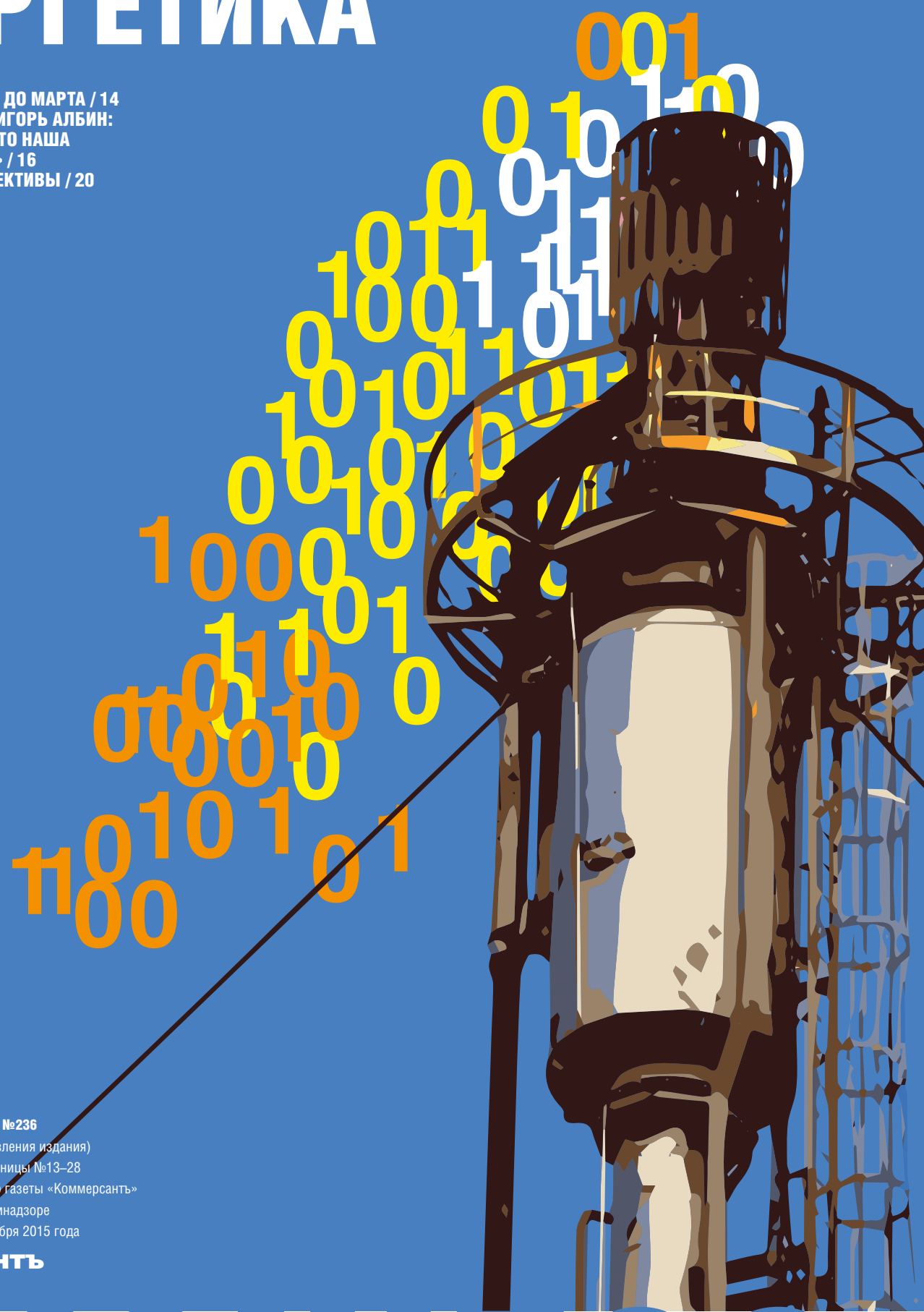
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ ЭКОНОМИКА РЕГИОНА/ ЭНЕРГЕТИКА

БЕНЗИН ПОДОЖДЕТ ДО МАРТА / 14
ВИЦЕ-ГУБЕРНАТОР ИГОРЬ АЛБИН: «„ТЕПЛОСЕТЬ“ — ЭТО НАША АХИЛЛЕСОВА ПЯТА» / 16
ВИЭ СВЕТЯТ ПЕРСПЕКТИВЫ / 20



Пятница, 21 декабря 2018 №236
(№6414с момента возобновления издания)
Цветные тематические страницы №13–28
являются составной частью газеты «Коммерсантъ»
Зарегистрировано в Роскомнадзоре
ПИ № ФС 77-64424 31 декабря 2015 года
Коммерсантъ
в Санкт-Петербурге

BUSINESS GUIDE

ПАРТНЕРЫ ВЫПУСКА
ЛОЭСК
ДЕЛОВЫЕЛИНИИ
ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
Реклама

АЛЕКСЕЙ КИРИЧЕНКО,
РЕДАКТОР BUSINESS GUIDE
«ЭКОНОМИКА РЕГИОНА/ЭНЕРГЕТИКА»

БУРЯ В ТАРИФЕ

В региональной энергетике в этом году было неспокойно. Несмотря на продолжающий спад в экономике и сокращение реальных доходов населения, монополисты настаивали на существенном увеличении своих тарифов. Получилось у ТГК-1, которая со следующего года переходит на физический метод (иначе говоря, у ТЭЦ, которые в комбинированном режиме производят электроэнергию и тепло, повышаются расходы топлива на производство гигакалории), что приведет к увеличению тарифов компании на треть. Ударит это по немногочисленному бизнесу, который находится в зоне теплоснабжения ТГК-1, а за население заплатит городской бюджет, выделив «дочке» «Газпрома» 3 млрд рублей в следующем году. Хотя рост тарифов ТГК-1 поддержали ФАС и Верховный суд, после этого компания станет самой неэффективной как среди ТЭЦ в городах-миллионниках, у которых тариф на тепло ниже, так и среди городских теплоснабжающих компаний, чьи затраты условного топлива на отпуск тепла меньше.

Жалуется бизнес и на «Водоканал», у которого ежегодный рост тарифов для прочих потребителей составляет 12%. При этом аудиторы Контрольно-счетной палаты нашли недочеты в работе предприятия.

Не менее остросюжетные события происходят в соседней Ленобласти. Уход от «Лензнерго» крупного потребителя Киришского НПЗ «Сургутнефтегаза» сети предлагают компенсировать повышением тарифа для малого и среднего бизнеса на 40%. Предпринимателям остается уповать только на твердость позиции регионального правительства, которое либо убедит НПЗ остаться у «Лензнерго», либо ограничит рост тарифов.

В следующем году властям и энергетикам предстоит решить эти и другие наболевшие вопросы. И сделать так, чтобы остался доволен потребитель, будет сложно.

↑
КОЛОНКА РЕДАКТОРА

БЕНЗИН ПОДОЖДЕТ ДО МАРТА

С НАЧАЛА ГОДА РОСТ ЦЕН НА БЕНЗИН В РОССИИ ПРЕВЫСИЛ 9%, ОБОГНАВ ИНФЛЯЦИЮ, ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ РАСТУТ ЕЩЕ БОЛЕЕ ВЫСОКИМИ ТЕМПАМИ. НА РЕЗКИЙ РОСТ ЦЕН ОБРАТИЛО ВНИМАНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВО РФ И ПОТРЕБОВАЛО ЗАМОРОЗИТЬ ЦЕНЫ НА ТОПЛИВО ДО МАРТА 2019 ГОДА. ОДНАКО ЭКСПЕРТЫ ОПАСАЮТСЯ, ЧТО ЭТА МЕРА ВПОСЛЕДСТВИИ СПРОВОЦИРУЕТ ЕЩЕ БОЛЬШИЙ РОСТ ЦЕН. ИГОРЬ ШИШКИН

Механизм ценообразования на внутреннем топливном рынке определяет ФАС России: он основан на правиле нетбэк, согласно которому и бензин, и дизельное топливо отпускаются производителями с нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) по ценам, обеспечивающим им сопоставимую доходность с поставками на экспорт. «Отпускная цена бензина с российского НПЗ определяется как цена бензина в Европе за вычетом расходов, связанных с поставкой до европейских потребителей (транспортные расходы и экспортная пошлина). К этой отпускной цене с НПЗ прибавляются акцизы, НДС, транспортные затраты и коммерческие расходы АЗС. В итоге формируется розничная цена для конечных потребителей. Однако нужно учитывать, что на внешних рынках бензин торгуется в валюте, а внутренние цены номинированы в рублях. Поэтому в процессе ценообразования значение имеет не просто европейская цена на бензин, а ее рублевый эквивалент»,— объясняет старший научный сотрудник Института народнохозяйственного прогнозирования Российской академии наук Андрей Колпаков.

По мнению эксперта, ключевой причиной резкого скачка цен на бензин стало поведение курса рубля, оторвавшегося от динамики мирового рынка нефти, что привело к увеличению рублевого эквивалента европейской цены бензина. «С марта по июнь 2018 года мировая цена нефти выросла с $66 до $74 за баррель. А курс, составлявший в марте 57 рублей за $1, вместо того чтобы снизиться примерно на 10%, вырос в июне до 63 рублей за $1. Несложно посчитать, что произведение этих показателей выросло с 3762 до 4662 рублей за баррель, то есть на 25%. Такими же темпами выросла отпускная цена бензина с НПЗ, что в значительной степени было переложено и в розничную цену — она выросла на 9% именно в период с марта по июнь. И это не злонамеренные действия нефтяных компаний, а простой эффект формулы нетбэк»,— говорит господин Колпаков. Он отмечает, что в «мирное» время отходить от формулы нетбэк, жертвуя своей прибылью, никто не будет: с одной стороны, это противоречит коммерческой логике, с другой — есть риск попасть под подозрения ФАС в нарушении законов конкуренции.

ЕВГЕНИЙ ПАВЛЕНКО

НЕСМОТРЯ НА ЗАМОРОЗКУ ЦЕН НА БЕНЗИН И ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, ПРАВИТЕЛЬСТВО НЕ ОТКАЗАЛОСЬ ОТ ПОВЫШЕНИЯ АКЦИЗОВ НА ТОПЛИВО

ЭКСТРЕННАЯ ЗАМОРОЗКА Однако на рост цен на бензин и дизельное топливо отреагировало правительство РФ. В конце октября оно договорилось с крупнейшими нефтяными компаниями о том, что они будут поставлять на рынок топливо по оптовым ценам, замороженным на уровне июня 2018 года (на 3% больше уровня 2017 года). С 2019 года как оптовые, так и розничные цены могут расти, но только на уровень инфляции. Соглашение нефтяников с правительством пока действует до марта 2019 года. Несмотря на заморозку цен, правительство не отказалось от повышения акцизов на бензин и дизельное топливо. С 1 января 2019 года они вырастут на 3700 и 2700 рублей за тонну соответственно.

Подобные меры были приняты в 2008–2009 годах и неплохо себя зарекомендовали, говорит руководитель управления торговых стратегий Dukascopy Bank SA Даниил Егоров. «Однако тогда было и ощутимое снижение спроса на топливо на внутреннем рынке, и общее снижение стоимости нефти и нефтепродуктов. Сейчас, как мы видим, нефть стабилизировалась в районе $60 за баррель, возможно, скоро произойдет разворот в тренде. По крайней мере, с точки зрения рыночных факторов (отсутствие переизбытка нефти на рынке, зимний отопительный сезон) нефть должна вернуться к росту. Тогда на государство начнется серьезное давление, нефтяники будут добиваться досрочного снятия моратория. Не исключаю, что государству даже придется пойти на непопулярные меры: штрафовать производителей бензина и перекупщиков на суммы, сопоставимые с месячным оборотом этих компаний»,— считает эксперт.

«Заморозка цен на текущий момент является одной из наиболее эффективных мер. Она приведет к тому, что рынок «переждет» острый период повышения налогов, затем инфляционные ожидания стабилизируются, что может в конечном итоге способствовать меньшему росту цен на бензин»,— согласна аналитик ИК «Фридом Финанс» Анастасия Соснова.

Руководитель практики «ТЭК и ресурсы» консалтинговой компании Strategy Partners Андрей Заутер, напротив, считает, что ручное управление рыночной экономикой несет в себе угрозы создания еще больших проблем, чем те, которые изначально пытались решить. «В моменте это решение, конечно же, остановило рост цен на топливо на внутреннем рынке, а вот что случится в марте 2019 года, пока трудно сказать. Сейчас есть несколько сценариев развития ситуации. Если сырье подешевеет, а национальная валюта

ГРАФИКА НА ОБЛОЖКЕ: АРСЕНИЙ БЛИНОВ

ЕВГЕНИЙ ПАВЛЕНКО

НА ФОНЕ ЗАМОРОЗКИ ЦЕН НА ТОПЛИВО У «РОСНЕФТИ» ПРОИЗОШЕЛ ПУБЛИЧНЫЙ КОНФЛИКТ С НЕЗАВИСИМЫМИ АЗС

подорожает, то очередного кризиса после окончания действия договора с нефтяниками на какое-то время удастся избежать. Если же стоимость нефти превысит осенний порог 2018 года, а рубль начнет ослабевать, то в следующем году цены в российской рознице пойдут вверх неминуемо»,— поделился господин Заутер.

НЕФТЯНЫЕ ГИГАНТЫ ПРОТИВ НЕЗАВИСИМЫХ АЗС На фоне заморозки цен на топливо у «Роснефти» произошел публичный конфликт с независимыми АЗС. Нефтяная компания обвинила их в проведении «провокационной кампании» с целью усугубить ситуацию на топливном рынке и извлечь из этого «сверхприбыль». «Независимые» АЗС привыкли осуществлять свою деятельность в „серой зоне“ без ведения налогового учета, при отсутствии контроля за качеством и источниками происхождения реализуемых нефтепродуктов. Имеются факты, подтверждающие подобную деятельность ряда независимых сетей АЗС»,— говорится в заявлении «Роснефти».

Глава Независимого топливного союза Павел Баженов назвал заявление «Роснефти» некорректным. «Как вообще можно говорить о сверхдоходах применительно к собственникам независимых АЗС, которые не обладают возможностью приобретать нефтепродукты по трансфертным ценам, а при этом вынуждены образовывать цены от розницы ВИНК (вертикально интегрированных нефтяных компаний) в условиях заморозки цен? И это заявление делает государственная компания, которая чаще остальных обращается к правительству с просьбой выделения астрономических сумм из бюджета для покрытия собственных нужд»,— заявил СМИ господин Баженов.

В конфликте нефтяников и АЗС истина где-то посередине, говорит Даниил Егоров. «По большому счету, так как производителей нефти в стране всего девять, а АЗС распространяются по большей части по франшизе, которая подразумевает в том числе и содействие в корректировке цен, перекладывание вины друг на друга больше похоже на то, что одна рука моет другую. Установление цен на горюче-смазочные материалы на внутреннем рынке является продуктом определенного неформального сговора. Напомню, относительно большинства макроэкономических вопросов и вопросов ценообразования на нефть у всех нефтепромышленников всегда консолидированная позиция. Что же касается частных АЗС, то стоимость бензина на них определяется двумя факторами: условиями перерабатывающих предприятий и конкуренцией. И то, и другое всецело зависит от текущих установок нефтепромышленников. Круг замкнулся»,— сказал господин Егоров.

Ведущий аналитик компании «Открытие Брокер» Андрей Кочетков считает обвинения независимых АЗС в превышении среднего чека за литр бензина несостоятельными. «Дело в том, что некоторые АЗС обеспечивают топливом районы, удаленные от мест переработки, что, естественно, предполагает и дополнительные логистические расходы. Возможностей манипулировать ценами на уровне АЗС довольно мало, так как для этого потребуется массовая координация действий, чтобы не допустить географического разброса цен»,— говорит эксперт.

Между тем директор дивизиона «Химки» ГК «Автоспеццентр» Алексей Гопкало отмечает, что частные АЗС не снижают цены на топливо, вопреки правительственному решению, чтобы не потерять прибыль. «Так возникают условия недобросовестной конкуренции между государственными нефтяными компаниями и частными АЗС, которые в данный момент правительство планирует решать с помощью привлечения к ответственности компаний, которые нарушают обязательства по сдерживанию цен на бензин»,— считает эксперт.

ВОПРОС РЕГУЛИРОВАНИЯ Эксперты спорят о том, как должен развиваться топливный рынок в РФ, чтобы выйти из кризисной ситуации, которая сложилась на сегодня. Сенатор Совета федерации от Смоленской области Сергей Леонов считает, что без жесткого и продуманного государственного регулирования в этой сфере не обойтись. «Правительство должно обязать нефтяные компании направлять определенную долю бензина на внутренний рынок. Такая квота позволит затормозить рост цен на горюче-смазочные материалы в России. Уверен, что это просто кощунство — высокие цены на бензин в нашей стране, имеющей гигантские запасы нефти и газа»,— говорит политик.

По словам Андрея Кочеткова, возможно, выходом могло бы стать создание более гибкой системы экспортных пошлин, которые бы уравновешивали внутренние и внешние цены. Кроме того, стоит пересмотреть решение по увеличению акцизов на топливо, поскольку реальной потребности бюджета в дополнительных доходах нет, так как бюджет в текущем году исполняется с большим профицитом. «Данный шаг также позитивно скажется на общем инфляционном давлении, поскольку бензин — это одна из существенных расходных статей российского бизнеса из-за масштабных территорий поставок»,— добавляет эксперт.

По его словам, одновременный пересмотр будущих акцизов и смещение акцента в пользу экспортных пошлин для уравновешивания внутренних и внешних цен позволят как минимум снизить актуальность экспортных операций для переработчиков. «В конце концов, их расходная база формируется на основе российских реалий, а не реалий внешних экономик. Однако подобный сценарий всегда вызывал и будет вызывать сильное сопротивление вертикально интегрированных компаний»,— напоминает господин Кочетков. ■

«„ТЕПЛОСЕТЬ“ — ЭТО НАША АХИЛЛЕСОВА ПЯТА»

В ЭТОМ ГОДУ СМОЛЬНЫЙ ОБОЗНАЧИЛ НАМЕРЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАТЬ ТЕПЛОСЕТИ, КОТОРЫЕ ДОВЕДЕНЫ ДО КРИТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ. ВИЦЕ-ГУБЕРНАТОР ИГОРЬ АЛБИН РАССКАЗАЛ В ИНТЕРВЬЮ КОРРЕСПОНДЕНТУ BG АЛЕКСЕЮ КИРИЧЕНКО, В ЧЕМ КОРЕНЬ ПРОБЛЕМ В ГОРОДСКОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ, А ТАКЖЕ ОБ ОТНОШЕНИИ К КОНЦЕССИИ «ВОДОКАНАЛА» И О ВОЗМОЖНОСТИ ГОРОДА ПОЛУЧИТЬ КОНТРОЛЬНЫЙ ПАКЕТ АКЦИЙ В «ЛЕНЭНЕРГО».

BUSINESS GUIDE: Игорь Николаевич, ситуацию в теплоэнергетике Петербурга можно назвать проблемной. Денег на сокращение износа теплотрасс не хватает, хотя услуги по теплоснабжению и горячему водоснабжению самые весомые в квитанции. Как решить эту проблему, откуда она родом?

ИГОРЬ АЛБИН: Во времена плановой экономики теплоэнергетика воспринималась, как бесплатная дополнительная опция к электричеству. ТЭЦ работают в режиме когенерации, и в те времена исходили из того, что только производство электроэнергии окупаемо. Экономика перешла на рыночные рельсы, и сегодня производство тепла и горячей воды тоже стоит денег. Если взять совокупный платеж гражданина за услуги ЖКХ, то в Петербурге 51% приходится на два вида услуг — теплоснабжение и горячее водоснабжение. Это большие расходы для домашних хозяйств.

При этом полезный отпуск теплоэнергии в Петербурге составляет всего 65%. То есть мы потребляем существенно меньше энергоресурса, чем сегодня производим. Кто оплачивает избыточную теплоэнергию? Промышленные предприятия и граждане. Чтобы эта система была более разумной и экономичной, необходимо выполнить целый ряд мероприятий. Первое из них касается надлежащего учета произведенной и потребленной теплоэнергии на всех этапах ее обращения. Вопрос решается элементарно: через установку приборов учета и создание независимого регионального оператора коммерческого учета теплоэнергии. На территории Кронштадта мы отрабатываем модель работы такого оператора. Это будет городская структура, в новом отопительном сезоне она заработает на всей территории Петербурга.

Но дальше мы сталкиваемся с проблемой учета жилых помещений, а это 70% потребителей. С 1 января 2013 года государственный учет жилищного фонда был ликвидирован, и на сегодня нет корректного инструмента, который нам позволяет понять, что происходит с фондом. А происходит много всего интересного. Ежегодный объем ввода жилых и нежилых помещений составляет около 6 млн кв. м, идет их перепланировка, перевод из нежилых в жилые и наоборот, восполняется ветхий аварийный фонд, расселяются коммуналки. Чтобы повлиять на экономику потребления тепла, надо понимать, кто потребители и где они размещаются. Задачу возобновить госучет жилфонда в Петербурге поставил губернатор. Вопрос прорабатывается на стыке комитета по имущественным отношениям и жилищного комитета.

После того как мы наладили учет жилищного фонда, важно понять, как выглядят инвестиционные программы ресурсоснабжающих организаций. В 2014 году вместе с «Водоканалом» мы начали обследовать Южную зону водоснабжения. Мною была предпринята попытка обследовать все существующие инженерные коммуникации и одновременно разобраться с земельными и имущественными правами, потому что есть электрические, газовые, канализационные бесхозные сети, на которых постоянно случаются дефекты. Я исходил из того, что к «Водоканалу» присоединятся городские теплоснабжающие и иные организации, а также «Петербурггаз» и электросетевые компании. В этом году мы заканчиваем обследовать все городские сети водоснабжения и водоотведения, но по сетям теплоснабжения эта работа продвигается очень медленно. Нашим союзником выступает ГУП «ТЭК», а частные компании не горят желанием проводить полную инвентаризацию.

Из основных поставщиков теплоэнергии и воды лучшие сети на сегодня у «Петебургтеплоэнерго»: их реконструкция была проведена при участии «Газпрома». Более или менее в приличном состоянии находятся теплосети ГУП «ТЭК». Самая жуткая картина у «Теплосети СПб» (компания подконтрольна «Газпром энергохолдингу» через ТГК-1): износ теплотрасс на уровне 60–70% и высокая повреждаемость участков.

Теплоэнергетикам выгодно направлять средства инвестпрограммы на генерацию. Стоимость любой котельной составляет от 2 до 10 млрд рублей, таким капиталоемким проектом проще заниматься, чем ремонтом труб, который ничего, кроме головной боли, не приносит. Поэтому компании, зная, что у нас избыток тепловой энергии, все равно строили источники. Только в 2014 году мы начали менять этот подход и регулировать инвестпрограммы наших теплоэнергетиков. Сейчас самое время поставить вопрос о создании двухставочного тарифа, разделив его на генерацию тепла и транспортировку.

После того как мы разделим тариф, необходимо пойти по пути создания единой теплосетевой организации. Мы считаем, что трубы должны быть в одних руках. В компании может участвовать частный капитал, но контрольный или блокирующий пакет акций должен оставаться у города. Речь идет о передаче городу «Теплосети». Эта компания — наша ахиллесова пята, потому что количество дефектов и аварий увеличивается, несмотря на то, что город выполняет все свои обязательства по «Теплосети». Мы уже вернули 20 из 23 млрд рублей, инвестированных «Газпромом» в теплосети по проекту комплексной реконструкции системы теплоснабжения в пяти районах города. Однако зоны обслуживания АО «Теплосеть СПб» эти инвестиции не касались, и ситуация в других районах только обостряется.

BG: У вас есть план, как создать единую теплосетевую организацию?

И. А.: Он подготовлен на площадке трех комитетов (жилищный, по тарифам, по энергетике). Правительство Петербурга предлагает внести теплосети ГУП «ТЭК» протяженностью 4,7 тыс. км в уставный капитал АО «Теплосеть СПб» в обмен на контрольную долю в компании. Предложенная схема позволит городу инвестировать ежегодно не менее 1,5 млрд рублей в подконтрольную «Теплосеть». На 2019 год в бюджете Петербурга предусмотрены такие инвестиции в целях неотложного решения проблемы изношенности инфраструктуры «Теплосети». Также в этом отопительном сезоне будет просчитана тарифная модель единой теплосетевой организации на примере Кронштадта. Мы должны понимать финансовую нагрузку на потребителя после создания такой организации.

BG: В 2019 году плата за тепло и горячую воду, вероятно, станет еще выше, потому что ТГК-1, крупнейшая теплоснабжающая организация города, переходит на новую методику регулирования и получает более высокий тариф.

И. А.: Переход ТГК-1 на физический метод распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергии в условиях их комбинированного производства действительно повлечет увеличения тарифа в сфере теплоснабжения, но граждане это не почувствуют. В квитанциях для населения стоимость услуг по отоплению и горячему водоснабжению рассчитывается исходя из льготного тарифа. Темп его роста не равнозначен динамике роста тарифов для теплоснабжающей организации, поскольку ограничен на федеральном законодательном уровне. Предельный индекс изменения цен на коммунальные услуги для Петербурга: 1,7% с января 2019 года и 4,5% с 1 июля 2019 года. Но увеличатся расходы бюджета Петербурга на компенсацию выпадающих расходов ТГК-1 , связанных с применением льготного тарифа для населения. В 2019 году они составят дополнительно 3 млрд рублей.

Относительно высоких цен на тепло отмечу, что в 2015–2019 годах в Петербурге рост стоимости коммунальных услуг составил 37,7%, что ниже совокупного темпа инфляции и роста среднедушевого дохода населения за аналогичный период. Если сравнивать Петербург с другими регионами Северо-Запада и городами-миллионниками, то уровень цен на отопление у нас самый приемлемый. Прогнозные тарифы для населения со второй половины 2019 года в Ленобласти выше на 29%, чем в Петербурге, в Москве — на 45%, в Екатеринбурге — на 14%.

Кстати, в Петербурге уже пять лет существует такой инструмент, как межотраслевой баланс. Это продукт, за который академик Василий Васильевич Леонтьев, когда-то живший напротив нового моста Бетанкура, получил в 1973 году Нобелевскую премию. Мы загрузили в одну систему все источники, теплотрассы, подключили к ней ресурсников, чтобы посчитать нашу энергетику. Через призму этого баланса вскрылись очень интересные вещи. Мы увидели, что внутрикорпоративные цены на природный газ и стоимость когенерации электроэнергии у теплоснабжающих организаций выше рыночных. Еще мы выяснили, что величина перекрестного субсидирования, когда из разных источников оплачивается одна услуга, достигает 25% из 200 млрд рублей оборота ресурсников. Это наши резервы, то, на чем можно экономить и вкладывать эти деньги, в частности, в ремонт теплосетей.

BG: Осенью аудиторы Контрольно-счетной палаты выявили признаки банкротства и снижение финансовой устойчивости «Водоканала». Как вы реагируете на подобные проверки?

И. А.: Любая проверка предприятия казны Петербурга начинается с установочного совещания. Мы приглашаем аудиторов, профильные органы власти, руководство предприятия и ставим задачу — ничего ни от кого не скрывать. Дальше идет плановая работа, связанная с проверкой финансово-хозяйственной деятельности, капитальных затрат, фонда оплаты труда, уплаты налогов и так далее. В итоге появляется акт, по которому мы проводим второе совещание тем же составом. Мы видим все замечания, каждое обсуждается. Есть замечания устранимые, есть неустранимые. Где уголовно-правовой состав? Там, где нецелевое использование средств регионального бюджета. Такие факты о «Водоканале» мне неизвестны.

КСП в своем отчете по результатам проверки ГУПа указывает на наличие рисков у него отвечать признакам банкротства — на основании длительности оборота кредиторской задолженности. Вместе с тем достаточно высокий период оборачиваемости кредиторской задолженности «Водоканала» обусловлен прежде всего условиями действующих договоров с поставщиками и подрядчиками по срокам оплаты. Ситуация находится под контро-

АЛЕКСАНДР КОРЯКОВ

лем и серьезных опасений у органов власти не вызывает.

BG: В Петербурге уже более пяти лет обсуждается концессия «Водоканала», однако пока мы не знаем инвесторов, которых бы заинтересовало предприятие.

И. А.: Я не скрою, что всегда был противником такого подхода, потому что ни одной успешной концессии в сфере водоснабжения и водоотведения в мире не существует. Петербургский «Водоканал» работает устойчиво. Это один из лучших водоканалов в мире и лучший в стране. Зачем его отдавать в частные руки? Чтобы частник «подсел» на операционный доход и вместо решения вопросов водоснабжения и водоотведения формировал активы на западных счетах? Нет смысла успешное предприятие передавать в концессию, это мое глубокое убеждение.

Но мы развиваем отрасль, в том числе и за счет частных инвестиций. В 2018 году привлечено 6 млрд рублей средств Евразийского банка развития на реконструкцию систем водоотведения «Водоканала». Кроме того, город совместно с частным инвестором разрабатывает проект по переводу немногочисленных котельных ГУП «ТЭК», работающих на мазуте, угле, дизельном топливе, на газ.

BG: Будет ли город наращивать долю в «Ленэнерго» и есть ли для этого основания?

И. А.: После того как в 2014 году была размыта доля города в компании, мы решили самую главную задачу — вернули себе блокпакет в «Ленэнерго». Это позволяет нам влиять на техническую, кадровую, инвестиционную политику компании. Нас сегодняшнее положение вещей устраивает. Но у компании есть два блока имущества: одно в собственности, которое мы передали, увеличив свою долю, а другое в аренде у казны Петербурга. Мы считали по методике Due Diligence, какова будет доля города после того, как мы передадим «Ленэнерго» арендованное имущество. Так вот, мы выходим на 51%. Поэтому переговоры об увеличение доли в «Ленэнерго» имеет смысл начинать, если у города появится контрольный пакет.

BG: Как у вас сложились отношения с директором «Россетей» Павлом Ливинским? Мне казалось, что с предыдущим руководителем госкомпании Олегом Бударгиным вы конфликтовали.

И. А.: Конфликтов, как таковых не было. Были разные позиции по инвестпрограмме, по эффективности использования средств облигаций федерального займа, которые были направлены на ликвидацию просрочки по техприсоединению, по срокам таких подключений, по качеству и срокам восстановления благоустройства. Такие же разногласия возникают периодически с новым руководством «Россетей», но мы в режиме взаимодействия.

BG: Минобороны является крупнейшим должником за коммунальные ресурсы в Петербурге и в других регионах. Не помогли исправить ситуацию уголовные дела, возбужденные против РЭУ, Славянки и прочих поставщиков министерства. Как, на ваш взгляд, повысить платежную дисциплину военных?

И. А.: Уголовное дело — не самый изящный способ. Гораздо эффективнее понятные правила игры и надлежащее правовое регулирование. Чтобы не было тысячи подзаконных актов и сотни законов, которых невозможно даже прочесть, а все было четко регламентировано и сопровождалось финансовой ответственностью. Деньгами следует наказывать.

Но сегодня наметился небольшой положительный тренд: организации Минобороны не наращивают текущие долги и погашают их. Мы пока не нашли способ урегулировать все наши требования по долгам, накопленным в предыдущий период, а это около 3 млрд рублей. Эта проблема не решена, и это ухудшает финансовое положение ресурсоснабжающих организаций.

Нас больше волнует техническое состояние инженерных объектов, которые эксплуатируются организациями Министерства обороны. Ведь в конечном счете за надежное энергоснабжение отвечают городские власти. Мы неоднократно делали в адрес Минобороны предложения о передаче энергетического имущества в собственность города и надеемся на положительное решение. ■

«МЫ ПОСТРОИЛИ БИЗНЕС, КОТОРЫЙ МОЖЕТ САМОСТОЯТЕЛЬНО РАЗВИВАТЬСЯ»

В ЭТОМ ГОДУ «РОССЕТИ» ВНОВЬ ОБОЗНАЧИЛИ ИНТЕРЕС К ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТНОЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ (ЛОЭСК), КОТОРАЯ НА 75% ПРИНАДЛЕЖИТ ЧАСТНОЙ КОМПАНИИ «РОСТОК» И ЗАНИМАЕТ ЧЕТВЕРТЬ РЫНКА СЕТЕВЫХ УСЛУГ В РЕГИОНЕ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР И СОВЛАДЕЛЕЦ ЛОЭСК ДМИТРИЙ СИМОНОВ РАССКАЗАЛ В ИНТЕРВЬЮ КОРРЕСПОНДЕНТУ BG АЛЕКСЕЮ КИРИЧЕНКО О СВОЕМ ОТНОШЕНИИ К СДЕЛКЕ, О ПЛАНАХ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ И О ТОМ, ПОЧЕМУ ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ ДОЛЖНА БЫТЬ РАЗУМНОЙ.

АЛЕКСАНДР КОРЯКОВ

BUSINESS GUIDE: Правда ли, что ЛОЭСК — крупнейшая частная территориальная сетевая организация в России?

ДМИТРИЙ СИМОНОВ: Если говорить о совсем частных компаниях, основными бенефициарами которых выступают физические лица, то это мы и еще несколько крупных сетевых компании, которые в основном работают в Сибири или за Уралом. У нас соизмеримые объемы выручки, соизмеримое количество условных единиц, но чистая прибыль ЛОЭСК во много раз выше. Объяснить это можно несколькими причинами. В первую очередь тем, что Ленинградская область на протяжении уже нескольких лет в числе лидеров по инвестиционной привлекательности среди регионов РФ. На ее территории реализуется большое количество федеральных проектов. Соответственно, высока конкуренция среди предприятий, занимающихся производством и поставками комплектующих энергетического оборудования, а также инжиниринговыми компаниями для строительства электросетей и проектных работ. Мы можем выбрать лучшее предложение из гораздо большего количества предложений и, соответственно, получаем максимальную выгоду.

BG: С 2014 года чистая прибыль ЛОЭСК увеличилась почти в 2,5 раза. Чем обусловлен такой рост?

Д. С.: В первую очередь — новыми серьезными инвестиционными проектами и ростом инвестиционной программы в связи с этим. Именно ее выполнение определяет прибыль в налоговом и бухгалтерском учете. Но чистая прибыль — это не остаток денег на расчетном счете, деньги вращаются в обороте компании, за счет них финансируются будущие инвестиционные программы. В ЛОЭСК растет выручка, а кассовые разрывы минимальны. Мы имеем возможность оперативно работать с дебиторской задолженностью.

В 2016 и 2017 годах исполнение инвестиционной программы и рост обслуживаемых сетевых активов определили рост необходимой валовой выручки по услуге по передаче, в том числе за счет амортизации основных фондов. Кроме того, в июне 2015 года Федеральная служба по тарифам, завершив досудебное рассмотрение итогов регулирования, определила включение в тариф 2015, 2016, 2017 годов возврат необоснованно неучтенных ранее расходов. В основном речь идет о компенсации выпадающих расходов по льготному технологическому присоединению 2012–2014 годов.

BG: Ваши коллеги из «Россетей» говорят, что условия регулирования в Ленобласти для ЛОЭСК лучше. Правы они или нет?

Д. С.: Условия регулирования в Ленобласти — разные. ЛОЭСК регулируется методом долгосрочной индексации, «Ленэнерго» — методом доходности инвестированного капитала. В этих методах заложен принципиально разный подход. В RAB-регулировании есть понятие «сглаживания» (переноса во времени) для обеспечения соответствия тарифных решений предельным уровням роста единого котлового тарифа для региона. В долгосрочной индексации такого понятия нет. Сложно говорить о правоте коллег, с учетом того что мы мало знаем об их тарифном регулировании. Более того, «Ленэнерго» оперирует в двух субъектах (Санкт-Петербург и Ленобласть), тут надо учитывать особенности раздельного учета затрат и результатов. Полагаем, что условия регулирования нужно сравнивать и оценивать в комплексе с остальными производственно-хозяйственными аспектами.

Кстати, сейчас мало кто помнит, но необходимая валовая выручка (НВВ) на содержание сетей по передаче ЛОЭСК в 2012 году составляла 2,955 млрд рублей, в 2013-м — 2,136 млрд, в 2014-м — 3,343 млрд. То есть за 2012–2014 годы прирост НВВ на содержание составил всего 388 млн рублей. Так, если по итогам 2017 года сравнить удельный расход в год на 1 у. е. (материалы, фонд оплаты труда, ремонтная программа, производственные расходы на содержание сетей — связь, охрана, метрология), то у ЛОЭСК и у «Ленэнерго» вполне сопоставимые величины: 18 и 23 тыс. рублей на 1 у. е. соответственно.

BG: Вы сами задумывались о переходе на RAB-регулирование?

Д. С.: Неоднократно. Идеологически это правильная модель. Но в силу того, что у нас социально ответственное государство и часто происходит реформирование отрасли, а также изменение законодательства, мы посчитали переход преждевременным. RAB предполагает постоянный и качественный рост инвестиционных программ на территории региона. При этом электросети в регионе лучше развивать не за счет тарифа на передачу электроэнергии, который платят все потребители, а за счет конкретных инвесторов — заявителей на технологическое присоединение.

BG: Сейчас существует риск сокращения необходимой валовой выручки ЛОЭСК и «Ленэнерго» в Ленобласти. Прошла проверка ФАС, по итогам которой с компаний могут взыскать до 2 млрд рублей в течение двух лет. На каких основаниях проводится проверка?

Д. С.: Проверяли не нас, а регулятора. Итоговых сумм по результатам проверки мы еще не знаем. Те замечания, которые были выдвинуты ФАС, имеют отношение к решениям комитета по тарифам и ценам Ленобласти в 2014–2015 годах. На тот момент в законодательстве («Основы ценообразования и МУ 98-Э о долгосрочной индексации») существовало противоречие в части отнесения процентов по кредитам. В одном нормативно-правовом акте данные расходы входили в подконтрольные расходы, в другом — в неподконтрольные. Регулятор принял данные расходы «Проценты по кредитам» в состав подконтрольных. ФАС считает это нарушением. Но изъяв эту сумму из подконтрольных и выполнив требования ФАС, регулятор ту же сумму обязан перенести в другую статью в составе неподконтрольных расходов. Поэтому серьезных изменений для нас быть не должно. Какие изменения точно будут для всех энергетических компаний страны, так это исключение расходов на добровольные виды страхования: ДМС, каско.

BG: Сколько у вас таких расходов?

Д. С.: Около 100 млн рублей за период с 2015 года.

BG: В начале года гендиректор «Россетей» Павел Ливинский обозначил интерес к ЛОЭСК. Намерены ли вы продавать свой контрольный пакет акций в компании?

Д. С.: Первые публичные заявления «Россетей» на этот счет прозвучали еще в 2012 году, с тех пор интерес к покупке ЛОЭСК присутствует. Мы обсуждали этот вопрос с руководителями «Ленэнерго» и представителями материнского холдинга из Москвы. Я однозначно сказал, что не буду противодействовать. Если они готовы, то вопрос будет решаться исключительно в плоскости ценообразования. Мы открыты к диалогу.

BG: Почему вы исключаете возможность консолидации и получения доли в объединенной компании?

Д. С.: Как показывает опыт предыдущих консолидаций, «Россети» рассматривают консолидацию не как покупку бизнеса, а как покупку юрлица для присоединения к своим активам. А компания ЛОЭСК — это стопроцентный бизнес, который может успешно функционировать и в дальнейшем самостоятельно (даже в составе крупного холдинга). Поэтому надо определиться в формулировке, что же такое консолидация: покупка юрлица или все-таки приобретение бизнеса. Кстати, помимо «Россетей», интерес к нам проявляют и другие инвесторы, в том числе иностранные.

BG: Если сделка по продаже актива вновь не состоится, как вы намерены развивать ЛОЭСК?

Д. С.: Что касается долгосрочного развития, Ленинградской области нам уже мало. Нам интересны и соседние регионы, такие как Санкт-Петербург. Можно двигаться дальше, внутрь КАД, например.

BG: Что вы думаете о цифровизации, которую сегодня активно обсуждают? Ваши коллеги планируют тратить сотни миллиардов, пойдет ли по такому пути ЛОЭСК?

Д. С.: Цифровизацией мы занимаемся давно, о ней мы говорим не в будущем, а в настоящем времени. Все вновь вводимые в Ленинградской области трансформаторные подстанции и БКТП ЛОЭСК оснащает цифровыми защитами, интеллектуальными счетчиками, устройствами телемеханики для получения информации об объекте наблюдения, а также для возможности управления им. В результате сильно сократилось количество отключений, а главное, срок восстановления электроснабжения. Кстати, «разумная» цифровизация не потребовала миллиардов рублей, наши затраты исчисляются десятками миллионов каждый год.

Если говорить концептуально, то в энергетике не нужна цифровизация «без людей». Цифровые решения имеют смысл на крупных подстанциях. На распределительных сетях их применение также важно, но не всегда целесообразно с экономической точки зрения. Не стоит забывать и о социальной роли, которую выполняет ЛОЭСК как работодатель в регионе. В удаленных от Санкт-Петербурга районах Ленобласти компания предлагает рабочие места в филиалах и районах электрических сетей, благодаря чему люди трудоустроены и не уезжают из глубинки в город. Со стороны ЛОЭСК это не благотворительность, это экономически и социально обоснованное решение. Это то, что мы называем разумной цифровизацией.

BG: В прошлом году ЛОЭСК предлагала приобрести Объединенную энергетическую компанию (ОЭК) за 1 млрд рублей, которая лишилась в Ленобласти статуса ТСО. Актуально ли это предложение?

Д. С.: Цена уже неактуальна, потому что ОЭК сильно подешевела в границах Ленобласти, ее стоимость упала во много раз. Сейчас я бы покупал ее исключительно как городскую компанию. ОЭК пошла в Ленобласть ради строительства подстанции «Лесной ручей» в поселке Бугры. На сегодня это всего лишь объект «недвижимости» (незавершенное строительство), никакого отношения к электроэнергетике он не имеет. Насколько мне известно, технические решения там нереализуемы, и этот «памятник архитектуры» нам неинтересен.

В ближайший месяц мы получим разрешительную документацию на строительство своей подстанции «Бугры». Оборудование для нее изготовлено и сейчас отгружается в порту Китая и пойдет к нам морем через порт Новороссийск. Два силовых трансформатора по 80 МВт для подстанции изготовлены на предприятии «Силовые машины — Тошиба» в Петербурге. Строительные работы начнутся уже в марте, когда сойдет снег. В силу того, что подстанция очень компактная, то в первом полугодии 2019 года мы ее сможем сдать.

BG: Какие еще крупные инвестпроекты планирует реализовывать ЛОЭСК?

Д. С.: В течение двух лет мы планируем строительство как минимум двух подстанций — в порту Усть-Луга и во Всеволожском районе в интересах крупного федерального девелопера. Как только будут достигнуты какие-то конкретные договоренности, сможем рассказать об этом подробнее. ■

ВИЭ СВЕТЯТ ПЕРСПЕКТИВЫ

ОСЕНЬЮ ПРЕМЬЕР-МИНИСТР РФ ДМИТРИЙ МЕДВЕДЕВ ПОРУЧИЛ ПРАВИТЕЛЬСТВУ ПРЕДСТАВИТЬ НОВЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОДДЕРЖКЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) ПОСЛЕ 2024 ГОДА. ЭКСПЕРТЫ СЧИТАЮТ, ЧТО ГОСУДАРСТВУ ИМЕЕТ СМЫСЛ СОЗДАТЬ ПРОГРАММУ ПО РАЗВИТИЮ КРУПНЫХ ВЕТРОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК И СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ В РЕГИОНАХ, ГДЕ ТЕКУЩАЯ СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЫСОКА ДЛЯ ОПЛАТЫ НАСЕЛЕНИЕМ. МАКСИМ СЕРГЕЕВ

ЕВГЕНИЙ ПАВЛЕНКО

ПО ИТОГАМ 2017 ГОДА УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПОДСКОЧИЛА В 7,1 РАЗА, А ДОЛЯ ДАННОГО ИСТОЧНИКА В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РФ УВЕЛИЧИЛАСЬ С 0,03 ДО 0,22%

Директор направления ВИЭ компании КРОК Михаил Лаврухин говорит, что в России действуют два основных механизма поддержки альтернативной энергетики — для оптового и розничного рынков. Они гарантируют инвесторам возврат вложенных средств в строительство и эксплуатацию объекта, а также получение дохода на инвестированный капитал. «На оптовом рынке механизм поддержки реализован посредствам договоров предоставления мощности (ДПМ ВИЭ), действующих в течение 15 лет и гарантирующих доходность от 12% годовых (в дополнение к возврату капитальных и операционных затрат). Инвестор обязуется построить и ввести в эксплуатацию новые объекты генерации в определенный срок, в свою очередь получая гарантии продажи мощности по повышенному тарифу. На розничном рынке механизм немного проще, он основан на договорах продажи произведенной электроэнергии сетевым организациям на компенсацию потерь по регулируемому тарифу. Доходность механизма также составляет 12% ежегодно. При этом по истечении срока возврата капитала окупившаяся электростанция с очень низкой стоимостью генерации энергии продолжает продавать электроэнергию в сеть на рыночных условиях или использовать для нужд своего производственного предприятия и приносить доход»,— поясняет господин Лаврухин.

Механизмы господдержки существуют не для всех ВИЭ. Крупные гидроэлектростанции мощностью от 25 МВт и выше, которые занимают седьмую часть энергобаланса страны, в общей доле альтернативной энергетики обычно не учитываются. При этом только 1% приходится на генерирующие объекты, формата солнечных, биогазовых и ветроэлектростанций, а также малых гидроэлектростанций, к которым применяется понятие квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ и используются механизмы господдержки.

По словам директора по страхованию ВИЭ АО «СК „Альянс“» Павла Смирнова-Небосклонова, меры поддержки оказались настолько щедрыми, что уже в 2018 году все 5 ГВт мощности были успешно разыграны на конкурсной основе. «Конечно, даже эта установленная мощность для России сейчас как капля в море всей традиционной электроэнергетики, но это обусловлено сильными сторонами нашей страны: богатством природных ресурсов и в первую очередь дешевым для внутреннего потребления природным газом, который используется как топливо для электростанций, а также передовыми техническими достижениями в использовании мирного атома в АЭС и великими инженерными гидротехническими сооружениями еще советской эпохи»,— говорит эксперт. Он подчеркивает, что в отличие от других стран, у России нет задачи

заменять традиционные виды на ВИЭ, наоборот, идея заключается в том, чтобы дополнять их на тех территориях, где это будет наиболее востребовано и эффективно.

НОВЫЕ МЕРЫ ПОДДЕРЖКИ В конце октября премьер-министр РФ Дмитрий Медведев поручил правительству представить новые предложения по поддержке ВИЭ после 2024 года. Эксперты считают, что необходимо в том или ином виде продолжить государственное стимулирование и поддержку только зарождающейся индустрии ВИЭ. «Помимо финансовых субсидий, следует также обратить внимание на гармонизацию строительных и эксплуатационных требований, которые применяются к традиционным электростанциям, но неактуальны для ветровых и солнечных электростанций, которые зачастую эксплуатируются даже без физического присутствия персонала. Участие в новых проектах ВИЭ по-прежнему несет много неопределенностей и рисков, в том числе природных, часть из которых могут взять на себя не только государственные, но и другие институты, например, страховые компании»,— говорит господин Смирнов-Небосклонов.

По словам Михаила Лаврухина, сейчас рассматривается один из альтернативных вариантов поддержки ВИЭ, который подразумевает введение некого рыночного механизма. «В таком случае гарантировать возврат капитала невозможно, он будет осуществляться посредствам продажи зеленых сертификатов на рыночных условиях. Прототипом служит система L-сертификатов, действующая в Финляндии и Норвегии. Она подразумевает выдачу сертификатов на каждый МВт•ч (или кВт•ч) произведенной на генерирующих объектах ВИЭ электроэнергии, которые владелец объекта ВИЭ расторговывает на специализированной площадке. Однако в какой-то момент такая система привела к тому, что предложение сильно превзошло спрос и цена на „зеленые“ сертификаты упала практически вдвое. В итоге игроки рынка понесли убытки»,— отмечает эксперт.

Директор департамента оценки и консультационных услуг Swiss Appraisal Алексей Сергеев говорит, что государству имеет смысл создать программу по развитию ВИЭ (крупных ветрогенерационных установок либо крупных ферм солнечных батарее) в регионах, где текущая стоимость электроэнергии высока для оплаты населением. «Это изолированные энергосистемы Дальнего Востока, регионы на Северном Кавказе с высокой задолженностью перед энергосистемами (Северная Осетия, Чечня, Ингушетия, Дагестан)»,— перечисляет эксперт.

МЕЖДУ ВЕТРОМ И СОЛНЦЕМ На российском рынке альтернативной энергетики нет явного лидера, в основном это проекты крупных компаний, имеющие госучастие, говорит аналитик QBF Денис Иконников. «По итогам 2017 года установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) подскочила в 7,1 раза, до 534,2 МВт, а доля данного источника в энергосистеме РФ увеличилась с 0,03 до 0,22%. В основном это произошло благодаря присоединению Крымской энергосистемы, поскольку в 2017 году было введено всего 159 МВт мощности СЭС. Среди крупнейших операторов СЭС на текущий момент выделяется группа компаний „Хевел“, которой принадлежат 14 электростанций мощностью 169 МВт»,— перечисляет эксперт. По его словам, конкуренция может усилиться в ближайшие годы: к 2020 году ООО «Грин Энерджи Рус» планирует построить 13 СЭС мощностью 215 МВт, а всего с 2018 по 2023 год, по данным Минэнерго РФ, планируется строительство 1,5 ГВт солнечной генерации.

Что касается энергии ветра, то по итогам 2017 года установленная мощность ветряных электростанций (ВЭС) взлетела в 12,3 раза, до 134,4 МВт, однако доля ВЭС осталась относительно низкой на уровне 0,06%. «Рост произошел также за счет присоединения Крымской энергосистемы. В настоящее время на этом рынке нет явного лидера, однако в ближайшие три-четыре года могут появиться явные фавориты. К концу 2022 года АО „ВетроОГК“, которое является структурой „Росатома“, построит парк ВЭС мощностью 900 МВт, а финская „Фортум Энергия“ — парк мощностью 1 ГВт»,— говорит Денис Иконников.

АЛЕКСАНДР СКИФСКИЙ

ДОЛЯ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ В ПРОШЛОМ ГОДУ НЕ ИЗМЕНИЛАСЬ И ОСТАЛАСЬ НА УРОВНЕ 0,06%

ДЕФИЦИТ ТЕХНОЛОГИЙ Михаил Лаврухин напоминает, что изначально в механизмы поддержки ВИЭ был заложен определенный необходимый показатель локализации оборудования и работ, за невыполнение которого инвестор нес существенные финансовые потери в виде штрафных санкций — снижение тарифа на 50 или 60%. При этом России почти отсутствовали производители такого оборудования и опытные интеграторы.

«Изначально локализованное оборудование для солнечных электростанций производила только российская компания „Хевел“. Она первой перевезла в нашу страну производство солнечных панелей. Затем появилась компания „Солар Системс“ — китайский производитель, построивший завод по производству солнечных панелей в России. Для ветряных электростанций ситуация сложилась совершенно иначе. Все производители, с которыми работают „Фортум“, „Энсел Россия“, „Росатом“,— зарубежные (Vestas, Siemens Gamesa, Lagerwey соответственно). С гидроэлектростанциями сложнее. Производство маленьких турбин у нас было, но в 1990-х его закрыли за ненадобностью. Сейчас пытаются восстанавливать. Что касается свалочного и биогаза, то это удел небольших компаний, которые могут произвести специализированную технологию под определенный объект»,— высказывается господин Лаврухин.

Руководитель электролаборатории и энергетического аудита группы компаний «Серконс» Сергей Рочев подтверждает, что бизнес опасается заходить на этот рынок, поскольку в России не производят ветрогенераторы и совсем мало производят солнечных батарей. «При этом есть требование к 2019 году достичь 65% локализации производства, в противном случае — штрафные санкции. К регулированию также есть вопросы. По российским нормам стоимость фундамента под ветрогенератор в РФ вдвое выше, чем в Европе, так как эта турбина рассматривается как высотное здание»,— указывает господин Рочев. ■

«ВОПРОС КАЧЕСТВА ДЛЯ НАС НЕ ПУСТОЙ ЗВУК»

УХОДЯЩИЙ 2018 ГОД БЫЛ ОБЪЯВЛЕН ГОДОМ КАЧЕСТВА В КОМПАНИЯХ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ». ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ» ГЕОРГИЙ ФОКИН РАССКАЗАЛ КОРРЕСПОНДЕНТУ BG ИГОРЮ ШИШКИНУ О СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ, КОТОРАЯ СООТВЕТСТВУЕТ МЕЖДУНАРОДНЫМ СТАНДАРТАМ.

BUSINESS GUIDE: Какие события принес 2018 год ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»?

ГЕОРГИЙ ФОКИН: Как известно, в компаниях группы «Газпром» 2018 год был объявлен годом качества, и наша компания не осталась в стороне от этой инициативы. Вопрос качества для нас не пустой звук.

По прогнозам, в обозримом будущем газовую отрасль ждет развитие. Мировой спрос на газ будет уверенно расти как со стороны Китая, так и со стороны Европы, которая является ключевым рынком, и в этом году исполнилось 50 лет с начала поставок российского газа европейским потребителям. В 2017 году поставки газа в Европу превысили показатель 2016 года на 8%. Ожидается, что по итогам этого года «Газпром» установит новый рекорд экспорта газа европейским потребителям. Последние месяцы загрузка газопровода «Северный поток», сухопутная часть которого находится в нашей зоне ответственности, превышает свою проектную мощность — 55 млрд куб. м газа в год — на 7%.

Более 50% экспортных поставок «Газпрома» проходит через газотранспортную сеть «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». Наша компания находится в конце российского газотранспортного коридора и граничит с большим количеством стран, что возлагает на нас большую ответственность — мы бережем репутацию «Газпрома» как надежного партнера как на внешнем, так и на внутреннем рынке. Поэтому обеспечение высокого качества работ — наша первостепенная задача.

За качество продукции и услуг отвечает система управления предприятием, которая называется системой менеджмента качества (СМК). Требования к ней отражены в международном стандарте ISO 9001:2015 и российском национальном стандарте ГОСТ Р ИСО 9001–2015, которые основаны на общепризнанных научных принципах управления и практическом опыте лучших мировых компаний. Выполняя их, организации обеспечивают качество производимой продукции или предоставляемой услуги.

Наша компания стала первой среди дочерних обществ «Газпрома», где были сертифицированы системы менеджмента в области транспорта газа на соответствие требованиям международных стандартов, в число которых вошла и СМК. Система менеджмента качества является важной составляющей наших бизнес-процессов, это своеобразный гарант того, что наша работа выполняется на достойном уровне, в строгом соответствии с международными стандартами.

BG: Когда это произошло и с чего все началось?

Г. Ф.: Это решение пришлось на начало 2000-х годов. В ходе планирования работ

ПРОИЗВОДСТВО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ»

по созданию СМК и дальнейшей сертификации на соответствие требованиям ISO 9001 еще в начале 2000-х годов оценивался опыт организации немецкой газотранспортной системы, схожей с нашей, и предложения ведущих консалтинговых компаний. А в апреле 2008 года ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» стало одним из первых среди дочерних обществ ПАО «Газпром», которое сертифицировало не только СМК, но и систему экологического менеджмента, систему менеджмента профессиональной безопасности и охраны труда. Так сформировалась интегрированная система менеджмента, которая и по сей день функционирует в нашей компании. Это нововведение является общепризнанным в мировой практике средством обеспечения конкурентоспособности предприятия, позволяет удовлетворять интересы всех сторон бизнес-процесса.

BG: С тех пор произошли какие-то изменения?

Г. Ф.: С момента сертификации СМК прошло десять лет. Все это время она развивалась и совершенствовалась: внедрялись новые требования в отношении процессов управления и производства, расширялись области и границы ее применения, увеличивалось количество видов деятельности и число структурных подразделений компании. В 2017 году мы самостоятельно доработали СМК в соответствии с требованиями новой версии стандарта ISO 9001, что позволило нашей компании одной из первых в ПАО «Газпром» получить сертификат соответствия требованиям ISO 9001:2015. В этом году мы расширили область применения не только СМК, но также и интегрированной системы менеджмента, включив в нее деятельность по организации и осуществлению строительного контроля при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов. Мы не останавливаемся на достигнутом. В следующем году нам предстоит большая работа по интеграции системы энергетического менеджмента в существующую систему.

BG: Что стало залогом качества работы вашей компании?

Г. Ф.: Наш секрет успеха — в сочетании профессионализма сотрудников, передовых технологий и разработок и строгих стандартах качества нашей работы. Мы стараемся не только обеспечивать надежное функционирование имеющихся мощностей, но и совершенствовать производство, развивая инженерную мысль. Для эффективной работы предприятия недостаточно наладить лишь технологическую составляющую — любой механизм или процесс можно усовершенствовать, можно сократить время, силы или средства, затрачиваемые для их осуществления. Организация в компании рационализаторской работы — это поддержка инициатив персонала, позволяющих задействовать скрытые резервы, модернизировать производственный процесс, и сэкономить ресурсы. Стоит отметить, что в области рационализаторской деятельности в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» принят специальный внутренний стандарт. Только в 2017 году нами было принято в работу около 700 рационализаторских предложений, которые сберегли компании свыше 34 млн рублей.

Во-вторых, когда мы говорим о качестве обеспечения бесперебойной транспортировки природного газа, мы уделяем особое внимание обеспечению надежности работы опасных производственных объектов, недопущению риска аварий, созданию безопасных условий труда. Наша деятельность в области охраны труда, качества и экологии осуществляется по нормативам, принятым в мировой практике. Мы создаем безопасные условия труда, поскольку жизнь и здоровье персонала — наш приоритет. Во всех подразделениях проведена идентификация опасностей и оценка рисков на каждом этапе производственной деятельности. Неукоснительно соблюдаются все требования законодательства РФ, нормативных документов ПАО «Газпром» и международных стандартов. На уровне общества разрабатываются стандарты, описывающие порядок выполнения работы. Регулярно проводятся обучение персонала и проверка знаний требований охраны труда и аттестация в области промышленной безопасности. Могу отметить, что в целом в компании установился высокий уровень культуры безопасности, ответственного отношения к труду на всех этапах производственной деятельности.

В-третьих, эффективность компании зависит от продуктивной работы всех сотрудников. Несмотря на оснащенность производства современным высокотехнологичным оборудованием, управляет им в любом случае человек, поэтому мы создаем все условия для развития потенциала своих работников. В компании действует система внутреннего непрерывного образования персонала, это одно из главных направлений нашей кадровой политики. ■

«К 2024 ГОДУ ВОЗНИКШЕЕ ОТСТАВАНИЕ ПО ГАЗИФИКАЦИИ БУДЕТ ЛИКВИДИРОВАНО»

В АВГУСТЕ ЭТОГО ГОДА ПРЕДСЕДАТЕЛЕМ КОМИТЕТА ПО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ КОМПЛЕКСУ ЛЕНОБЛАСТИ БЫЛ НАЗНАЧЕН ЮРИЙ АНДРЕЕВ. В ИНТЕРВЬЮ КОРРЕСПОНДЕНТУ BG АЛЕКСЕЮ КИРИЧЕНКО ГОСПОДИН АНДРЕЕВ РАССКАЗАЛ, КАКИЕ ЗАДАЧИ КОМИТЕТ БУДЕТ РЕШАТЬ ПОД ЕГО РУКОВОДСТВОМ, КАК ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕГИОНА ПЛАНИРУЕТ ДОГОВАРИВАТЬСЯ С «ГАЗПРОМОМ» О РЕМОНТЕ ТЕПЛОСЕТЕЙ И КОГДА БУДЕТ ЛИКВИДИРОВАНО ОТСТАВАНИЕ ПО ГАЗИФИКАЦИИ В РЕГИОНЕ.

BUSINESS GUIDE: Юрий Владиславович, какие ваши стратегические цели и задачи на новой должности?

ЮРИЙ АНДРЕЕВ: Все наши стратегические цели и задачи сводятся к текущему и перспективному развитию энергетического комплекса Ленинградской области. Речь идет о модернизации оборудования, появлении новых энергетических объектов, внедрении «умных» технологий и расширении практик государственно-частного партнерства. Отдельное направление работы — обеспечение возможностей для оперативного и удобного технологического присоединения потребителей к электрическим сетям. Это не только значительно улучшает качество жизни в регионе, но и способствует повышению инвестиционной привлекательности Ленинградской области. Не меньшее значение имеют задачи по энергосбережению. Хотя мы и сохранили лидирующие позиции в рейтинге энергоэффективности субъектов РФ в бюджетной сфере и ЖКХ, необходимо усилить работу по заключению энергосервисных контрактов на установку автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов, замену наружного освещения на энергосберегающее и по другим проектам во всех районах области.

BG: Как исполняются инвестиционные программы энергетических компаний в регионе?

Ю. А.: Мы рассчитываем, что до конца 2018 года общий объем инвестиций в электросетевые объекты региона составит около 13 млрд рублей. За счет вложений этого года в электросетевой комплекс мы можем ввести более 600 МВА трансформаторной мощности и более 1550 км линий электропередачи. Из реализованных проектов — уже введена в эксплуатацию построенная подстанция 110 кВ «Криогаз», обеспечивающая энергией «Терминал по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк» и жителей города, завершена реконструкция опорной подстанции ПС 110/35/10 кВ № 48 «Луга» в северной промышленной зоне. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России при раздельной работе с энергосистемами стран Балтии строятся высоковольтные линии 750 кВ Ленинградская — Белозерская и 330 кВ Псков — Лужская. Кроме этого, продолжается реализация

ЕВГЕНИЙ ПАВЛЕНКО

второй очереди генерирующего объекта «Станция активной дегазации полигона ТБО „Новый Свет-Эко“ с электростанцией, работающей на свалочном газе», установленной мощностью 2,4 МВт. По итогам девяти месяцев фактическое финансирование по инвестиционной программе ПАО «Ленэнерго» составило 3,9 млрд рублей (187% к плану). Введено 187 МВА трансформаторной мощности, построено и реконструировано 718 км ЛЭП. Всего за три года общие инвестиции в электроэнергетику региона достигли 58 млрд рублей.

BG: Много ли в регионе заключается концессионных соглашений в сфере ЖКХ?

Ю. А.: На сегодняшний день в сфере теплоснабжения реализуется шесть концессий. Речь идет о строительстве источника теплоснабжения и реконструкции тепловых сетей поселка Володарское Лужского района; переводе котельных деревни Старополье и деревни Овсище с мазутного топлива на биотопливо; трех концессионных соглашениях по строительству источников теплоснабжения и реконструкции тепловых сетей в поселках Ям-Тесово, Приозерный, Торошковичи. И, конечно, первый по своему масштабу позитивный пример государственно-частного партнерства в ТЭК на территории области — концессионное соглашение между администрацией Тихвинского района и АО «Газпром теплоэнерго». В рамках соглашения построен центральный тепловой пункт, проведена реконструкция 20 км тепловых сетей, построена и введена в эксплуатацию новая котельная. С прошлой зимы эта котельная обеспечивает теплом большую часть жилого фонда и социальных объектов Тихвина. Прошлый отопительный сезон для города прошел без аварий, перестали поступать жалобы от жителей. Второй этап концессии предполагает дальнейшую модернизацию тепловых сетей города.

BG: Есть ли проблемы при взаимодействие с инвесторами?

Ю. А.: Проблемы, с которыми приходится сталкиваться при заключении концессионных соглашений, довольно банальны. В их числе — недостаточный уровень компетенции сотрудников муниципального уровня и ресурсоснабжающих организаций, отсутствие у большинства предприятий-арендаторов финансовой возможности в полном объеме исполнять обязанности концессионера, то есть финансировать за счет собственных средств реконструкцию объектов теплоснабжения. Чтобы исправить ситуацию, мы ведем постоянную работу с органами местного самоуправления, помогаем им в организации и подготовке конкурсных процедур на право заключения концессионных соглашений.

BG: Почему «Газпром теплоэнерго» и правительство Ленинградской области не могут договориться о ремонте теплосетей?

Ю. А.: У нас нет недопонимания или сложностей с компанией «Газпром теплоэнерго». В связи с меняющимися экономическими условиями компания была вынуждена уточнить текущую стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей в Тихвине. Получилась сумма, превышающая договоренности концессионного соглашения. Сейчас администрация Ленобласти совместно с «Газпром теплоэнерго» прорабатывает вопрос внесения изменений в соглашение. Кроме того, компания готовит технико-экономические обоснования по объектам Выборгского и Всеволожского районов, которые были одобрены на совещании у главы региона.

BG: Почему газификация Ленобласти сейчас существенно отстает от планов?

Ю. А.: Газификация области в тандеме с «Газпромом» продолжается 15 лет. За последние пять лет объем инвестиций компании в строительство объектов распределения газа на территории региона составил более 3 млрд рублей, построено почти 100 км межпоселковых газопроводов. Общий объем инвестиций в рамках действующих бюджетных программ и программ газификации, финансируемых за счет средств специальной надбавки к тарифу на транспортировку газа, за этот же период превысил 5 млрд рублей, из них средства областного бюджета — 3,3 млрд рублей. Протяженность газопроводов, построенных только в рамках бюджетных программ, составила более 960 км. Существующее при этом отставание по срокам связано с изменением законодательства, с имущественно-земельными вопросами, в том числе с необходимостью согласовывать прокладку газопровода со всеми собственниками земельных участков, где планируется его размещение. Кроме того, на ситуацию влияют проведение историко-культурной экспертизы, длительность процедур согласования по лесным участкам и по землям Минобороны РФ. При этом, согласно нашим договоренностям с «Газпромом», к 2024 году возникшее отставание будет ликвидировано.

BG: Каждое лето Петербургская сбытовая компания, «Межрегионгаз» ограничивают поставку ресурсов на объекты ЖКХ Ленобласти из-за долгов. Как с этим бороться и кто виноват?

Ю. А.: Долги ресурсоснабжающих организаций формируются по нескольким причинам. Тут и сезонность, и долги населения, и, в ряде случаев,— бездействие администраций муниципальных образований, являющихся собственниками предприятий. К примеру, если говорить о расчетах теплоснабжающих предприятий региона за потребленный природный газ, то здесь на формирование задолженности влияет принципиальное различие схем проведения расчетов за природный газ и за тепловую энергию. Население в основном рассчитывается с производителями тепловой энергии в течение всего года равномерными частями. А теплоснабжающие организации руководствуются договорами поставки газа и платят по факту потребления. Таким образом, за зиму накапливаются долги, которые постепенно гасятся к началу очередного отопительного сезона. Со своей стороны для предупреждения и урегулирования проблемных ситуаций мы ведем еженедельный мониторинг платежей за природный газ и электричество, проводим совещания с участием всех заинтересованных сторон, отслеживаем составление и исполнение планов-графиков погашения накопленной задолженности. Кроме того, администрация региона в полной мере выполняет свои обязательства по выплате межтарифной разницы. ■

К ЭНЕРГЕТИКАМ ПРИБАВЛЯЮТ ЦИФРУ

ПО ПРОГНОЗАМ КОМИТЕТА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ ГОСДУМЫ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ В СФЕРЕ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ К 2025 ГОДУ ПОЗВОЛИТ СЭКОНОМИТЬ ДО 20% ОТ ОБЩЕЙ ВЫРУЧКИ ОТРАСЛИ, ИЛИ 500 МЛРД РУБЛЕЙ. ЭКСПЕРТЫ ОТМЕЧАЮТ, ЧТО ТАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, КАК «УМНЫЕ» СЧЕТЧИКИ, ПОЗВОЛЯЮТ ПОЛЬЗОВАТЕЛЮ ОКУПИТЬ СВОИ ИНВЕСТИЦИИ В КОРОТКИЕ СРОКИ ЗА СЧЕТ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОБСТВЕННЫМ ПОТРЕБЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. МАКСИМ СЕРГЕЕВ

ВАСИЛИЙ ДЕРЮГИН

ДРОНЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЗНАЧИТЕЛЬНО СОКРАЩАЮТ РУТИННЫЕ ОПЕРАЦИИ, КОТОРЫЕ ТРЕБУЮТСЯ ОТ ЧЕЛОВЕКА, И ВПОСЛЕДСТВИИ СНИЖАЮТ СТОИМОСТЬ МОНИТОРИНГА ИНФРАСТРУКТУРЫ

Крупные компании топливно-энергетического комплекса за последние десять лет довольно сильно преуспели во внедрении цифровых инструментов, говорит R&D-директор компании Directum Артем Пермяков. По словам эксперта, для нефтегазовых компаний в первую очередь актуальна цифровизация процессов управления месторождениями: «умные скважины» и «умные месторождения» (smart fields), которые собирают данные датчиков об окружающей среде и состоянии оборудования и на основании этой информации не только формируют рекомендации, но и корректируют работу, чтобы максимально оптимизировать процесс добычи.

Бюджет одной из лидирующих нефтяных компаний на проекты в области интеллектуального месторождения составляет около 10 млрд рублей на ближайшие пять лет, отметил руководитель дирекции вычислительных комплексов, сервиса и аутсорсинга «Инфосистемы Джет» Антон Павленко. «Если говорить про реализованные проекты, то одним из самых интересных считаю создание Центра управления добычей в „Газпромнефть-Хантос“. Ключевой системой центра стал „цифровой двойник“ месторождения. Успешно стартовал проект по цифровой модернизации и у ЛУКОЙЛа. Компания внедрила интеллектуальную систему управления на своих скважинах в Кокуйском месторождении. Решение проводит постоянный мониторинг скважин и помогает эффективнее управлять добычей»,— сказал эксперт.

Широкое применение в нефтегазовой отрасли получают дроны, которые применяются для инспекционного сервиса нефте- и газопроводов, а также используют компьютерное зрение для выявления нарушений и отклонений. «За счет этого беспилотники значительно сокращают рутинные операции, которые требуются от человека, и впоследствии снижают стоимость мониторинга инфраструктуры»,— говорит Артем Пермяков. Также для этих компаний актуальны вопросы цифровизации логистики, внутреннего документооборота. → 26

25 → «Энергетические компании активно сокращают издержки за счет избавления от рутины: с помощью технологий искусственного интеллекта уже сейчас можно значительно снизить стоимость процессов обработки входящего потока документов. По нашим подсчетам, на предприятиях добывающей промышленности внедрение интеллектуального решения для автоматической классификации документов и извлечения фактов окупается за полтора года»,— говорит господин Пермяков. Активно используются чат-боты: например, с их помощью сотрудники, работающие на нефтяных вышках или буровых установках, могут подписывать наряд-допуски — это обязательная процедура, необходимая для соблюдения требований безопасности на площадке.

Цифровизация актуальна для энергосбытовых компаний. Новые технологии помогают им наладить эффективное взаимодействие с потребителями электроэнергии. «Предоставить услуги в электронном виде с возможностью использования электронной подписи, автоматизировать сбор информации с помощью „умных“ счетчиков, создать для пользователей удобный интерфейс для отправки запросов с помощью чат-ботов»,— перечисляет возможности господин Пермяков.

Большой потенциал в развитии цифровизации — в сетях, потому что «умные» счетчики и «умные» сети неотделимы друг от друга. «Это и управление спросом, и предложение индивидуальных энергетических планов потребления, и двусторонний обмен электроэнергией, который позволяет развивать распределенную генерацию, включая возобновляемые источники энергии, и делает потребителей полноценными участниками рынка за счет хранилищ»,— поясняет руководитель практики по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства KPMG в России и СНГ Василий Савин.

В январе текущего года «Россети» презентовали стратегию развития цифровой сети до 2025 года. Ожидается, что цифровизация компании обойдется в 1,3 трлн рублей. Полное завершение проекта планируют к 2030 году. В результате перехода на цифровые подстанции потери в сетях, операционные и капитальные затраты должны снизиться на 30%, а доступность технологического присоединения к сетям — возрасти в полтора раза.

О приоритетах цифровизации российской энергетической отрасли можно судить по инициативам правительства РФ, говорит руководитель департамента развития отраслевой экспертизы Softline Светлана Савельева. «В частности, в 2016 году Минэнерго был утвержден прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК на период до 2035 года, ведется работа по национальному проекту „Интеллектуальная энергетическая система России“, а проект Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года предполагает переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК. Переход на цифровые подстанции позволит снизить среднее значение показателя потерь в сетях с текущих 15 до 9%, что обеспечит ежегодную экономию 40–50 млрд рублей. Внедрение интеллектуальных систем учета позволит снизить операционные затраты электросетевых и энергосбытовых компаний, обеспечить адресное воздействие на неплательщиков за поставленную электроэнергию, а также повысить прозрачность электросетевого комплекса»,— говорит эксперт.

СЕРГЕЙ ВАСИЛЬЕВ

ВНЕДРЕНИЕ ДОРОГОСТОЯЩЕЙ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОПРАВДЫВАЕТ СЕБЯ ТОЛЬКО В ТОМ СЛУЧАЕ, ЕСЛИ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ЕЕ ВНЕДРЕНИЯ ПРЕВЫШАЕТ ЗАТРАТЫ НА НЕГО, СЧИТАЮТ ЭКСПЕРТЫ

По прогнозам комитета по энергетике Госдумы, цифровизация и внедрение промышленного интернета в сфере российской электроэнергетики к 2025 году позволит сэкономить до 20% от общей выручки отрасли, или 500 млрд рублей.

БЕЗ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ НЕ ОБОШЛОСЬ По словам экспертов, цифровые решения сейчас реализуются с использованием российских технологий. «Например, в цифровых подстанциях „Россетей“ управление и мониторинг работы систем подстанции осуществляется на базе отечественного программно-технического комплекса, а в энергетической компании „Т Плюс“ используется отечественная система интеллектуальной диагностики энергетического оборудования»,— говорит Светлана Савельева. Большая программа по импортозамещению реализуется и в нефтегазовом секторе. «Известно, что „Газпром нефть“ планирует в 2020 году заменить до 80% импортных технологий. В компании внедряются отечественные роторные управляемые системы (современные системы для бурения скважин вместе с телеметрическими данными), созданы экспериментальные флоты гидроразрыва пласта (активно использующиеся при разработке нефтяных и газовых месторождений)»,— отмечает эксперт.

Председатель совета директоров АО «Ротек» Михаил Лифшиц говорит, что в российском ТЭК есть устремление к унификации и перениманию лучших практик. «Поэтому в ТЭК высокий уровень присутствия зарубежного программного обеспечения. Это связано и с тем, что зарубежное программное обеспечение является частью поставляемых сложных технических систем. Но мы уже видим по целому ряду направлений конкуренцию между российскими и западными разработчиками. И здесь необходимо применять меры стимулирования в приобретении российских программных продуктов. Тем более что российские решения для систем управления сложным оборудованием вполне конкурентоспособны»,— отмечает Михаил Лившиц.

ИННОВАЦИИ ПО КАРМАНУ Директор по цифровым решениям ПАО «Энел Россия» Сергей Розенберг говорит, что внедрение дорогостоящей инновационной технологии оправдывает себя только в том случае, если экономический эффект от ее внедрения превышает затраты на него. «Как правило, любая подобная инициатива для конечного потребителя идет только в плюс. Например, такие технологии, как „умные“ счетчики, позволяют пользователю окупить свои инвестиции в короткие сроки за счет эффективного управления собственным потреблением электроэнергии»,— говорит господин Розенберг.

Сбытовые компании, вложив свои деньги в установку приборов, вернут их за счет сокращения персонала, который занимается поверкой (он будет просто не нужен), снижения потерь в сетях, которые образует воровство электричества, и роста полезного отпуска энергии, поясняет госпожа Савельева. «Остаток платежа будет вписан в тариф потребителя и растянут во времени примерно на десять лет (или на срок работы нового счетчика), то есть скрытый платеж по факту будет равен копейкам, а его темпы роста не превысят уровень, прописанный в прогнозе Минэкономразвития»,— говорит эксперт.

«В ТЭК основными потребителями цифровизации являются крупнейшие компании с большими бюджетами. Все проекты направлены на достижение измеримых экономических эффектов: оптимизацию или быструю перенастройку бизнес-процессов и, соответственно, снижение издержек производства и повышение конкурентоспособности продукции. Потенциально от этого должны выигрывать как компании и акционеры, так и рядовые потребители, для которых результат цифровизации должен выразиться в более низкой стоимости продукции компаний ТЭК»,— заключает Михаил Якушевич, бизнес-партнер по решениям в области ТЭК компании Orange Business Services в России и СНГ. ■

РОССИЯ НАЖАЛА НА ГАЗ

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ГАЗА «ГАЗПРОМ» И НОВАТЭК ТОРОПЯТСЯ ЗАВЕРШИТЬ СВОИ КРУПНЕЙШИЕ ЭКСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ. НО ПОКА МОНОПОЛИЯ ДОСТРОИЛА МОРСКУЮ ЧАСТЬ «ТУРЕЦКОГО ПОТОКА», ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ УСПЕЛА С ОПЕРЕЖЕНИЕМ НА ГОД ЗАПУСТИТЬ ТРИ ОЧЕРЕДИ ЗАВОДА ПО СЖИЖЕНИЮ «ЯМАЛ СПГ» МОЩНОСТЬЮ 16,5 МЛН ТОНН В ГОД. ТЕПЕРЬ ТО, КАКИЕ ПОСТАВКИ ГАЗА БУДУТ ЭФФЕКТИВНЕЕ, РЕШИТ РЫНОК. МАРИЯ КУТУЗОВА («Ъ — НЕФТЬ И ГАЗ», № 230 ОТ 13.12.2018)

АЛЕКСАНДР КОРЯКОВ

НОВАТЭК ЗАПУСТИЛ С БОЛЬШИМ ОПЕРЕЖЕНИЕМ ГРАФИКА ВТОРУЮ И ТРЕТЬЮ ОЧЕРЕДИ ЗАВОДА ПО СЖИЖЕНИЮ ГАЗА «ЯМАЛ СПГ»

Россия в нынешнем году продвинулась с реализацией сразу двух крупных экспортных проектов. «Газпром» завершил строительство морской части газопровода по дну Черного моря «Турецкий поток» (включает две нитки по 15,75 млрд куб. м). Первая ветка обеспечит газом потребителей Турции, а вторая — стран Южной и Юго-Восточной Европы. Запустить газопровод монополия рассчитывает до конца 2019 года. Другой производитель — НОВАТЭК — запустил с большим опережением графика вторую и третью очереди завода по сжижению газа «Ямал СПГ» на базе Южно-Тамбейского месторождения. Их общая мощность — 16,5 млн тонн. Компании осталось построить еще одну линию на 1 млн тонн (должна быть запущена в конце 2019 года). Но уже сейчас СПГ НОВАТЭКа может составить конкуренцию трубопроводному газу «Газпрома» в Европе.

По мнению экспертов, ничего плохого в этом нет. «Будет лучше для страны, если соревнование между СПГ и сетевым газом на европейском рынке будет идти не между США и Россией, а между двумя российскими национальными чемпионами. Даже если сжиженный природный газ проекта „Ямал СПГ“ на некоторых рынках в Европе будет конкурировать с поставками „Газпрома“, эта конкуренция в условиях существующего сейчас „рынка продавца“ не так страшна»,— считает Виталий Ермаков, руководитель Центра изучения энергетической политики Национального исследовательского университета Высшей школы экономики.

Но, отмечает он, хоть «Ямал СПГ» и окажет значительное влияние на рынки СПГ, мощности завода не так велики в сравнении с будущими поставками «Газпрома», который строит сразу три газопровода: «Турецкий поток», «Северный поток — 2» в Европу и «Силу Сибири» в Китай, наращивая добычу на Бованенково. С ним согласна директор по исследования VYGON Consulting Мария Белова. «Было бы неправильно сравнивать два эти проекта в лоб. Они разные по своей сути и призваны решать разные задачи»,— говорит она.

Так, «Турецкий поток» призван прежде всего минимизировать объемы транзита через Украину. «Возникший на базе застрявшего „Южного потока“, он учел все имеющиеся риски газового законодательства ЕС — российское участие в сооружаемой трубопроводной системе ограничится территорией Турции, ее европейское продолжение будет сооружаться системными газовыми операторами стран ЕС. Первая нитка газопровода будет сдана в эксплуатацию еще до конца действующего контракта на поставки газа по ГТС Украины. Тогда как „Ямал СПГ“ — это редкий для глобальной СПГ-индустрии пример, когда проект был реализован в рамках бюджета и раньше изначально установленных сроков»,— подчеркивает госпожа Белова.

Она отмечает, что дальнейшая реализации масштабных СПГ-проектов, подобных «Ямал СПГ», за счет все более активного вовлечения отечественной промышленности даст мультипликативный эффект и послужит драйвером роста экономики России. При этом получателями СПГ НОВАТЭКа станут не только европейские потребители, но и страны АТР. В результате, имея достаточно диверсифицированный портфель контрактов, компания, по мнению Марии Беловой, значительно минимизировала сбытовые риски.

Что же касается «Турецкого потока», то первые поставки по нему, в конце 2019 года, будут предназначены только турецким покупателям, напоминает Екатерина Орлова, заведующая сектором «Газовые рынки» Института энергетики и финансов. Строительство газопровода-интерконнектора в Европу Eastring мощностью 20 млрд куб. м в год (с возможностью реверсивных поставок и расширения до 40 млрд куб. м в год) начнется лишь в 2022 году. А до тех пор российский газ сможет поставляться на соседние с Турцией рынки по действующей газопроводной системе.

«В настоящее время проект „Ямал СПГ“, теперь мощностью до 16,5 млн тонн сжиженного природного газа в год, видится более эффективным. Почти все мощности законтрактованы на долгосрочной основе азиатскими и европейскими покупателями. Основной путь поставки ямальского СПГ лежит через Евросоюз — терминал „Зебрюгге“ в Бельгии. Но недавно была успешно опробована поставка партии по Северному морскому пути в Китай — на один из крупнейших рынков потребления газа в АТР»,— считает госпожа Орлова.

Сейчас Россия ведет активные переговоры по продолжению второй нитки газопровода «Турецкий поток» по территории европейских стран. В середине ноября Греция выступила за продолжение строительства трубопровода через греко-турецкую границу и далее через территорию страны в другие европейские государства. В октябре стало известно, что российские и итальянские власти изучают возможность поставок газа по «Турецкому потоку» в Италию. Комментируя дальнейшие перспективы газопровода, российский МИД заявил о возможном его продолжении до территории Болгарии, Сербии, Венгрии с выходом на газораспределительный центр в австрийском Баумгартене, сомкнув два направления российских поставок газа — по «Турецкому потоку», «Северному потоку — 1» и «Северному потоку — 2». Bloomberg отмечает, что Россия за счет реализации новых газопроводных проектов нарастит влияние в Европе, и называет трубопроводы памятником растущей энергетической зависимости европейских стран от РФ.

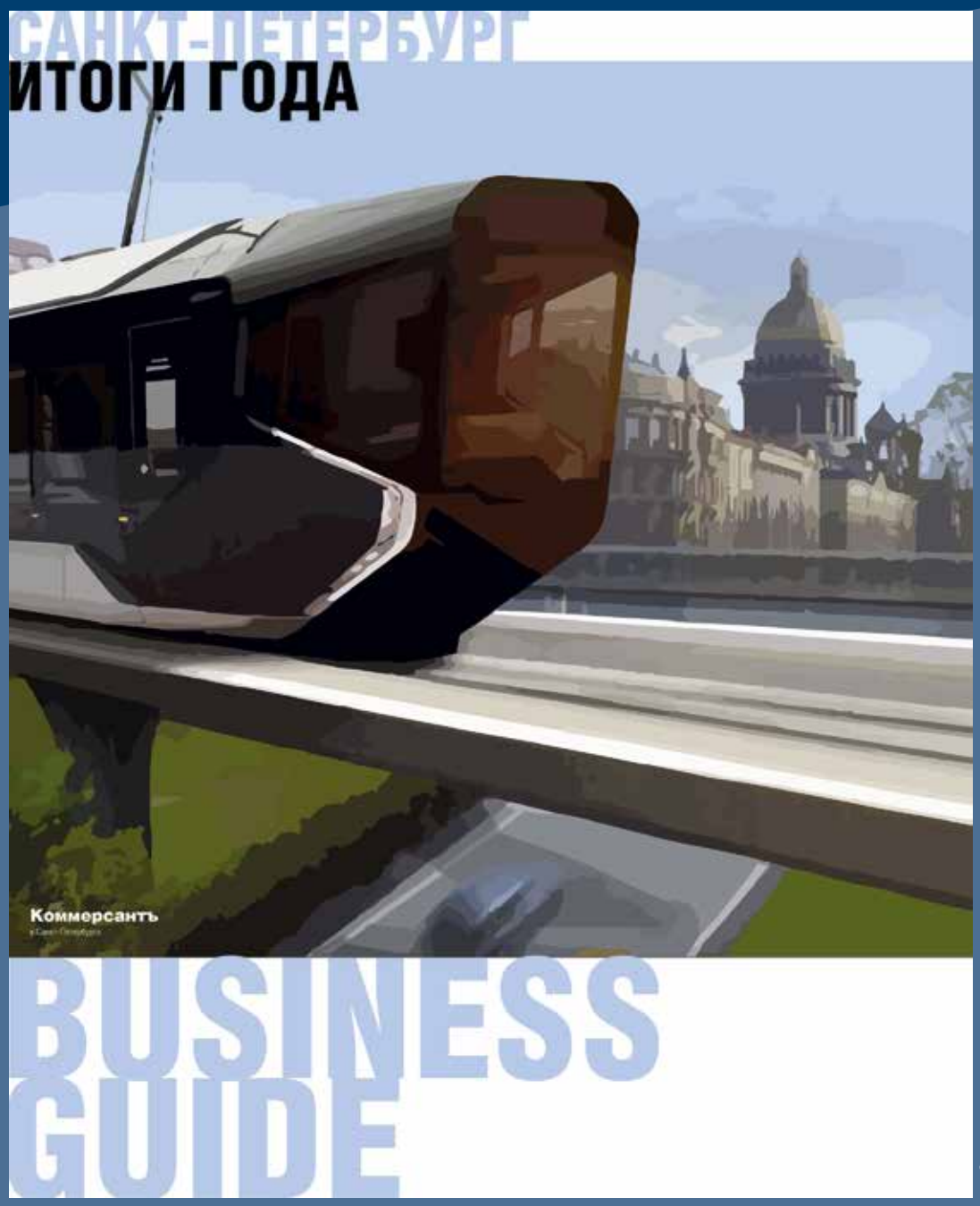
С точки зрения акционеров «Газпрома» неэффективен ни один из мегапроектов, считает гендиректор East European Gas Analysis Михаил Корчемкин. По его мнению, «акционеры вкладывают более $40 млрд в соединение Бованенковского месторождения с Германией для того, чтобы перевести уже законтрактованные объемы газа с маршрута через Украину и Словакию». «Для прежней транзитной схемы было бы достаточно построить короткую перемычку Бованенково — Ямбург и воспользоваться „колоссальными“, по словам главы „Газпрома“ Алексея Миллера, резервами пропускной способности на центральном газопроводном коридоре. Бывший „Южный“, а ныне „Турецкий поток“ уже съел более $30 млрд ради того, чтобы сократить украинский транзит на 11–13 млрд куб. м в год, сейчас поставляемых на границу Болгарии и Турции. К сожалению, у проектов нет даже тех плюсов, которые есть у подавляющего большинства новых газопроводов, открывающих новые возможности как для поставщиков, так и для потребителей газа. „Газпром“ сочетает строительство новых газопроводов с ликвидацией старых. Увы, если расширить одну дверь, а вторую замуровать, то возможности не увеличатся, а сократятся»,— считает он.

Тогда как «Ямал СПГ», по мнению эксперта, хороший и своевременный проект, который может помочь ликвидировать растущий дефицит пикового газа в Северо-Западной Европе. «Сократилась добыча основного регулятора сезонной неравномерности потребления газа — голландского месторождения Гронинген. После закрытия крупнейшего британского подземного хранилища газа Rough снизились объемы суточного отбора газа из подземных хранилищ. „Северный поток — 2“ предназначен для равномерных суточных поставок газа вне зависимости даже от сезонного спроса потребителей. В этих условиях „Ямал СПГ“ может покрыть часть пикового спроса в береговой зоне северо-запада Европы»,— утверждает эксперт. ■

ТЕМАТИЧЕСКИЕ СТРАНИЦЫ ОТПЕЧАТАНЫ В ООО «ТИПОГРАФСКИЙ КОМПЛЕКС «ДЕВИЗ»» 195027, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, УЛ. ЯКОРНАЯ, Д. 10, КОРПУС 2, ЛИТЕР А, ПОМЕЩЕНИЕ 44. ЗАКАЗ № ТД-7554

ТЕМАТИЧЕСКИЕ СТРАНИЦЫ

Коммерсантъ



ФОРМАТ — А3.
РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ С ГАЗЕТОЙ «КОММЕРСАНТЪ»

Ежегодный ПРОЕКТ ИЗ СЕРИИ ЦВЕТНЫХ ТЕМАТИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ «ИТОГИ ГОДА».

В выпуске будет представлен обзор наиболее важных экономических и общественно-политических событий уходящего года, повлиявших на жизнь региона

31 ЯНВАРЯ 2019 ГОДА

РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ВЫПУСКЕ
(812) 325-85-96, e-mail: reklama@spb.kommersant.ru

реклама 16+