

рия: недовольство ситуацией выразил премьер Владимир Путин. Но, уже в-четвертых, ряд договоров с инжиниринговыми компаниями на строительство электростанций был заключен еще менеджментом РАО ЕЭС, а у новых собственников генкомпаний, разумеется, оказались свои взгляды на то, кто и на каких условиях должен исполнять их заказы. Скажем, одной из основных интриг постчубайсовской эпохи в энергетике были переговорные и судебные сражения «Газпром энергохолдинга» с генподрядчиками, активно освещавшиеся в прессе. В-пятых, ДПМ, сделанные в РАО ЕЭС, оказались ущербными. С одной стороны, эти договоры то ли были подписаны как полагаются, то ли не были, с другой же, их в конце концов сочли недостаточно точными. Активно заниматься строительством без документов, гарантирующих окупаемость проектов, энергокомпания не желала. Началась новая кампания по подписанию ДПМ, которая закончилась лишь через пару лет победой генераторов, добившихся крайне выгодных им условий.

ПЕРЕД КОНЦОМ «ЭПОХИ ДПМ» Все это привело к тому, что во многих случаях реализация инвестпрограммы ОГК и ТГК затянулась на годы, хотя аналитики рынка ожидали всплеска инвестиций и массовых заказов на новые генмощности. Считается, что построить энергоблок на парогазовой технологии можно за три года, а угольные мощности даже без особенной спешки строятся максимум за пять лет, однако нынешняя программа ДПМ по некоторым объектам продлится до 2018 года, то есть ГОЭЛРО-2 от РАО ЕЭС реализуется практически вдвое дольше, чем объективно необходимо. С другой стороны, пик строек точно завершится к 2015 году — а что потом? «В соответствии с распоряжением правительства РФ от 11 августа 2010 года о вводе генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по ДПМ, в период 2010–2017 годов предусмотрен ввод 134 блоков суммарной установленной мощностью 25,2 ГВт, — уточняет Валерий Коробов. — При этом вводы практически будут закончены в 2015 году (на 2016 и 2017 годы намечены вводы по одному блоку)». Об идеях вроде программы «ДПМ-штрих», то есть новых механизмах гарантирования инвестиций, чиновники время от времени заговаривают, но пока реальных программ такого рода нет. «Из материалов встречи министра энергетики Сергея Шматко с руководителями генерирующих, сетевых и сбытовых компаний видно, что с окончанием ДПМ вопрос о дальнейшем вводе мощностей не решается», — говорит господин Коробов. «После завершения выполнения ДПМ не видно механизмов, которые могли бы обеспечить окупаемость новых проектов», — соглашается Сергей Пикин. Сам рынок, по мнению эксперта, не в состоянии гарантировать окупаемость новых мощностей. Поэтому ключевым вопросом уже в ближайшее время (два, может быть, три года) станет, кто обеспечит энергетическому инжинирингу следующий портфель заказов.

«Действительно, основной портфель заказов в отрасли теплоэнергетики формируют ОГК и ТГК, реализующие обязательные инвестпрограммы в рамках ДПМ, — соглашается гендиректор ОАО «Инженерный центр ЕЭС» Алексей Спичин. — Причем ввод новых мощностей в рамках ДПМ должен быть осуществлен в подавляющем большинстве случаев до 2015 года. После этого мы прогнозируем существенный спад спроса на услуги по вводу энергетических объектов». «Работы по инвестпрограммам в рамках договоров на поставку мощности еще несколько лет будут продолжаться. Некоторые крупные генерирующие компании, которые заключили ДПМ, еще не полностью реализовали свои инвестпрограммы: часть проектов находится только в стадии проработки», — поясняет заместитель гендиректора по реализации проектов ЗАО «Интертехэлектро» Евгений Шныров.

Но ДПМ проблемы старения энергетики не решат. «Таким образом, к 216 ГВт (парк действующей мощности на на-

ТО, ЧТО СТАРЫЕ МОЩНОСТИ ПРИДЕТСЯ, ТАК ИЛИ ИНАЧЕ, ЗАКРЫВАТЬ, ПРИЗНАЮТ И В МИНЭНЕРГО: ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ПРОГНОЗЫ, ПРОГРАММЫ И ГЕНСХЕМЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ПРЕДПОЛАГАЮТ РЕЗКОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫВОДОВ УСТАРЕВШЕЙ ГЕНЕРАЦИИ



ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА



В НАЧАЛЕ ОКТЯБРЯ ПРЕЗИДЕНТ ДМИТРИЙ МЕДВЕДЕВ, ГЛАВА ЛУКОЙЛА ВАГИТ АЛЕКПЕРОВ И ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ГРУППЫ Е4 МИХАИЛ АБЫЗОВ ПРОВЕЛИ ТОРЖЕСТВЕННЫЙ ПУСК НА КРАСНОДАРСКОЙ ТЭЦ

чало 2009 года. — **ВГ**) добавится 25,2 ГВт новейшего оборудования — 11,68%, — говорит Валерий Коробов. — Но при этом действующее оборудование ТЭС «состарится» еще на семь лет, неумолимо подводя к черте ожидаемого лавинообразного выхода из строя или его принудительного вывода в связи с исчерпанием паркового ресурса». По подсчетам менеджера, к 2017 году «действующее оборудование ТЭС, введенное до 1970 года, а это 38% (82 ГВт) установленной мощности, достигнет возраста от 47 до 60 лет». «По моему мнению, необходимость новой волны крупного энергетического строительства назреет уже к 2018–2020 годам, когда придет время замены основного оборудования на многих крупных станциях в России, — считает господин Шныров. — Строительство большого количества станций — ГРЭС — пришлось на вторую половину 60-х и 70-е годы прошлого века. Это означает, что этим энергетическим объектам к 2020 году будет уже по 50 лет и они приблизятся к полной выработке своего паркового ресурса». По его мнению, продление сроков эксплуатации таких станций еще на несколько лет возможно, но во многих случаях это связано с необходимостью снижения начальных параметров (температуры, давления), а следовательно, приведет к снижению КПД и увеличению потребления топлива.

То, что старые мощности придется так или иначе закрывать, признают и в Минэнерго, государственные прогнозы, программы и генсхемы развития отрасли предполагают резкое увеличение выводов устаревшей генерации. «В период до 2030 года будут выведены из эксплуатации более 50 ГВт устаревших и неэффективных мощностей ТЭС, и эти мощности необходимо так или иначе замещать в связи с ростом энергопотребления в стране», — считает президент ОАО «ЭМАльянс» Тимур Авдеенко. Но сейчас спрос на электроэнергию растет достаточно медленно, в среднем на пару процентов в год, отмечает Сергей Пикин. «Это приводит к тому, что старые электростанции, не очень эффективные, но работающие, могут обеспечивать текущее энергопотребление, спрос на новые мощности не увеличивается», — добавляет он.

ЗАГРАНИЦА НАМ ПОМОЖЕТ Но есть и еще один фактор, который может оказать положительное влияние на энергоинжиниринг в ситуации вяло растущего внутреннего спроса. «Большое воздействие на формирование рынка энергостроительства в будущем окажет рост экспорта электроэнергии, который потребует строительства дополнительных генерирующих мощностей, не учтенных в рамках ДПМ», — считает директор по развитию и продажам ООО «Евросибэнерго-инжиниринг» Алексей Рокачевский. Правда, ожидать немедленных заказов на экспортноориентированные электростанции не стоит. Существующие рынки сбыта российской электроэнергии за рубежом достаточно стабильны. Так, наиболее значимым направлением, как по физическим объемам поставок, так и в финансовом выражении, остается Скандинавия, но пока нет оснований полагать, что потребителям в Финляндии потребуются дополнительные российские генерации. Энергодефицитным рынком по-

сле закрытия Игналинской АЭС в Литве является Прибалтика, но для экспорта в регион пока достаточно мощностей северо-запада России и Калининградской области, а в дальнейшем, скорее всего, поставки электроэнергии сможет осуществлять Балтийская АЭС (ввод 2 ГВт намечен на 2016–2017 годы). Возможно, единственное перспективное направление — КНР: если в будущем удастся создать развитую сетевую инфраструктуру, то туда можно будет перекачивать избыток энергии с Дальнего Востока и из Сибири. То же «Евросибэнерго» намеревается строить вместе с китайскими партнерами до 10 ГВт, нацеленных именно на экспорт в КНР.

Сергей Пикин отмечает еще один отраслевой тренд, который стал заметен в последнее время: выход компаний на зарубежные рынки. В качестве примеров он приводит совместные предприятия «Интер РАО» (с General Electric по производству турбин, с WorleyParsons Ltd (инжиниринг), СП «РусГидро» по гидротурбинам, покупка «Атомэнергомашем» чешского предприятия Chladici veze Praha (сооружение градирен). Это, по его мнению, может означать, что российские компании пытаются активно выходить на зарубежные рынки машиностроения и инжиниринга. Это диверсификация рисков, замечает господин Пикин, за счет иностранных активов компании могут наполнять свои портфели заказов при спаде на российском рынке.

ГОСУДАРСТВО ДЕРЖИТ ПАУЗУ Многие ожидают того, что роль двигателя инвестирования по традиции возьмет на себя государство. Ведь именно оно гарантировало энергетикам возврат вложенных средств по ДПМ. Инжиниринговый сектор в целом заинтересован в том, чтобы государство определилось с планами строительства новой генерации. Но здесь возникает и сложность с потребителями, уже начавшими оплачивать повышенные доходы энергокомпаний, которые ввели мощности по обязательным инвестпрограммам. ДПМ, наверное, не самый весомый фактор роста цен на электроэнергию, влияние резко выросших в последние два года инвестиций сетевых компаний, видимо, значительно больше, но тем не менее свой вклад в удорожание киловатт-часов эти договоры вносят.

Гендиректор «Евросибэнерго» Евгений Федоров в июне говорил, «б», что ожидает «скачкообразного роста» ценового влияния ДПМ в энергозоне Сибири с 2012 года. По его оценкам, здесь после ввода 1 ГВт новой генерации за год потребители выплата дополнительно около 12 млрд руб., что топ-менеджер назвал «чудовищными цифрами». Поскольку правительство сейчас в первую очередь озабочено торможением роста конечных цен на электроэнергию, вряд ли стоит ожидать того, что оно с радостью будет рассматривать новые механизмы, подобные ДПМ.

Тем не менее государство обеспокоено старением фондов российской энергетики и не уверено в том, что энергокомпания смогут самостоятельно справиться с решением этой проблемы, говорит заместитель гендиректора ОАО «ВО „Технопромэкспорт“» по России Валерий Илюшин. «По словам главы Минэнерго Сергея Шматко, нет уверенности в том, что каша, который может генерить энергетика, даже с учетом роста потребления, на фоне того, что за последние много лет накопились значительные проблемы с износом фондов, в сетевом комплексе, в генерации, теплогенерации, магистральном теплоснабжении, будет достаточно», — цитирует министра топ-менеджер. Сам рынок не в

состоянии гарантировать окупаемость новым мощностям, соглашается господин Пикин. «Ассоциации инжиниринговых компаний необходимо ставить перед Минэнерго вопрос о создании рабочей инициативной группы для подготовки предложений и выхода в правительство с целью принятия программы ежегодного ввода новых мощностей на период с 2018 по 2030 годы в объеме не менее 6–7 ГВт», — считает господин Коробов.

ПЛЮС ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ВСЕЙ ОТРАСЛИ Есть, впрочем, сектора, где государство вполне могло пока поддерживать инвестпрограммы энергокомпаний и тем самым снабжать портфелем заказов инжиниринговый сектор. Речь идет об атомной и гидроэнергетике. Целевые инвестиционные средства, которые включены в тарифы ГЭС и АЭС, прямая и косвенная финансовая поддержка государства позволяют «Росатому» и «РусГидро» строить обширные планы строительства новых мощностей и модернизации старых.

Но инжиниринговые услуги по проектам АЭС обеспечивают в первую очередь собственные компании «Росатома». Специфика отрасли такова, что проектно-строительные компании «общего профиля» здесь могут быть только субподрядчиками, выполняющими вспомогательные работы. Впрочем, ряду инжиниринговых компаний вполне удается получать солидные заказы «Росатома», как, например, группе Е4, строящей хранилище отработанного ядерного топлива в Красноярском крае. Более того, скорее можно видеть движение в обратном направлении: «Атомстройэкспорт», исполняющий зарубежные заказы госкорпорации по строительству АЭС, вторгся в сферу обычной энергетики, выиграв тендер на сооружение нового энергоблока на Южно-Уральской ГРЭС ОГК-3. У строительства ГЭС тоже есть своя специфика, отличающая ее от традиционной тепловой энергетики. А, напомним, именно строительство газовых и угольных ТЭС, внесенных в обязательные инвестпрограммы, сформировало основной объем заказов в последние годы и тем самым в значительной степени предопределило специализацию крупнейших игроков энергоинжиниринговой отрасли.

Диверсификация, возможно, станет одним из популярных способов наращивания заказов энергоинжиниринга. Впрочем, диверсифицироваться можно не только в географическом направлении, так или иначе выходя за пределы российского рынка, и не обязательно в сторону государственных заказов в «мирном атоме» и гидроэнергетике. «Каждая из инжиниринговых компаний, в настоящее время активно работающих в электроэнергетике, должна будет разработать свою стратегию действий в этот период: реализовывать ИРР-проекты, диверсифицировать бизнес в иные сектора промышленного/гражданского строительства или сокращать издержки», — говорит Евгений Шныров.

А в «ЭМАльянсе», похоже, всерьез рассматривают на то, что российские энергокомпании разнообразят технологический спектр своих интересов и перестанут заказывать только стандартные решения. «Надемся, что новый стимул развитию рынка инжиниринга даст и освоение российскими компаниями инновационных технологий в энергетике: переход к серийным энергоблокам на базе ПГУ, промышленное освоение паросиловых угольных блоков, работающих на суперсверхкритических параметрах пара, технологии циркулирующего кипящего слоя (ЦКС) и газификации твердого топлива», — сказал президент компании Тимур Авдеенко. Но при этом добавил, что «безусловно, на стадии строительства пилотных блоков необходима поддержка со стороны государства как главной заинтересованной стороны в развитии мощной инжиниринговой и энергомашиностроительной отрасли в России».

Заметим, что последний раз реальный толчок подобным технологиям давало РАО «ЕЭС России»: именно монополия внесла в инвестпрограммы ОГК и ТГК строительство и парогазовых блоков, и угольных котлов с ЦКС. Правда, судьба инноваций была различной: если ПГУ стали фактически технологической нормой энергоинжиниринга (традиционные паросиловые блоки на газе с низким КПД в России больше не строят), то от проектов угольной генерации с ЦКС энергетики массово отказывались. Единственный блок по такой технологии достраивается на Новочеркасской ГРЭС (ОГК-6 «Газпром энергохолдинга»). Причиной, видимо, является то, что циркулирующий кипящий слой делает энергоблок дороже, а получаемого от этого экономического эффекта генераторам недостаточно. К технологиям «суперсверхкритики» в современной России на практике (то есть хотя бы на стадии