится вопрос рассредоточенности активов в электросетевом комплексе, возникший более десяти лет назад вследствие реформы РАО «ЕЭС России».

Тогда распределительный комплекс был поделен между межрегиональными распределительными сетевыми компаниями (МРСК), со временем их число достигло 11 (без учета Дальнего Востока). В 2008 году они были объединены в «Холдинг МРСК» — предшественника «Россетей». При этом изначально рассматривалась возможность полной приватизации МРСК, и в свете этого в компаниях появились крупные миноритарные акционеры, однако впоследствии от нее отказались.

Магистральные сети же еще в 2002 году были переданы в состав ФСК, которая изначально функционировала как централизованная компания с сетью филиалов. Ее приватизация не планировалась.

Долгое время ФСК и «Холдинг МРСК» существовали автономно, хотя и рассматривались разные варианты их объединения. В итоге в ноябре 2012 года по указу президента «Холдинг МРСК» был переименован в «Россети», и в его уставный капитал государство внесло госпакет ФСК в 79,55%. Выбор именно распределительного холдинга в качестве центра объединения тогда объяснялся, в частности, тем, что акции ФСК торговались существенно ниже номинала, а «Холдинга МРСК» — выше. Получается, что при внесении госпакета холдинга в ФСК акции ее допэмиссии пришлось бы выкупать по более высокой цене.

Несмотря на вхождение в состав «Россетей», ФСК, как и «Россети», фигурировала в перечне акционерных обществ, в отношении которых позиция РФ как акционера определяется правительством, что предусматривалось соглашением об управлении акциями ФСК. Таким образом, государство продолжало осуществлять контроль за существенными вопросами деятельности ФСК.

На протяжении многих лет с момента перехода ФСК под контроль «Россетей» предпринимались попытки объединить управленческие структуры компаний и создать единый центр ответственности. В «Россетях» за это время несколько раз сменился менеджмент, каждый раз вопрос консолидации был в повестке. Но реализовать задачу смогла только нынешняя команда управленцев, которую возглавил Андрей Рюмин.

Реорганизация и укрепление

15 июля советами директоров «Россетей» и ФСК принято решение о реорганизации холдинга путем присоединения «Россетей» к ФСК. Как пояснил в интервью Андрей Рюмин, ФСК выбрана центром консолидации потому, что обладает огромным объемом активов, реализует масштабную инвестпрограмму, имеет более 300 лицензий на различные виды деятельности, и если бы реорганизация производилась на базе «Россетей», то «нужно было бы перерегистрировать все имущество, заново получать все лицензии». А присоединение «Россетей» к ФСК проще, поскольку «Россети» — головная компания холдинга, которая сама не ведет операционной деятельности.

Для консолидации ФСК размещает допэмиссию, в акции которой будут конвертированы бумаги «Россетей», а также входящих в контур сделки ДВЭУК-ЕНЭС и «Томских магистральных сетей». 14 и 16 сентября акционеры ФСК и «Россетей» согласовали реорганизацию компаний.

В октябре ФСК сменила юридическое наименование на Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания — Россети». Сокращенное название стало ПАО «Россети», что обеспечило преемственность и позволило избежать расходов на ребрендинг в масштабе всей группы. 25 октября было избрано правление объединенной компании. Его председателем стал Андрей Рюмин.

В ноябре компания объявила об условиях четырех допэмиссий, в результате которых уставный капитал «ФСК — Россети» увеличится на 1,75 трлн акций. 1 декабря обе компании объявили, что выкупили акции у не согласных с реорганизацией или не участвовавших в голосовании акционеров. ФСК приобрела 3,95 млрд акций, потратив в общей сложности около 360 млн руб. «Россети», в свою очередь, выкупили 1,12 млрд обыкновенных и 283 млн привилегированных акций суммарно за 1,04 млрд руб. При этом государство, несмотря на международную напряженность, разрешило акционерам из недружественных стран конвертировать акции «Россетей» в акции объединенной компании, что резко повысило капитализацию и ФСК, и «Россетей»: их котировки в день публикации распоряжения президента выросли на 6% и 10% соответственно. По условиям реорганизации доля РФ в капитале объединенной компании не должна быть ниже 75% плюс 1 акции. В результате сделки на балансе объединенной компании с учетом выкупа акций у миноритариев будет образован казначейский пакет порядка 6%. Господин Рюмин допустил, что он может быть использован для консолидации активов и обмена с акционерами. Впрочем, он указал и на другую возможную стратегию: сохранение казначейского пакета на балансе с дальнейшей его реализацией при росте рыночной стоимости.

Источник инвестиций и дивидендов

«Создание объединенной компании — однозначно позитивное событие и, по сути, является исправлением тех огрехов, которые были допущены на этапе реформирования РАО ЕЭС,— говорит заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий Александр Григорьев.— В инфраструктурных отраслях эффект масштаба, как правило, является максимально выраженным, и любое искусственное дробление снижает общеотраслевую экономическую эффективность. Где теперь можно будет ожидать ее роста? В первую очередь при реализации крупных инфраструктурных проектов, таких, например, как электрификация Восточного полигона ОАО «РЖД».

Речь идет не только о большей интеграции инвестпрограмм. У объединенной компании появляется новый рычаг для финансирования крупных магистральных проектов — допэмиссия акций. Такая форма привлечения средств не ведет к увеличению долговой нагрузки и не вызывает риска изменения соотношения долг/EBITDA.

Андрей Рюмин в интервью «Интерфаксу» сообщил, что объединенная компания обсуждает с ФОИВ такую возможность. «Действительно, инвестпрограмма очень большая, особенно если мы говорим про проекты государственного значения,— пояснил он.— Это не только энергоснабжение БАМа/Транссиба. На ВЭФ мы анонсировали крупный проект на Дальнем Востоке — линию от Приморской ГРЭС протяженностью 500 км с подстанцией 500 кВ „Варяг“. Ориентировочная стоимость проекта более 40 млрд руб. Поэтому мы просим рассмотреть докапитализацию как один из вариантов финансирования большого количества государственных энергетических строек». Впрочем, добавил он, пока никаких решений нет, «все на стадии обсуждения».

Объединение «Россетей» и ФСК позволит создать единую компанию, которая будет самостоятельно в оперативном режиме решать вопросы тарификации, согласования и утверждения инвестпрограммы, взаимодействия с властями, тем самым повышая эффективность работы общей структуры, говорит глава Фонда энергетического развития Сергей Пикин. В первую очередь это позволит профинансировать крупные проекты, направленные на решение государственных задач. «Для миноритарных акционеров консолидация позволит конвертировать бумаги компаний, пользующихся невысоким спросом, в акции, ликвидность которых будет соответствовать „голубым фишкам“»,— добавляет он.

Объединение компаний также может улучшить дивидендные перспективы для акционеров. Формально дивидендная политика новой компании не изменится: выплате подлежат 50% от чистой прибыли с учетом ряда корректировок. Но, как объяснил Андрей Рюмин, «Россети» ранее платили дивиденды из чистой прибыли с корректировкой на обесценение акций дочерних компаний, в том числе акций ФСК как наиболее крупной дочерней структуры, и если акции ФСК падали, они создавали обесценение. «Поскольку мы сейчас объединяемся на базе ФСК, обесценение акций уже не будет существенным от иных дочерних и зависимых обществ, потому что ФСК становится головной компанией»,— подчеркнул господин Рюмин.

Объединение крупнейших компаний сектора является локомотивом тренда на консолидацию всего электросетевого комплекса, полагают эксперты. Ключевая задача консолидации территориальных сетевых организаций (ТСО), проводимой в рамках реализации стратегии развития электросетевого комплекса до 2035 года,— повысить качество оказания услуг потребителям, говорит Сергей Пикин. Эти структуры также появились после реформы энергетики, но не вошли в периметр «Россетей». «Разрозненность мелких сетевых компаний не позволила обеспечить надежное функционирование инфраструктуры и ее быстрое восстановление в случае технологических нарушений, в том числе из-за отсутствия обслуживания сетей,— отмечает эксперт.— Передача объектов ТСО в управление группы „Россети“ призвана перевести их на общие стандарты функционирования».

Наталья Семашко

Прозрачная энергетика

— энергосбытовая деятельность —

По результатам 2022 года Группа компаний «ТНС энерго» признана одной из лучших среди корпоративных заказчиков и стала обладателем высшей оценки — сертификата высокой прозрачности. Это говорит, в частности, о том, что компания провела серьезную модернизацию своего оборудования и существенно повысила уровень предоставления услуг своим потребителям.


ОЛЕГ ХАРСЕЕВ

Интеллектуальные отношения

Организационный комитет проекта «Национальный рейтинг прозрачности закупок» проанализировал заявки 336 участников рейтинга. По результатам анализа ГК «ТНС энерго» заняла 16-е место из 98 в классе корпоративных закупщиков, поднявшись по сравнению с прошлым годом на 3 позиции. Как пояснили в «ТНС энерго», это свидетельствует о высоких показателях эффективности компании в сфере закупочной деятельности. «Наша закупочная деятельность направлена на реализацию конкретных задач, обеспечивающих необходимый уровень предоставления услуг многомиллионной аудитории наших клиентов,— сказала генеральный директор ПАО „ГК «ТНС энерго»“ Елена Стельнова.— Мы совершенствуем онлайн-сервисы, обеспечиваем развитие интеллектуального учета в многоквартирных домах, повсеместно модернизируем оборудование для оперативного взаимодействия с потребителями».

● *Группа компаний «ТНС энерго» — один из крупнейших энергосбытовых холдингов России. Предприятие управляет десятью энергосбытовыми компаниями, которые имеют статус гарантирующего поставщика в 11 регионах страны, среди которых Воронежская, Ярославская, Тульская, Пензенская области, а также Карелия, Кубань, Марий Эл и другие регионы. Компания поставляет электроэнергию более чем для 21 млн человек, что составляет более десятой части населения страны.*

Именно поэтому модернизация материальной базы компании и цифровизация производственных процессов считается одной из главных задач последних лет. В 2022 году «ТНС энерго» начало масштабную программу по установке интеллектуальных систем учета потребляемой электроэнергии в многоквартирных домах регионов на всех территориях своего присутствия. В короткие сроки было установлено более 58 тыс. приборов учета. Притом что в программу перевода региональных потребителей на интеллектуальный учет электроэнергии «ТНС энерго» было инвестировано 687,7 млн руб., потребителю она обходится совершенно бесплатно — необходим лишь доступ специалистов к месту установки новых электросчетчиков. В 2023 году «ТНС энерго» намерено продолжать повышать уровень «интеллекта» энергосбытовых систем учета во всех регионах своего присутствия.

Коммуникативные стандарты

Проблема неплатежей не нова для сферы энергопотребления. К решению этого вопроса в компании «ТНС энерго» подходят комплексно. С одной стороны, в рамках «оцифровки» систем учета «ТНС энерго» активно сотрудничает с сетевыми региональными компаниями в сфере повышения качества услуг и решения стратегических задач, с другой — выявляет и пресекает факты энерговоровства. По статистике компании всего за 2022 год составлено 725 актов безучетного потребления на сумму 435 млн руб. и на объем электроэнергии 52,6 млн кВт•ч. В таких случаях материалы передают в правоохранительные органы и в суд, по решению которых нарушителю может грозить даже уголовная ответственность. Также компания работает с потребителями, которые самовольно подключаются к электросетям после введения режима ограничения ресурса за долги. Совместно с сетевой компанией «ТНС энерго» проводит рейды по «отключенцам».

Помимо этого энергетики работают и со «скрытыми коммерсантами». Для выявления нецелевого использования электроэнергии сотрудники компании проводят постоянные рейды по объектам, в отношении которых есть подозрения на незаконное использование электроэнергии — не для коммунально-бытовых нужд, как изначально заявлено, а для коммерческой деятельности. Всего за 2022 год выявлено около 1,3 тыс. потребителей, использующих электроэнергию в коммерческих целях и рассчитывающихся по тарифу «население». Например, «скрытые коммерсанты» были выявлены сотрудниками «ТНС энерго» в Великом Новгороде. Владельцы туристического комплекса рассчитывались за потребленную электроэнергию как бытовые потребители, а потребляли — как объект коммерческой деятельности. В итоге документы были переданы в правоохранительные органы, и после тщательных проверок суд обязал «скрытых коммерсантов» выплатить более 196 тыс. руб. штрафов за нецелевое использование электроэнергии.

«Для жителей регионов „ТНС энерго“ олицетворяет собой всю энергосистему. Именно работники энергосбытовых компаний стоят на передовой, решая вопросы и проблемы потребителей,— поясняет Елена Стельнова.— В связи с этим постоянно ведется работа по совершенствованию стандартов обслуживания клиентов, модернизации оборудования, развитию интерактивных сервисов».

Одна из целей внедрения цифровых технологий, которой в «ТНС энерго» уделяется особое внимание,— обеспечение непрерывной коммуникации с клиентом вне зависимости от того, какой способ взаимодействия с компанией он выбрал. Жителям регионов необязательно посещать офисы компании: передать показания, оплатить потребленную электроэнергию, задать вопрос, заключить договор энергоснабжения или получить любой иной документ — все это можно сделать через официальные сайты дочерних обществ «ТНС энерго», в личном кабинете или мобильном приложении. Так, личный кабинет «ТНС энерго», который также доступен через мобильное приложение, насчитывает сегодня уже более 1,6 млн пользователей. Но ответ клиент может получить и другими способами, например позвонив специалистам контакт-центра или посетив офис обслуживания. На получение ответа от компании при письменном обращении клиента закон отводит 30 дней, но специалисты «ТНС энерго» выстроили алгоритм обработки запросов так, что потребитель получает ответ уже в течение пяти-шести дней. Поэтому компании удается обрабатывать огромное количество запросов и обращений: только за 2022 год Группа компаний обработала более 868 тыс. обращений своих клиентов.

Профессиональные горизонты

Электронный документооборот также является важным аспектом в повышении качества обслуживания клиентов. Например, электронная квитанция — это полный аналог бумажного счета, только в электронном виде, который имеет сегодня такие преимущества, как оперативность получения, простота хранения, бесконтактный способ доставки и защита персональных данных. Подключая эту услугу, клиент может оформить получение сразу нескольких счетов на одну электронную почту и таким образом помочь своим родителям и пожилым родственникам, избавив их от необходимости ходить в банки и отделения связи для оплаты электроэнергии. По данным на декабрь 2022 года, количество пользователей электронной квитанции приблизилось к 1,5 млн.

Качество обслуживания потребителей — один из основных показателей в «ТНС энерго». Для оценки и совершенствования обслуживания в компании в нынешнем году был учрежден корпоративный конкурс профессионального мастерства «Энергия профессионалов». «За время проведения мероприятия мы получили более 55 тыс. анкет и почти 1,5 тыс. отзывов, в которых клиенты оценили качество обслуживания и качество предоставления услуг,— рассказали в пресс-службе компании.— Благодаря этому конкурсу число пользователей, использующих электронную квитанцию, увеличилось почти на 56 тыс., а рейтинг на онлайн-платформе 2ГИС в среднем вырос вдвое и приблизился к высшей отметке».

В «ТНС энерго» сформировался свой, особый подход в формировании кадровой политики. Во-первых, здесь считается, что для развития компании необходимы не только знания, с которыми сегодня приходит выпускник вуза, но и уровень его креативности. Поэтому проявление творческой инициативы в работе только приветствуется. Во-вторых, на предприятии уверены, что работа в сфере энергообеспечения открывает возможности молодому специалисту не только сделать успешную карьеру, но и стать обладателем профессиональных экспертных навыков самого высокого уровня. Поэтому сегодня «ТНС энерго» взаимодействует с 17 высшими учебными заведениями во всех регионах своего присутствия. И ежегодно сотни студентов проходят практику в холдинге, чтобы познакомиться с корпоративными требованиями и профессиональными стандартами и, вполне возможно, выбрать для себя карьеру в сфере энергетики.

Константин Анохин

Тематические страницы газеты «Коммерсантъ» («Энергетика»). | **Владимир Желонкин** — генеральный директор АО «Коммерсантъ», главный редактор | **Сергей Вишневский** — руководитель фотослужбы | **Рекламная служба:** Тел. (495) 797-6996, (495) 926-5262 | **Владимир Лавицкий** — директор «Издательского синдиката» | **Наталья Скорлыгина** — выпускающий редактор | **Ольга Еременко** — редактор | **Сергей Цомык** — главный художник | **Галина Кожеурова, Екатерина Репях** — фоторедакторы | **Екатерина Бородулина** — корректор | Ограничение: 16+