

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ: ВЫБОР СТРАТЕГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И ИХ РЕАЛИЗАЦИЯ

© 2020 г. О. Н. Фаворский^{a,*}, В. М. Батенин^{b,**}, С. П. Филиппов^{c,***}

^a Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, Москва, Россия

^b Объединённый институт высоких температур РАН, Москва, Россия

^c Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

*E-mail: ptped@oem.ras.ru

**E-mail: vbat@oivtran.ru

***E-mail: fil@eriras.ru

Поступила в редакцию 18.11.2019 г.
После доработки 30.11.2019 г.
Принята к публикации 26.02.2020 г.

Накопившиеся в энергетике России проблемы носят системный характер и требуют серьёзного научного анализа. Переход страны к рыночной экономике сопровождался резким падением электропотребления и вводов новых электрогенерирующих мощностей и в результате привёл к деградации отечественного энергомашиностроения и развалу инновационной системы в энергетике. Запущенный в 2010 г. механизм привлечения инвестиций в отрасль на основе договоров о предоставлении мощности позволил к 2019 г. ввести в эксплуатацию около 30 ГВт новых электрогенерирующих мощностей – в 2 раза больше, чем за предыдущие 20 лет. Однако просчёты в оценке перспектив экономического развития страны и, следовательно, будущего спроса на электроэнергию стали причиной большого избытка мощностей, в основном старых низкоэффективных. Их содержание требует серьёзных затрат, которые переносятся на цену электроэнергии.

В статье анализируются причины сложившейся ситуации и предлагаются меры по её исправлению. Утверждается, что обсуждаемая в настоящее время дорогостоящая программа модернизации отечественной электроэнергетики не позволит преодолеть накопившиеся проблемы. Нужно изменить подходы к реализации программы. Обращается внимание на необходимость усиления роли государства в подготовке и выполнении оптимальных стратегических решений по научно-технологическому развитию российской электроэнергетики и воссозданию в ней инновационной системы. Нужно усовершенствовать механизмы государственной поддержки создания, организации производства и внедрения нового отечественного оборудования и активного привлечения к этому процессу деловых кругов.

Ключевые слова: энергетическая стратегия, инновационная система, научно-технологическое развитие, модернизация, электроэнергетика, паргазовые установки, газовые турбины.

DOI: 10.31857/S0869587320050023



ФАВОРСКИЙ Олег Николаевич – академик РАН, руководитель секции “Энергетика” ОЭММПУ РАН. БАТЕНИН Вячеслав Михайлович – член-корреспондент РАН, советник РАН. ФИЛИППОВ Сергей Петрович – академик РАН, директор ИНЭИ РАН.

В последние годы мы опубликовали несколько статей, посвящённых проблемам разработки и реализации новой Энергетической стратегии России [1–3]. В них анализируется ситуация в электроэнергетике страны, обозначаются принципиальные, по нашему мнению, задачи, без решения которых реализация стратегии едва ли окажется успешной. Среди этих задач первоочередными называются:

- обеспечение необходимого уровня инвестиций для обновления основных фондов отрасли, изношенных более чем на 60%, и её дальнейшего развития;

- восстановление в энергетике инновационного процесса (научные исследования – опытно-конструкторские разработки – сооружение и освоение головных установок – производство серийного оборудования), который обеспечивал бы создание конкурентоспособного отечественного энергетического оборудования и благодаря этому научно-технологическую независимость энергетики страны;

- повышение качества подготовки стратегических решений по развитию энергетики, что требует прежде всего совершенствования государственной системы прогнозирования в энергетике в увязке с развитием экономики страны, мировыми научно-технологическими тенденциями и складывающейся геополитической обстановкой.

Выбор этих задач обусловлен совокупностью накопившихся в отрасли проблем, а также её принципиальными особенностями – значительной инерционностью технологического развития и тесными взаимосвязями с мировыми рынками топлива и оборудования, которые характеризуются чрезвычайно сильной конкуренцией. Инерционность энергетики обусловлена дороговизной и длительными сроками создания новых энергетических технологий, высокой стоимостью современных энергоустановок, единичная мощность которых достигает 1–1.5 ГВт, и большими сроками их службы, превышающими 30–40 лет для тепловых, 50–60 лет для атомных и 80–100 лет для гидравлических электростанций. Ключевые проблемы электроэнергетики страны носят системный характер и требуют серьёзного научного анализа.

Открытие отечественного рынка для импортного энергооборудования в начале 1990-х годов привело к резкому сокращению спроса на отечественное оборудование и последующей деградации энергомашиностроения в стране. Оно оказалось не готовым к работе в рыночных условиях – к конкуренции с ведущими мировыми корпорациями, обладающими огромными финансовыми и интеллектуальными ресурсами. В условиях экономического спада отечественные предприятия такими ресурсами не располагали и потому не

могли быстро переоснастить свою технологическую базу и приступить к разработке нового конкурентоспособного оборудования. Развал инновационного процесса в отрасли и самоустранение из него государства только усугубили ситуацию. Производство сократилось, и это повлекло за собой рост себестоимости производимой продукции, а значит, дополнительное снижение её конкурентоспособности. По данным Росстата, в настоящее время производственные мощности отечественных предприятий по выпуску паровых и газовых турбин загружены на 21%, а по выпуску паровых котлов – лишь на 13%.

Экономический спад в России после начала рыночных реформ в 1991 г. привёл к резкому сокращению спроса на электроэнергию. К 1998 г. он составил лишь 76% относительно уровня 1990 г. Это стало причиной длительного застоя в развитии отечественной электроэнергетики. За 20 лет – с 1991 по 2010 г. – прирост электрогенерирующих мощностей в стране составил всего 17 ГВт. Основные производственные фонды отрасли быстро старели, а стоимость электроэнергии столь же быстро росла.

Договоры о предоставлении мощности. Начавшееся после 1998 г. восстановление экономики повлекло за собой повышение спроса на электроэнергию, к 2010 г. он достиг 95% к уровню 1990 г. Назрела необходимость поиска новых способов стимулирования развития электроэнергетики страны уже в рыночных условиях. Постановлением Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 был запущен механизм привлечения инвестиций в отрасль на основе договоров о предоставлении мощности (ДПМ) [4]. Государство гарантировало инвестору возврат капитала в течение 10 лет с доходностью 14% за счёт повышенных тарифов. В свою очередь энергокомпании обязывались строго соблюдать условия, в первую очередь установленные сроки ввода в эксплуатацию новых мощностей. Штрафные санкции за нарушение сроков были достаточно жёсткими.

Распоряжением Правительства РФ от 11 августа 2010 г. № 1334-р был утверждён перечень генерирующих объектов, вводимых в рамках ДПМ [5]. Согласно данному документу и последующим дополнениям к нему, суммарный объём новых мощностей в 2010–2018 гг. составил 29.8 ГВт, из них 19.1 ГВт (66.2%) пришлось на парогазовые установки (ПГУ), 2.3 ГВт (8%) – на газотурбинные установки (ГТУ), 7.1 ГВт (25%) – на паротурбинные установки (ПТУ) и 0.2 ГВт (0.8%) – на гидравлические электростанции (ГЭС). Реализация программы ДПМ обошлась потребителям электроэнергии примерно в 4 трлн руб.

Механизм ДПМ касался только электростанций общего пользования, работающих в составе Единой электроэнергетической системы (ЕЭС)

России. В 2018 г. в электроэнергетике страны с суммарной установленной мощностью около 279 ГВт и выработкой электроэнергии 1105 ТВт·ч доля ЕЭС России достигала 87.2% по мощности (243.2 ГВт) и 97.6% по выработке электроэнергии (1078.9 ТВт·ч). За период 2010–2018 гг. в ЕЭС России было введено около 42.1 ГВт новых мощностей – в 2.5 раза больше, чем за предыдущие 20 лет. Из них 70.7% пришлось на программу ДПМ. За этот период из эксплуатации в ЕЭС России было выведено 16.3 ГВт устаревших мощностей.

Благодаря реализации программы ДПМ удалось обновить примерно 15.5% мощностей тепловых электростанций страны. К сожалению, для этих целей в значительной мере использовалось импортное оборудование, в основном по причине отсутствия мощных отечественных газовых турбин. В настоящее время более 64% эксплуатируемых в стране ГТУ (по мощности) являются импортными, в том числе все газовые турбины мощностью более 170 МВт [6]. Ради экономии средств компаниями зачастую приобреталось не самое передовое из имеющегося на рынке оборудование. Большинство введённых в эксплуатацию ПГУ имело КПД около 50–52%, в то время как на рынке доступны ПГУ с КПД 57–63%. Справедливости ради нужно отметить, что более высокие цифры относятся к установкам с газовыми турбинами мощностью 300–500 МВт, необходимость в которых возникала далеко не всегда.

Обновление оборудования тепловых электростанций (ТЭС) страны, в том числе путём реализации программы ДПМ, позволило примерно на 7.6% сократить удельный расход топлива на производство электроэнергии. Благодаря этому электрогенерирующие компании ежегодно экономят около 16 млн т условного топлива или 80 млрд руб. при средней стоимости топлива 5 тыс. руб./т у.г. В то же время, по данным Росстата, за период 2010–2018 гг. цена электроэнергии для потребителей увеличилась в 1.7 раза, что практически равно суммарному индексу потребительских цен на товары и услуги. Следовательно, основную выгоду от реализации программы ДПМ пока получают энергокомпании.

Нужно ли нам столько электростанций? Прорасчёты в оценке перспектив экономического развития России имели следствием слишком высокие ожидания в отношении роста спроса на электроэнергию. Если в период 1998–2010 гг. среднегодовые темпы роста электропотребления в стране составили около 1.8%, то в период 2010–2018 гг. они снизились до 0.8%. В результате введённые мощности оказались излишними. Это привело к снижению загрузки электростанций и, следовательно, к росту себестоимости производства электроэнергии. На ТЭС коэффициент ис-

пользования установленной мощности к 2018 г. опустился до 0.41 против 0.50 в 2010 г., в то время как в 1990 г. он равнялся 0.61.

В настоящее время спрос на электрическую мощность в стране практически не растёт. По данным Системного оператора ЕЭС, максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час годового максимума потребления мощности в период 2010–2018 гг. изменилась незначительно: в 2010 г. она составляла 151.3 ГВт, а в 2018 г. – 153.6 ГВт. При этом установленная мощность электростанций в ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки увеличилась за этот период с 211.9 до 243.9 ГВт, то есть на 32 ГВт.

Если принять величину необходимого резерва мощности в ЕЭС России, включая ремонтный резерв, равной 20% максимальной нагрузки, то он должен был достигать 30.3 ГВт в 2010 г. и 30.7 ГВт в 2018 г. Как видим, изменения незначительные. Фактический же резерв мощности в час максимума нагрузки в ЕЭС России за этот период вырос с 60.5 ГВт в 2010 г. до 90.3 ГВт в 2018 г., то есть на 29.8 ГВт. Это увеличение практически соответствует приросту мощности электростанций ЕЭС России в рамках программы ДПМ. Таким образом, имеющийся резерв мощности в настоящее время в 3 раза превышает необходимый. Содержание избыточных мощностей оплачивается потребителями – через включённую в тариф на электроэнергию плату за мощность.

В то же время качество этого огромного резерва остаётся низким. В 2018 г. 32.5 ГВт резерва было недоступно для использования в часы максимума нагрузки, когда он наиболее востребован. Их них 20.5 ГВт составили ограничения на выдачу мощности электростанциями и ещё 12 ГВт пришлось на так называемые невыпускаемые резервы, обусловленные ограничениями пропускной способности электрических сетей. К сожалению, наблюдается дальнейшее ухудшение качества имеющегося резерва: с 2010 г. величина недоступного резерва увеличилась на 10.4 ГВт, в том числе на 6.6 ГВт из-за проблем на электростанциях и на 3.8 ГВт из-за ограничений в электрических сетях.

Несмотря на реализацию программы ДПМ, в электроэнергетике России сохраняется ещё очень много старых низкоэффективных мощностей. Большие затраты на их ремонт и содержание негативным образом сказываются на себестоимости производимой электроэнергии и, следовательно, на её цене для потребителей. Плачевная ситуация складывается на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). Между тем в стране около половины установленных электрических мощностей ТЭС приходится именно на ТЭЦ. Из-за падения спроса на тепловую энергию мощности ТЭЦ по отпуску тепла оказались сильно завышенными. По этой причине в настоящее время около половины электро-

энергии на ТЭЦ производится в неэкономичном конденсационном режиме [7]. Внедрение ПГУ с высоким КПД в электроэнергетике и высокоэффективных котельных в системах теплоснабжения привело к тому, что многие ТЭЦ стали проигрывать в конкуренции с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

Модернизация & капитальный ремонт. Принятой в 2017 г. Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики предусматривается вывод из эксплуатации до 2035 г. 38 ГВт старых мощностей ТЭС и ввод взамен них 40 ГВт новых мощностей, а также модернизация до 2030 г. 55 ГВт эксплуатируемого электрогенерирующего оборудования. В 2019 г. в программу модернизации были внесены поправки. В ближайшие 4–5 лет планируется ввести в строй первые станции общей мощностью 8–10 ГВт. Далее будут отбираться проекты на 3–4 ГВт в год. Необходимые инвестиции по этой программе оцениваются в 1.5–1.9 трлн руб.

Успехи в привлечении капиталовложений в реализацию программы ДПМ привели к тому, что после длительных обсуждений её принципы были распространены на программу модернизации существующих ТЭС, которая была названа ДПМ-2. Инвестиционные контракты предполагается заключать на 15–16 лет. В качестве основного критерия рассматривается ограничение уровня удельных капитальных затрат, кроме того, сформулировано требование использовать в целях модернизации отечественное оборудование или оборудование зарубежных компаний с полной локализацией его производства на территории России.

Однако, на наш взгляд, при разработке программы ДПМ-2 не учтены принципиальные отличия модернизации существующего оборудования ТЭС от создания новых мощностей на принципах ДПМ. Важнейшее отличие состоит в том, что при создании новых газовых ТЭС альтернативы ПГУ не было. В случае же модернизации необходимо принимать во внимание особенности реконструируемых энергоблоков, что предопределяет возможность и необходимость применения различных технологий. Модернизация, там, где она технически и экономически оправдана, должна проводиться на основе новых технологий и иметь целью существенное повышение энергетической и экономической эффективности реконструируемых установок при разумных капитальных затратах.

Анализ итогов предварительного отбора проектов модернизации [8], проведённого без учёта этих факторов, продемонстрировал, как мы считаем, абсолютно неудовлетворительные результаты. На объектах установленной мощностью примерно 8.5 ГВт будет заменено всего восемь паро-

вых турбин и ни одного котлоагрегата. Никаких инновационных схемных решений с использованием новейшего оборудования не предусмотрено (вряд ли можно считать инновационным решением замену шести электрогенераторов). О повышении эффективности не упоминается, но основное требование – ограничение уровня удельных капитальных затрат – выполнено.

Это не модернизация. Напомним, что модернизация “предусматривает совершенствование, улучшение, обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества” [9]. Мы же наблюдаем “комплекс значительных работ по улучшению состояния техники и оборудования, восстановлению работоспособности и ресурса объекта, не связанные с изменением основных технико-экономических показателей”. Это капитальный ремонт [9]. В результате его выполнения получим те же блоки с продлённым ресурсом (лет на 10 в лучшем случае) и, возможно, но не обязательно, с несколько повышенной эффективностью. Соглашаться с планами подобной “модернизации” означает обречь электроэнергетику страны на долгие годы отставания от мирового уровня. Как результат энергетическое машиностроение не получит необходимого объёма инновационных заказов, головные образцы оборудования на базе новых энергетических технологий не будут создаваться, учебные заведения вынуждены будут удовлетворять потребность в подготовке только эксплуатационного персонала. Отрасль ждёт уже даже не стагнация, а научно-техническая деградация. И за всё это заплатит потребитель, причём сполна.

Необходимо понять, чем обусловлено принятие подобных решений, и предложить меры для исправления сложившейся ситуации. Причины условно можно разделить на организационно-экономические и научно-технические, которые, естественно, тесно переплетены.

Стратегия модернизации отрасли, или что делать? Первая группа причин разнообразна. Прежде всего нужно указать на просчёты в оценке необходимого объёма производства электроэнергии в стране, что ведёт либо к образованию избытка генерирующих мощностей, либо к их дефициту. Последствия в любом случае окажутся негативными. В условиях избытка мощностей, как сейчас, наиболее разумным решением является вывод из эксплуатации наименее эффективных из них. К модернизации же остающегося оборудования нужно подходить крайне щепетильно и иметь в каждом конкретном случае хорошее технико-экономическое обоснование. Зачастую модернизация ТЭС позволяет экономить капитальные затраты и обеспечивать сокращение удельного расхода топлива.

Без вывода из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования программа ДПМ-2 будет представлять собой перечень объектов капитального ремонта и не может претендовать на статус программы модернизации электроэнергетики страны. Она также должна предусматривать создание и ввод в эксплуатацию новых высокоэффективных энергоблоков взамен выводимых. При этом необходимо принимать во внимание прогнозный спрос на электроэнергию, который в решающей степени будет определяться новой технологической революцией и вызванной ею трансформацией экономики и социальной сферы [10]. Можно ожидать существенного изменения территориальной структуры спроса и его ключевых характеристик, в частности, плотности электрических нагрузок и режимов электропотребления. В результате неизбежно появятся новые требования к вводимому электрогенерирующему оборудованию.

Стоимость инвестиций, привлекаемых в электроэнергетику по схеме ДПМ с использованием государственных гарантий, оказывается очень высокой. Это приемлемо при создании новых энергоблоков с целью исключить возможный дефицит электроэнергии. В случае привлечения инвестиций для модернизации ТЭС, да ещё и в условиях избытка установленных мощностей, следует рассматривать и иные схемы финансирования.

Жёсткие санкции относительно энергокомпаний за срыв сроков введения в эксплуатацию новых установок вынуждают их использовать уже отработанные решения, например, импортные ГТУ вместо новых отечественных. В результате передовые российские разработки оказываются невостребованными.

Для успешной реализации программы ДПМ-2 требуется совершенствовать существующую схему отбора объектов для модернизации и вывода их из эксплуатации. Нужно корректно определять необходимые объёмы работ и состав используемых технологий. Сегодня в этой процедуре задействованы такие структуры, как Системный оператор ЕЭС, Администратор торговой системы и Совет рынка. Документами, регламентирующими деятельность этих организаций, определена их ответственность за управление технологическими режимами, прогнозирование текущего производства и потребления электроэнергии, обеспечение устойчивости и надёжности электроснабжения, соблюдение баланса интересов производителей и потребителей энергии и мощности. Все эти требования надёжно выполняются при наличии избытка мощностей в системе. Чем больше избыток, тем проще указанным организациям выполнять свои функции. Но механизм ДПМ не является чисто рыночным, далеки от ры-

ночных и взаимоотношения его участников. В этих условиях было бы правильным повысить роль государства в формировании программы модернизации и разработке механизмов её реализации и контроля.

Пока общегосударственные проблемы повышения эффективности отрасли, связанные прежде всего со снижением удельного расхода топлива, развитием теплофикации, надёжным обеспечением потребителей энергией по приемлемым ценам, остаются за рамками ДПМ-2. Чтобы эффективно регулировать эту сферу, целесообразно иметь при Минэнерго России соответствующую научно-техническую структуру, обеспеченную необходимым бюджетным финансированием. Она должна выполнять функции генерального проектировщика электроэнергетической системы страны, привлекая к решению возникающих научно-методических, научно-технических и прогнозных задач компетентные научные организации, высшие учебные заведения, производственные компании. Это, безусловно, будет способствовать существенному повышению уровня стратегического управления развитием электроэнергетики страны, включая его технологическое обеспечение.

В частности, давно назрела необходимость оптимизации технологической и территориальной структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России, решения проблемы недостатка пиковых установок. Устранение ограничений на пропускные способности электрических сетей позволило бы без строительства новых электростанций привлечь дополнительно до 12 ГВт мощностей в часы максимума электрических нагрузок. Требуется тщательного анализа навязываемый стране переход к низкоуглеродной энергетике, который таит в себе множество неопределённостей и потенциальных опасностей. Планирующееся бурное развитие возобновляемой энергетики без учёта вызываемых ею негативных системных эффектов может иметь существенные отрицательные технические и экономические последствия. В работе [11] показано, что при доле в энергосистеме более 15–20% солнечных и ветровых электростанций, характеризующихся стохастической энергоотдачей, тепловые электростанции вытесняются из базовой части графика электрических нагрузок в полупиковую и даже пиковую зону. Это резко ухудшает режимы их работы, ведёт к перерасходу топлива, ускоренной выработке технического ресурса и росту себестоимости производимой электроэнергии. Затем настает очередь атомных электростанций, переход которых в полупиковую зону недопустим не только по экономическим причинам, но и по требованиям обеспечения ядерной безопасности.

Минэнерго должно сконцентрироваться на создании благоприятных условий для реализации программы модернизации электроэнергетики и разработке необходимой для этого нормативно-правовой базы. Нужны законы, обеспечивающие соблюдение интересов государства при выполнении ДПМ-2 и при этом не ограничивающие деятельность субъектов рынка электроэнергии. Необходимо создать стимулы для активного вовлечения отечественных электрогенерирующих компаний в инновационную деятельность. Они должны быть заинтересованы во вложении средств в разработку новых технологий и, что ещё более важно, в их скорейшем внедрении, включая тестирование головных образцов. Использование принципов либерального рынка в сочетании с планированием развития электроэнергетики при определяющей роли государства сегодня характерно для большинства ведущих стран мира.

Повышение роли государства может проявляться, в частности, посредством введения для энергокомпаний требований по обеспечению всех потребителей электроэнергией без каких-либо ограничений и без взимания платы за присоединение к сетям, исключения существующего перекрёстного субсидирования, контроля тарифов на электроэнергию. Анализ структуры себестоимости производства электроэнергии на ТЭС позволил бы более обоснованно оценить необходимые объёмы дополнительных средств для проведения капремонта сверх амортизационных отчислений. Ужесточение требований к финансовой открытости энергокомпаний, прежде всего с государственным участием, расширение контроля за их деятельностью со стороны потребителей способствовало бы сдерживанию роста тарифов на электроэнергию. В данном случае наша точка зрения прямо противоречит часто звучащим предложениям увеличить тарифы на энергию, без чего якобы невозможно успешно выполнить программу модернизации отрасли.

Есть ещё одна серьёзная проблема, решение которой требует вмешательства государства. В предварительно отобранных проектах программы ДПМ-2 предпочтение отдаётся крупным конденсационным станциям в ущерб ТЭЦ. Это было бы оправданным в условиях дефицита мощности (а у нас она, напомним, избыточна), но сейчас такой подход вряд ли оправдан. Отказ от включения ТЭЦ в программу модернизации представляется явной ошибкой. Максимальная эффективность ТЭЦ достигается при выработке электроэнергии на тепловом потреблении, но правила федерального оптового рынка энергии и мощности (ФОРЭМ) нередко заставляют Системного оператора требовать от ТЭЦ работы без тепловой нагрузки, что резко снижает их эффективность.

Одним из возможных путей решения этой проблемы могло бы стать создание региональных розничных рынков тепла и электроэнергии, взаимодействующих с ФОРЭМ [12]. ТЭЦ были бы основными поставщиками электроэнергии на них. Также на эти рынки могли бы выходить установочные распределённые генерации, в том числе функционирующие на основе возобновляемых источников энергии. Важное требование к таким установкам для включения их в программу ДПМ – возможность управления их нагрузкой Системным оператором. В рамках розничного рынка подобные условия можно реализовать с большей эффективностью. Также проще решалась бы актуальная задача сдерживания в регионах роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Вопрос об уровне тарифов на электрическую и тепловую энергию в стране начинает приобретать политический окрас и требует отдельного рассмотрения. Отметим лишь неочевидность утверждений о низких тарифах на электроэнергию в России, например, по сравнению с США. Действительно, если оценки ведутся на основе обменного курса доллара, электроэнергия в России оказывается дешевле, чем в США. Если же вести сравнение по паритету покупательной способности (при курсе доллара в половину меньшей), что более правильно, то картина будет обратной. Кстати, такая же ситуация имеет место и в отношении стоимости энергетического оборудования. При расчётах по ППС расходы на сооружение электростанций в России оказываются больше, чем за рубежом.

Вторая группа причин принятия неверных решений в области развития российской энергетики обусловлена развалом инновационной среды отрасли. Разрушены связи между наукой, энергомашиностроением и энергокомпаниями. Наука не имеет ресурсов для выполнения дорогостоящих исследований, необходимых для разработки новых энергетических технологий. Машиностроение в отсутствие заказов не располагает средствами на модернизацию производственной базы и создание головных образцов новой техники. Электрогенерирующие компании не заинтересованы заниматься их тестированием и внедрением, поскольку это требует повышенных эксплуатационных затрат. Им проще и дешевле приобрести хорошо проверенное импортное оборудование, пусть и не самое передовое. Этим объясняется неконкурентоспособность продукции многих отечественных энергомашиностроительных предприятий.

Реализация выдвинутых в начале статьи организационно-экономических предложений позволит увязывать и координировать внутри страны вопросы топливообеспечения, развития энергетического машиностроения, электрогенерации и

электросетевого комплекса. Будет положено начало восстановлению в энергетике инновационного процесса, реализуемого в рыночной среде. В этом случае разработка новых технологий может вестись на условиях государственно-частного партнёрства — одной из наиболее эффективных форм привлечения в инновационный процесс дополнительных инвестиций и контроля их расходования, а также снижения рисков для государства.

Большие надежды на восстановление в энергетике инновационного процесса связаны с реализацией основных положений Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, утверждённой Указом Президента России от 1 декабря 2016 г. № 642 [13]. Данным документом предусматривается создание в стране инновационной системы, ключевыми элементами которой должны стать комплексные научно-технические программы и проекты полного инновационного цикла, разрабатываемые на основе принципов государственно-частного партнёрства. Этим же документом определены приоритетные направления научно-технологического развития России, одним из которых стала энергетика.

Функции обоснования отраслевых приоритетов, экспертного и аналитического обеспечения их реализации, а также формирования соответствующих научно-технических программ и проектов возложены на Советы по приоритетам. В энергетике это возглавляемый академиком В.Е. Фортовым Совет “Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии”. Деятельность Советов и их полномочия регламентированы специальным постановлением Правительства РФ [14].

Советы формируются на паритетных началах из представителей науки, государственного управления и бизнеса. Это должно способствовать сбалансированности принимаемых решений, обеспечивать более тщательный отбор программ и проектов, выполнение которых позволит создавать наукоёмкие высокотехнологичные продукты, востребованные экономикой страны и обладающие большим экспортным потенциалом.

Финансирование комплексных программ и проектов может осуществляться из бюджетов различного уровня (федерального, региональных, местных), а также из средств заинтересованного бизнеса. Важное условие — обязательное участие в формировании программ и проектов Минобрнауки России, которое призвано поддерживать бюджетными средствами научную составляющую программ и проектов, ориентированных на создание действительно инновационных техно-

логий и продуктов. Представленный механизм финансирования новых отечественных разработок для энергетики — достойная альтернатива предложению о создании для этих целей специального инвестиционного фонда [1, 2]. Такой фонд предлагалось сформировать за счёт инвестиционной надбавки к тарифам на электроэнергию. Ожидалось, что для потребителей это будет менее обременительным, чем финансирование разработок за счёт банковских кредитов. В случае программного подхода затраты на разработки не связаны с тарифами. Тем не менее предложение о создании специализированного фонда для модернизации энергетики может в определённых условиях оказаться актуальным.

Следует отметить, что в стране имеется достаточно много невостребованных технических предложений. В частности, в Объединённом институте высоких температур (ОИВТ) РАН разработаны технологии, представляющие интерес для использования в программе модернизации ТЭС. Они позволяют включить газовые турбины в состав действующих паротурбинных электростанций без коренной перестройки их технологических схем. В первую очередь речь идёт о газотурбинной надстройке с частичным окислением природного газа, запатентованной [15] и признанной Международным конгрессом ASME [16] одним из пяти перспективных направлений в энергетике.

В предлагаемой схеме стандартная газовая турбина средней мощности служит своего рода генератором продуктов сгорания с температурой примерно 1100°C, содержащих до 17% кислорода. Продукты сгорания направляются в камеру конверсии, куда поступает в избытке по отношению к стехиометрии природный газ, подвергающийся частичному окислению до водорода и окиси углерода. Полученные горючие продукты расширяются в силовой турбине и сбрасываются в верхние ярусы действующего котла. При этом нижние ярусы котла работают в прежнем режиме. Сжигание смеси водорода и СО в верхних ярусах котла позволяет практически исключить образование оксидов азота и тем самым резко повысить экологическую привлекательность модернизируемого энергоблока.

Подобная схема позволяет использовать стандартные газовые турбины небольшой и средней мощности (в первую очередь авиапроизводные), серийно производимые отечественной промышленностью. Они, в частности, уже нашли широкое применение для привода компрессоров в магистральных газопроводах. Согласно расчётам, при надстройке паротурбинного блока К-315-240 одним серийным авиационным газотурбинным двигателем АЛ-31 производства компании “Сатурн” может быть получена дополнительная по-

лезная мощность блока порядка 40–50 МВт и экономия топлива в 4.7–5%. Более высокие цифры относятся к режиму с энергетическим впрыском пара в камеру сгорания ГТУ.

Интерес к реализации предлагаемой схемы в своё время проявила фирма “Вестингауз”, предложив своё участие в финансировании создания головного образца на одной из ТЭЦ Мосэнерго. Однако позиция Мосэнерго в то время сводилась к тому, что все действующие паротурбинные установки будут перестроены в ПГУ и частичная их модернизация нецелесообразна. Новые ПГУ действительно были сооружены, но ГТУ продолжают работать, и их модернизация по-прежнему актуальна. С этой точки зрения следовало бы провести углублённый анализ возможностей предлагаемой технологии с учётом использования иных типов ГТУ, других схемных и компоновочных решений. Эту работу могли бы выполнить специализированные проектные организации по заданию Мосэнерго, чтобы подготовить типовые решения для последующего их тиражирования, что существенно удешевило бы реализацию проектов модернизации ТЭС.

Газотурбинные надстройки со сбросом продуктов сгорания в котлоагрегат могут оказаться исключительно перспективными в деле модернизации многих существующих и вновь создаваемых крупных газовых котельных. В простейшем и самом дешёвом варианте их можно использовать для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения. При переходе к отопительному сезону повышение тепловой мощности котла осуществляется путём сжигания в нём дополнительного количества природного газа. Горение газа происходит в продуктах сгорания ГТУ, содержащих достаточное для этого количество кислорода. Преимущества данного метода очевидны, он давно и многократно обсуждался, но практической реализации не получил. Между тем это одна из недорогих технологий распределённой генерации, обеспечивающая существенную экономию топлива. Её широкое внедрение должно быть интересным муниципальным и региональным властям и энергоснабжающим компаниям. Однако технология нуждается в государственной поддержке.

На базе ГТУ могут создаваться технологии с характеристиками, превосходящими показатели традиционных ПГУ. Примером может служить парогазовый цикл с впрыском пара в камеру сгорания ГТУ и использованием полученной парогазовой смеси в качестве рабочего тела газовой турбины [17]. В этом случае частичная конденсация пара при температуре выше 100°C и последующее глубокое расширение рабочего тела в турбодетандере позволяют использовать в цикле тепло конденсации водяного пара, образующего-

ся при сжигании природного газа, то есть использовать его высшую теплотворную способность. В этом случае КПД энергоустановки может превысить 100% при расчёте его традиционным методом – по низшей теплоте сгорания топлива.

Имеются и другие перспективные предложения по более широкому применению ГТУ в энергетике, которые тоже пока не реализованы. Здесь следует указать на схему установки с выделением CO₂ в жидком виде непосредственно в цикле ГТУ [18]. Эта технология должна стать востребованной при введении для электростанций ограничений на выбросы парниковых газов, что высоко вероятно после имплементации Парижского соглашения по климату.

В стране до сих пор не разработана и не принята программа создания и производства отечественных газовых турбин большой мощности. Между тем это критически важная технология для развития отечественной электроэнергетики на всю стратегическую перспективу. Отсутствие отечественного конкурентоспособного газотурбинного оборудования негативным образом скажется на реализации программы модернизации. Причины задержек с разработкой и внедрением новых отечественных технологий многократно обсуждались, в частности, в наших работах [1–3].

* * *

В заключение следует ещё раз подчеркнуть необходимость усиления внимания государства к выработке и реализации оптимальных стратегических решений по научно-технологическому развитию электроэнергетики и воссозданию в ней инновационной системы. Первоочередная потребность касается совершенствования механизмов государственной поддержки – организационной, научной, финансовой – создания, производства и внедрения нового отечественного оборудования и активного привлечения к этому процессу российских деловых кругов.

Главную роль в технологическом обновлении электроэнергетики страны должны сыграть ТЭЦ, которые могут обеспечить наибольший экономический и социальный эффект. Модернизация ТЭЦ должна и может осуществляться с использованием отечественного оборудования – газовых турбин небольшой и средней мощности и паровых турбин. В более отдалённой перспективе для развития систем теплоснабжения потребуются новые когенерационные технологии на основе топливных элементов. Их разработка становится всё более актуальной научно-технической задачей.

С целью модернизации крупных ТЭС необходимо разработать отечественные газовые турбины единичной мощностью до 500 МВт и парога-

зовые установки на их основе предельной эффективности (с КПД более 66–67%) с хорошими манёвренными характеристиками. Для этого нужно довести до предельных значений температуру и давление в цикле и усложнить тепловую схему установки. Это очень непростая научно-техническая задача, решение которой потребует значительных ресурсов и времени. Нужны прорывы в разработке новых жаропрочных материалов с хорошими механическими свойствами, новые подходы к охлаждению высоконагруженных узлов, новые программные коды для оптимизации конструкции турбин с корректным описанием протекающих в них нестационарных тепломеханических и физико-химических процессов. Такие ПГУ были бы конкурентоспособными на мировом рынке. Есть все основания полагать, что мощные ПГУ будут входить в число ключевых технологий в энергетике XXI века. Нас ожидает длительная “эра газа” — доминирования природного газа в энергетике страны и мира, несмотря на прогнозируемые высокие темпы роста использования возобновляемых источников энергии. Газовые турбины — это наукоёмкая и высокотехнологичная продукция, без преувеличения, вершина научной и инженерной мысли в энергетике. Лишь несколько стран, в том числе Россия, обладают соответствующими компетенциями. Мы располагаем мощным научно-техническим заделом в авиадвигателестроении, который может и должен быть конвертирован в энергетическое газотурбостроение. Это позволит нам выйти в мировые лидеры в данной области.

Хочется надеяться, что государство будет последовательно и настойчиво реализовывать основные положения Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации в тесном взаимодействии с научным сообществом, в частности, с Российской академией наук. Именно наука способна помочь государству в выборе оптимальных стратегических решений и в их внедрении в жизнь. Нужно понимать, что только на основе фундаментальных исследований могут быть созданы принципиально новые энергетические технологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Favorskii O.N., Batenin V.M., Maslennikov V.M.* Where to start the implementation of Russia's energy strategy // Herald of the Russian Academy of Science. 2015. V. 85. № 1. P. 1–7; *Фаворский О.Н., Батенин В.М., Масленников В.М.* С чего следовало бы начать реализацию энергетической стратегии России // Вестник Российской академии наук. 2015. № 2. С. 99–106.
2. *Favorskii O.N., Batenin V.M., Maslennikov V.M. et al.* What Is to Be Done to Implement Russia's Energy Strategy // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2016. V. 86. № 5. P. 351–356; *Фаворский О.Н., Батенин В.М., Масленников В.М. и др.* Что нужно сделать для реализации энергетической стратегии страны // Вестник Российской академии наук. 2016. № 10. С. 867–872.
3. *Favorskii O.N., Filippov S.P., Polishchuk V.L.* Priorities in Providing Russia's Power Industry with Competitive Equipment // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2017. V. 87. № 4. P. 310–317; *Фаворский О.Н., Филиппов С.П., Полищук В.Л.* Актуальные проблемы обеспечения энергетики страны конкурентоспособным оборудованием // Вестник Российской академии наук. 2017. № 8. С. 679–688.
4. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 “Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности”.
5. Распоряжение Правительства РФ от 11 августа 2010 г. № 1334-р “Об утверждении перечня генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности”.
6. *Филиппов С.П., Дильман М.Д., Ионов М.С.* Потребности электроэнергетики России в газовых турбинах: текущее состояние и перспективы // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 53–65; *Filippov S.P., Dil'man M.D., Ionov M.S.* Demand of the Power Industry of Russia for Gas Turbines: the Current State and Prospects // Thermal Engineering. 2015. V. 64. № 11. P. 829–840.
7. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления // Теплоэнергетика. 2018. № 11. С. 5–22; *Filippov S.P., Dil'man M.D.* CHP Plants in Russia: the Necessity for Technological Renovation // Thermal Engineering. 2018. V. 65. № 11. P. 775–790.
8. Программа модернизации ТЭС: Итоги конкурсного отбора. Аналитический обзор // Газотурбинные технологии. 2019. № 2 (161). С. 6–13.
9. Энциклопедический словарь. М.: Академический проект константа, 2012. С. 821–830.
10. *Филиппов С.П.* Новая технологическая революция и требования к энергетике // Форсайт. 2018. Т. 12. № 4. С. 20–33; *Filippov S.* New Technological Revolution and Energy Requirements // Foresight and STI Governance. 2018. V. 12. № 4. P. 20–33.
11. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* Возобновляемая энергетика: системные эффекты // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019): Материалы 12-й междунар. конференции. 1–3 октября 2019, Москва / Под общ. ред. С.Н. Васильева и А.Д. Цвиркуна. М.: ИПУ РАН, 2019. С. 38–46.
12. *Рогалёв Н., Сухарева Е., Ментель Г., Брожина Я.* Экономические подходы к совершенствованию рынка электроэнергии / Актуальные проблемы хозяйственной практики // Terra Economicus. 2018. Т. 16. № 2. С. 140–149.
13. Указ Президента РФ от 1 декабря 2016 г. № 642 “Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации”.
14. Постановление Правительства РФ от 17 января 2018 г. № 16 “Положение о создании и функционировании советов по приоритетным направлениям

- научно-технологического развития Российской Федерации”.
15. *Масленников В.М., Штеренберг В.Я.* Способ преобразования теплоты топлива в механическую энергию в цикле с многоступенчатым подводом тепла к рабочему телу. Авторское свидетельство № 1809141.10.10.1992.
 16. *Maslennikov V.M., Batenin V.M., Shterenberg V.Ya. et al.* Advanced Gas Turbine System Utilizing Partial Oxidation Technology for Power Generation. Orlando, Florida, USA, June 2–5, 1997.
 17. *Батенин В.М., Масленников В.М., Выскубенко Ю.А., Штеренберг В.Я.* Парогазовая установка для комбинированной выработки электроэнергии, тепла и холода (тригенерация) // Теплофизика высоких температур. 2014. № 6. С. 10–20.
 18. *Косой А.С., Зейгарник Ю.А., Попель О.С. и др.* Концептуальная схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания // Теплоэнергетика. 2018. № 9. С. 23–32; *Kosoi A.S., Zeigarnik Yu.A., Popel O.S. et al.* The Conceptual Process Arrangement of a Steam–Gas Power Plant with Fully Capturing Carbon Dioxide from Combustion Products // Thermal Engineering. 2018. V. 65. № 9. P. 597–605.