

Время не даёт альтернативы



Особенности развития отечественной электроэнергетики на современном этапе остаются ключевыми в текущей повестке дня. Отрасль не только столкнулась с новыми внешними и внутренними вызовами, но и оказалась перед необходимостью выбора новых подходов — к планированию, управлению, финансированию. В связи с этим возникает целый ряд вопросов, на которые по просьбе журнала «Вести в электроэнергетике» отвечает заместитель директора по науке Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН) Фёдор ВЕСЕЛОВ.

ТЕРРИТОРИЯ КОНТРАСТОВ

— Фёдор Вадимович, что собой представляет энергосистема России на текущем этапе? Насколько она отвечает требованиям социально-экономического развития страны?

— Электроэнергетика сегодня — это территория контрастов, где масштабные замыслы сосуществуют с масштабными проблемами. Российская энергосистема остаётся одной из крупнейших в мире — и по мощности, и по объёму производства, и, наверное, по площади обслуживания. Но в то же время это система с нарастающим старением генерирующих, тепловых и сетевых мощностей, которое не преодолевается при существующих темпах инвестиционной активности. В целом отрасль обеспечивает надёжное энергообеспечение экономики при сравнительно низкой стоимости электроэнергии (если считать по номинальному валютному курсу, по которому живут вся экономика и бюджет, а не по абстрактной покупательной способности). Но при этом нарастает неудовлетворённость доступностью энергообеспечения со стороны отдельных потребителей. Причём эта доступность и физическая, и ценовая, включающая не только стоимость самой электроэнергии, но и стоимость технологического подключения.

Около 20 лет назад в отрасли была начата масштабная рыночная реформа, в рамках которой созданы конкурентные механизмы торговли электроэнергией и мощностью, экономически обоснованной тарификации сети и сетевых услуг. Однако масштаб и разнообразность действий разных регуляторных ограничений фактически нивелировали эффективность конкурен-

ции на оптовом и розничном уровнях. Напомню, что вслед за реформой рынка была проведена реструктуризация энергокомпаний под идею масштабного привлечения частных инвестиций. Однако в настоящее время мы видим, что большинство активов де-факто управляются компаниями с госучастием. То есть, ожидание привлечения частного капитала не сбылось, и главным источником финансирования инвестиций по-прежнему является потребитель.

Теперь несколько слов о том, насколько энергосистема отвечает требованиям социально-экономического развития страны. Проблема состоит в том, что сами эти требования не ясны. Уже достаточно давно электроэнергетика развивается без долгосрочного целеполагания со стороны экономики. У нас нет актуального долгосрочного, а не на три года, прогноза социально-экономического развития, увязывающего развитие отдельных секторов экономики и отдельных частей страны (федеральных округов). И даже «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года», принятая в 2024 году, ссылается в качестве базы на прогноз социально-экономического развития 2018 года.

Неопределённость с реализацией «Климатической доктрины» и «Стратегии низкоуглеродного развития до 2050 года». В этих документах определены такие общие для страны цели, как сильное сокращение нетто-выбросов парниковых газов (ПГ) до 2050 года и их обнуление к 2060-му. Во всех странах мира электроэнергетика является ключевой отраслью, за счёт которой обеспечивается сокращение выбросов ПГ. Но какой вклад в углеродную нейтральность

ождается от российской электроэнергетики — до сих пор неясно. Особенно с учётом того, что декарбонизация в других отраслях зачастую идёт через замещение топлива электроэнергией, что усиливает рост спроса на неё, а рост спроса на электричество потянет за собой и рост его стоимости, так как потребуются очень сильное изменение технологической структуры.

О СИСТЕМНЫХ ПРОБЛЕМАХ — СТАРЫХ И НОВЫХ

— **Ситуация в энергетике вызывает опасение, что очень скоро отрасль может стать не локомотивом, а тормозом развития отечественной экономики. Какие системные проблемы на каких этапах были допущены и как их теперь решать?**

— Наиболее серьёзной системной проблемой является то, что с развёртыванием рыночных реформ государство снизило свою активность в управлении развитием отрасли. Если ранее оно делегировало эту функцию РАО «ЕЭС России», и это как-то работало, то после исчезновения монополии с её единым центром управления и технической политикой, инвестиционной контур управления развитием не был перенесён в Минэнерго. С этих пор все действия государства в инвестиционной сфере носили характер частных, не связанных друг с другом решений. Понятно, что во многом здесь свою роль сыграла призрачная надежда на силу рыночных механизмов. Однако рыночные механизмы были ориентированы на действующие мощности, на то, как эффективно использовать то, что есть. Они не способны были формировать адекватные сигналы для инвестиций.

Поэтому почти сразу возник и стал нарастать конфликт между маргинальностью конкурентных механизмов, способствующих росту цены, и всё более сильным ограничением этих механизмов со стороны регулятора, для которого главной целью было сдерживание роста цен на электроэнергию. Этот конфликт и сегодня никуда не делся, он только усиливается.

Несистемность действий в сфере управления инвестиционным процессом приводит к достаточно неприглядным последствиям. Вот несколько примеров.

Объекты энергетике в рамках первого ДПМ, по сути, назначались компаниям и распределялись без учёта реальной балансовой потребности. В результате целый ряд объектов был введён не там, где это было нужно.

Запуск проектов под модернизацию ТЭС — КОМ-мод сопровождался увеличением цены на рынке мощности для остального объёма электростанций. Под это повышение цены генкомпания должны были выполнить существенный объём работ по продлению рабо-

чего ресурса определённой части действующих мощностей. Но это так и не было сделано.

Наконец, точечные отборы на строительство новой генерации (КОМ НГО). Конкурсы, проводившиеся при неучастии государства в управлении рисками будущих проектов, их стоимостью, стоимостью их капитала и так далее, привели к тому, что компании стали отказываться от участия в отборах, а государство оказалось вынуждено административно назначать ответственных за тот или иной проект.

Ещё одна системная проблема состоит в том, что при планировании спроса и принятии инвестиционных решений не был реализован механизм ответственного взаимодействия между потребителями и энергосистемой, гарантирующий строительство энергоёмкостей не по заявкам-хотелкам, а исходя из реального состояния и потребностей экономики страны, региона, а также состояния конкретных компаний, которые планируют, реализуют эти проекты.

Проблемой является и то, что в условиях, когда в стране больше половины тепловых электростанций являются станциями с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла (ТЭЦ), сектор теплоснабжения полностью выпал из сферы прямого управления Минэнерго, а планирование развития электрогенерирующих мощностей осуществляется без учёта оптимизации решений по теплоснабжению.

К сожалению, проигнорирован инвестиционный потенциал потребителей электроэнергии по развитию собственных распределённых источников, прежде всего — когенерации, которые могли бы создать и дополнительные объёмы мощности, и реальную конкурентную среду на розничном рынке. На мой взгляд, неправильно говорить про конкуренцию на розничном рынке, если там нет конкуренции поставщиков и производителей электроэнергии, а есть конкуренция только бытовых компаний.

Ну и, наконец, последняя в списке, но не по значимости системная проблема, — отсутствие межотраслевой интеграции. Ещё 15 лет назад в программе модернизации электроэнергетики, которую тогда делал целый ряд институтов, в том числе и наш, а ЭНИН им. Г.М. Кржижановского этот процесс возглавлял, ставился вопрос о необходимости межотраслевой интеграции электроэнергетики, энергомашиностроения и других отраслей промышленности.

Всерьёз к этому вопросу вернулись, увы, только после того, как страна столкнулась с масштабными технологическими санкциями, ограничениями по импорту оборудования и неготовностью наших заводов к быстрому росту выпуска отечественного, влиянием высокой импортной зависимости на надёжность и стоимость энергоснабжения.

НУЖЕН ПРОГРАММНЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ РАЗВИТИЕМ

— Новыми трендами в энергетике в последние годы стали быстрый рост потребления энергии и мощности, изменение динамики и характера потребления, сложность прогнозирования спроса, чувствительность потребителей к цене, ограничения по источникам инвестиций и технологиям. Чем эти обстоятельства отличаются от вызовов, например, 20–30–50-летней давности? Как отрасль решала проблемы тогда и чем нынешняя ситуация отличается от предыдущей?

— Я бы не заглядывал на полвека назад, и даже на тридцать лет — это слишком далеко, слишком другие условия. Но параллели с состоянием 20-летней давности очевидны: все вызовы, которые существуют сейчас, были актуальными и в то время. Правда, есть и отличия. Главное из них в том, что в начале 2000-х электропотребление отставало от уровня 90-го года, и, по факту, у нас был достаточный запас свободных мощностей, а сами мощности были лет на 20 моложе. Сегодня ситуация совсем другая.

— В то время энергетиков ругали за слишком большой избыток мощности.

— Наличие избыточных мощностей снижало эффективную потребность в объёмах затрат на продление ресурса, на модернизацию оборудования, его замещение. Считалось, что всё это можно сделать чуть попозже — лет через 5, 10, 15, когда-нибудь потом. А в части новых строек стремились обходиться точечными проектами. Так появился механизм гарантирования инвестиций (МГИ) — прообраз КОМ НГО, а позже — первые ДПМ.

Спустя 20 лет у нас, по сути, сохраняется прежняя система точечной проектной поддержки инвестиций, хотя масштаб инвестиционных вызовов кратно увеличился. И не только из-за того, что растёт спрос, а из-за того, что нарастает объём ранее отложенных решений по замещению или модернизации действующих мощностей, которые уже нельзя сдвинуть на десятилетия. В этих условиях правильно было бы говорить не о проектном, а о программном подходе к управлению развитием (и отраслевому, и корпоративному), с глубиной планирования инвестиций не менее чем на 10–15 лет, по сути — на горизонт Генсхемы. Это позволило бы в комплексе решить сразу несколько задач:

— сформировать базу для долгосрочных и взаимобязывающих отношений между электроэнергетикой и обеспечивающими отраслями промышленности (размещение больших и «длинных» по срокам заказов на оборудование, объединённых по проектам

и программам) и тем самым создать прогнозируемый рынок;

— перейти от проектной к корпоративной схеме финансирования инвестиций (не на отдельный проект, а на компанию), дающей возможность привлекать более долгосрочное финансирование при меньших рисках реализации программы инвестиций;

— синхронизировать параметры развития электроэнергетики и систем газоснабжения, а также угольных предприятий, повысить обоснованность инвестиций в смежных отраслях ТЭК.

Де-факто такой программный подход начал реализовываться в отношении ГЭС и АЭС. В Генсхеме для гидроэлектростанций, для атомных станций определён долгосрочный график ввода мощностей. Правда, до сих пор нет определённости с механизмами финансирования, особенно для ГЭС, не решены вопросы ДПМ для ГЭС и так далее. Но появился шанс перейти от проектной схемы ДПМ к программной модели финансирования и подумать над какими-то другими способами оплаты мощности. Возможно, это будут не тарифы ДПМ для каждой отдельной ГЭС или АЭС, а единая ставка на мощность для действующих и новых объектов гидроэнергетики, атомной энергетики, исходя из необходимой выручки для всей инвестиционной программы, а не для отдельных объектов.

Для тепловых станций программный подход не отменяет принципы конкуренции, основанные на минимизации затрат. Просто этот программный и долгосрочный подход формирует повышенные требования к качеству оптимизации структуры генерирующих мощностей. Эта структура должна быть более детализированной по типам тепловых станций, в том числе с учётом режима когенерации, приоритетных видов типа топлива и т.д. То есть не просто ТЭС «одной строкой», а детализированные требования по всем технологическим типам. В каждом таком технологическом сегменте тепловой энергетики могли бы быть организованы залповые отборы на более длительный период реализации проектов, в которых, конечно, должны принимать участие и объекты распределённой энергетики, представляющей огромный потенциал дополнительных мощностей «снизу».

АРГУМЕНТЫ В ПОЛЬЗУ ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ

— В 2027 году ожидается плановая актуализация Генсхемы-2042. Какие именно направления нуждаются в актуализации? Чему больше нужно уделять внимания — новому строительству или модернизации действующих энергообъектов?

— С формальной точки зрения есть нормативная база, есть чёткие условия по процедуре актуа-

лизации. Но сам объём информации, подлежащий актуализации, строго ограничен. В частности, он не касается прогноза спроса, пересмотра структуры мощностей и в основном состоит в подвиге инвестиционных решений, включении частных изменений, накопившихся за три года с начала утверждения схемы. Поэтому, когда говорят о доработке, скорее всего, предполагают не такую формальную «бухгалтерскую» актуализацию, а более глубокое изменение содержания документа, которое касается и спроса, и структуры, и состава инвестиционных решений, и экономических оценок.

— **Призывы к актуализации появились буквально сразу после утверждения Генсхемы.**

— Объём критических замечаний к ней остаётся достаточно большим. У нас тоже многие допущения и положения Генсхемы вызывают вопросы, как и позиция разработчиков «мы всё сделали по утверждённой методике, по согласованным и утверждённым прогнозам и параметрам». Потому что, если говорить по-крупному, то в отличие от СиПРа, который у нас принимается каждый год и является понятным технологически ориентированным документом, просто фиксирующим достаточность или недостаточность принятых инвестиционных решений для выполнения баланса мощности на ближайшие годы (причём без системной оценки их оптимальности), Генсхема — это документ технико-экономической направленности. СиПР — он больше про киловатты, а Генсхема фокусируется на энергии, киловатт-часах и их стоимости. Здесь решается иная задача — задача системного экономического обоснования направлений развития энергосистемы и энергоснабжения потребителей с учётом технологических ограничений в условиях нарастающей неопределённости факторов, влияющих как на балансовую ситуацию, так и на межтопливную конкуренцию технологий.

И вот первое, чего Генсхеме-2042, на мой взгляд, сильно не хватает — это многовариантности сценарного исследования балансовой ситуации, оценок чувствительности структуры мощностей к изменению тех или иных факторов (спрос, стоимость технологий, цены топлива, стоимость капитала, возможные требования углеродного регулирования и проч.). Такое исследование позволило бы снять многие претензии к документу, а также получить мощные, количественно подтверждённые аргументы в пользу тех или иных решений, которые там заложены.

Вторым недостатком Генсхемы является излишняя укрупнённость структуры мощностей. ТЭС представлены одной строчкой в балансах мощности и электроэнергии, а список пообъектных решений до смешного

мал и показан лишь для нескольких электростанций и только до 2036 года (почти все изменения — вообще до 2030 года, на горизонте СиПРа). Всё остальное покрыто мраком неопределённости.

Безусловно, необходимо представление более детализированной технологической структуры генерирующих источников до 2042 года, с выделением теплофикационных и конденсационных блоков ТЭС, а также объёмов и типов источников распределённой энергетики. Важным является и выделение технологий по типам топлива. Без понятной, детальной технологической структуры бессмысленно говорить об обоснованном долгосрочном спросе на оборудование. Между тем, в Генсхеме ни слова не сказано о ПГУ, ГТУ, паросиловых блоках — просто «тепловые электростанции».

В генсхемах прошлых лет на многих десятках страниц была расписана судьба буквально каждой электростанции — поблочко, с заменами оборудования, с указанием типа оборудования и пр. Значительная часть из запланированного не была выполнена, но это уже вопрос к тому, как государство организовало механизмы реализации Генсхемы, в результате которых вводились совсем другие объекты. Это другая тема. Но опыт разработки качественных генсхем в стране есть, его нужно знать и использовать при создании стратегических документов.

ОТ ГЛОБАЛЬНОЙ КООПЕРАЦИИ — К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СУВЕРЕНИТЕТУ

— **Как известно, развитие энергосистем должно происходить на основе новых отечественных технологий и оборудования. А Счётная палата на итоговой Коллегии Минэнерго отчиталась о том, что деньги, направленные в НИРы и НИОКРы, тратятся впустую, результаты от научно-исследовательских работ минимальные. Согласны ли вы с этим? Что вообще происходит в области энергетических технологий?**

— Хороший вопрос. Сейчас в области энергетических технологий в электроэнергетике, да и вообще в ТЭК идёт очень непростой переход от модели развития в рамках глобальной технологической кооперации к модели технологического суверенитета. Время не оставляет нам альтернативы.

К сожалению, по ряду технологических направлений образовался серьёзный разрыв между мировым и российским уровнем готовности, доступности и, соответственно, стоимости технологий. Целый ряд технологий, массово доступных в мире, импортировавшихся ранее из недружественных стран, или даже частично локализованных и производимых в России, для нас стал недоступен. Это и газовые турбины, и газопоршневые установки, и электротехническое

оборудование, и значительная часть систем управления энергообъектами, комплексами и т.д. Учитывая эти разрывы, нам по многим технологиям нужно много быстрее пройти тот путь, который раньше проходили за десятилетия, выйти на серийное производство оборудования с соответствующим снижением стоимости.

Тут есть свои риски. Они в том, что, слишком долгие сроки выхода на серийную доступность или на показатели, которые не обеспечивают конкурентоспособность, приемлемые затратные характеристики, будут способствовать поиску альтернативных решений...

— Каких альтернативных решений?

— Одним из них является массовая модернизация существующих мощностей с продлением их сроков службы. Вместо перехода на новую технику мы консервируем технологический уровень отрасли ещё на несколько пятилеток. И в этом направлении движение уже началось. У нас КОМмод на 20 с лишним миллионов киловатт мощностей под модернизацию. Из этого объёма под замену технологически устаревшего оборудования на ПГУ отведено лишь 2,5 миллиона киловатт, и то, по-моему, не весь объём выбран. То есть этот риск уже реализуется.

Другая альтернатива — импорт оборудования из «дружественных» стран. Тактически это решение выглядит привлекательно, потому что позволяет начать проекты с новыми технологиями раньше, при более низкой стоимости (китайское оборудование может быть дешевле чуть ли не на 30%). Но в долгосрочной перспективе это означает возврат к модели «глобального технологического взаимодействия». Только взаимодействие осуществляется не с США и Германией, а с Китаем, со всеми сопутствующими рисками. И, конечно, такой подход ведёт к сокращению поддержки собственных инноваций в России, с перенаправлением наших ресурсов в научно-технологическое развитие другой страны.

— Какое из двух зол всё-таки лучше?

— Лучше ни одно зло не выбирать, а разрабатывать и массово, а не разово, внедрять свои собственные технологии. Для того, чтобы это сделать в разумные сроки за разумные деньги и получить осязаемый эффект, конечно, нужна дополнительная работа и максимальная концентрация тех ресурсов, которые всегда ограничены. Не менее важно повышение эффективности целеполагания для НИРов и НИОКРов энергетических компаний. Но это имеет смысл только в условиях, когда государство чётко формулирует и твёрдо реализу-

ет единую техническую политику, как это было в РАО «ЕЭС России» и что отсутствует сейчас.

При этом современная техническая политика должна охватывать и большую энергетику, и малую распределённую, и теплоснабжение, потому что половина ТЭС связана с вопросами теплоснабжения. Сейчас обсуждается проект федерального закона «О содействии инфраструктурному развитию и повышении эффективности управления в сфере электроэнергетики». Считаю, что на уровне закона необходимо чётко установить ответственность Минэнерго РФ за формирование и реализацию единой технической политики.

— Минэнерго вроде бы и так отвечает за это?

— Нет, не отвечает. Понятие государственной технической политики в отрасли отсутствует. Если нет законом установленной функции госоргана, под неё не выделяется ресурс, не создаются административные механизмы взаимодействия, эта функция не реализуется. И, конечно, важно, чтобы приоритеты технической политики определялись документами научно-технологического развития — прогнозом и стратегией НТР и другими. Это ключевая вещь.

— Как в решении общепромышленных проблем может помочь перестройка структуры управления отраслью? Минэнерго предлагает ввести два института — проектный и финансовый. Что будут представлять собой данные институты: это отдельные организации в ведомстве Минэнерго, или несколько НИИ и банков, работающих по договору с министерством?

— В проекте федерального закона «О содействии инфраструктурному развитию и повышении эффективности управления в сфере электроэнергетики» сделана попытка упорядочить инвестиционную деятельность в отрасли через типизацию технологических решений. Для этого создаётся публично-правовая компания «Росэнергопроект» (ППК РЭП). Это проектный оператор отрасли. Его учредителем является Российская Федерация, а функции учредителя выполняет Минэнерго. Так что ППК РЭП — «Росэнергопроект» — организация, подведомственная Минэнерго.

Создание такого института — правильная мера, но она эффективна только в условиях, когда государство чётко формулирует и твёрдо реализует единую отраслевую техническую политику, о чём уже говорилось ранее.

Одной из функций ППК РЭП является «мониторинг реализации типовой проектной документации, типовых проектных решений в целях принятия решений об их актуализации». Но это закладывает ограни-

ченность функций ППК РЭП: по сути, предполагается, что будет проводиться работа только с данными уже выполненными, реализованными проектами, то есть с технологическими решениями, доступными на сегодняшний день. В то время как ключевой задачей (но она как раз формулируется только в рамках отраслевой технической политики) является разработка и внедрение типовых решений на базе новых поколений техники и требований (технических заданий) к их созданию и производству.

Всё же важно говорить о качественно другом, не формальном, а проактивном подходе к формированию отраслевого заказа, создающего стимулы для технологически прогрессивного развития как электроэнергетики, так и обеспечивающих отраслей промышленности.

И для этого важно, чтобы та самая актуализация типовых технологических решений опиралась бы не только на мониторинг их реализации, но и на мониторинг изменения ассортимента продукции поставщиков энергетического оборудования, электротехники, а также на положения документов стратегического планирования в сфере прогнозирования научно-технологического развития и последующих решений государственных органов, определяющих приоритетные технологические направления развития в электроэнергетике.

Необходимо, чтобы ППК РЭП организовывал и координировал НИР и НИОКР, направленные на разработку типовых технологических решений на базе новых поколений техники и требований (технических заданий) к их разработке и производству в промышленности.

С оператором финансовой поддержки ясности меньше — это может быть банк или институт развития с контрольным участием государства. Но задача его — централизация и оптимизация финансовых ресурсов, выделяемых государством на поддержку приоритетных инвестиционных направлений. Правда, непонятно, на какие именно способы поддержки со стороны государства можно рассчитывать. Поэтому достаточно странными, но ожидаемыми, конечно, являются функции финансового оператора по централизованному управлению специальными платежами, снова взимаемыми с потребителей.

А таких платежей в проекте ФЗ появляется целых два: «обязательные целевые взносы» и «инвестиционный инфраструктурный платёж».

Что касается обязательных целевых взносов, то формулировка их применения настолько широка, что, по сути, охватывает весь объём отраслевых инвестиций. При этом явно говорится, что эти средства идут не только на финансирование капитальных расхо-

дов, но и на выплаты процентов по кредитам, займам и облигациям в рамках проектного финансирования. То есть вместо того, чтобы снижать за счёт этого взноса объёмы заимствований энергокомпаний, допускается, что потребитель так же будет оплачивать финансовые обязательства компании. Причём на невозвратной основе.

Предложенная схема, по сути, восстанавливает модель абонентной платы и инвестиционных надбавок времён РАО «ЕЭС России». Но говорить о целесообразности её применения (при безусловном исключении всех расходов, кроме капитальных) можно только в ситуации централизованного финансирования и последующего управления проинвестированными активами (в том числе с их продажей или передачей в долгосрочную аренду энергокомпаниям). Тогда это ставит вопрос о существенном расширении функций государственного оператора финансовой поддержки в сфере электроэнергетики — и как оператора проинвестированных активов. Тогда эту важнейшую функцию нужно дополнительно прописать в законе.

Вторым механизмом финансирования является инвестиционный инфраструктурный платёж (ИИП), через который потребитель также будет авансировать стройки. Согласно проекту ФЗ, исходно ИИП определяется каждым «поставщиком», исходя из объёмов инвестиционных расходов. При этом ИИП — это платёж, «соразмерный» с собственными средствами компании (почему при этом в «собственные средства» включены заёмные — непонятно). При этом деньги потребителя направляются не сразу поставщику на стройку (с соответствующими обязательствами), а перераспределяются через оператора финподдержки в непонятные сроки в непонятном объёме и непонятно кому. То есть действует даже не механизм «вечером деньги — утром стулья», а «стулья» будут через несколько лет и, может, это будут уже не «стулья», а «табуретки» или «тумбочки».

ОТРАСЛЕВОЙ ЗАКАЗ КАК ИНСТРУМЕНТ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ

— Должно ли государство инвестировать в электроэнергетику?

— Активное участие государства в управлении развитием отрасли невозможно без опоры на финансовые ресурсы. В идеале, государство должно выступать в роли «замыкающего инвестора» в тех направлениях, которые остаются рискованными для бизнес-проектов, участвуя в софинансировании, например, головных образцов оборудования, пилотных проектов с инновационными решениями, технологических полигонов. Есть ещё ряд направлений, где также необходимы прямые государственные инвестиции — например, подготовка водохранилищ, остающихся в госсобственности.

Но, конечно, основным направлением должны быть не прямые государственные инвестиции через льготное финансирование, административные и налоговые льготы, поддержка развития газовой и электросетевой инфраструктуры. Здесь важно оценивать бюджетную эффективность не только с точки зрения прямых затрат и налоговых поступлений от объектов, но и внеотраслевые социально-экономические эффекты, возникающие в смежных отраслях и на территориях размещения объектов. Это особенно важно для крупных объектов, таких как гидроэлектростанции, которые всегда являются комплексными межотраслевыми объектами, АЭС, угольные ТЭС, тесно связанные с развитием угольной промышленности, и так далее. К оценке бюджетных эффектов нужно подходить системно, тогда будет понятно, какова реальная роль государства в энергетике и каковы «по полному кругу» эффекты для экономики.

— Как вы относитесь к идее отраслевого заказа? Кто от него выиграет? Как отраслевой заказ повлияет на темпы развития электроэнергетической отрасли?

— Тема отраслевого заказа возникла ещё лет 15 назад при разработке программы модернизации электроэнергетики, когда впервые была обчислена потребность в оборудовании — сколько, чего, когда потребуется. Сейчас термин «отраслевой заказ в сфере электроэнергетики» и его контуры появились в проекте федерального закона о содействии развитию энергоинфраструктуры. Отраслевой заказ формирует долгосрочную межотраслевую связку между промышленностью и энергетикой, и это является одной из главных (и правильных) идей проекта нового ФЗ. По сути, это единственно жизнеспособный механизм, позволяющий перейти к технологическому суверенитету в отрасли, а принцип «гарантированный рынок в обмен на гарантированную цену» может сдерживать необоснованный рост стоимости проектов.

Однако проблема обеспечения оборудованием растущих темпов обновления и развития генерирующих и сетевых мощностей в электроэнергетике должна быть увязана с расширением производственных мощностей в промышленности.

Здесь важны детали взаимодействия государства, промышленных и энергетических компаний в рамках реализации отраслевого заказа

Прежде всего, «отраслевой заказ» — это перечень, номенклатура оборудования и его объёмы, «обязательные к производству и поставке производителями российской промышленной продукции исходя из производственных мощностей таких производителей». На мой взгляд, важно, чтобы номенклатура и объём

были синхронизованы с динамикой строительства (реконструкции) объектов по производству электрической и тепловой энергии и объектов электросетевого хозяйства, с учётом сроков строительства и заблаговременности поставки оборудования. Это возвращает нас к необходимости большей технологической детализации при определении перспективной структуры мощностей в Генеральной схеме.

Ещё одним элементом «отраслевого заказа» должна стать нормативная цена поставляемой продукции (с чёткими правилами её индексации). Причём условие гарантированного серийного заказа должно сопровождаться удешевлением серийно выпускаемого оборудования за счёт эффектов массовости производства и технологического обучения. Эти два процесса также должны быть синхронизованы.

— У нас в стране нет такого рынка, чтобы крупные серии выпускать, а у Китая есть.

— Ну так и не надо сравнивать себя с Китаем: то, что для Китая опытная партия, для нас — достаточно большая серия. Надо эффективно использовать свои возможности. Одно дело, когда наш завод выпускает две газовые турбины в год, и совсем другое, если выпускает 20 штук в год. Стоимость у этих турбин очень разная, серийный образец точно будет стоить меньше. А 20 турбин в год — это посильная потребность внутреннего рынка, а для малых мощностей — и много больше.

Есть же данные о том, как развивались парогазовые технологии в Европе, в Штатах ещё в 90-е годы. Тогда был бум газовых турбин. Первые образцы стоили очень дорого. Потом пошли серии. С учётом масштабирования производства и технологического обучения серийные образцы оборудования стали стоить минимум на 25–30 % меньше. У нас будет примерно то же самое.

С УЧЁТОМ РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

— Центр экономического развития, а вместе с ним обеспечивающая энергетическая база сдвигаются на восток страны и в Арктику. Какие перспективы в связи с этим открываются для российской электроэнергетики? Есть ли у нас ресурсы, чтобы реализовать открывшиеся возможности?

— Темпы роста экономики, а значит, и спроса на электроэнергию и тепло в восточных районах России будут опережать среднестрановые. Сейчас в этих районах основу генерации составляют ГЭС и угольные ТЭС. В отличие от европейской части страны, газ используется «местами» в Западной Сибири и на Дальнем Востоке (с Сахалина идёт дешёвый газ от проектов СРП).

Расширение системы газоснабжения в восточных регионах потребует масштабного развития газотранспортной и газодобывающей инфраструктуры и, по оценкам, приведёт к кратному увеличению экономически обоснованной стоимости газа для местной промышленности и энергетики.

Поэтому для восточных районов актуальным остаётся приоритет местных энергетических ресурсов. Генсхемой запланирована достаточно интенсивная программа ввода новых гидромощностей. Однако по мере удалённости и сложности стоимость следующих за ними крупных проектов гидроэнергетики будет заметно расти.

В связи с этим особенно важным направлением является строительство угольных электростанций, но с применением современных угольных технологий. Это повлечёт за собой и важные внеотраслевые эффекты:

- позволит, как минимум, сохранить или даже нарастить существующий внутренний спрос на уголь, что крайне важно для социально-экономической ситуации в большинстве угледобывающих регионов;

- сформирует внутренний рынок для сохранения отечественных компетенций в проектировании и производстве оборудования для угольной энергетики.

В то же время речь должна идти не о сохранении существующей, а о замещении и строительстве новой угольной генерации, с улучшенными энергетическими и экологическими характеристиками. Для ТЭЦ — это переход к использованию обогащённого угля на реконструируемых и новых блоках. Для КЭС, которые располагаются не в городах, строящихся на бортах разрезов, есть смысл ставить оборудование с улучшенными экологическими характеристиками и повышенными параметрами пара — не ультра-, но близкими к суперсверхкритике.

Сроки строительства угольных ТЭС не превышают сроки строительства АЭС, крупные блоки которых также планируется вводить на Дальнем Востоке. Возможно, стоило бы подумать над тем, чтобы сделать ОЭС Востока основной площадкой для развития АЭС малой мощности (АСММ). Серия из 10–12 атомных блоков малой мощности (распределённых по нескольким площадкам в 2–4 блока, приближённым к центрам потребления) позволила бы не просто сформировать в ОЭС Востока заметный сектор атомной электрогенерации (в объёме 550–650 МВт), но и одновременно решила бы задачу серийного освоения новой технологии, масштабирования производства оборудования и, как следствие, — снижения удельной капиталоемкости АСММ, усиления их конкурентных преимуществ на глобальном рынке, где интерес к малой атомной энергетике огромный, и столь же сильна «конкуренция обеща-

ний» разных компаний. Россия на примере ОЭС Востока могла бы показать уже воплощённую реальность, новый тип массовой атомной энергетики.

Отдельно следует остановиться на арктических, удалённых от энергосистемы районах. В зоне децентрализованного энергоснабжения потребление и производство электроэнергии может удвоиться к 2050 году, достигнув 9–10 млрд кВт·ч. Это потребует увеличения мощности электростанций, как минимум, в 1,5 раза.

Перед децентрализованной энергетикой в восточных районах стоит задача надёжного обеспечения удалённых, рассредоточенных потребителей электроэнергией и теплом при сокращении зависимости от завозного жидкого топлива. Такое сокращение может быть частью обеспечено за счёт местных ресурсов природного газа или СПГ — в зоне доступности (физической и стоимостной) его поставок.

Полезно было бы массовое применение автоматизированных гибридных энергетических комплексов (АГЭК) с максимальным использованием ВИЭ (в том числе местной биомассы, а также геотермальной энергии, при наличии качественных ресурсов) и систем накопления электрической и тепловой энергии для существенного снижения использования завозного дизельного топлива. Такая программа даже была принята, но пока застопорилась.

Для энергоснабжения крупных промышленных потребителей и прилегающих населённых пунктов эффективным может оказаться строительство малых атомных электростанций, в том числе с микрореакторами единичной электрической мощностью до 5–10 МВт, с повышенными автономностью и длительностью топливного цикла.

Для автономного энергоснабжения малых производственных объектов и частных домохозяйств в зоне децентрализованного энергоснабжения могут найти



применение индивидуальные когенерационные энергоустановки на основе топливных элементов, которые должны иметь высокую эффективность, топливную универсальность, экологичность, надёжность и долговечность. Топливом для них могут служить сжиженные углеводородные газы (СУГ), СПГ, дизельное топливо, биогаз. На базе данных установок могут создаваться энергокомплексы мощностью от десятков до сотен киловатт.

— **Очень «слабым звеном» с точки зрения надёжности энергоснабжения остаётся Юг России, хотя энергообъектов здесь очень много. Вводятся новые гигаватты, строятся и обновляются сети, а проблемы нарастают. Может быть, энергосистема Юга просто архаична и требуется не «донастройка», а полная её реформация?**

— В ОЭС Юга есть ряд своих особенностей. Так, в силу специфики климата здесь повышенная потребность в кондиционировании. В регионе традиционно велика доля территориально распределённых, неплотных нагрузок — сельские потребители, сфера туризма и услуг.

Энергосистема прирастает мощностями, достаточно крупными объектами, для потребителей требуются всё более и более разветвлённые сети. За последние десять лет к обычным ТЭС прибавились и значительные (для этой относительно небольшой по величине ОЭС) объёмы ВИЭ, развитие которых шло без должного учёта системных эффектов, требующих всё более сложного и затратного балансирования из-за неопределённости режима их работы. Сегодня очевидно, что развитие ВИЭ изначально надо было совмещать с внедрением накопителей электроэнергии. С опозданием этот процесс только начинается.

Представляется, что именно в ОЭС Юга можно поставить задачу постепенного изменения конфигурации энергосистемы за счёт всё более активного развития малых распределённых источников электрогенерации, особенно когенерации и даже тригенерации (что актуально именно там). Высокая доля газификации территорий способствует развитию сети небольших газовых электростанций, причём одним из направлений может стать реконструкция газовых котельных в мини-ТЭЦ с установкой ГТУ или ГПА малой мощности.

Рост числа распределённых объектов электрогенерации будет способствовать не только эффективности использования газа, снижению сетевых потерь, но и повышению надёжности функционирования и живучести энергосистемы (что особенно важно в условиях учащающихся климатических катаклизмов,

при росте рисков техногенных воздействий), а также снизит потребности в резервных мощностях.

— **Вы обмолвились о накопителях энергии. Сегодня в России активно внедряются системы накопления энергии (СНЭ): установленная мощность систем хранения энергии в РФ в ближайший год достигнет 600 МВт. Более половины мощностей СНЭ придётся на Юг России. Как вы относитесь к кампании по внедрению систем накопления энергии в сетях? Насколько существующие технологии СНЭ приемлемы по эффективности и цене?**

— Применение СНЭ в сетях часто может быть очень хорошим способом повышения эффективности и гибкости работы всего электросетевого комплекса, сказываясь как на уровне потерь, так и на надёжности энергоснабжения потребителей. Не менее полезным могло бы быть и дополнение сетевой инфраструктуры распределёнными генерирующими источниками, обеспечивающими энергоснабжение при длительных нарушениях и способствующих повышению общей живучести энергосистемы. Существующие ограничения на совмещение видов деятельности препятствуют этому, однако здесь есть потенциал для развития просьюмеров — активных потребителей электроэнергии.

Для решения разных задач управления работой энергосистемы требуются разные типы СНЭ, применяются разные технические решения, причём не только электрохимические накопители. Не стоит забывать и о потенциале ГАЭС как крупных системных регуляторов. Что же касается аккумуляторов, то здесь темпы НТП очень высокие, быстро снижается стоимость накопителей, повышается их производительность, устройства становятся более интересными и доступными для потребителей.

Но, говоря об активном применении СНЭ и уже планируя первые сотни мегаватт к установке, нельзя уповать на дружественный импорт и забывать о создании отечественной промышленной основы для их производства. По сути, речь идёт о создании новой отрасли — аккумуляторной промышленности, охватывающей СНЭ разного назначения для мобильной и стационарной энергетики, промышленных и бытовых применений, формирующей сопутствующие направления в науке и смежных производствах материалов и комплектующих. Предпосылки для этого есть.

— **А сейчас чьи накопители решили размещать в энергосистемах? Китайские?**

— Нет, уже отечественные, но пока это весьма дорогое решение, и здесь как раз эффект масштаба производства должен отразиться на стоимости.

ГОРИЗОНТЫ ПЛАНИРОВАНИЯ

— В последнее время некоторые эксперты заговорили о необходимости синхронизации развития газовой и электроэнергетической инфраструктур. Насколько это важная проблема? Для каких регионов она наиболее актуальна?

— Для нас как людей, десятилетиями занимающихся прогнозированием развития ТЭК в целом, такая необходимость очевидна и является безусловной. Другое дело, что это хроническая, системная проблема, связанная с отсутствием до сих пор чёткого порядка синхронизации отраслевых схем и программ как по параметрам спроса (и принципам его прогноза), так и по срокам проектов, определяющих потребность в той или иной энергетической инфраструктуре. Это касается как отраслевых схем высокого уровня, так и региональных документов (схем газификации, схем теплоснабжения, схем и программ развития электроэнергетики).

И здесь не надо уповать на ТЭБ как на ещё один документ стратегического планирования, который снимет все межотраслевые проблемы в развитии ТЭК. ТЭБ — это не документ, а инструмент согласования уже имеющихся документов стратегического планирования, и он должен быть интегрирован в регулярную практику их разработки и синхронизации. При этом важно учитывать, что ТЭБ оперирует потоками энергоносителей, тогда как предметом отраслевых документов являются мощности для их производства и транспорта. Для отдельных субъектов РФ ТЭБ объективно должен учитывать ввоз-вывоз энергоносителей, для многих субъектов эти потоки сопоставимы или даже превышают внутреннее производство или потребление (речь не только про электроэнергию). Поэтому некорректно вести речь о формировании ТЭБ отдельных регионов — с учётом общестрановой оптимизации параметров топливо- и энергоснабжения и объёмов ввоза-вывоза ТЭР, включая распределение потерь и расходов на собственные нужды при транспортировке, можно говорить только о взаимосогласованной системе региональных ТЭБ.

Наиболее проблемным является не конкретный регион, а самый низкий, муниципальный уровень. Вся система стратегического планирования, в том числе отраслевая, ограничивается субъектами РФ. На муниципальном уровне формируются схемы теплоснабжения, однако здесь возникает масса решений и по электроснабжению, включая появление и развитие распределённых источников энергии (в том числе когенерационных), сетей более низких классов напряжения, локальных энергосистем у потребителей, решений по развитию газоснабжающей инфраструктуры

для местных электростанций и котельных. И правильно было бы говорить о разработке комплексной схемы ресурсоснабжения муниципалитета, включив в неё энергоёмкое и важное для энергетики водоснабжение.

— Как вы считаете, нужен ли госплан в стране и в энергетике в частности? Сейчас идут дискуссии по этому поводу.

— Очевидно, что нужна разумная система планирования ресурсов, с активным участием государства. Но это не значит, что нужно возрождать госплан в худшем его виде конца 80-х годов, когда он отвечал за планирование «до последнего гвоздя». Безусловно, без долгосрочного планирования не работает ни одна экономика, поэтому функции планирования должны воссоздаваться и усиливаться. Но это должно быть разумное планирование, разумное во всех аспектах — и по детализации, и по горизонтам.

— Но должен же быть какой-то единый орган планирования?

— Не обязательно должен быть один какой-то орган. Если рассматривать планирование как увязку целей и ресурсов на их достижение, то такие функции нужны и на уровне всей экономики, и на уровне энергетики. К сожалению, в нашей системе стратегического планирования, несмотря на её название, как раз уровень планирования представлен минимально. Есть уровни целеполагания, прогнозирования и сразу программирования.

Самостоятельную ценность имеют прогнозные документы: прогнозы социально-экономического развития, энергетическая стратегия. Они должны задавать приоритеты для планирования, которому больше подходит уровень соответствующих схем размещения объектов ТЭК. Но в любом случае важно создать сквозную систему, согласованную по входам и выходам, работающую при одних допущениях и по одним установкам. Сегодня каждый для себя что-то планирует в отраслях. Но нет синхронизации этих планов. Надеяться, что за нас искусственный интеллект напишет идеальный план — бесполезно. Без естественного интеллекта не обойтись, так как при формировании плана приходится учитывать всевозможные технические, экономические, социальные аспекты, за которыми следует шлейф очень разнородных системных эффектов, в том числе неочевидных. Планирование — это не голая цифра, это всегда сложный выбор. Осознанный, ответственный выбор на основе стратегического, системного понимания, видения последствий и рисков.

— Спасибо за беседу.

Беседовала Людмила ЮДИНА