



Некоммерческое партнерство
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**



Основана в 1724 году

**Российская Академия Наук
Секция по проблемам надежности и
безопасности больших систем
энергетики Научного совета РАН по
системным исследованиям в энергетике**

УТВЕРЖДАЮ

Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Н. Д. Роголёв

ПРОТОКОЛ

совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике на тему
«Обновление тепловой энергетики — стратегическая задача электроэнергетики»

г. Москва

№ 3/18

23 мая 2018 г.

Присутствовало: 83 чел.

Со вступительным словом выступил Президент НП «НТС ЕЭС», ректор НИУ «МЭИ», д.т.н., профессор **Н. Д. Роголёв**. В своём вступительном слове **Н. Д. Роголёв** сказал следующее.

Заседание проводится по инициативе Общественного совета Минэнерго России и рассматривает предложения по развитию тепловой энергетики. В соответствии с указанием Президента Российской Федерации **В. В. Путина** по итогам совещания по вопросам развития электроэнергетики 14 ноября 2017 года Пр-2530 Минэнерго России было поручено разработать совместно с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и ведущими деловыми объединениями предпринимателей механизмы привлечения инвестиций в модернизацию объектов генерации тепловой электроэнергетики.

В настоящее время Минэнерго России обсуждает принципы конкурсного механизма отбора проектов реконструкции (технического перевооружения) тепловых электрических станций на оптовом рынке электрической энергии и

мощности в период с 2021 по 2030 гг. Финансовый источник технического перевооружения — снижение величины оплаты по заканчивающим своё действие договорам о предоставлении мощности (ДПМ).

Программа модернизации Минэнерго России предполагает:

- перенести опыт использования механизма ДПМ по вводу новой мощности, который заканчивается в 2021 году, на модернизацию ТЭС;
- ежегодно должно быть модернизировано 4 ГВт мощностей ТЭС;
- сформировать критерии отбора ТЭС для модернизации (выработка ресурса не менее 125 %, востребованность ТЭС не менее 60 %);
- конкурсный отбор проектов модернизации ТЭС.

Всего под программу модернизации попадают 40 ГВт мощности ТЭС.

Цель нашего заседания — дать предложения, как сформировать критерии модернизации ТЭС, совершенствовать механизм технического перевооружения ТЭС, сделать его более эффективным. Переходим к повестке дня.

С докладом «Современное состояние и перспективы технического перевооружения российских ТЭС» выступил **Г. Г. Ольховский** — член-корр. РАН, президент ОАО «ВТИ».

Тепловые электростанции (ТЭС), использующие органическое топливо, — это основа отечественной электроэнергетики. Общая мощность конденсационных паротурбинных ТЭС в нашей стране составляет около 60 млн кВт, мощность ТЭС — ещё 65 млн кВт. В течение года они вырабатывают 493 млн кВт·ч электроэнергии со средним КПД 32,5 %. Природный газ составляет 75 % потребляемого топлива.

Показатели отечественных ТЭС, 40 – 50 лет назад находившиеся на высшем мировом уровне, сейчас существенно уступают достигнутому в зарубежной энергетике и не только передовых, промышленно развитых стран, но и в некоторых развивающихся (Китай) странах.

Парковый ресурс выработало паротурбинное оборудование отечественных ТЭС общей мощностью более 90 млн кВт, до 2025 г. к нему добавится ещё 30 млн кВт. Это оборудование работоспособно, его ресурс может быть продлён. Но оно спроектировано 50 и более лет назад и не соответствует современным требованиям по экономичности, манёвренности, воздействию на окружающую среду, степени автоматизации и количеству обслуживающего персонала.

Со времени его разработки наука и техника в энергомашиностроении ушли далеко вперёд. И хотя оборудование наших ТЭС после наработки нескольких сот тысяч часов ещё работоспособно, экономика страны несёт значительные потери из-за перерасходов топлива, повышенных ремонтных затрат и роста численности персонала, а население — из-за переплат за электроэнергию и тепло и вредных выбросов в окружающую среду.

Ввод в последние годы около 30 млн кВт газотурбинных и парогазовых мощностей, которые выработали в 2016 г. 23 % общего количества электроэнергии со средним КПД более 53 %, привёл к уменьшению среднего по отрасли удельного расхода условного топлива на 19 г/кВт·ч

и экономии 5,4 млрд руб. Дополнительные выгоды были получены вследствие уменьшения выбросов оксидов азота в атмосферу и водопотребления.

Имеются основания для того, чтобы серьёзно рассматривать замещение в течение 10 – 15 лет парогазовыми установками всех генерирующих паротурбинных мощностей, работающих на природном газе ТЭС общей мощностью около 70 млн кВт. До настоящего времени такое замещение осуществлялось с использованием импортных ГТУ, а часто и оборудования парового контура и систем автоматизации (АСУ ТП).

Однако никакая «модернизация» не может повысить показатели этого оборудования до уровня, близкого к современному, достигнутому на базе успехов науки и технологий за прошедшие 50 лет. Остро необходимо техническое перевооружение действующих ТЭС с заменой их оборудования и проектов. Его необходимо осуществлять с использованием отечественного оборудования, соответствующего перспективному мировому уровню. Такое оборудование ещё предстоит спроектировать, отработать и производить с помощью передовых технологий на оснащённых для этого предприятиях.

Организация необходимых для этого процессов является государственной задачей.

Исторически прогресс в науке и технике направлен на уменьшение удельной стоимости ТЭС, снижение удельных расходов топлива и эксплуатационных затрат. Эти жизненные аксиомы приняты во всем мире, но не работают у нас. Дело в том, что характер созданного в стране рынка электроэнергии и тепла и вытекающие из него правила ценообразования при существующих у нас экономических отношениях делают прогресс в электроэнергетике экономически невыгодным.

Дело экономистов разобраться, почему это происходит, а государственной власти — отрегулировать рынок так, чтобы страна развивалась на благо живущих в ней людей. Моя задача рассмотреть научно-техническую сторону производства на ТЭС.

Газовая генерация

Основные каталожные показатели наиболее мощных ГТУ поколения «F», которые выпускаются мировыми фирмами (Дженерал Электрик — США, Сименс — ФРГ, Мицубиси — Япония) уже 25 – 30 лет и поставлены ими в РФ, приведены в первом столбце табл. 1 (F).

Показатели поколения F характерны для последних модификаций соответствующих ГТУ. За время, прошедшее с начала производства, они существенно улучшились. В некоторых случаях при комплектации отечественными паровыми турбинами показатели ПГУ оказались несколько ниже.

В последние 10 лет разработаны и начали серийно выпускаться более мощные и совершенные ГТУ следующего поколения. Их показатели приведены во втором столбце табл. 1 (H (J)).

Каталожные показатели ГТУ и ПГУ

Показатели	Поколение ГТУ	
	F	H (J)
Мощность, МВт	284 – 312	425 – 544
КПД ГТУ, %	37,9 – 39,8	42 – 44
Температура газов за турбиной, °С	642 – 577	630 – 640
Мощность ПГУ с одной ГТУ, МВт	437 – 464	630 – 800
КПД ПГУ с одной ГТУ, %	58,5 – 59,5	62 – 63,5
Мощность ПТ, МВт	162 – 135	230 – 260
Мощность ПГУ с двумя ГТУ, МВт	872 – 932	1265 – 1615
КПД ПГУ с двумя ГТУ, %	58,5 – 59,7	62 – 63,7
Мощность ПТ, МВт	320 – 272	430 – 525

В нашей стране успешно осуществляется производство ГТУ мощностью до 25 МВт, конструкции которых основаны на авиационных двигателях. Лидером является пермское предприятие «Авиадвигатель». За последние 25 лет на электростанциях и магистральных газопроводах установлено около тысячи разработанных этим предприятием ГТУ мощностью 2,5, 4, 6, 10 – 12, 16 и 25 МВт, наработавших в сумме около 24 млн ч. Организованы эксплуатация и техническое обслуживание этих ГТУ с показателями, близкими к их зарубежным аналогам.

Производство совместно с инофирмами на расположенных в РФ предприятиях более мощных — от 80 до 180 МВт — энергетических ГТУ локализовано недостаточно, без наиболее высокотехнологичных узлов горячего тракта и систем управления.

Угольная генерация

Россия сильно отстала с освоением современных угольных технологий в электроэнергетике. Его надо было начинать 20 лет назад.

К сожалению, до настоящего времени содержание модернизаций действующих энергоблоков ограничивалось, как правило, устранением наблюдавшихся при эксплуатации трудностей без существенного улучшения показателей, прежде всего экономичности. При таком подходе на долгие годы в эксплуатации сохраняется старое малоэффективное оборудование. Возможны и практикуются значительно более глубокие реконструкции, при которых продление ресурса сопровождается существенным повышением мощности и КПД и снижением вредных эмиссий в окружающую среду. Типовые проекты таких реконструкций целесообразно проработать и использовать и в нашей стране.

Их разработчикам необходимо возможно полнее учесть уже достигнутые за рубежом результаты и организовать собственные исследования силами российских организаций. Естественно ожидать на этом пути трудностей и «детских болезней». Связанные с ними риски непосильны отдельным, даже самым крупным энергетическим и энергомашиностроительным компаниям нашей страны. Эти риски должно разделить государство.

Организация технического перевооружения с заменой оборудования ТЭС является срочной задачей. Чем позже оно будет осуществлено, тем больше будут риски серьёзных отказов в энергоснабжении. До настоящего времени содержание модернизаций действующих энергоблоков ограничивалось, как правило, устранением наблюдавшихся при эксплуатации трудностей без существенного улучшения показателей, прежде всего экономичности. При таком подходе на долгие годы в эксплуатации сохраняется старое малоэффективное оборудование.

Хотя потребление угля в электроэнергетике мира уменьшается, во многих странах он остается основным энергетическим топливом. В 2015 г. 40 % электроэнергии производилось на угольных ТЭС, к 2040 г. прогнозируется снижение этой доли до 31 %.

После 2010 г. больше половины новых вводов угольных мощностей в мире осуществлялось энергоблоками сверхкритического давления (СКД). Более 90 % мощных угольных энергоблоков оснащено системами серо- и более 80 % азотоочистки. На всех энергоблоках установлены высокоэффективные фильтры для золоулавливания.

Совершенно фантастически развивается угольная энергетика Китая. В 2010 – 2015 гг. там ежегодно вводилось в эксплуатацию 4 – 19 (в среднем 12) энергоблоков мощностью 600 – 660 МВт и 10 – 23 (в среднем 15) мощностью по 1000 – 1050 МВт. Построено несколько энергоблоков с двухкратным промышленным перегревом пара мощностью 1000 – 1350 МВт с параметрами пара 30 МПа, 600/620/610 °С и КПД 47,9 – 48,9 %, и разработан такой же блок на 35 МПа, 615/630/630 °С с КПД (нетто) выше 50 %.

Показатели отечественных угольных ТЭС существенно ниже достигнутых не только в передовых странах, но и строящихся в Китае или Индии. Сегодня парадные КПД паровых энергоблоков на угле при освоенных параметрах пара (давление 26 – 30 МПа, температуры 600/620 °С) с одним промышленным перегревом составляют 46 – 48 %, а их среднегодовые значения равны 43 – 45 %. Имеющиеся у нас конденсационные угольные энергоблоки СКД при КПД 33 – 36 % перерасходуют около 20 % топлива.

В РФ для работы на угле построены 27 ГРЭС и 60 ТЭЦ суммарной мощностью около 50 млн кВт, в их числе работают только на угле (и торфе) около 37 млн кВт. Большинство из них расположены на Урале и в азиатской части страны.

В последние годы в нашей стране построено три «перспективных» угольных энергоблока:

- 660 МВт на Троицкой ГРЭС (китайское оборудование);
- 330 МВт на Новочеркасской ГРЭС (лицензионный котёл с

циркулирующим кипящим слоем и Харьковская турбина);

- 225 МВт на Черепетской ГРЭС с отечественным оборудованием на давление 13 МПа.

Ни один из этих проектов не завершён, не преодолены «детские болезни», не задействована сероочистка и т. д. И хотя проектные показатели этих энергоблоков заметно выше, чем у давно работающих, они всё же далеки от максимально достигнутых за рубежом.

На угольных ТЭЦ не удаётся использовать преимущества повышения мощности и параметров пара.

Несмотря на это сохраняются возможности:

- повышения КПД на конденсационном режиме путём совершенствования схем и оборудования (проточной части турбин, снижения потерь в котле и турбинной установке, оптимизации режимов и т. д.);

- обеспечения эффективной работы в широком диапазоне режимов по электрической и тепловой нагрузкам;

- радикального снижения вредных выбросов в окружающую среду.

Для повышения эффективности угольной энергетики и сохранения потенциала отечественного энергомашиностроения безотлагательно необходимы разработка, сооружение, ввод в действие и освоение:

- типовых угольных конденсационных энергоблоков мощностью около 400 и 600 – 800 МВт на суперкритические параметры пара на буром и каменном угле;

- современных конденсационных (мощностью 230 – 250 МВт) и теплофикационных (мощностью 100 – 120 и 200 – 230 МВт) энергоблоков на буром и каменном угле с пылевым сжиганием и циркулирующим кипящим слоем;

- систем и оборудования для золоулавливания, серо- и азотоочистки на перечисленных выше энергоблоках;

- унифицированных проектов ТЭС с таким оборудованием.

Вследствие относительно низких цен на природный газ экономическая эффективность энергетического использования угля оказывается недостаточной. Повышение цен на газ представляется ложным решением вопроса. Принципиально правильное — снижение цен на уголь, вполне оправданное по крайней мере для открытой добычи (73 % от общего количества в РФ).

Как и в любой высокотехнологичной отрасли, успешный бизнес в электроэнергетике невозможен без передовой техники.

Собственного производства мощных энергетических ГТУ в стране нет. Во многих случаях отечественное оборудование (котлы, паровые турбины, насосы, теплообменники) проигрывают импортному по коммерческим соображениям. Оборудование, которое будет устанавливаться на ТЭС, должно соответствовать перспективным стандартам и производиться внутри страны.

Не всегда отечественные энергомашиностроительные компании готовы предложить и коммерчески гарантировать успешную работу такого оборудования. Его разработки, испытания и освоение невозможны без руководства, организационных усилий и финансовой поддержки со стороны

государственных структур. Сегодня, к сожалению, эти усилия заканчиваются составлением «дорожных карт» или программ, которые не реализуются.

Энергокомпании не считают своей задачей использовать наилучшие технологии производства. Условия их хозяйствования и правила действующих в стране рынков электроэнергии и тепла не создают для этого стимулов, а наоборот, прямо препятствуют применению и освоению новых технических решений.

Характерных для мировой практики исследований и проектов головных перспективных объектов новой техники, которые осуществляются с участием и под контролем государства, в нашей энергетике нет.

В итоге страна оказалась неподготовленной даже к техническому обслуживанию уже построенных ПГУ и производству необходимых для этого высокотехнологичных запасных частей.

Для технического перевооружения отечественных работающих на природном газе ТЭС наиболее важна организация в стране производства ГТУ единичной мощностью ≥ 500 МВт и ПГУ с ними. Успешное решение этой задачи требует мобилизации имеющихся авиадвигательных и паротурбинных предприятий, а также обеспечивающих их работу научно-технических организаций и кадров.

Организация производства в стране энергетических ГТУ предельной (более 500 МВт) мощности является задачей государственного уровня.

Для реализации этой важнейшей задачи необходимо:

- найти руководителя проекта (масштаб личностей И. В. Курчатова, С. П. Королёва);

- создать конструкторское бюро, объединяющее авиадвигателе- и энергомашиностроительных специалистов;

- задействовать в этой программе все имеющиеся в стране научно-технические силы — отраслевые НИИ, РАН, ВУЗы, производителей оборудования, потребителей;

- создать, прежде всего, сертифицированное производство турбинных лопаток для ремонтов уже имеющихся и оснащения перспективных ГТУ с намерением поставлять лопатки мировым разработчикам ГТУ;

- создать соответственно оснащённый выпускающий завод.

Срок реализации с освоением головного образца составит около 10 лет.

За это время необходимо также разработать и реализовать:

- соответствующие мировому уровню схемы и оборудование парового контура ПГУ, учитывающие режимы и условия их использования;

- типовые проекты электростанций с ГТУ и ПГУ, с блочно-модульной поставкой подготовленного к работе оборудования, оптимизированные по цене и срокам сооружения.

Предпосылкой успешного решения этой задачи является наличие в стране авиадвигательной и паротурбинной промышленности, а также обеспечивающих эти отрасли научно-технических организаций и кадров.

Как в любой высокотехнологичной отрасли, успешный бизнес в электроэнергетике невозможен без передовой техники. Оборудование,

необходимое для технического перевооружения ТЭС, должно удовлетворять перспективным требованиям и выпускаться внутри страны.

Действующие в стране энергетические рынки не создают стимулов для обновления технологий и оборудования. Решающим при модернизации, как её сейчас понимают, является минимальная цена. Это всегда означает использование старых, освоенных конструкций и технологий.

Если мы хотим иметь в своей стране современную теплоэнергетику, построенную собственными силами, необходим коренной пересмотр существующих взаимоотношений и организация работ, для выполнения которых потребуются многие годы, что-то вроде советских первых пятилеток.

Воссоздать кадры, разработать оборудование, освоить новые металлы и методы формообразования, сконструировать и испытать изделия для энергоблоков, наконец, построить сами эти энергоблоки и освоить их — задача, требующая прежде всего эффективной организации и руководства и только потом — ресурсов.

Ресурсы на её решение даёт экономия топлива, которая по осторожным подсчётам после реализации программы составит сотни млрд руб. в год.

Необходимо:

- принять государственные решения, обеспечивающие благоприятные условия для разработки, изготовления оборудования и сооружения энергетических объектов, их освоения с доведением до проектных параметров и длительной опытно-промышленной эксплуатации;

- пересмотреть сложившееся в структурах государственного управления и среди бизнеса пренебрежительное отношение к отраслевой науке и техническим организациям. Отсутствие понимания необходимости тщательной и дорогостоящей проработки и экспериментального обоснования на стендах и в условиях эксплуатации любых изменений в конструкции, не говоря уже о серьезных инновациях, и требующейся для этого квалификации исполнителей приводит к недопустимому росту рисков, потерям времени и средств;

- актуализировать нормы технологического проектирования, правила технической эксплуатации и стандарты с техническими требованиями к оборудованию и системам ТЭС;

- консолидировать технические политики энергетических и энергомашиностроительных компаний в рамках, например, совместно управляемого «фонда развития», способного вместе с органами государственного управления организовать и должным образом финансировать перечисленные выше работы и необходимую для их выполнения инфраструктуру.

Начинать целесообразно с конкретных, с привязкой к площадкам, контролируемых правительством проектов с реальным финансированием, сроками реализации и ответственностью. Выполнение их, освоение, эксплуатация и исследование характеристик оборудования и энергоблоков в целом поднимет отечественную энергетику на новый технический уровень и создаст условия для её дальнейшего развития.

В более широком плане для дальнейшего нормального развития отечественной теплоэнергетики необходимо:

- организовать координированную работу научно-технических и промышленных организаций под руководством и контролем министерств;
- возложить на хозяйствующие компании ответственность за научно-технический прогресс в сфере их деятельности;
- разработать предложения по корректировке действующего законодательства и нормативных актов для стимулирования научно-технического прогресса в электроэнергетике;
- разработать, обосновать необходимыми испытаниями, узаконить и выполнять стандарты и другие нормативные документы, учитывающие современные инновации и опыт;
- обеспечить жизнедеятельность отечественных отраслевых научно-технических организаций (исследовательских, наладочных, проектных) путём контроля управляющих действий владельцев и прямых заданий на выполнение работ;
- обязать владельцев привести юридический статус таких организаций в соответствие с характером их деятельности и использовать для оценки выполняемой ими работы критерии, соответствующие стоящим перед ними задачам;
- изменить принцип торговли научно-техническими услугами, исключив выбор исполнителя по критерию минимальной стоимости.

С докладом «Модернизация ТЭС должна быть ориентирована на отечественное энергомашиностроение» выступил **А. В. Григорьев** — заместитель генерального директора — руководитель Департамента исследования ТЭК Института проблем естественных монополий (ИПЕМ).

Итоги программы ДПМ

В 2018—2019 гг. ожидается ввод последних объектов по программе ДПМ.

На условиях ДПМ было и будет построено 25 ГВт (без учёта перемаркировки оборудования), т. е. 72 % новых мощностей на ТЭС ЕЭС России за 2008—2019 гг.

Реализация программы ДПМ не была синхронизирована с политикой поддержки промышленности.

Импорт оборудования во время выполнения программы ДПМ

38 % паровых турбин и 70 % газовых турбин было ввезено из-за рубежа.

Недополученную выручку российского энергомашиностроения можно оценить примерно в 290 млрд руб. (по сравнению со сценарием «100 % паровых турбин и газовых турбин мощностью до 180 МВт производятся в РФ, в т.ч. на совместных предприятиях»).

Применение импортного оборудования несёт ряд рисков:

- необходимость дополнительного импорта во время эксплуатации оборудования (запасные части);
- необходимость использования импортного SCADA;
- риски применения санкций (аналогично вводу мощностей в Крыму).

Перспективы развития ТЭС в России

Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 г., утверждённой распоряжением Правительства РФ от 09.05.2017 № 1209-р, планируется ввести 51 – 60 ГВт новых мощностей на ТЭС в 2016 – 2035 гг., но из них 10 ГВт уже было или будет введено в 2016 – 2019 гг. (оборудование заказано).

По оценке Vygon Consulting для поддержания среднего возраста турбинного парка на текущем уровне достаточно ввести 36 ГВт в 2020 – 2035 гг.

Проект Минэнерго России — модернизация не более 4 ГВт в год.

Потенциальный рынок оборудования для модернизации составляет 36 – 50 ГВт (в 1,4 – 2,0 раза больше ДПМ), что соответствует 1,1 – 1,6 трлн руб. для турбинного оборудования.

Необходимо поддержать участие российского энергомашиностроения в новой программе строительства ТЭС. Это позволит не потерять несколько сотен миллиардов рублей за счёт закупки импортного оборудования при наличии эффективных российских аналогов.

Основные принципы программы импортозамещения в энергомашиностроении

- Необходима программа импортозамещения в энергомашиностроении, использующая инструментарий Минпромторга России (специальные инвестиционные контракты, консорциумы и т. д.).

- Возможно, целесообразен ввод льготных условий возврата инвестиций для проектов генерирующих компаний, предполагающих использование отечественного оборудования на ТЭС.

- В части турбин для ТЭС необходим дифференцированный подход по видам оборудования.

В табл. 2 приведены данные о производимых в России видах оборудования (ПГ и ГТ) и даны предложения о возможном их использовании при модернизации ТЭС.

Альтернативы программе массовой модернизации ТЭС

1. Экстенсивное развитие атомной энергетики и ВИЭ-генерации.

Пока ВИЭ-генерация слишком дорога, но к 2040 г. ожидается снижение LCOE в 2 раза. В результате цена электроэнергии от ВЭС вплотную приблизится к паритету с газовой генерацией.

Рост доли АЭС и ВИЭ-генерации приведёт к снижению КИУМ ТЭС и смещению функций ТЭС в сторону резервных мощностей (по опыту Европы). Это увеличит спрос на манёвренные газовые турбины.

2. Развитие распределённой тепловой энергетики на базе турбин малой мощности и газопоршневых установок.

Приведённая стоимость электроэнергии от газопоршневых установок (ГПУ) уже ниже конечных цен для коммерческих потребителей во многих регионах РФ.

Данная альтернатива из трёх возможных представляется наиболее реалистичной.

Таблица 2

Вид оборудования		Текущее состояние	Перспективы	Что делать?
ПТ	< 800 МВт	Производятся в РФ (КТЗ, УТЗ, ЛМЗ)	Сохранение статус-кво	Определение критериев, в связи с которыми генерирующие компании выбирают импортные аналоги. Обеспечение повышения эффективности оборудования согласно данным критериям. Стимулирование экспорта оборудования
	> 800 МВт	Спрос со стороны ТЭС отсутствует. Производятся турбины для АЭС (ЛМЗ)	Появление спроса маловероятно (в РФ действует одна такая турбина)	
ГТ	< 25 МВт	Производятся в РФ	Сохранение статус-кво	Повышение локализации производства. Поддержка ввода в серийное производство ГТД-110М Обнуление НДС и импортной пошлины. Создание СП с последующей локализацией производства Финансирование НИОКР по отечественным проектам.
	25 – 180 МВт	Производятся в РФ на двух совместных предприятиях	Разработка и внедрение ГТД-110М	
	>180 МВт	Не производятся в РФ	Локализация в ближайшее время не ожидается.	

3. В последние годы в мире обсуждается возможность замещения манёвренной генерации аккумуляторными батареями. К 2030 г. ожидается снижение цен на Li-Ion аккумуляторы в 2 раза по отношению к уровню 2017 г.

Приведённая стоимость хранения электроэнергии (LCOS) Li-Ion составляет более 280 дол./МВт·ч (с учётом стоимости электроэнергии для заряда аккумулятора в размере 40 дол./МВт·ч). Снижение в 2 раза позволит выйти на уровень 140 дол./МВт·ч (более 8 руб./кВт·ч). Этого недостаточно для обеспечения паритета с газовой генерацией при российских ценах на газ.

Массовое внедрение аккумуляторных батарей в энергосистему России остаётся вопросом далёкого будущего.

С докладом «О механизмах реализации программы масштабного обновления ТЭС» выступил к.э.н. **Ф. В. Веселов** — заместитель директора ИНЭИ РАН.

Обновление тепловых электростанций без преувеличения является стратегической задачей электроэнергетики России. Динамика снижения мощности действующих ТЭС в ЕЭС России при различной продолжительности

эксплуатации сверх паркового ресурса (ПР) представлена в табл. 3. К 2035 году потребуют инвестиционных решений 45 – 65 % мощностей ТЭС, включая 60 – 70 % мощностей КЭС. Исходя из технического состояния, значительная часть мощностей требует реконструкции уже до 2025 года. Масштабы и приоритеты обновления теплоэнергетики России были оценены при разработке Генеральной схемы электроэнергетики, утверждённой Правительством РФ в 2016 г. По объёмам инвестиций в ближайшие 10 – 15 лет программа обновления ТЭС будет лишь немного уступать завершающейся программе вводов по ДПМ, но за счёт более низкой капиталоемкости охватит больший объём мощностей.

Таблица 3

	Годы				Отношение 2035 г. к 2015 г., %	
	2015	2025	2035		ПР+10 лет	ПР+20 лет
			ПР+10 лет	ПР+20 лет		
ЕЭС России всего	160,2	93,6	55,8	86,2	34,8	53,8
1. ТЭЦ всего, в т.ч.	87,6	59,6	35,5	56,8	40,6	64,9
- газомазутные	56,2	37,2	20,1	36,0	35,8	64,1
- угольные	31,4	22,5	15,4	20,8	49,0	66,3
2. КЭС всего, в т.ч.	72,7	34,0	20,3	29,4	27,9	40,4
- газомазутные	48,2	20,4	12,6	17,3	26,2	36,0
- угольные	24,5	13,6	7,7	12,0	31,3	49,1

Ключевым вопросом является механизм финансового обеспечения программы обновления, так как при существующих ценовых механизмах (РСВ, КОМ) и снижении поступления от оплаты мощности по ДПМ дефицит необходимой выручки (НВВ) в 2025 г. достигает 10 %, а к 2035 г. приближается к 20 % при том, что инвестиционные затраты в эти периоды составят 15 – 16 % НВВ. Изменение ценовых параметров на оптовом рынке при резком увеличении цены газа (для окупаемости проектов обновления за счёт экономии топливных затрат) или переходе к свободному ценообразованию на мощность (нет потолка цены на КОМ) приводят к сильному росту цены для потребителей. В отличие от них, вариант с регулированием «потолка» оплаты мощности по прогнозной НВВ тепловой генерации за счёт точечных условий повышенной оплаты для окупаемости проектов обновления обеспечивает наименьший и плавный рост цены для потребителей, который может дополнительно корректироваться «вниз» за счёт сопутствующих ценовых решений на рынке газа и тепла.

Исходя из этих соображений, Минэнерго России в настоящее время предложен конкурсный отбор до 40 ГВт проектов реконструкции действующих ТЭС с продолжением их работы на 15 лет и гарантией оплаты мощности по более высокой цене (чем действует на КОМ) с учётом возврата капитала. Такой механизм решает проблему инвестиционной привлекательности, так как долгосрочные гарантии по оплате мощности позволяют снизить риски для инвесторов (и стоимость капитала, учитываемую при оплате мощности). При этом

в отличие от практики прошлого ДПМ, объявленный принцип конкурентности (конкурсности) отбора позволяет обеспечить экономически оптимальные результаты и также минимизировать нагрузку на цену (но при правильном выборе критерия для отбора).

В то же время необходимо отметить, что заявленный масштаб (40 ГВт)кратно меньше потенциального объёма обновления ТЭС (даже с учётом существующего избытка мощности). При этом отсутствуют чёткие ценовые условия для обновления остальных ТЭС. Сохранение этих мощностей в КОМе (даже с его индексацией в пределах 20 – 30 %) позволит компаниям сделать лишь минимальные вложения, чтобы «протянуть» 1 – 2 цикла отбора с последующим выводом и неизбежным увеличением масштабов конкурса на реконструкцию или уже новое строительство. Таким образом, предложенный механизм является хоть и значимым, но лишь тактическим инструментом, позволяющим снять остроту проблемы обновления в среднесрочной перспективе, однако при этом он оставляет актуальной задачу обоснования целостной стратегии обновления тепловой энергетики для всего объёма потенциальных инвестиционных решений, в максимальной степени отвечающей приоритетам национальной энергетической и промышленной политики.

Как показано в табл. 4, по своему вкладу в энергетику и промышленность предлагаемый механизм далеко не в полной мере отвечает этим приоритетам.

Таблица 4

Энергетика	Промышленность
<p>Вклад в надёжность энергоснабжения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • средний (на период 1 – 2 КОМ). <p>Вклад в технологическое обновление:</p> <ul style="list-style-type: none"> • минимальный, сохранение технологического профиля 70 – 80х гг.). <p>Вклад в рост энергетической эффективности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • минимальный (сохранение прежних КПД и расходов топлива). <p>Вклад в повышение экологичности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • минимальный (экономические стимулы для реконструкции и перехода на НДТ не связаны друг с другом, нет единой политики экологически-ориентированной модернизации ТЭС). 	<p>Загрузка мощностей российских предприятий:</p> <ul style="list-style-type: none"> • средняя, массовые заказы по отдельным типам оборудования, малые и средние серии. <p>Стимулы к освоению новых типов продуктов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • минимальные, отсутствует внутренний рынок для инноваций, растут риски утраты компетенций в комплексных промышленных и инженеринговых решениях <p>Повышение глобальной конкурентоспособности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • минимальное, производство оборудования, не имеющего перспектив роста на мировом рынке.

Предполагаемая ставка на частичную замену оборудования на базе традиционных технических решений, освоенных отечественной

промышленностью еще при строительстве этих же реконструируемых объектов, не приведёт к росту энергетической эффективности в отрасли. Массовые решения на прежних типах оборудования окажут минимальный эффект сдерживания цен на электроэнергию на спотовом рынке — рынке на сутки вперед (РСВ), в отличие от прошлой программы ДПМ, обеспечившей за счёт ввода мощностей с более низкими топливными затратами заметно более низкий рост спотовых цен по сравнению с ростом цен топлива.

С точки зрения эффектов для промышленности, предлагаемый механизм не создаст для энергомашиностроения нового инновационного рынка, пролонгируя тем самым его технологическое отставание и потерю конкурентоспособности на мировом рынке. В то же время даже в электроэнергетике есть успешные примеры создания таких инновационных рынков в рамках программ развития АЭС (на базе собственных разработок) и ВИЭ (на базе глубокой локализации производства). Очевидно, что механизм поддержки обновления ТЭС должен быть, наряду с реализацией приоритетов энергетической политики, нацелен на формирование новых конкурентоспособных направлений для промышленности на мировом рынке и внутри страны.

Вместе с тем, механизм должен быть эффективен не только для экономики в целом, но и для потребителей, обеспечивая минимизацию стоимости электроэнергии по результатам проводимого отбора инвестиционных проектов обновления.

1. Ключевым фактором, определяющим ценовой эффект для потребителей, является критерий отбора проектов. В процессе обсуждения механизма отбора проектов обсуждались различные частные критерии, включая:

- минимизацию капиталовложений;
- минимизацию доходности;
- востребованность мощности (КИУМ или коэффициент включённости оборудования);
- минимизацию удельного расхода топлива (УРУТ);
- общее снижение затрат.

В максимальной степени все эти условия совместно учитываются в интегральном критерии дисконтированной стоимости электроэнергии для каждого проекта — LCOE. Данный показатель можно рассматривать как постоянную (в реальном выражении) цену электроэнергии, обеспечивающую безубыточность проекта ($NPV=0$) на нормативном сроке окупаемости, которая:

- включает все затратные составляющие проекта: капитальные, топливные, постоянные затраты, налоги, стоимость капитала, срок реализации и эксплуатации;
- позволяет инвестору гибко оптимизировать риски и эффекты от соотношения капиталовложений, эксплуатационных затрат, УРУТа, КИУМа, доходности;
- позволяет регулятору обеспечить реальную оптимизацию проектов по минимуму стоимости электроэнергии для потребителя за долгосрочный период

Для проведения отбора на основе LCOE (или рассчитанного на его основе показателя необходимой цены мощности), регулятор задаёт единые сценарные условия: темпы роста цен топлива, темпы роста инфляции, предельную капиталоемкость по типам проектов, предельные доходности инвестированного капитала, минимальный КИУМ после реконструкции.

Участник на основе данных сценарных условий сам выбирает и оценивает капитальные и эксплуатационные затраты проекта, показатели топливной экономичности, прогнозной загрузки мощности, доходности капитала, рассчитывает LCOE проекта и формирует ценовую заявку проекта на основе показателя LCOE или его пересчёта в цену мощности, используя прогноз цены РСВ и КИУМ.

2. Наряду с выбором критерия, важную роль для ценового эффекта играет и порядок отбора проектов. Наиболее простым решением (и имеющим определённые доводы, в том числе в части формирования долгосрочных финансовых схем, а также массового спроса на оборудование) является единовременный («залповый») отбор большого числа проектов, исходя из макроэкономического ограничения по допустимому увеличению оплаты мощности, при котором рост среднеотпускной цены электроэнергии не превысит инфляцию.

Однако при таком единовременном отборе возникает риск, что последнее ограничение будет нарушаться из-за нарастающих отклонений от предварительных параметров, под которые был проведён отбор, в реально складывающейся рыночной ситуации.

Так, при предварительном расчёте допустимого объёма оплаты мощности при отборе проектов необходимо учитывать прогнозы большого числа составляющих, формирующих среднеотпускную цену электроэнергии, включая:

- темпы роста инфляции, цен топлива;
- темпы роста спроса на электроэнергию и мощность;
- темпы роста совокупной НВВ сетевого комплекса;
- объёмы оплаты мощности новых вводов АЭС и ГЭС, ВИЭ и ТБО;
- динамику и стоимость поставок электроэнергии и мощности по регулируемым договорам и масштабы межрегионального субсидирования.

Однако при этом остаются неопределёнными основные компоненты выручки с оптового рынка электроэнергии (мощности) из-за того, что состав отобранных проектов и их характеристики заранее еще неизвестны:

- как изменится динамика цены и выручки поставщиков на РСВ с учётом того, что отобранные проекты реконструкции ТЭС изменят профиль кривой предложения на спотовом рынке и точку ценового равновесия?
- какой сложится объём оплаты мощности, исходя из фактических цен и объёмов поданных заявок на проекты обновления ТЭС?
- как изменится цена мощности на КОМ с учётом изменения кривой предложения за счет «ухода» отобранных проектов обновления ТЭС?

Очевидно, что «залповое» и масштабное решение несёт в себе риски «непопадания в реальность»: при жестких и неизменных объёмах и сроках

реализации проектов может повториться история с программой ДПМ, которая привела к переинвестированию из-за переоценки спроса. Кроме этого, за короткие сроки генерирующие компании должны будут провести огромную предпроектную работу, с детализацией технических решений для определения их стоимости (и соответствующие переговоры с поставщиками). Такая спешка создает серьёзные риски недостаточной проработанности проектов и, как следствие, риски сверхприбыльности или убыточности их большей части при реализации.

Обобщая вышесказанное, следует признать, что предложенный механизм лишь частично решает проблему поддержания и обновления мощности тепловых электростанций при создании долгосрочного рынка оборудования для обеспечивающих отраслей промышленности. Пока остаются серьёзные, «системные» риски в его успешной реализации:

- риск массового вывода из эксплуатации большей части действующих ТЭС, не включённых в этот механизм;
- риск несогласованности с приоритетами Энергетической стратегии;
- риск экономически неоптимальных решений регулятора при отборе проектов по частным критериям и условиям, а также при возможности административной корректировки результатов отбора;
- риск негативных ценовых последствий при жёсткой схеме «залпового» отбора при из-за изменения внешних факторов (цена топлива, спрос) на оптовом рынке относительно начального прогноза;
- риск консервации технологического отставания в энергомашиностроении, снижение его конкурентоспособности на мировом рынке.

Реализация всех этих рисков ведёт, в свою очередь, к риску необоснованной ценовой нагрузки при низкой эффективности инвестиций.

Для снижения всех перечисленных рисков и повышения экономической и бюджетной эффективности задача обновления теплоэнергетики должна рассматриваться на государственном уровне как межотраслевая, которая через взаимодействие различных отраслей (и соответствующих министерств) обеспечивает:

- взаимные эффекты в промышленности и электроэнергетике — создание гарантированного рынка для новых типов оборудования в обмен на снижение его стоимости за счёт ускорения сроков внедрения и роста объёмов серийных поставок;
- системную поддержку инвестиционных проектов в промышленности, инновационных (пилотных) и инфраструктурных проектов в электроэнергетике за счёт снижения стоимости капитала для их разработки и освоения новых типов оборудования.
- для экономики в целом — мультипликативный эффект в энергомашиностроении и смежных с ним отраслях за счёт роста добавленной стоимости и налогов от расширения работы на внутреннем рынке (и экспорта), а также сдерживание роста цен электроэнергии за счёт проявления ценовых эффектов от новых технологий на рынке электроэнергии.

Межотраслевое взаимодействие должно строиться, исходя из четкого понимания того, что технологические приоритеты в обновлении ТЭС задают стратегии развития для поставщиков оборудования.

В зависимости от настройки ценовых механизмов (и требований к проектам), генерирующие компании будут реализовывать очень разные инвестиционные стратегии:

- ограничиваясь частичной заменой критических элементов оборудования с продлением срока службы на 15 лет;
- проводя комплексную замену паросиловых блоков газовых и угольных КЭС и ТЭЦ на аналогичные (или улучшенные);
- массово переходя на технологии ГТУ и ПГУ в газовой энергетике;
- обеспечивая реконструкцию угольных электростанций с учётом требований соответствия НДТ по уровню выбросов.

Для энергомашиностроения адаптация к той или иной инвестиционной стратегии потребителей оборудования на внутреннем рынке потребует долгосрочных изменений в их собственных производственных и инвестиционных решениях, включая:

- увеличение выпуска за счёт тиражирование прежних типов оборудования;
- разработка усовершенствованных паросиловых блоков для комплексной замены выводимых мощностей на газовых и угольных КЭС и ТЭЦ;
- освоение производства всего спектра газовых турбин с предложением типовых решений ГТ-ТЭЦ и парогазовых КЭС и ТЭЦ;
- освоение и серийное производство современных систем снижения выбросов с учётом требований наилучших доступных технологий (НДТ).

Однако для успешного развития российское энергомашиностроение не может быть «замкнуто» на достаточно ограниченный внутренний рынок и должно повышать свою конкурентоспособность на глобальном рынке, способствуя формированию технологического профиля страны как одной из ведущих экономик.

Разворачиваемая инвестиционная активность по обновлению тепловых электростанций является второй (и последней) попыткой для качественного скачка российских поставщиков оборудования стать главным игроком на внутреннем рынке. Первая попытка, в рамках программы ДПМ, привела к крайне незначительным выигрышам для нашей промышленности. Несмотря на показанные в табл. 5 достаточно большие объёмы вводов, можно выделить лишь несколько частных успехов, включая: рост загрузки предприятий отрасли по выпуску традиционной номенклатуры (паровые турбины, котлы и проч.), разработку небольшого числа ряд технических решений по улучшенным паротурбинным блокам (реконструкция К-300, Т-110, угольный блок К-225), а также массовое внедрение в энергетику отечественных турбин малой мощности, созданных на базе предприятий авиапрома.

Таблица 5

Тип станции	Вводы мощности (накопленным итогом), млн кВт								
	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ	0,91	4,45	6,96	8,78	10,44	12,11	13,43	15,05	16,77
ПГЭС и ГТЭС	0,11	1,56	3,24	4,75	5,93	8,67	9,56	9,60	10,92
Газомазутные ПСУ	0,28	1,16	1,16	1,19	1,20	1,33	1,58	1,82	1,88
Угольные ПСУ	0,18	1,22	1,59	2,03	2,25	2,94	4,16	5,14	5,15
Всего	1,48	8,38	12,96	16,75	19,82	25,04	28,72	31,62	34,71

Однако при этом в общем объёме проектов российские компании были потеснены (или вытеснены) импортной продукцией (даже в части паровых турбин). Особенно сильным было доминирование импортных поставщиков в секторе газовых турбин при минимальных темпах собственных разработок и отсутствии системных решений по глубокой локализации продукции.

Чтобы максимально эффективно использовать этот шанс, необходимо уже в ближайшее время совместными усилиями производителей электроэнергии и оборудования, их отраслевых ассоциаций и союзов в координации в Минэнерго России и Минпромторгом России, Минэкономразвития России создать и запустить механизмы интеграции задач энергетической и промышленной политики при обновлении теплоэнергетики России.

Ключевую роль в этом процессе должны играть генерирующие компании (Совет производителей электроэнергии) и производители оборудования (Союз энергомашиностроителей), чтобы на практике реализовать модель долгосрочных (в т.ч. многосторонних) контрактов для формирования значительного серийного заказа на основное и вспомогательное оборудование. При этом, возможно, окажутся эффективными новые для электроэнергетики формы взаимодействия, которые активно применяются в авиа-, судо-, прочем транспортном машиностроении: предварительные (опционнные) заказы на оборудование (с согласованием требований и стоимости поставки), а также лизинг оборудования. Переход к долгосрочным форматам взаимодействия позволит достичь важнейшего для электроэнергетики эффекта — снижения стоимости при более низких рисках поставщиков по объёму спроса и с учётом эффекта масштаба производства.

Однако, кроме бизнес-структур, критически важной является совместная деятельность федеральных органов исполнительной власти по нормативной, организационной, а также экономической поддержке этого взаимодействия.

Так, Минэнерго России и Минпромторгу России требуется сформировать непротиворечивую систему условий реализации инвестиционных проектов в электроэнергетике, включая:

- ценовые механизмы оплаты мощности на оптовом рынке;
- требования по техническим и экономическим параметрам оборудования, включая требования соответствия НДТ;

- требования по локализации оборудования;
- специальные условия оплаты энергии и мощности для головных образцов.

Со стороны Минпромторга России и Минэкономразвития России требуется создать систему поддержки проектов развития и освоения новой продукции на предприятиях энергомашиностроения, включая:

- сопровождение проектов локализации;
- координацию процессов научной и производственной кооперации или интеграции предприятий отрасли;
- снижение стоимости капитала и иных финансовых механизмов поддержки для проектов по созданию или локализации инновационного энергетического оборудования;
- защиту внутреннего рынка оборудования, стимулирование к локализации;
- поддержку экспорта энергооборудования.

Более подробно эти требования к участию государства в управлении инновационным развитием теплоэнергетики России можно сформулировать в виде плана действий по реализации национальной энергетической, промышленной и макроэкономической политики.

1. Действия в части энергетической политики направлены на создание долгосрочного внутреннего спроса на современное оборудование для повышения энергетической и экологической эффективности энергоснабжения при обновлении теплоэнергетики:

- создание целостной нормативной базы для формирования в рамках конкурентной модели рынка мощности инвестиционных стимулов к обновлению действующих ТЭС с приоритетом решений по комплексной замене оборудования, в том числе на технологически прогрессивное (ГТУ и ПГУ);
- формирование чётких требований по использованию отечественного или локализованного оборудования в инвестиционных проектах (при максимальных уровнях и минимальных сроках локализации);
- ликвидация существующих нормативных барьеров (технического и коммерческого плана) для развития распределённой энергетики, включая когенерацию, на базе современных типов оборудования (при условии неувеличения тарифной нагрузки на остальных потребителей энергосистемы);
- законодательное смягчение запрета на совмещение видов деятельности по распределению и генерации электроэнергии с целью развития сетевыми компаниями распределённой энергетики как альтернативы существующим и новым сетевым объектам и оптимизации совокупной стоимости энергоснабжения потребителей;
- законодательная поддержка в отрасли инвестиционных проектов, связанных с созданием и реализацией опытно-промышленных установок (специальные условия участия в оптовом рынке).

2. Действия в части промышленной политики направлены на интеграцию (административную или имущественную) производственного комплекса для

освоения и увеличения выпуска современных типов энергетического оборудования:

- актуализация стратегии энергомашиностроения с учётом существующих вызовов: роста внутреннего спроса на оборудование и барьеров в международной технологической кооперации;

- разработка (совместно с Союзом машиностроителей и РАН) дорожной карты (дорожных карт) по выходу на серийное производство газовых турбин различной единичной мощности и других критически значимых видов оборудования;

- разработка предложений по форматам государственно-частного партнёрства в энергетическом машиностроении для разработки и внедрения новых типов оборудования;

- развитие практики предварительных контрактов на поставки оборудования с российскими генерирующими компаниями (по аналогии с авиа- и судостроением) с целью оптимизации объёмов и стоимости серийного производства;

- развитие практики лизинга основного энергетического оборудования.

3. Действия в части макроэкономической политики направлены на механизмы поддержки инновационных направлений в российском энергомашиностроении как стратегической отрасли, имеющей высокий экспортный потенциал:

- механизмы финансовой поддержки предприятий энергомашиностроения в инновационных проектах по разработке и внедрению новых типов оборудования, включая длительные сроки кредитования, сниженные/субсидируемые процентные ставки/налоговые льготы для головных образцов и проч.;

- проработка возможностей для внедрения инфраструктурной ипотеки в сфере теплоснабжения, как инструмента для стимулирования спроса на современное теплофикационное оборудование, включая малые когенерационные установки;

- меры по защите внутреннего рынка от импорта готовой продукции, стимулирование к локализации производства оборудования;

- меры по стимулированию и поддержке экспорта отечественной энергомашиностроительной продукции.

Масштабные и скоординированные действия по управлению развитием не только в электроэнергетике, но и обеспечивающих отраслях, безусловно, требуют серьёзной научно-методической и аналитической поддержки, технико-экономического обоснования и количественной оценки масштабов обновления, системы рыночных и иных (в т. ч. межотраслевых) механизмов поддержки инвестиционных решений, а также моделирования их последствий для экономики, отрасли, потребителей. В этой связи представляется актуальной организация специальной межотраслевой НИР для обоснования стратегии обновления действующих ТЭС в ЕЭС России и экономических механизмов её реализации.

Подобную работу можно было бы организовать в рамках мониторинга реализации принятой в 2016 г. Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. и Стратегии развития энергомашиностроения с привлечением широкого круга академических и отраслевых научных институтов, инжиниринговых компаний, при активном вовлечении производителей электроэнергии и оборудования, по четырем содержательным блокам.

□ Блок А. Предложения по составу технических решений и стоимости проектов обновления ТЭС с учётом возможностей отечественных поставщиков оборудования. Разработка «конструктора проектов» обновления ТЭС.

□ Блок Б. Количественная оценка объёмов, технологических приоритетов и необходимых финансовых ресурсов для обновления ТЭС в рамках мониторинга реализации Генеральной схемы.

□ Блок В. Предложения по конкурентным механизмам оплаты мощности и предварительная оценка ценовых параметров рынка мощности.

□ Блок Г. Предложения по механизмам обеспечения программы обновления ТЭС отечественным оборудованием и инжиниринговыми услугами.

С докладом «Модернизация ТЭС на буром угле» выступил гл. науч. сотр. ОИВТ РАН **В. И. Ковбасюк** (доклад подготовлен совместно с член-корр. РАН **В. М. Батениным** — директором ОИВТ РАН.

Ожидается значительный рост мирового потребления угля к 2040 г., главным образом за счёт лигнита и бурого угля с тем, чтобы обеспечить экономическое развитие индустриальных стран электроэнергией по доступным ценам. Перспективной технологией в энергетике на этих видах топлива наряду с повышением параметров пара должен стать переход к парогазовому циклу с газификацией предварительно высушенного бурого угля. Газификация топлив открывает возможность на порядок снизить расходы газов в устройствах очистки выхлопа энергетических установок при их очистке на стадии получения синтез-газа, а не в дымах, используя и «мокрые» технологии. Усовершенствованная энергоэффективная сушка перегретым паром и газификация тем самым позволяют не только повысить экономичность энергоблоков, но решают и важнейшие экологические проблемы регионов добычи топлива и транспорта энергии к удалённым потребителям.

Новую технологию предлагается использовать, прежде всего, в регионах добычи и использования бурых углей, в частности, в Красноярском крае, в качестве энергетически более совершенной и кардинально снижающей опасность для здоровья населения и экологии края. Целесообразно обращение к руководству Германской компании RWE с предложением сотрудничества с энергетиками России в освоении такой технологии.

Компания RWE имеет большой опыт работы с лигнитами и сложности в настоящее время в связи с резким ужесточением экологических требований. Сотрудничество открывает новые возможности использования отечественных разработок, практического опыта и оборудования RWE как в Германии, так и при масштабном освоении Сибирских лигнитов.

В обсуждении докладов приняли участие академик РАН **А. А. Саркисов**, академик РАН **С. П. Филиппов** — директор ИНЭИ РАН, академик РАН **О. Н. Фаворский**, член-корр. РАН **Г. Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ», член-корр. РАН **В. М. Батенин**, член-корр. РАН **Е. В. Аметистов**, д.т.н. **Е. О. Адамов** — научный руководитель ФГУП «НИКИЭТ им. Н. А. Доллежала», д.т.н. **Ф. Л. Коган** — Филиал «Фирма ОРГРЭС», к.т.н. **С. М. Романов** — ведущий научный сотрудник АО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского», учёный секретарь секции «Энергоэффективность и экология в электроэнергетике» НП «НТС ЕЭС», к.т.н. **Р. М. Хазиахметов** — и. о. зав. Кафедрой гидроэнергетики и ВЭИ НИУ «МЭИ» д.т.н., профессор **Н. Д. Роголёв** — президент НП «НТС ЕЭС», ректор НИУ «МЭИ», член-корр. АЭН РФ к.э.н. **В. А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, д.т.н., профессор **Б. К. Максимов** — заместитель заведующего кафедрой «РЗиА» НИУ «МЭИ», к.э.н. **Ф. В. Веселов** — заместитель директора ИНЭИ РАН, **А. В. Григорьев** — заместитель генерального директора-руководитель Департамента исследования ТЭК Института проблем естественных монополий (ИПЕМ), д.э.н. профессор **В. И. Эдельман**, д.т.н. профессор **В. В. Бушуев** — генеральный директор Института энергетической стратегии.

Совместное заседание отметило нарастающий физический и моральный износ оборудования тепловых электростанций страны. Так, оборудование отечественных ТЭС выработало свой парковый ресурс общей мощностью более 90 млн кВт, и до 2025 г. к нему добавится ещё 30 млн кВт. Это оборудование работоспособно, его ресурс может быть продлён. Однако показатели отечественных ТЭС существенно уступают достигнутому в зарубежной энергетике не только передовых, промышленно развитых стран, но и некоторым развивающимся (Китай) странам. Отечественное паротурбинное оборудование спроектировано 50 и более лет назад и не соответствует современным требованиям по экономичности, манёвренности, воздействию на окружающую среду, степени автоматизации и количеству обслуживающего персонала. При его использовании экономика страны несёт значительные потери из-за перерасходов топлива, повышенных ремонтных затрат и роста численности персонала, а население — из-за переплат за электроэнергию и тепло и вредных выбросов в окружающую среду.

Поэтому актуально проведение широкомасштабного технического перевооружения действующих ТЭС на базе использования передовых современных и перспективных технологий. Однако с целью уменьшения тарифной нагрузки на потребителей и максимизации эффекта для экономики требуется системное обоснование масштабов и приоритетов программы обновления теплоэнергетики и экономических механизмов её реализации.

Совместное заседание решило

1. Обновление теплоэнергетики является стратегической задачей

энергетической и промышленной политики России, имеющей важное значение для всей экономики страны. Её решение должно осуществляться с максимальным учётом требований повышения энергетической эффективности, использования передовых современных и перспективных технологий, снижения экологической нагрузки отрасли, уменьшения тарифной нагрузки на потребителей, обеспечения энергетической безопасности и технологической независимости страны, создания в отрасли крупного внутреннего рынка для инноваций, современных типов оборудования. Для этого необходимо обеспечить чёткую ориентацию инвестиционных механизмов на следующие приоритеты:

А) используемое при модернизации энергетическое оборудование должно обладать признаками технического совершенства: иметь более высокие показатели энергоэффективности в широком диапазоне нагрузок и на уровне лучших мировых аналогов; обладать повышенной манёвренностью; иметь показатели экологической безопасности не хуже, чем требования наилучших доступных технологий (НДТ); обладать необходимой надёжностью и ремонтпригодностью; иметь высокий уровень автоматизации эксплуатации; сопровождаться новейшими системами информационной поддержки жизненного цикла;

Б) особое внимание следует уделить состоянию оборудования для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (ТЭЦ) в городах с централизованным энергоснабжением. Именно здесь можно получить максимальный экономический эффект от их модернизации с заменой на новые технологии, а также при масштабной реконструкции котельных с их переводом в когенерационные установки. Техничко-экономический анализ должен проводиться в составе оптимизированных схем теплоснабжения городов, которые на перспективу 5 – 10 лет позволят определиться с каждой ТЭЦ в отдельности с участием как собственников ТЭЦ, так и органов местного самоуправления.

В) при реализации проектов необходимо отдавать приоритет оборудованию на базе отечественных разработок или иностранным технологиям с высокой степенью локализации в нашей стране. При этом необходимо в рамках межотраслевого взаимодействия создать механизмы формирования долговременного спроса на новые виды оборудования, обеспечивающие возможность планирования ресурсов на НИОКР и реализацию пилотных проектов, а также достаточный объём серийного производства при соответствующем снижении капитальных затрат и стоимости обслуживания по сравнению с импортными аналогами за счёт серийности. Ключевым элементом такой координации должны стать механизмы долгосрочного взаимодействия между поставщиками оборудования и энергокомпаниями, включая практику предварительных заказов для формирования планов развития и обновления промышленных предприятий, механизмы лизинга энергооборудования и проч.

Г) поддержка инвестиционных проектов обновления тепловых электростанций должна исходить из условия минимизации общесистемных затрат. Для этого важно обеспечить конкурентный характер их отбора с минимальными возможностями административного влияния на результаты

конкурса. Исходя из оптимизации ценовой нагрузки на потребителей, критерий отбора проектов (при обязательных технических требованиях к ним, включая уровень инновационности, энергоэффективности и экологичности) должен опираться на дисконтированную стоимость электроэнергии для каждого проекта – LCOE.

2. Необходимо усилить координацию профильных министерств, обеспечивающих решение задачи обновления теплоэнергетики в увязке с приоритетами в рамках энергетической, промышленной и макроэкономической политики, в том числе:

А) со стороны Минэнерго России необходимы системные действия в части механизмов финансового обеспечения обновления ТЭС и создания долгосрочного внутреннего спроса на современное энергетическое оборудование, в том числе:

- создание целостной нормативной базы для формирования инвестиционных стимулов к обновлению действующих ТЭС с приоритетом решений по комплексной замене оборудования, в том числе на технологически прогрессивное (ГТУ и ПГУ);

- формирование чётких требований по использованию отечественного или локализованного оборудования в инвестиционных проектах (при максимальных уровнях и минимальных сроках локализации);

- формирование технологических и коммерческих правил, обеспечивающих оптимальное развитие распределённой энергетики (включая когенерацию) на базе современных типов оборудования;

- законодательное смягчение запрета на совмещение видов деятельности по распределению и генерации электроэнергии с целью развития сетевыми компаниями распределённой энергетики как альтернативы существующим и новым сетевым объектам и оптимизации структуры системы энергоснабжения потребителей;

- законодательная поддержка в отрасли инвестиционных проектов, связанных с созданием и реализацией опытно-промышленных установок.

Б) со стороны Минпромторга России необходимы активные действия в части интеграции (административной или имущественной) производственного комплекса для освоения и увеличения выпуска современных типов энергетического оборудования, в том числе:

- актуализацию Стратегии энергомашиностроения с учётом существующих вызовов: роста внутреннего спроса на оборудование и барьеров в международной технологической кооперации;

- разработку (совместно с Союзом машиностроителей и РАН) дорожной карты по выходу на серийное производство газовых турбин различной единичной мощности и других критически значимых видов оборудования;

- разработку предложений по форматам государственно-частного партнёрства в энергетическом машиностроении для разработки и внедрения новых типов оборудования;

- развитие практики предварительных контрактов на поставки оборудования с российскими генерирующими компаниями (по аналогии с авиа- и

судостроением) с целью оптимизации объёмов и стоимости серийного производства;

– развитие практики лизинга основного энергетического оборудования.

В) со стороны Минэкономразвития России необходима разработка механизмов поддержки инновационных направлений в российской электроэнергетике и энергомашиностроении как стратегических отраслях, имеющих высокий экспортный потенциал, включая:

– механизмы финансовой поддержки предприятий энергомашиностроения в инновационных проектах по разработке и внедрению новых типов оборудования, включая длительные сроки кредитования, сниженные/субсидируемые процентные ставки/налоговые льготы для головных образцов и проч.;

– проработку возможностей для внедрения инфраструктурной ипотеки в сфере теплоснабжения как инструмента для стимулирования спроса на современное теплофикационное оборудование, включая малые когенерационные установки;

– систему мер по защите внутреннего рынка от импорта готовой продукции, стимулирование к локализации производства оборудования;

– систему мер по стимулированию и поддержке экспорта отечественной энергомашиностроительной продукции.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»,
к.т.н.

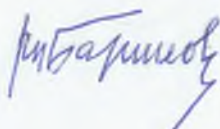


В. В. Молодюк



Я. Ш. Исамухамедов

Учёный секретарь Секции по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике, заведующий отделением АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», д.т.н., академик АЭН



В.А. Баринов