

**Ирина Золотова**

директор Центра отраслевых исследований и консалтинга Финансового университета при Правительстве Российской Федерации

Модернизация: «ЭХО» ДПМ или истина в деталях¹

Обсуждаемая программа модернизации электроэнергетики (ДПМ-2) позволит решить проблему текущего износа теплогенерирующих активов примерно за 10–15 лет. Являясь своего рода доработанной версией программы ДПМ, она тем не менее содержит ряд «рафинированных» положений, требующих корректировки. Кроме того, необходима доработка рассматриваемого механизма с точки зрения контроля за исполнением параметров, достигаемых при модернизации электростанций. Реализация программы ДПМ-2 не приведет к дополнительной (сверх инфляции) тарифной нагрузке для потребителей электроэнергии. При этом, в том числе с учетом уже практически предельных уровней цен на электроэнергию для промышленности, данный механизм следует рассматривать в качестве временной меры — в целевой модели функционирования рынка электроэнергии и мощности дальнейшее необходимое обновление отрасли должно обеспечиваться в рамках механизма общего конкурентного отбора мощности (КОМ).

В ближайшее время на российском оптовом рынке электрической энергии и мощности заканчивают свое действие договоры о предоставлении мощности (ДПМ), заключенные 10 лет назад и направленные на стимулирование привлечения инвестиций в обновление генерирующих мощностей.

После окончания действия ДПМ объекты генерации будут участвовать в КОМ на общих основаниях, и соответственно цена продажи мощности для них будет определяться по результатам КОМ. Цена продажи мощности по ДПМ ТЭС существенно (в среднем более чем в 4 раза по итогам 2017 г.) выше цены

на мощность КОМ. В связи с окончанием действия ДПМ с 2021 г. (завершение ДПМ для объектов, введенных в 2011 г.) прогнозировалось существенное уменьшение платежей потребителей по ДПМ и снижение (сдерживание) темпов роста цен на электроэнергию на оптовом рынке.

¹ Электронная версия статьи опубликована на сайте www.teplovichok.today/

Вместе с тем значительный уровень физического износа тепловых электростанций определил необходимость новых инвестиционных вложений в отрасль. По оценкам Минэнерго России, свыше 30% (~47 ГВт) генерирующего оборудования имеет неудовлетворительный (требуется техническое перевооружение) и критический (эксплуатация недопустима) уровень физического износа. Источником требуемых инвестиций должны стать «высвободившиеся» после действия программы ДПМ средства. Таким образом, конечные потребители (преимущественно промышленные потребители) «не увидят» ожидаемое снижение/стагнацию цен на электроэнергию и, по сути являясь «принудительными» инвесторами, задают справедливые вопросы: что получают взамен, какова эффективность предлагаемого механизма, не будет ли дополнительного, сверх инфляционного (именно данный ориентир в настоящее время рассматривается как максимально предельный) роста тарифов. Последний вопрос обостряется уже существующими «надрыночными» механизмами ценообразования на оптовом рынке мощности (надбавками Крым, Калининград, Дальний Восток), а также экономически необоснованными ценовыми дисбалансами в розничном рынке электроэнергии (проблема перекрестного субсидирования между группами потребителей).

Ключевой вопрос состоит не в том, проводить модернизацию или нет (ответ однозначен — модернизация необходима), а в том, как проводить (включая не только сам процедурный механизм и формирование соответствующих параметров потенциальных объектов модернизации), а также, что важно, как осуществлять контроль за исполнением обязательств, включая обязательства перед потребителями (в том числе в части тарифной нагрузки).

Но в первую очередь, как разумно утверждали древние, поделимся с понятиями. Это важно, чтобы не просто понимать друг друга (исключая проблему библейской Вавилонской башни), а однозначно трактовать (оценивать) ожидаемые эффекты. Модернизация электроэнергетики должна предусматривать не только улучшение технико-экономических характеристик функционирования отдельных объектов генерации, повышение их эффективности (достигаемых благодаря проведению реконструкции, техперевооружения, ремонтов и т. п.), но и улучшение показателей эффективности в целом по отрасли (в том числе за счет вывода из эксплуатации неэффективных активов и строительства новых мощностей в обоснованном объеме). Разработанный Минэнерго России проект постановления Правительства Российской Федерации, определяющий порядок и особенности реализации программы модернизации тепловых электростанций на оптовом рынке (далее — Проект), рассматривает частный случай данного понятия — *«под мероприятиями по модернизации генерирующего объекта тепловых электростанций (в общественности также называемый «механизм ДПМ-2») понимаются мероприятия по полной или частичной замене существующего оборудования генерирующего объекта, котлоагрегата и иного оборудования на электростанции на соответствующее новое оборудование»*. Таким образом, Проект направлен на реализацию одного из набора элементов общего обновления отрасли, что хоть и сужает рамки поставленных задач, но не умаляет значимости предлагаемых мероприятий.

О ПРОЕКТЕ: СКОЛЬКО И ЗА СКОЛЬКО?

Проектом вводится новый тип договоров на оптовом рынке мощности — договор купли-продажи мощности модернизированных

объектов. Предварительный перечень объектов модернизации, реализующих мощность по таким договорам, определяется по результатам долгосрочных конкурентных отборов. Процедура долгосрочного отбора проектов модернизации осуществляют АО «СО ЕЭС» и организации коммерческой инфраструктуры с 2018 г. на 2022–2024 гг., с 2019 по 2025 г. — ежегодно на пятый год проводимых отборов. Период поставки мощности по договорам купли-продажи мощности модернизированных объектов выше, чем по ДПМ, и составляет 192 месяца, или 16 лет (период поставки мощности по ДПМ ТЭС составлял 10 лет).

Значения максимальной совокупной мощности, отбираемой для модернизации, определяются на основании Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, утвержденной Правительством Российской Федерации. Проектом определены ограничения по предельному объему отобранных проектов модернизации для каждой ценовой зоны на 2022 г. и последующие периоды действия программы: для первой ценовой зоны — 2,4 и 3,2 ГВт, для второй ценовой зоны — 0,6 и 0,8 ГВт соответственно.

Формула определения цены продажи мощности объектов модернизации схожа с формулой расчета цены по ДПМ: обеспечивается возврат эксплуатационных и капитальных затрат, а также компенсация налоговых платежей (налог на прибыль и имущество) за вычетом величины прогнозной прибыли от продажи по итогам РСВ. В отличие от ДПМ числовые значения эксплуатационных и капитальных затрат объектов модернизации не установлены, а определяются по результатам долгосрочных торгов в зависимости от объекта. При этом Проектом предусмотрен ряд ограничений по уровню затрат объектов модернизации — параметров, используемых для расчета цены продажи мощности по договору:

— удельные эксплуатационные затраты не могут быть выше цены, определенной по итогам КОМ предыдущего года для соответствующей зоны (для сравнения: цена КОМ в 2017 г. на 16 и 12% сложилась ниже удельных эксплуатационных затрат, принимаемых при расчете цены ДПМ для первой и второй ценовых зон соответственно);

— величина капитальных затрат на реализацию проекта не может быть выше максимальной стоимости строительства, определенной исходя из предельных максимальных капитальных затрат (согласно предварительным оценкам работы ООО «Ламайер Интернациональ Рус» модернизация турбины будет стоить порядка 13–14 тыс. руб. за 1 кВт мощности, что в два раза ниже уровня удельных капитальных затрат на строительство генерирующего объекта газовой генерации мощностью более 250 МВт).

С учетом предельного уровня капитальных и эксплуатационных затрат цена продажи мощности модернизированных объектов оценочно сложится в два раза ниже аналогичного уровня цены продажи мощности по ДПМ для газовой генерации свыше 250 МВт в первой ценовой зоне. Очевидно, что стоимость модернизации объектов может существенно варьировать в зависимости от предусмотренных проектом работ. И здесь уместно вспомнить, что по некоторым объектам модернизации действующих ДПМ ТЭЦ цена продажи мощности сложилась ниже цены КОМ, что повлекло отказ от пролонгации договора ДПМ (например, энергоблоки Березовской ГРЭС, Новочеркасской ГРЭС, Сакмарской ТЭЦ). «Экономия», связанная со снижением стоимости модернизации по сравнению с ДПМ, будет направлена на дополнительную (к ИПЦ) индексацию

цены КОМ в первой и второй точках спроса для каждой ценовой зоны (итоговая ежегодная индексация цены — примерно на 6% к предыдущему году) в целях создания объема средств для проведения мероприятий по обновлению производственных фондов объектами генерации, не вошедшими в программу ДПМ-2.

В целом можно констатировать, что предложенный Проектом порядок проведения отбора проектов по модернизации генерирующих объектов является доработанной версией программы ДПМ и предполагает изменение наиболее критикуемых положений последней:

— торги проводятся на основании конкурентных отборов объектов модернизации (механизм ДПМ не предполагает конкуренции, цена формируется на основании заданной формулы и определенных числовых параметров);

— предусмотрена привязка к перспективным документам в отрасли — Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики (в том числе в целях определения обоснованно необходимого объема модернизации исходя из балансовой ситуации).

ИСТИНА В ДЕТАЛЯХ: ДЛЯ КОГО ДПМ-2, РИСКИ МЕХАНИЗМА

Во-первых, Проектом заложен принцип минимизации удельных капитальных затрат на реализацию мероприятий по модернизации. Очевидно, что конкурентные преимущества по данному критерию будут у более крупных объектов генерации (разница может составлять до 1,5 раз).

Во-вторых, предусматривается учет показателя задействования/востребованности генерирующего объекта, участвующего в отборе, составляющего не менее 0,5. Другими словами, в случае

если мощность не востребована, то данный объект не может участвовать в программе ДПМ-2. Вместе с тем нельзя исключать текущую возможность «игры» собственниками электростанций, направленную на снижение загрузки эффективных активов и «переброс» ее на менее востребованные в настоящее время в целях создания потенциала включения последних в программу модернизации.

В-третьих, Проектом установлено требование по локализации производства, степень локализации — не менее 90%. В случае неподтверждения соблюдения требований по локализации производства величина капитальных затрат принимается равной нулю, а эксплуатационные затраты снижаются на 50%. Данное положение должно способствовать созданию эффективной технологической инфраструктуры оснащенной тепловых электростанций, включая унификацию/типизацию бизнес-процессов и конструкций и повышение квалификации соответствующих специалистов. Вместе с тем остается нерешенной задача импортозамещения — использование при модернизации генерирующего оборудования (машин) российского производства, соответствующего наилучшим мировым технологиям. В настоящее время единственная область в тепловой энергетике, в которой производители газовых турбин из России критически отстают от ведущих мировых производителей, — это газовые турбины большой мощности — 200 МВт и выше².

Кроме того, при расчете цены модернизации Проектом вводится ограничение по величине коэффициента, характеризующего прогнозную долю прибыли от продажи электрической энергии по итогам конкурентного отбора на сут-

² Зарубежные лидеры не только освоили производство газовых турбин единичной мощностью 340 МВт, но и успешно опробовали и применяют одновальную компоновку ПГУ, когда газовая турбина мощностью 340 МВт и паровая турбина мощностью 160 МВт имеют общий вал. Такая компоновка позволит существенно сократить сроки создания и стоимость энергоблока.

ки вперед: не менее 0,62 и не более 0,96. Если верхней границей очевидно (и справедливо) исключаются из отбора критически неэффективные мощности, то наличие нижнего предела создает барьер для электростанций, которые могли «не пройти» в программу ДПМ-2 по величине удельных капитальных затрат, но имели возможность «компенсации» за счет своей эффективности на РСВ.

ЕЩЕ РАЗ О ПРОЕКТЕ: В ПОИСКАХ ОБЪЕКТИВНОСТИ

Проектом предусмотрены конкурсные процедуры по формированию перечня объектов модернизации, в отношении которых будут заключены соответствующие договоры. Вместе с тем так определяется лишь предварительный перечень электростанций, итоговый пул генерирующих активов утверждается Правительством Российской Федерации на основании предложений Правительственной комиссии по развитию электроэнергетики («эхо» ДПМ).

Модернизация проводится с целью продления ресурса оборудования либо улучшения его эксплуатационных характеристик (повышения операционной эффективности, включая технические, экономические и экологические параметры). В Проекте предусмотрен механизм контроля исполнения самого документа, но отсутствуют положения, направленные на контроль параметров, которые улучшаются благодаря модернизации: через запрет на вывод из эксплуатации на заявленный срок, ограничение по цене РСВ (ценовой заявке объекта модернизации) на перспективный период и т. п.

Более того, в результате реализации программы модернизации должна быть обеспечена эффективность и результативность принимаемых инвестиционных решений как отдельно по каждому объекту генерации, так и по совокупности



«портфеля» модернизации, включая улучшение отраслевых индикаторов (например, снижение цен РСВ, снижение удельных расходов топлива, повышение КИУМ и т. д.) и макроэкономических параметров (совокупное снижение использования первичных энергетических ресурсов, повышение экологичности /снижение выбросов загрязняющих веществ, рост энергоэффективности). Реализация программы модернизации должна приводить к существенному изменению соответствующих текущих показателей в сторону целевых параметров.

Говоря про обязательства перед потребителями по динамике цен на электроэнергию, целесообразно сформировать соответствующий механизм мониторинга и контроля с выходом на комплекс мер по сдерживанию тарифов в случае их превышения инфляционного уровня, вызванного рассматриваемыми инвестиционными решениями.

ВМЕСТО ЭПИЛОГА

Предложенные параметры программы модернизации могут позволить решить проблему текущего износа генерирующих активов примерно за 10–15 лет. Однако, по различным источникам, в перспективе объем физического износа оборудования будет нарастать и к 2035 г. сложится на 27% выше уровня 2017 г., что потребует реализации дополнительных мер и механизмов, направленных на обновление отрасли.

С учетом того что программа модернизации вводится взамен существующей программы ДПМ, ежегодный рост оптовых цен на электроэнергию (мощность) при соблюдении указанных параметров программы и прочих равных условиях (включая рост цен на газ) не превысит целевых параметров инфляции.

Между тем необходимо понимать, что основная тарифная нагрузка и по ДПМ сейчас, и по модернизации в перспективе ляжет на промышленных потребителей (в текущих условиях «пассивности» решения проблемы перекрестного субсидирования), цены для которых уже достигли уровня ряда европейских стран. Дальнейший рост цен на электроэнергию для данной группы потребителей может привести к их переходу на альтернативные источники электроснабжения (или к снижению их финансовой устойчивости, сокращению объемов производства и конкурентных позиций).

Соглашаясь сегодня на предлагаемую программу модернизации (поддерживая с учетом отмеченных необходимых коррективов), существующий инвестиционный тарифный источник и конкурсный механизм ДПМ-2 следует рассматривать в качестве временной меры — в целевой модели функционирования рынка электроэнергии и мощности обновление отрасли должно обеспечиваться в рамках механизма общего конкурентного отбора мощности. 