

Открытый семинар
«Экономические проблемы энергетического комплекса»
(семинар А.С. Некрасова)

Сто семьдесят девятое заседание
от 16 мая 2017 года

Ф.В. Веселов, А.И. Соляник

**ПОДХОДЫ К ГАРМОНИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ
ЦЕНОВОЙ И ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ**

А.Ю. Колпаков

**ВОЗМОЖНОСТЬ СДЕРЖИВАНИЯ ТАРИФОВ НА ГАЗ
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДИНАМИКИ В РОССИИ**

Семинар проводится при поддержке
Российского Фонда Фундаментальных Исследований
(проект № 17-02-14102г)

Руководитель семинара
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – к.э.н. **В.В. СЕМИКАШЕВ**

СОДЕРЖАНИЕ

ПОДХОДЫ К ГАРМОНИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЦЕНОВОЙ И ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ	4
1. Методология системного обоснования рациональной инвестиционной стратегии электроэнергетики: состояние и проблемы развития.....	4
2. Многоуровневый подход к количественному моделированию взаимосвязей инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетике	10
3. Инструментарий количественного моделирования взаимосвязей инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетике	16
4. Пример использования подхода: анализ вариантов рыночной поддержки технологического обновления тепловой генерации России.....	22
Заключение	31
Литература	32
ВОЗМОЖНОСТЬ СДЕРЖИВАНИЯ ТАРИФОВ НА ГАЗ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДИНАМИКИ В РОССИИ	34
Сдерживание тарифов на газ	34
Сдерживание тарифов на электроэнергию.....	39
ДИСКУССИЯ.....	50
ВОПРОСЫ	50
ВЫСТУПЛЕНИЯ	59
Нигматулин Б.И.	59
Смирнова Л.С.	60
Кривенков П.М.	60
Семикашев В.В.	60

ПОДХОДЫ К ГАРМОНИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЦЕНОВОЙ И ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

1. Методология системного обоснования рациональной инвестиционной стратегии электроэнергетики: состояние и проблемы развития

Обоснование рациональной инвестиционной стратегии в электроэнергетике и ее реализация в рыночной среде являются важными задачами государства, так как связаны с колоссальной инфраструктурной значимостью отрасли для нормального функционирования экономики, а также с решением целой совокупности задач энергетической и экономической безопасности, повышения энергетической эффективности, достижения экологических целевых индикаторов. В России за последние 8-10 лет была создана и нормативно закреплена система прогнозно-аналитических и проектных работ в электроэнергетике как части законодательно оформленной системы стратегического планирования в Российской Федерации (рис. 1).

Обобщенное видение ключевых приоритетов развития энергетического комплекса (ЭК) страны формируется в национальной Энергетической стратегии (Энергостратегии) на перспективу около 20 лет. Целевые и структурные параметры Энергостратегии служат, в свою очередь, ориентиром для разработки более детализированных планов (Генеральных схем) развития отдельных отраслей ЭК. В электроэнергетике при разработке отраслевой Генеральной схемы решаются такие задачи, как обоснование перспективной конфигурации ЕЭС России; выбор рациональной структуры генерирующих мощностей в каждой ОЭС; определение состава, территориального размещения и сроков ввода новых крупных генерирующих объектов; анализ необходимых решений по развитию основной электрической сети.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики формирует верхний уровень иерархии отраслевых проектных работ, на основе которого разрабатываются схемы и программы развития ЕЭС России и отдельных субъектов РФ на более близкую перспективу (7 и 5 лет соответственно). Их целью является мониторинг балансовой надежности энергоснабжения на среднесрочном горизонте и обоснование необхо-

¹ Авторы – Веселов Федор Вадимович, к.э.н., заведующий отделом научных основ развития систем энергетики Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН); Соляник Андрей Игоревич, к.э.н., младший научный сотрудник ИНЭИ РАН.

димых «точечных» инвестиционных решений при угрозе локального дефицита мощности, а также детальная проработка инвестиционных решений в основной и, особенно – распределительной сети.

Федеральный закон Российской Федерации от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации»



Рис. 1. Система прогнозных и проектных работ в электроэнергетике

Сложность выбора стратегии развития в электроэнергетике традиционно обусловлена широкими возможностями для конкуренции, во-первых, между инвестиционными решениями в генерации, магистральных и распределительных сетях, а также возможностями управления спросом у потребителей. Во-вторых, в самой сфере генерации высока конкуренция между инвестиционными решениями на базе различных типов технологий. Высокая волатильность спроса на электро- и теплоэнергию и цен топлива вкупе с интенсивным развитием распределенной генерации дополнительно усложняют процесс инвестиционного планирования. Отмеченные обстоятельства требуют комплексного научного подхода к количественному технико-экономическому обоснованию приоритетов развития электроэнергетики на долгосрочном горизонте.

Опыт нескольких циклов разработки стратегических документов² показывает, что в современных экономических и институциональных условиях ключевой задачей прогнозирования в электроэнергетике является экономическое обоснование рациональной структуры генерирующих мощностей в разрезе ОЭС, которое осуществляется с учетом балансовых требований, меняющейся конкурентоспособности технологий,

² Несколько циклов разработки Энергетической стратегии России (2002-2003, 2009-2010, 2014-2015 гг.), Генеральных схем размещения объектов электроэнергетики (2008, 2011, 2015 гг.), Программы модернизации электроэнергетики России (2011-2012 гг.).

а также финансовых возможностей ее реализации рекомендуемых решений. Для решения этой задачи в ИНЭИ РАН при непосредственном участии авторов реализована трехуровневая модельно-расчетная схема, представленная на рисунке 2.

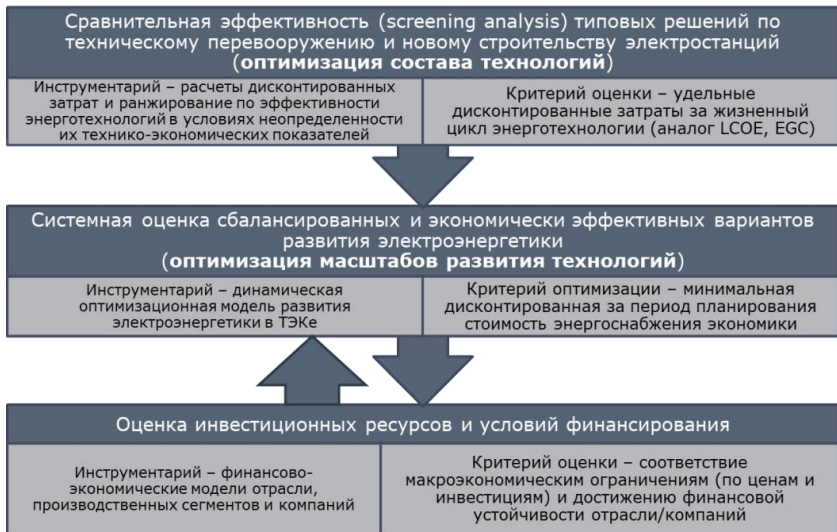


Рис. 2. Основные стадии обоснования рациональной структуры мощностей и соответствующей инвестиционной программы в электроэнергетике

На первой стадии выполняется сравнительный анализ экономической эффективности различных генерирующих технологий, включая действующие, реконструируемые и новые электростанции разных типов. Сравнительный анализ предполагает многовариантные расчеты дисконтированных затрат различных технологий при варьировании их технико-экономических показателей (удельные капиталовложения, удельные эксплуатационные затраты), цен топлива и стоимости капитала. Критерием сравнения генерирующих технологий является показатель удельной стоимости производства электроэнергии, представляющий собой отношение дисконтированных затрат на производство электроэнергии к дисконтированному отпуску электроэнергии за жизненный цикл технологии.

Эта стадия является традиционной и для мировой практики инвестиционного планирования, где он часто характеризуется термином “*screening analysis*”. При этом показатель удельной стоимости электроэнергии (*levelized cost of electricity, LCOE*) может учитывать только операционные и капитальные затраты [1; 2], так и дополнительно налого-

вые платежи, а также затраты на обслуживание привлеченного капитала [3].

В результате расчетов, проводимых на первой стадии, формируется перечень наиболее конкурентоспособных генерирующих технологий, однако при этом не осуществляется выбор оптимальных масштабов их развития. Такая задача решается в ходе системной оптимизации развития электроэнергетики (вторая стадия на рис. 2). На этом шаге моделируется развитие всей электроэнергетической системы (ЕЭС России) в виде совокупности региональных (ОЭС и крупных энергоузлы внутри отдельных ОЭС) балансов электроэнергии, мощности и централизованного тепла на всем прогнозном горизонте. При этом задача обоснования рациональной инвестиционной программы отрасли сводится к классической оптимизационной задаче, в которой ключевыми ограничениями выступают спрос на электроэнергию, мощность и централизованное тепло, располагаемый объем топливных и инвестиционных ресурсов, а целевой функцией является минимум суммарных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат на производство электроэнергии и ее передачу по основной электрической сети. Многовариантная оптимизация энергетических балансов при варьировании основных влияющих факторов (спрос на электроэнергию и мощность, цены топлива, стоимость инвестиционных проектов и т.д.) позволяет выявить ядро предпочтительных инвестиционных решений, устойчиво эффективных в рассматриваемом диапазоне сценарных условий (рис. 3).

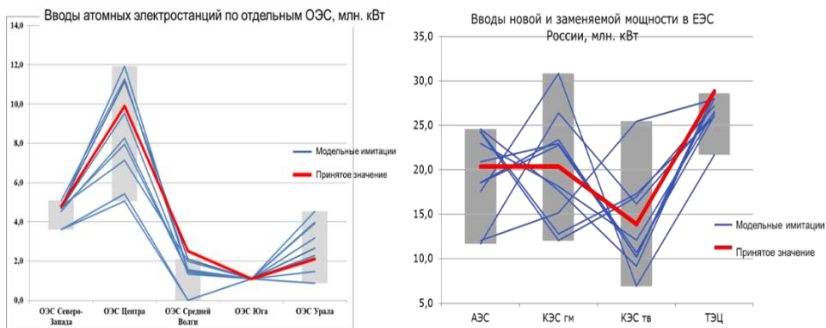


Рис. 3. Примеры многовариантных оптимизационных расчетов при обосновании структуры мощностей в ЕЭС и ОЭС до 2035 г. в условиях неопределенности

Технология системной оптимизации масштабов развития генерирующих технологий также достаточно хорошо отработана в мировой и отечественной практике. Основные принципы и методы такого анализа описаны, например, в [4; 5; 6], а на их основе разработаны оптимизаци-

онные модели большой размерности, позволяющие рассчитать оптимальный инвестиционный план национальной электроэнергетики [7; 8]. В России процедуры сравнительного анализа генерирующих технологий и последующей системной оптимизации масштабов их развития интегрированы в рамках модельно-информационного комплекса «SCANNER» [9, 10], который активно используется для формирования рациональных вариантов развития генерирующих мощностей при разработке проектов Энергостратегии и Генсхемы электроэнергетики.

Описанные выше два этапа позволяют сформировать «идеальный» вариант инвестиционной программы электроэнергетики, отвечающий требованиям общественной эффективности инвестиций. В условиях тарифного регулирования он мог быть реализован через решения регулятора для каждой конкретной энергокомпании. Однако в условиях дерегулирования электроэнергетических рынков согласование общественно эффективных инвестиционных планов с бизнес-стратегиями компаний существенно усложняется. Основная трудность заключается в поиске ценовых, налоговых или иных механизмов, способных обеспечить коммерческую привлекательность инвестиционных решений, эффективных с точки зрения максимизации общественного благосостояния.

Первым шагом в этом направлении является проведение количественной оценки необходимого объема финансовых ресурсов для реализации инвестиционных планов, а также возможностей его обеспечения за счет существующих ценовых механизмов – с обоснованием (при необходимости) их корректировки или внедрения новых тарифных или конкурентных механизмов. Именно эти задачи являются основными для следующей стадии обоснования рациональной структуры генерирующих мощностей (третья стадия на рис. 2). Количественная оценка финансовых условий для реализации рекомендуемого варианта развития электроэнергетики выполняется при помощи иерархической системы финансово-экономических моделей, структура и применение которых будут более подробно рассмотрены далее.

Результаты расчетов на этой стадии могут, во-первых, скорректировать объем располагаемых инвестиционных ресурсов, что в свою очередь потребует вернуться к стадии системной оптимизации при новой величине инвестиционного ограничения (см. рис. 2). Однако главной сферой применения этих результатов является финансово-экономический анализ эффективности возможных решений регулятора в сфере ценовой политики, таких как:

- изменение продуктовой или территориальной сегментации (зонирования) энергетического рынка;

- изменение моделей ценообразования в отдельных сегментах рынка (прежде всего – изменение масштабов применения тарифных и конкурентных механизмов);
- использование инструментов антимонопольного регулирования (например, установление предельных значений цен в ценовых заявках генераторов на рынках электроэнергии и мощности);
- изменение моделей формирования тарифов на услуги естественных монополий (прежде всего, в электросетевом комплексе и теплоснабжении);
- применение специальных ценовых механизмов поддержки общественно эффективных проектов, если они не окупаются через рыночные механизмы (спецтарифы, квоты, субсидии, надбавки и проч.).

Важно отметить, что в настоящее время методология финансовой оценки вариантов развития электроэнергетики еще находится в стадии формирования. В простейшем случае, уровни необходимых цен для реализации общественно эффективной инвестиционной программы отрасли могут быть получены из двойственного решения оптимизационной задачи. Однако такой подход, по сути, имитирует идеальный конкурентный рынок с т.н. «теневой» ценой, равной долгосрочным маржинальным затратам на производство электроэнергии. На практике такой способ ценообразования не применяется ни в одной стране, поскольку ведет к значительной сверхприбыли производителей электроэнергии из-за распространения инвестиционной компоненты на весь объем предложения, а не только на новые мощности.

Более корректным представляется подход, опирающийся на прогноз необходимой валовой выручки (НВВ) в электроэнергетике и ее секторах, который используется при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей в рамках схемы, представленной на рисунке 2. Схожий подход применяется и в модельно-информационном комплексе Департамента энергетики США «NEMS». Здесь анализ финансовой обеспеченности инвестиций выполняется в форме прогноза НВВ энергоснабжающих компаний в каждом из рассматриваемых регионов страны, исходя из принципа компенсации экономически обоснованных затрат на производство и передачу электроэнергии [7]. На основе полученных значений НВВ в модели прогнозируются цены электроэнергии для разных групп конечных потребителей (промышленность, население и т.д.). Аналогичный подход применяется и в модели «PRIMES» [8]. Однако следует отметить, что в зарубежной практике подобный подход позволяет лишь определить необходимый отрасли объем выручки. При этом не оценивается, смогут ли существующие (или иные, дополнительные) механизмы ценообразования на электроэнергию, мощность и тепло обеспечить этот объем выручки. За рамками анализа остаются

также и долгосрочные эффекты от прямого вмешательства государства в работу электроэнергетического рынка (в частности, создание искусственных экономических стимулов для развития генерации на базе ВИЭ).

2. Многоуровневый подход к количественному моделированию взаимосвязей инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетике

Необходимость увязки показателей производственных и инвестиционных программ с параметрами ценовой политики в электроэнергетике возникает на разных уровнях принятия решений в децентрализованной сфере управления развитием в электроэнергетике России. Поэтому авторами предложен иерархический (многоуровневый) подход к анализу финансовой реализуемости инвестиционных планов в электроэнергетике.

Каждый из выделяемых ниже уровней проработки финансово-экономических прогнозов соответствует определенному уровню в иерархии задач инвестиционного планирования, которые сложились в рамках существующей хозяйственной организации отрасли и ее нормативно-правового обеспечения (табл. 1).

Таблица 1

Взаимосвязь иерархии задач инвестиционного планирования в электроэнергетике и объектов финансово-экономического анализа

Уровень задач инвестиционного планирования	Типовые прогнозные документы, определяющие развитие	Уровень агрегирования в задачах финансово-экономического анализа инвестиционных планов
Межотраслевой	Прогноз социально-экономического развития страны, Энергетическая стратегия	Электроэнергетика в целом и смежные отрасли ТЭК
Отраслевой	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Отрасль/технологические сегменты
Корпоративный	Инвестиционные программы энергетических компаний	Энергетические компании
Проектный	Бизнес-план инвестиционного проекта	Инвестиционные проекты

На **первом (межотраслевом) уровне** основная задача исследования состоит в согласовании объемов инвестиций в электроэнергетику с макроэкономическими ограничениями по предельно допустимой ценовой нагрузке на экономику страны. Для этой цели на базе исходного вари-

анта инвестиционного плана электроэнергетики оцениваются ее НВВ и динамика среднеотпускной цены электроэнергии для конечных потребителей. Далее с учетом полученной ценовой динамики может быть скорректирован исходный прогноз экономического развития страны и/или динамики электропотребления, с последующим пересмотром инвестиционной программы отрасли и формированием нового прогноза среднеотпускной цены электроэнергии. Таким образом, за несколько подобных итераций достигается согласованность между прогнозом спроса на электроэнергию и инвестиционной программой электроэнергетики. Сопутствующей задачей является также анализ вариантов адаптации электроэнергетики к неблагоприятной ценовой конъюнктуре (в том числе, за счет целенаправленных мер поддержки отрасли со стороны государства – ценовых, налоговых, институциональных и др.) и определения допустимой корректировки перспективных решений по масштабам обновления и структуре генерирующих мощностей, топливному балансу электростанций и т.д. Для решения подобных задач финансово-экономический прогноз состояния электроэнергетики выполняется предельно укрупненно – на уровне отрасли в целом. Такой уровень детальности позволяет выполнить укрупненную оценку финансового состояния и источников инвестиций в целом по отрасли при различных экзогенных сценариях роста цен электроэнергии и тепла, как правило – совместно со сценариями ценовой политики на рынке газа.

На **втором уровне** иерархии финансово-экономический анализ направлен на выявление ценовых параметров, обеспечивающих реализуемость инвестиционных планов в каждом из технологических сегментов электроэнергетики³. Необходимость такой детализации анализа обусловлена существенными различиями экономических и регуляторных условий функционирования каждого сегмента. Например, сегменты генерации работают в условиях конкурентного рынка, а в передаче и распределении сохранилось регулирование. Отдельные типы генерации также могут функционировать в различных условиях (например, ВИЭ в Европе и США). Финансовый анализ на уровне технологического сегмента позволяет количественно оценить дефицит/избыток его инвестиционных ресурсов при поступающем с рынка денежном потоке, выявить потребность в использовании специальных инструментов государственной поддержки инвестиций (или изъятия избыточной прибыли, если она неадекватна инвестиционным потребностям сегмента⁴), а так-

³ Под технологическими сегментами понимаются различные типы генерации (гидро, атомная и тепловая), передача и распределение электроэнергии.

⁴ В качестве примера можно привести сверхприбыль гидро- и атомной генерации на спотовом рынке электроэнергии.

же оценить эффективность соответствующих ценовых и налоговых решений регулятора.

В этой связи важно подчеркнуть тесную взаимосвязь отраслевых задач инвестиционного планирования и совершенствования правил и механизмов ценообразования в электроэнергетике. Разработка и оценка эффективности изменений в работе рынков электроэнергии, мощности и тепла и тарифных моделей для электросетевого комплекса является важной составляющей ценовой политики. На базе финансово-экономических расчетов по отдельным технологическим сегментам отрасли могут быть получены количественные оценки последствий таких решений в сфере ценовой политики, как:

- изменение модели (или ценовых параметров) конкурентной оплаты электроэнергии и мощности (например, корректировка ценовых параметров для проведения конкурентного отбора мощности, изменение методики расчета ставок оплаты новой мощности с учетом доходности и сроков инвестиций и др.);
- изменение масштабов применения тарифного регулирования в секторе генерации (например, перевод атомной или гидроэнергетики в режим тарифного регулирования и др.);
- изменение модели и/или параметров тарифного регулирования в сетевом комплексе и на рынке тепла (например, оценка эффективности применения метода «альтернативной котельной» в теплоснабжении и др.).

В зависимости от решаемой задачи, детализация финансово-экономического прогноза может быть проведена в большей или меньшей подробности. Как было отмечено выше, минимальная подробность предполагает выделение только электросетевого комплекса и генерации. Первый может быть дополнительно детализирован на производственные сегменты передачи и распределения электроэнергии. В сегменте генерации могут быть выделены три основных типа (ГЭС, АЭС, ТЭС), а тепловая энергетика может быть дополнительно детализирована с выделением сегментов КЭС и ТЭЦ, что важно для анализа тарифных решений на рынке тепла.

На **третьем, корпоративном уровне** анализируются инвестиционные планы отдельных энергокомпаний (генерирующих, сетевых). Целью анализа является количественная оценка неоднородности последствий одних и тех же регуляторных решений для разных компаний внутри одного сегмента энергетики (прежде всего, в тепловой генерации). Результаты такого анализа могут быть использованы регулятором для разработки специальных механизмов поддержки наиболее «слабых» энергокомпаний. Однако финансовые оценки на этом уровне могут выполняться и самими компаниями. В этом случае они оценивают финан-

совую реализуемость своих инвестиционных стратегий в рамках существующей (или предполагаемой) системы рыночных и регулируемых механизмов ценообразования на электроэнергию, мощность и тепло. Такой риск-анализ позволяет менеджменту компании обоснованно корректировать корпоративные инвестиционные программы в зависимости от изменений ценовой политики в отрасли.

Наконец, **последний, четвертый уровень** финансового анализа оперирует показателями отдельных инвестиционных проектов. Здесь может решаться как традиционная задача оценки коммерческой эффективности инвестиционных проектов при различных ценовых параметрах, так и обратная задача по определению минимально необходимых ценовых условий для коммерческой привлекательности проекта. Результаты последней могут быть использованы при обосновании решений регулятора (например, цены мощности для проектов нового строительства и модернизации, цены тепла для проектов строительства ТЭЦ и проч.).

На каждом из выделенных уровней анализа решается пара задач, условно именуемых «прямой» и «обратной» (рис. 4). Обе задачи используют в качестве входной информации прогноз производственной и инвестиционной программы отрасли (сегмента, компании), однако реализуют принципиально разные алгоритмы финансовой оценки.



Рис. 4. Концептуальная схема решения прямой и обратной задач согласования инвестиционных и ценовых параметров в электроэнергетике

Прямая задача предполагает анализ реализуемости инвестиций отрасли (сегмента, компании) при заданном сценарии ценовой политики в электроэнергетике. Такие сценарии, отражающие различные уровни

и/или темпы роста цен, могут задаваться агрегированно (в целом по рынку) или по его отдельным сегментам (например, цены конкурентного отбора мощности, параметры сетевых тарифов, цены по территориальным зонам рынка и т.д.). При решении прямой задачи определяется динамика прогнозной валовой выручки (ПВВ), исходя из которой формируется перспективный финансовый план отрасли (сегмента, компании) и оценивается дефицит или избыток денежных ресурсов относительно необходимого объема инвестиций. Кроме того, в прямых задачах может выполняться анализ вариантов адаптации отрасли (сегмента, компании) к неблагоприятной ценовой конъюнктуре за счет корректировки инвестиционных планов или применения специальных ценовых или налоговых механизмов поддержки со стороны регулятора.

Обратная задача, наоборот, заключается в оценке объема необходимой валовой выручки (НВВ) отрасли (сегмента, компании) на основе заданной производственной программы и состава инвестиционных решений, а также целевых финансовых показателей, таких как отношение накопленного долга к ЕВТДА или отношение заемного и собственного капитала. Последние финансовые показатели играют роль лимитов для возможностей использования заемного капитала для финансирования намеченных инвестиционных программ. Иными словами, в ходе решения обратной задачи определяется минимально необходимый объем выручки отрасли (компании), позволяющий реализовать запланированный объем инвестиционной программы при соблюдении целевых показателей доходности и финансовой устойчивости бизнеса. На основе расчетной величины НВВ могут быть количественно определены «необходимые» ценовые параметры оплаты электроэнергии, мощности и тепла, которые в совокупности обеспечивают этот объем выручки отрасли (сегмента, компании).

Расчеты ПВВ и НВВ выполняются для каждого года в течение всего прогнозного периода (например, 20 лет). Наличие значительного дисбаланса между данными показателями на длинном горизонте свидетельствует о необходимости корректировки ценовой политики в электроэнергетике с тем, чтобы снизить риски потери финансовой устойчивости и снижения инвестиционной привлекательности. Близость расчетных значений НВВ и ПВВ на длинном горизонте (не менее 10 лет) говорит о долгосрочной эффективности принятых регулятором параметров ценовых решений, их приближении к целевым, обеспечивающим устойчивость инвестиционного процесса.

Подробный (но не исчерпывающий) перечень совокупности прямых и обратных задач, решаемых на каждом уровне иерархии финансово-экономического анализа, представлен в таблице 2.

Таблица 2

Иерархия задач финансово-экономической оценки последствий ценовых решений регулятора в электроэнергетике

Уровень	Прямая задача	Обратная задача
Отрасль	<ul style="list-style-type: none"> • Укрупненная оценка финансового состояния источников инвестиций в целом по отрасли при различных экзогенных сценариях роста цен электроэнергии (в т.ч. совместно с сценариями ценовой политики на регулируемых рынках газа и тепла). • Риск-анализ и оценка вариантов адаптации отрасли к изменению параметров ценовой политики в отраслях ТЭК 	<ul style="list-style-type: none"> • Оценка необходимых для электроэнергетики темпов роста цен электроэнергии и тепла для последующей макроэкономической увязки в рамках системы межотраслевых балансов и финансовых балансов отраслей • Возможные варианты распределения предельного роста цен в отрасли по отдельным сегментам с учетом динамики их НВВ
Сегменты отрасли: <ul style="list-style-type: none"> • сеть/генерация • передача/распределение • типы генерации • типы тепловой генерации (ОГК/ТГК) 	<ul style="list-style-type: none"> • Оценка влияния решений по механизмам (изменение модели и/или параметров) конкурентной оплаты электроэнергии и мощности • Оценка влияния решений по применению тарифного регулирования в секторе генерации • Оценка влияния тарифных решений (изменение модели и/или параметров регулирования) в сетевом комплексе 	<ul style="list-style-type: none"> • Оценка необходимых темпов роста цен электроэнергии для тарифно-регулируемых сегментов (регулируемых в настоящее время или потенциально рассматриваемых) • Оценка необходимых параметров для тарифных механизмов, исходя из НВВ регулируемых сегментов • Оценка необходимого объема НВВ в конкурентных сегментах отрасли и их детализация по отдельным механизмам для обоснования минимально необходимых ценовых показателей (например, предельных цен на рынке мощности)
Субъекты отрасли: <ul style="list-style-type: none"> • сетевые компании • генерирующие компании 	<ul style="list-style-type: none"> • Оценка различий в экономических последствиях от ценовых решений внутри отраслевых сегментов, для отдельных компаний • Риск-анализ корпоративных инвестиционных стратегий в заданных параметрах 	<ul style="list-style-type: none"> • Оценка предельных объемов инвестиционной и кредитной нагрузки отдельных компаний, исходя из условий их финансовой устойчивости • Оценка вариантов адаптации компаний к предельному росту цен и выручки (сниже-

Уровень	Прямая задача	Обратная задача
	рах ценовых решений • Оценка влияния вариантов интеграции или разделения активов на инвестиционные возможности внутри отдельных сегментов	ние затрат, инвестиций, стоимости капитала, дивидендов объемы бюджетной поддержки и проч.)
Инвестиционные проекты	• Оценка коммерческой эффективности и риск-анализ разных типов инвестиционных проектов в заданных параметрах ценовых решений	• Определение минимально необходимых ценовых параметров для коммерческой привлекательности инвестиционных проектов (например цены мощности для нового строительства и модернизации, цены тепла для проектов ТЭЦ и проч.)

3. Инструментарий количественного моделирования взаимосвязей инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетике

Инструментом количественного анализа взаимосвязей между ценовыми и инвестиционными параметрами развития электроэнергетики является созданный в ИНЭИ РАН иерархический комплекс финансово-экономических моделей ELFIN (отрасль в целом, ее технологические сегменты, энергетические компании). Структура моделей соответствует стандартным формам финансовой отчетности – отчету о финансовых результатах и финансовому балансу отрасли (сегмента, компании). Стандартный для всех субъектов отрасли вид этих бухгалтерских форм позволяет актуализировать исходные финансовые показатели по публичной корпоративной отчетности, агрегируя ее до нужного уровня (рис. 5).

Спецификой таких финансово-экономических моделей является возможность их использования в двух режимах расчетов – для решения как прямых, так и обратных задач. Общим для двух режимов расчета является блок прогноза себестоимости отрасли (сегмента, компании), включающий в себя:

- 1) сценарно задаваемые параметры долгосрочной инвестиционной и производственной программы, которые формируются внешними имитационными или оптимизационными моделями развития отрасли (см. стадию 2 на рис. 2);
- 2) динамику операционных затрат (топливных и постоянных), рассчитанную для заданного сценария производственной программы, прогнозных цен топлива, с учетом снижения удельных постоянных за-

- трат и удельных расходов топлива в результате модернизации оборудования (задается в виде понижающего коэффициента эскалации);
- 3) динамику необходимых капиталовложений, стоимости основных производственных средств, а через последнюю – и динамику амортизационных отчислений, рассчитанную для сформированного портфеля инвестиционных решений.



Рис. 5. Иерархия финансово-экономических моделей согласования инвестиционных и ценовых параметров в электроэнергетике

Блоки прогноза валовой прибыли и баланса денежных потоков различаются по схеме использования своих показателей в двух расчетных режимах. При решении прямых задач валовая прибыль (как разность ПВВ и себестоимости) является исходным показателем для определения остальных составляющих финансового плана «сверху вниз». При решении же обратной задачи, т.е. при расчете НВВ «снизу вверх», прибыль является искомым показателем в данных блоках.

Расчет ПВВ в простейшем случае может осуществляться через прогноз динамики среднеотпускной цены электроэнергии в целом по рынку или его территориальным зонам. Однако для детального анализа условий финансовой реализуемости инвестиционных планов технологических сегментов электроэнергетики и/или отдельных энергокомпаний требуется в явном виде учитывать различия ценовых параметров в разных сегментах рынка (иначе говоря, различия механизмов ценообразования на электроэнергию, мощность и тепло). Например, в России опто-

вый рынок электроэнергетики и мощности является сильно сегментированным, в результате чего выручка генерирующих компаний формируется примерно десятью различными ценовыми механизмами, как регулируемые, так и конкурентными (табл. 3).

Таблица 3

Структура выручки генерации по сегментам энергорынка

Сегмент энергорынка/продукт	Механизм ценообразования		Доля от выручки в 2015 г., %		
	Конкурентный	Тарифный	ГЭС	АЭС	ТЭС
Электроэнергия			69%	69%	47%
- спотовый рынок (РСВ)	+		57%	65%	37%
- балансирующий рынок (БР)	+		6%	~0%	3%
- поставки по свободным договорам	+		6%	~0%	2%
- поставки по регул. договорам (РДэ)		+	~0%	3%	5%
Мощность			31%	31%	22%
- конкурент. отбор мощности (КОМ)	+		17%	15%	7%
- поставки по свободным договорам	+		1%	~0%	~0%
- поставки в режиме «вынужденной генерации»		+	-	-	2%
- поставки мощности по ДПМ		+	2%	7%	10%
- поставки по регул. договорам (РДм)		+	11%	9%	3%
Тепло		+	-	0%	31%

В общем случае, прогнозирование выручки субъектов рынка в конкурентных сегментах (рынок на сутки вперед, конкурентный отбор мощности) требует использования оптимизационных моделей⁵, имитирующих спотовые операции по централизованному отбору наиболее дешевых поставщиков и определению равновесных цен на основе краткосрочных маржинальных затрат (топливной составляющей себестои-

⁵ В качестве примеров подобных оптимизационных моделей, имитирующих спотовые рынки с зональным или узловым ценообразованием, можно привести UPLAN, GE MAPS, GTMAX, PROMOD, PROSYM, PLEXOS.

мости). Однако целесообразность применения таких мощных моделей для укрупненных финансовых расчетов ограничена в силу потребности сбора и подготовки для моделирования крайне подробной исходной информации о технических параметрах оборудования электростанций, их затратах, технических данных о сетевых объектах, общесистемной информации о профиле нагрузок, ремонтных и сетевых ограничениях и т.д. В этой связи для прогноза долгосрочного тренда цены спотового рынка электроэнергии (рынок на сутки вперед, РСВ) более целесообразен упрощенный подход, в рамках которого прогноз среднегодовой цены РСВ строится путем индексации ее отчетного значения с учетом прогнозируемого роста цен топлива и снижения удельного расхода топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) с учетом масштабов внедрения более эффективного современного оборудования:

$$EP_{dam} = f(FP_g, E_i), \quad (1)$$

где

EP_{dam} – цена электроэнергии на рынке на сутки вперед (day-ahead market);

FP_g – цена топлива для маргинальных электростанций;

E_i – удельный расход топлива (efficiency) маргинальных электростанций.

Динамика снижения удельного расхода топлива на ТЭС определяется при формировании исходных прогнозов производственной и инвестиционной программы. В итоге прогнозный рост цены РСВ оказывается медленнее, чем рост цен газа, на накопленный процент снижения удельного расхода топлива на ТЭС.

Важно отметить, что прогноз объемов выручки генерации на РСВ включает в себя и объемы продаж электроэнергии на балансирующем рынке. Такой прием оправдан ввиду сравнительно малых объемов продаж в секторе балансирующего рынка и близости его цен к ценам РСВ.

Сложившаяся в России модель энергорынка предусматривает различные механизмы оплаты действующих и новых мощностей. Первые оплачиваются через единую цену конкурентного отбора мощности (КОМ). В нашем подходе прогноз цены КОМ осуществляется согласно актуальной методике регулирования значений верхней и нижней «ценовых точек», формирующих искусственно заданную регулятором прямую эластичного спроса на мощность.

Оплата новых мощностей, вводимых по специальным соглашениям с правительством России (так называемые договора поставки мощности, ДПМ), осуществляется по регулируемым тарифам, рассчитываемым на основе принципа гарантии возврата и доходности инвестированного капитала.

Для новых мощностей, не включенных в программу ДПМ, могут имитироваться разные варианты оплаты: по текущим ценам КОМ, по действующей методике формирования тарифов ДПМ или на основе показателя LCOE, скорректированного с учетом прогнозной цены РСВ. Каждый из вариантов оплаты отражает некоторый сценарий ценовой политики регулятора в отношении развития новой генерации или модернизации действующих станций.

Наконец, на энергорынке России существует довольно крупный сегмент регулируемых поставок электроэнергии и мощности. Прогноз цен в этих сегментах выполняется сценарно, обычно в привязке к прогнозным темпам инфляции (например, инфляция плюс 1%, инфляция минус 1% и т.д.). Это также отражает различные варианты ценовой политики регулятора. Аналогично, в привязке к темпам инфляции, выполняется и прогноз тарифов на тепло, которые по-прежнему регулируются государством.

Прогнозная валовая выручка генерации TRF_t формируется суммой доходов от продаж в каждом из существующих сегментов рынка:

$$TRF_t = \sum_{i=1}^I P_{it} \cdot E_{it} + \sum_{j=1}^J P_{jt} \cdot N_{jt} + T_t \cdot Q_t \quad (2)$$

где

i – индекс сегмента рынка электроэнергии;

j – индекс сегмента рынка мощности;

t – индекс года;

P – цена электроэнергии (мощности) в сегменте;

$E(N)$ – отпуск электроэнергии (мощности) в сегменте;

T – средний тариф на тепло в территориальной зоне (страна, регион и т.д.);

Q – отпуск тепла в территориальной зоне.

Прогноз ПВВ в сегментах передачи и распределения электроэнергии базируется на одной из возможных моделей тарифообразования – RAB-регулировании, индексации необходимой валовой выручки, рассчитываемой регулятором, либо по методу наилучшего аналога. Выбор модели тарифообразования соответствует тому или иному сценарию государственного регулирования электросетевого комплекса.

Как уже отмечалось выше, решение обратных задач финансового анализа связано с прогнозом долгосрочной динамики необходимой валовой выручки TRR_t . Расчет НВВ отрасли (сегмента, компании) осуществляется по формуле:

$$TRR_t = \sum_{g=1}^G \sum_{k=1}^K B_{gkt} \cdot FP_{gkt} + \sum_{k=1}^K N_{kt} \cdot \overline{omc}_{kt} + PT_t + DEP_t + \frac{NIR_t}{1-x} + IE_t \quad (3)$$

где

g – индекс вида топлива;

k – индекс электростанции (группы электростанций);

B – абсолютный расход топлива электростанции (группы электростанций);

FP – цена топлива для электростанции (группы электростанций);

N – мощность электростанции (группы электростанций);

$\overline{отс}$ – удельные постоянные эксплуатационные затраты электростанции (группы электростанций);

PT – платежи по налогу на имущество;

DEP – амортизация основных производственных средств;

NIR – необходимая чистая прибыль;

x – ставка налога на прибыль;

IE – выплата процентов по заемным средствам.

Первые два слагаемых выражения (3) обозначают операционные издержки – соответственно, топливные и условно-постоянные. Ключевыми входными данными для их расчета являются показатели расхода топлива и установленной мощности электростанций, которые формируются внешними оптимизационными и балансовыми моделями развития технологической базы электроэнергетики (см. стадию 2 на рис. 2).

Последние три слагаемых, в совокупности отражающие инвестиционную компоненту НВВ, определяются из баланса денежных потоков отрасли (сегмента, компании), который формируется в годовом разрезе (см. рисунок 2).

Так, годовая величина амортизационных отчислений определяется суммарными инвестициями отрасли (сегмента, компании), а также экзогенно заданной нормой амортизации. Динамика инвестиций, так же, как и значения производственных показателей, является экзогенным параметром, который формируется внешними оптимизационными и балансовыми моделями.

Годовое значение чистой прибыли, требуемое для финансирования инвестиций, рассчитывается с учетом индикатора предельной кредитной нагрузки, ограничивающего допустимый объем привлечения заемного капитала для финансирования инвестиций. В качестве такого индикатора может использоваться либо отношение долг/ЕВITDA, либо отношение заемного и собственного капитала. Целевые значения этих показателей задаются экзогенно. Еще одним фактором, учитываемым при расчете необходимой прибыли, является дивидендная доходность, значение которой также задается экзогенно. Показатели предельной кредитной нагрузки и дивидендной политики могут задаваться различными по секторам и отдельным компаниям, отражая различные типы инвестиционных и финансовых стратегий участников рынка.

Наконец, последнее слагаемое формулы (3) представляет собой объем выплаты процентов по заемным средствам, которые являются третьим важнейшим источником финансирования инвестиций, наряду с амортизацией и прибылью. Отметим, что, в отличие от процентных выплат, возврат «тела» кредита является составной частью баланса денежных средств и не входит во внереализационные затраты отрасли/компания. Поэтому выплаты по «телу» кредита не являются компонентой НВВ, хотя косвенно могут влиять на величину последней (например, повышенный объем выплат по долговым обязательствам может потребовать роста необходимой чистой прибыли).

4. Пример использования подхода: анализ вариантов рыночной поддержки технологического обновления тепловой генерации России

К настоящему времени в российской электроэнергетике сложилась достаточно напряженная ситуация с физическим и моральным износом основного оборудования. В тепловой генерации, несмотря на ввод по программе ДПМ почти 30 ГВт новой мощности, отложенные за последние 20 лет инвестиционные решения по действующему оборудованию создают высокие риски того, что на горизонте 2020-2030 гг. из-за массового достижения энергоблоками ТЭС предельных ресурсов эксплуатации потребуются достаточно масштабные решения по замене большого их числа или отдельных термонапряженных элементов основного оборудования (роторов высокого и среднего давления, корпусных деталей турбин, труб паровых котлов, паропроводов острого пара и промперегрева и т.д.).

Инвестиционные решения по частичной замене наиболее изношенных узлов оборудования мы будем далее называть термином «модернизация». Модернизация позволяет продлить срок эксплуатации генерирующего объекта при сравнительно малом объеме инвестиций, однако его энергетическая эффективность при этом повышается незначительно – примерно на 2-3%. Капиталоемкость таких мероприятий по оценкам отраслевых экспертов варьируется в диапазоне 30-50% от стоимости нового строительства аналогичного объекта. В приведенных ниже расчетах принята нижняя граница проектов модернизации ТЭС – 30% от стоимости нового блока.

Альтернативным вариантом обновления является замена энергоблока новым с использованием наилучшей доступной технологии (НДТ). Для паросиловых газомазутных блоков в качестве такой технологии рассматривается ПГУ (ГТУ с утилизацией тепла для ТЭЦ), для угольных блоков – модернизированный блок СКП. При таком варианте обновления, по крайней мере, для газомазутных мощностей существенно увеличивается их энергетическая эффективность, однако замена на

НДТ, естественно, более капиталоемка – порядка 85–90% от стоимости нового блока, возводимого на новой площадке.

Поиску рациональной стратегии обновления ТЭС с учетом указанных выше альтернативных инвестиционных решений, а также территориальных различий в стоимости топлива и оборудования уделялось особое внимание при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. При этом, в соответствии с методической схемой, представленной на рисунке 2, было выполнено комплексное экономическое обоснование рекомендуемой стратегии обновления ТЭС [11], включая:

- сравнение типовых решений по модернизации и замене оборудования действующих ТЭС с разной капиталоемкостью и топливной экономичностью, по критерию удельной стоимости электроэнергии;
- оптимизацию масштабов применения типовых решений по обновлению ТЭС, исходя из перспективной балансовой ситуации в ЕЭС России, отдельных ОЭС и крупных энергоузлах, на основе минимизации суммарных затрат на энергоснабжение на перспективу до 2035 года (и с учетом эксплуатационных затрат в последующие 10-15 лет).

По результатам анализа была определена наиболее эффективная с общественной точки зрения стратегия технологического обновления ТЭС, которая предусматривает, что около половины мощности, достигающей индивидуального ресурса на горизонте до 2035 г., модернизируется с заменой наиболее изношенных элементов оборудования. Остальные мощности целесообразно выводить из эксплуатации, с последующей заменой их значительной части (но не в полном объеме демонтажа) современными типами оборудования. Прежде всего, это касается замены паросиловых газомазутных блоков парогазовыми. Суммарный объем капиталовложений, необходимый для реализации рекомендуемой стратегии обновления ТЭС (с темпом до 7-10 ГВт в год), предварительно оценивается в 5,2 трлн. рублей 2016 года.

Для оценки общественного эффекта от реализации этой рекомендуемой стратегии обновления ТЭС она была сопоставлена с двумя «крайними» стратегиями – консервативной (исключительно модернизация оборудования ТЭС без его замены на НДТ) и оптимистической (повсеместная замена изношенного оборудования ТЭС на НДТ). Результаты расчетов показали, что рекомендуемая стратегия обеспечивает минимальные суммарные дисконтированные затраты на обновление ТЭС: интегральный эффект по сравнению с консервативной стратегией составляет 110 млрд. рублей, а по сравнению с оптимистической – 546 млрд. руб. в ценах 2016 года (табл. 4).

Таблица 4

Характеристика альтернативных стратегий обновления ТЭС

Стратегия обновления ТЭС	Капиталоемкость	Доля новых технологий во вводах ТЭС, %	Энергоэффективность (снижение удельного расхода условного топлива ТЭС к 2035 г.)	Прирост суммарных дисконтированных затрат (относительно рекомендуемой стратегии), млрд. руб. 2016 г.
Консервативная	Низкая	20%	Низкая (-6%)	+110
Оптимистическая	Высокая	100%	Высокая (-30%)	+546
Рекомендуемая	Средняя	45%	Средняя (-16%)	-

С учетом рекомендуемой стратегии обновления тепловых электростанций был сформирован вариант производственной и инвестиционной программы отрасли, представленный в таблице 5. Важной характеристикой варианта является то, что интенсивность инвестирования на протяжении всего периода будет оставаться более низкой в сравнении с «инвестиционной пятилеткой» 2011-2015 гг.

На основе количественных показателей варианта развития электроэнергетики с использованием комплекса имитационных финансово-экономических моделей сегментов электроэнергетики ELFIN был исследован и ценовой эффект от реализации рекомендуемой стратегии обновления. Для этого были выполнены расчеты необходимой валовой выручки (НВВ) по всем секторам генерации, исходя из укрупненного финансового плана каждого сектора на перспективу до 2035 г., с учетом всех ключевых факторов: прогноза производственной и инвестиционной программы, цен топлива, стоимости типовых инвестиционных решений, предельной долговой нагрузки и т.д.

Полученные результаты показали, что на конец прогнозного периода (2035 г.) НВВ генерации в рекомендуемой стратегии составит на 73 млрд. руб. 2016 г. меньше, чем в консервативной, и на 195 млрд. руб. меньше, чем в оптимистической. Это позволяет обеспечить существенно меньший рост оптовой цены электроэнергии, чем в альтернативных стратегиях (рис. 6).

Таблица 5

Показатели производственной программы
рекомендуемой стратегии развития

	2015	2020	2025	2030	2035
Установленная мощность, ГВт	237	244	239	251	265
ТЭС	162	160	153	162	171
АЭС	26	32	32	33	33
ГЭС	48	51	52	52	54
ВИЭ	0	1	3	4	6
Вводы новых мощностей (накопленным итогом), ГВт	0	21	35	61	94
ТЭС	0	12	19	37	63
АЭС	0	7	12	17	20
ГЭС	0	1	2	3	5
ВИЭ	0	1	3	4	6
Капиталовложения по пятилет- иям, млрд. руб. 2016 г.	4872	2786	3507	3563	4260
Выработка электроэнергии, млрд кВт*ч	1029	1081	1166	1255	1337
ТЭС	682	678	746	822	886
АЭС	181	213	220	227	234
ГЭС	166	188	194	197	203
ВИЭ	0	2	5	9	14
Отпуск тепла от ТЭС, млн. Гкал	594	598	611	628	644
Расход газа на ТЭС, млн. тут	214	211	222	234	237
Расход угля на ТЭС, млн. тут	76	76	86	92	98

Однако практическая реализация рекомендуемой (оптимальной с точки зрения общественной эффективности) стратегии обновления ТЭС требует, чтобы она была финансово реализуемой и коммерчески привлекательной для субъектов отрасли – генерирующих компаний. Для анализа достаточности ценовых стимулов, создаваемых существующими механизмами оптового рынка электроэнергии и мощности, с использованием методики, рассмотренной в разделе 3, была рассчитана динамика прогнозной валовой выручки (ПВВ) тепловой генерации при условии сохранения существующих механизмов и параметров формирования цен в конкурентных и регулируемых сегментах российского энергетического рынка. Полученные оценки показывают, что уже к 2020 г. существующие механизмы оплаты электроэнергии и мощности не обеспечат в полной мере НВВ тепловой генерации для рекомендуемой стратегии ее обновления (табл. 6).

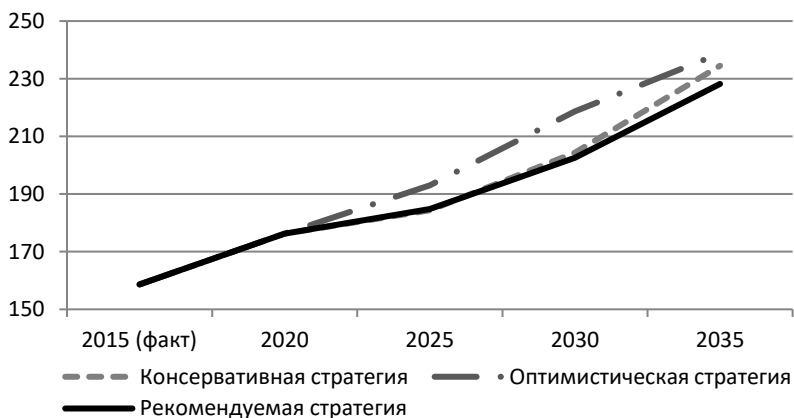


Рис. 6. Рост среднеотпускной оптовой цены генерации при реализации альтернативных стратегий обновления ТЭС, коп./кВтч

В последующие годы дефицит выручки будет нарастать и к 2035 г. составит около 18%. Таким образом, для реализации стратегии обновления тепловых электростанций, исходя из минимально необходимой динамики роста цен электроэнергии, требуется корректировка существующих ценовых параметров оптового рынка.

Таблица 6

Дефицит выручки тепловой генерации при реализации рекомендуемой стратегии обновления, млрд. руб. 2015 г.

	2015	2020	2025	2030	2035
НВВ ТЭС (без учета тепла)	1261	1296	1469	1765	2190
Выручка ТЭС при сохранении существующих ценовых механизмов – всего, в т.ч.:	1261	1261	1327	1520	1782
– выручка по электроэнергии	871	859	1030	1282	1540
– выручка по мощности	390	402	298	238	242
Прогнозный дефицит выручки относительно НВВ	-	35	142	246	408
– то же в %	-	2%	10%	14%	18%

Наиболее обсуждаемым вариантом ценовой поддержки обновления ТЭС является совершенствование параметров оплаты мощности на оптовом рынке. Расчеты показывают, что к 2030 году за счет новых (или перенастройки существующих) ценовых механизмов потребуется обеспечить до 50% суммарного необходимого объема выручки на рынке мощности, который, однако, не превысит уровень оплаты мощности в

ближайшие годы, на которые придется пик платежей по ДПМ (рис. 7). Рост необходимого объема оплаты мощности после 2030 года определяется в основном вводами новой генерации (для покрытия прогнозируемого роста спроса), а не обновлением действующих электростанций.

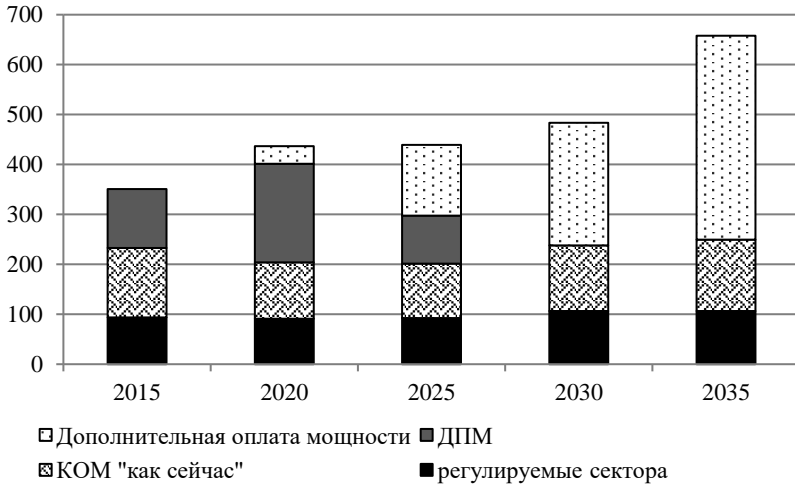


Рис. 7. Динамика необходимой выручки при оплате мощности при реализации рекомендуемой стратегии обновления ТЭС, млрд. руб. 2016 г.

Для стимулирования обновления ТЭС через рынок мощности рассматриваются 3 альтернативных варианта изменения его параметров (табл. 7). В каждом из них сохраняются правила и параметры оплаты мощности, поставляемой генераторами по регулируемым договорам (в части энергоснабжения населения) и уже заключенным ДПМ (с учетом 10-летнего периода оплаты мощности). Основные же различия связаны с распределением ранее определенного необходимого объема выручки для проектов модернизации, замены и нового строительства ТЭС между КОМ и сегментом конкурентного отбора проектов (КОП).

Принципиальным отличием механизма КОП от существующих ДПМ является то, что он осуществляется не на административной, а на конкурсной основе, с возможным участием в конкурсах альтернативных проектов от сетевых компаний, промышленной энергетики и распределенной генерации. Как и в случае ДПМ, период тарифной оплаты новых инвестпроектов ограничен фиксированным сроком окупаемости с последующим переходом проекта в режим ценообразования КОМ.

Таблица 7

Характеристика альтернативных вариантов ценовой поддержки технологического обновления ТЭС

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Оплата мощности по тарифным механизмам	<ul style="list-style-type: none"> • поставки по РД (для населения) • действующие ДПМ 		
	Оплата вводов ТЭС (замена и новые) после 2020 г., через конкурентный отбор проектов	Оплата вводов ТЭС (только новые) после 2020 г., через конкурентный отбор проектов	
Оплата мощности по конкурентным механизмам	Единая цена КОМ для: <ul style="list-style-type: none"> – действующих ТЭС – модернизации ТЭС 	Единая цена КОМ для: <ul style="list-style-type: none"> – действующих ТЭС – модернизации ТЭС – замены ТЭС 	Единая цена КОМ для всех проектов обновления и нового строительства

Первый из вариантов в таблице 7 предполагает, что через механизм КОП проходят и получают гарантированную тарифную оплату мощности все проекты по замене и новому строительству ТЭС. В варианте 2 масштаб конкурентного отбора проектов ограничен только новым строительством, а все проекты обновления ТЭС (как модернизация, так и замена оборудования) получают оплату через КОМ. Наконец, в варианте 3 все инвестиционные проекты оплачиваются по единой цене КОМ. Важно отметить, что во всех вариантах проекты модернизации действующих ТЭС, составляющие основной объем инвестиционных решений в рамках рекомендуемой стратегии обновления тепловой генерации, оплачиваются через КОМ.

Уровень оплаты мощности для проектов в рамках КОП оценивается на базе показателя LCOE, который определяет минимально необходимую цену электроэнергии (с учетом мощности), с учетом как операционных и капитальных затрат, так и расходов на обслуживание привлеченного капитала и налоговых платежей. Значения LCOE для различных типовых инвестиционных решений были рассчитаны для двух временных точек (2020 и 2035 гг.) при условии окупаемости вложений за 15 лет и реальной ставке дисконта 10%. Оценка проводилась для двух ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности из-за существенных различий цен топлива и удельных капиталовложений (табл. 8).

Таблица 8

Необходимые цены мощности для заменяемой и новой мощности тепловой генерации в рамках конкурса инвестиционных проектов

	Необходимая цена электроэнергии (с учетом мощности), руб. 2016 г./МВтч		Прогнозная цена РСВ, руб. 2016 г./МВтч		Необходимая цена мощности в руб. 2016 г./кВт*мес	
	2020 г.	2035 г.	2020 г.	2035 г.	2020 г.	2035 г.
<i>1 ценовая зона</i>						
• Замена КЭС гм	2292	2952	1250	1870	555	599
• Новая ПГЭС	2571	3226			690	735
• Замена КЭС уг	3511	3623			1252	1009
• Новая КЭС уг	4419	4260			1738	1349
<i>2 ценовая зона</i>						
• Замена КЭС уг	3043	3005	985	1090	1209	1114
• Новая КЭС уг	3694	3654			1558	1462

При определении тарифов для гарантированной оплаты мощности в рамках конкурентного отбора проектов из величины ЛСОЕ вычитается прогнозная цена РСВ в соответствующей ценовой зоне. Таким образом, расчетная цена мощности, выраженная в руб./кВт*месяц (табл. 8) с учетом прогнозного КИУМ, включает в себя в полном объеме составляющие условно-постоянных и инвестиционных расходов за вычетом маржи, получаемой на рынке электроэнергии (как разности между прогнозной ценой РСВ и топливными затратами рассматриваемой технологии ТЭС).

Полученные результаты позволяют в каждом варианте сегментации рынка мощности оценить общий объем выручки, формируемой в рамках конкурентного отбора проектов, исходя из прогнозных объемов реконструируемых, заменяемых и новых мощностей, и далее перейти к анализу необходимой динамики цены КОМ.

В зависимости от варианта, объем предложения тепловой генерации на КОМе формируется снижающимся объемом мощности действующих ТЭС, еще не прошедших обновление, нарастающим объемом реконструированной мощности ТЭС, а также мощностью проектов замены и нового строительства, которые, в зависимости от варианта, оплачиваются через цену КОМа сразу или возвращаются в этот сегмент после периода более высокой тарифной оплаты (табл. 9).

Старт программы обновления ТЭС в 2020 году потребует уже к этому времени для всех вариантов увеличить существующую цену КОМ (зафиксированную на уровне фактической цены 2016 г.) в реальном выражении в 1,3 раза для начала финансирования пилотных проектов модернизации основного оборудования ТЭС в европейской части страны.

Дальнейшая динамика цены КОМ (в реальном выражении) принципиально различается по вариантам сегментации рынка мощности (рис. 8):

- в **варианте 1** при оплате через КОМ только проектов модернизации ТЭС к 2025 г. требуется увеличение цены почти в 1,9 раза от отчетного; однако уже в последующем пятилетии ввиду снижения физических объемов модернизации ТЭС и увеличении доли тарифных механизмов оплаты замены и нового строительства необходимая цена КОМ может быть снижена до уровня 1,4 от отчетного к 2030 г. и 1,25 к 2035 г.;
- в **варианте 2** за счет включения в КОМ и более капиталоемких проектов замены для действующих ТЭС необходимый рост будет более высоким – до 1,9 – 2 раз к 2025 году и сохранится на том же уровне до 2030 г. К концу периода требуемая цена КОМ в этом варианте возрастает в 2,35 раза от уровня 2016 г.;
- в **варианте 3**, при оплате через КОМ всей мощности ТЭС, в том числе, и новых вводов, необходимая цена устойчиво и сильно растет относительно уровня 2016 г.: в 2 раза к 2025 г., в 2,5 раза к 2030 г. и в 3,3 раза к 2035 г.

Таблица 9

Доля КОМ в структуре предложения и выручки при разных вариантах сегментации рынка мощности (без учета РД и ДПМ)

	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3
	Мощность	Выручка	Мощность	Выручка	Мощность/выручка
2025 г.	87%	92%	89%	97%	100%
2030 г.	80%	59%	92%	79%	
2035 г.	63%	31%	86%	64%	

С учетом существующей неопределенности в технических решениях и стоимостных характеристиках проектов модернизации замены оборудования, а также для более четкого разделения инвестиционных проектов по действующим и новым электростанциям, более предпочтительным представляется второй вариант сегментирования рынка мощности – с оплатой всех проектов обновления ТЭС через единый КОМ с более высокой единой ценой (примерно 2-кратное увеличение от отчетной).

Важно подчеркнуть, что, хотя все рассмотренные выше варианты изменения параметров оплаты мощности обеспечивают достаточные условия для корпоративного финансирования проектов обновления ТЭС, они обязательно должны быть подкреплены системой инвестиционных обязательств, побуждающими компании к инвестированию в

обновление ТЭС при более высоких ценах мощности. При этом важно обеспечить максимальные возможности для оптимизации инвестиционных программ субъектов рынка через гибкое экономическое побуждение, а не жесткое административное принуждение генерирующих компаний к инвестированию. Разработка такой системы обязательств является отдельной и важной научной задачей, разработка которой ведется в настоящее время.

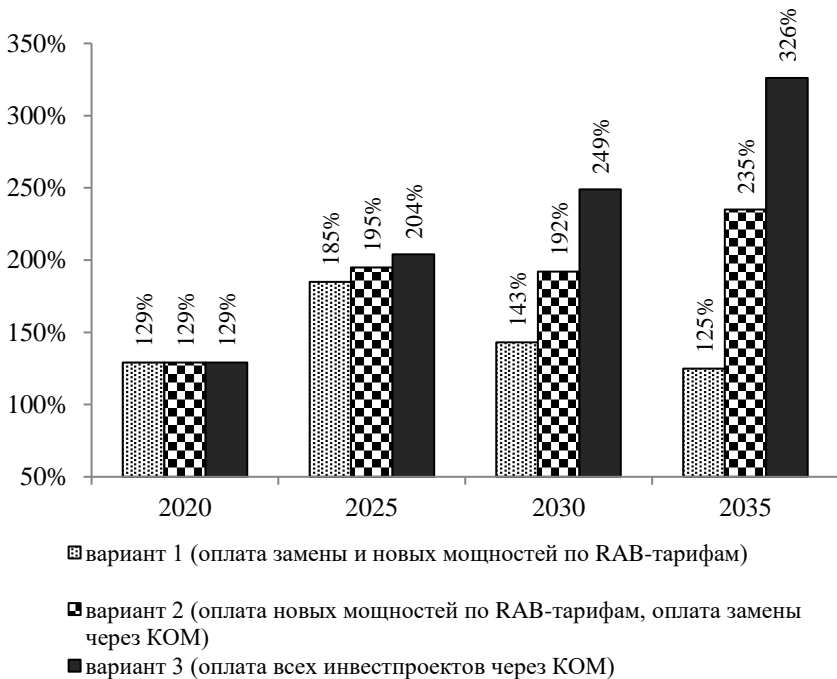


Рис. 8. Динамика необходимой цены КОМ для альтернативных вариантов изменения правил оплаты мощности, % от фактической цены КОМ 2016 г.

Заключение

В условиях дерегулирования энергетических рынков кардинальным образом усложняется система управления развитием электроэнергетики, появляется потребность в согласовании общественных и корпоративных приоритетов развития отрасли. В этой связи представляется необходимым анализ рациональных параметров ценовой политики в отрасли, при которых обеспечивается финансовая реализуемость общественно эффективных инвестиционных программ в сегментах электроэнергетики. Для этой цели в ИНЭИ РАН разработан иерархический (многоуровне-

вый) подход к анализу взаимосвязей инвестиционной и ценовой политики, основанный на расчете и сопоставлении показателей необходимой и прогнозной валовой выручки отрасли и/или ее субъектов. Для выполнения количественных оценок по этой схеме предложена модель ELFIN, которая основана на стандартных бухгалтерских формах отчетности и позволяет выполнять рационально агрегированные расчеты последствий ценовых и инвестиционных решений для рассматриваемого уровня анализа (электроэнергетика в целом, ее технологические сегменты, отдельные энергокомпании и инвестпроекты).

Рассмотренные выше финансовые модели могут быть использованы (и реально используются в составе модельно-информационного комплекса ИНЭИ РАН) для решения широкого круга задач, связанных с гармонизацией параметров инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетической отрасли:

- исследование влияния различных сценариев ценовой политики в энергетике России на темпы роста ВВП страны;
- оценка эффектов сдерживания роста цен электроэнергии газа для развития энергетического комплекса;
- анализ взаимного влияния ценовой политики на рынках электроэнергии и тепла;
- анализ ценовых условий реализации альтернативных стратегий обновления тепловой энергетики России;
- оценка последствий изменения режимов ценообразования для неуглеродной энергетики;
- исследование ценовых последствий реализации экологически ориентированных сценариев развития электроэнергетики при различных механизмах регулирования эмиссии парниковых газов;
- риск-анализ реализации инвестиционных программ генерирующих компаний в условиях неопределенности цен электроэнергии и топлива;
- исследование эффектов интеграции активов генерирующих компаний для повышения их инвестиционного потенциала.

Литература

1. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants: 1999 Edition / Technical reports series No. 396 [электронный ресурс]. – International Atomic Energy Agency, Vienna, 2000. – Режим доступа: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS396_scr.pdf
2. Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition, IEA/NEA [электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf

3. Technical Assessment Guide (TAG), Vol. 5, EPRI, USA, 2003.
4. Power System Planning and Operations: Future Problems and Research Needs, Rep. EPRI EL-377-SR, Palo Alto, CA (1977).
5. Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS): progress report on RPI 1529, Report MIT-EL 80-020, MIT Energy Laboratory, 1980. <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/60495>
6. Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook, IAEA, 1984.
<http://www.energycommunity.org/documents/IAEATRS241.pdf>
7. The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2014
[www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068(2014).pdf)
8. PRIMES Model: An Overview
ec.europa.eu/clima/policies/strategies/analysis/models/docs/primes_model_2013-2014_en.pdf
9. SCANNER: Модельно-информационный комплекс / под ред. А.А.Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2011.
10. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф.В.Веселов, Е.А.Волкова, А.Е.Курилов, А.С.Макарова, А.А.Хоршев // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – № 4. – с. 82-94.
11. Комплексная оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 года. / Ф.В. Веселов, И.В. Ерохина, А.С. Макарова, А.А. Хоршев // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5–14. doi: 10.1134/S0040363617030109.

*Колпаков А.Ю.*⁶

ВОЗМОЖНОСТЬ СДЕРЖИВАНИЯ ТАРИФОВ НА ГАЗ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДИНАМИКИ В РОССИИ⁷

Сдерживание тарифов на газ

В настоящее время цены на газ в России регулируются соответствующим федеральным органом исполнительной власти (ФАС России, ранее ФСТ России) путем определения допустимого диапазона оптовых цен в субъектах РФ, а также установления тарифов на услуги транспортировки по магистральным и распределительным сетям (ФЗ от 31.03.1999 № 69-ФЗ Ст. 8, 21; постановление Правительства РФ от 07.03.1995 № 239; постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021, п. 2-4).

Между тем, в России практически отсутствует внятная модель ценообразования на газ. Формально в последние годы действовала концепция о постепенном достижении российскими ценами на газ уровня равнодоходности с поставками на внешние рынки, впервые оформленная положениями постановления Правительства РФ от 28.05.2007 № 333. В рамках этой концепции предполагалась значительно ускоренная по сравнению с инфляцией индексация тарифа на газ, которая должна была обеспечить достижение экспортного паритета к 2011 г. Изначально были обозначены следующие уровни индексации (в рублевом выражении в текущих ценах): в 2007 году на 60%, в 2008 году – на 50%, с 1 января 2009 года – на 40%, с 1 июля 2009 года – на 30%, с 1 января 2010 года – на 20% и с 1 июля 2010 года – на 10%. Однако за 2007-2010 гг. тариф рос со среднегодовым темпом 22%, в 2011-2013 гг. он снизился уже до 12,5%, в 2014 году тариф вообще был заморожен, а в середине 2015 г. был проиндексирован на 7,5%.

В рамках Президентской комиссии по ТЭК в июне 2014 года В. Путин высказал сомнения в том, что равнодоходная цена на газ обеспечит конкурентоспособность российской промышленности по сравнению с зарубежными компаниями, а также предупредил, что сближение внутренних и экспортных цен на газ создаст условия для переноса ряда отечественных производств из России за границу.

⁶ Автор – Колпаков Андрей Юрьевич, к.э.н., с.н.с. Института народнохозяйственного прогнозирования РАН (ИНП РАН).

⁷ Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-02-00397а «Новые проблемы и риски в глобальной энергетике и их отражение в прогнозах развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России».

Таким образом, государство пересмотрело свое отношение к логике достижения равнодоходности внутренних и внешних поставок газа в сторону концепции сдерживания цен для обеспечения российской экономики дешевым энергоресурсом и снижения общего уровня инфляции.

Между тем, средняя оптовая цена на газ в России выросла за 2005-2015 гг. в 3,7 раза, средний тариф на магистральный транспорт газа – в 3,5 раза, тогда как средние потребительские цены на товары и услуги и средние цены на промышленные товары – только в 2,4 раза (см. рис. 1).

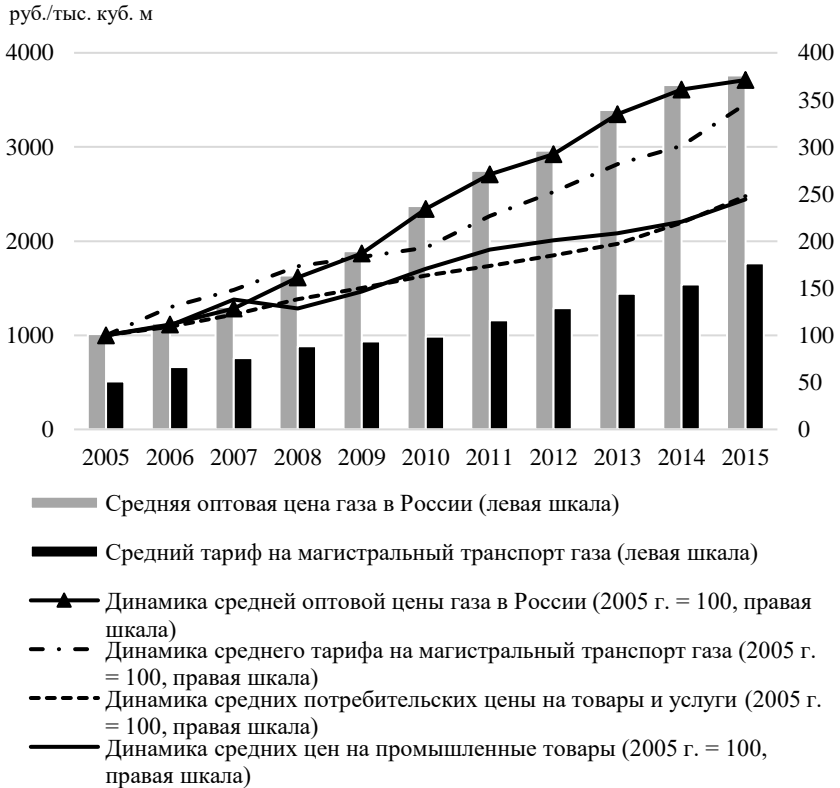


Рис. 1. Динамика средних цен (тарифов) на газ в России, источники: Росстат, ПАО «Газпром»

Значительный «отрыв» газовых цен от общеэкономической ценовой динамики начался в 2009-2010 гг., хотя и в 2005-2009 гг. газовые цены демонстрировали более быстрый рост.

На рис. 2 представлена структура средней оптовой цены на газ в России. За 2005-2011 гг. доля операционной прибыли увеличилась с 9% до 36%, после чего начала постепенно снижаться до 25% в 2014 г. и 15% в 2015 г. (существенным фактором стало повышение НДС, обусловившее рост средней себестоимости добычи газа с 2011 г. и снижение темпов роста средней оптовой цены на газ в 2013-2015 гг.).

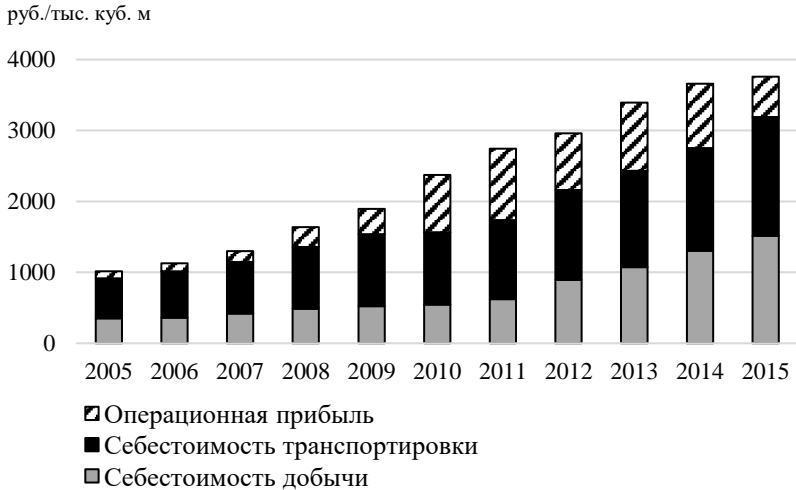


Рис. 2. Структура средней оптовой цены на газ в России, источники: Росстат, ПАО «Газпром», оценки автора

Если рассмотреть отдельные экономические показатели газового сектора России (рис. 3), можно увидеть, что вплоть до 2012 г. быстро растущий совокупный доход от внутренних поставок газа с учетом амортизационных отчислений на 75-80% обеспечивал инвестиции в секторах добычи и магистрального транспорта. Данное соотношение сохранилось даже в период пиковых инвестиций 2011-2012 гг. Инвестиции шли на реализацию целого ряда крупных инвестиционных проектов, в том числе строительство газопроводов «Ухта-Торжок», «Починки-Грязовец», «Грязовец-Выборг», «СРТО-Торжок», создание системы «Сахалин-Хабаровск-Владивосток», начало комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи и транспорта газа. Недостающие 20-25% внутрироссийских инвестиций финансировались доходами от экспортных операций, однако это выглядит рационально, поскольку ряд проектов (например, создание на Северо-Западе России газотранспортных мощностей для обеспечения газом

проекта «Северный поток») обусловлен чисто экспортоориентированными целями.

Что же касается 2013-2015 гг., то объем инвестиций стал ежегодно снижаться (в этот период подавляющая часть капитальных вложений шла на обустройство месторождений на п-ве Ямал, создание газотранспортных мощностей для их подключения к ЕГС, а также расширение ЕГС для целей реализации проекта строительства газопровода по дну Черного моря), и при действовавших средних оптовых ценах, достигших уже относительно высоких значений, на внутреннем рынке газа формировалась избыточная прибыльность, которая с учетом амортизационных отчислений значительно превышала инвестиционные нужды на развитие газового сектора.

млрд. руб.

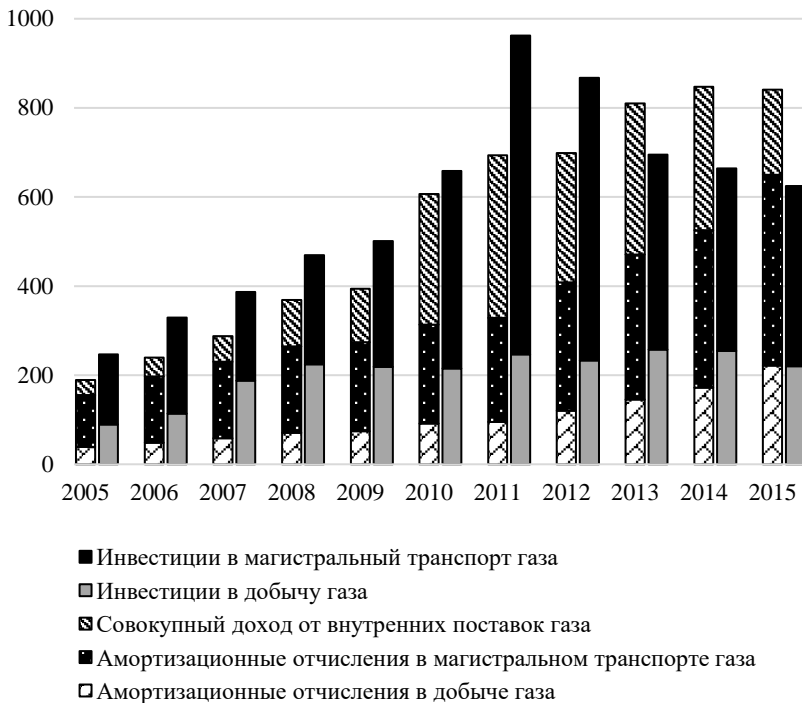


Рис. 3. Отдельные экономические показатели газового сектора России, источники: Росстат, ПАО «Газпром», оценки автора

Учитывая, что в эти годы из-за сложностей с реализацией проекта «Южный поток» были отложены значительные инвестиции, можно говорить, что ситуация 2013-2015 гг. показывает, сколько финансовых

ресурсов нужно газовому сектору для спокойного обслуживания исключительного внутреннего рынка, без развития экспорториентированных мощностей. Очевидно, что текущих тарифов оказывается уже более чем достаточно.

Таким образом, внутренний рынок газа стал прибыльным для производителей. Тезисы о дотируемости внутренних поставок внешними, которые до сих пор иногда звучат в экспертной среде, не соответствуют реальному положению дел и обусловлены низкой прозрачностью распределения доходов и расходов на внутреннем и внешнем рынках. При этом за 2005-2015 гг. при более чем трехкратном росте цен в реализации Программы газификации регионов РФ было инвестировано только 270 млрд. руб.⁸, что составляет всего 6% от объема капитальных вложений, которые были направлены в сегмент магистрального транспорта.

С учетом обозначенных факторов наиболее рациональной выглядит концепция максимального сдерживания тарифов на газ для российских потребителей вплоть до их заморозки на период реализации мер по возобновлению экономического роста в России.

Необходимо снизить роль внутренних тарифов в формировании источников инвестиций в газовом секторе России. Из рис. 3 видно, что в настоящее время сектор функционирует практически в режиме самофинансируемости, а необходимость заемных средств минимальна. При этом долговая нагрузка ПАО «Газпром» относительно невелика – в структура капитала и обязательств последние занимают только 36%, а отношение чистого долга к годовому показателю EBITDA составляет около 110% (рис. 4). Таким образом, можно говорить, что у компании существует потенциал наращивания заимствований для целей реализации инфраструктурных проектов. Снижение ключевой ставки, которое является важной составляющей программы реализации первоочередных мер по возобновлению экономического роста, только способствует развитию этого направления формирования источников финансирования капитальных вложений.

Однако следует иметь в виду, что сдерживание тарифов может негативно сказаться на кредитной привлекательности ПАО «Газпром» в процессе привлечения заемных средств для реализации проектов, ориентированных на внутренний рынок. Это повышает требования к регулированию данного вопроса в части обеспечения доступа компании к долгосрочному заемному капиталу, в том числе посредством участия государственных и квазигосударственных финансовых организаций.

⁸ <http://www.gazprom.ru/press/news/2016/october/article289047/>

млрд. руб.



Рис. 4. Некоторые показатели долговой нагрузки ПАО «Газпром»,
источник: ПАО «Газпром»

Необходимо также отметить, что на период 2017-2019 гг. может прийти значительная часть инвестиций на обустройство газовых месторождений в Якутии и Иркутской области, строительство газопровода «Сила Сибири» для поставок газа в Китай, а также реализация проекта «Турецкий поток». Необходимо исключить повышательное влияние этих проектов на внутренние тарифы на газ в России.

Сдерживание тарифов на электроэнергию

Для электроэнергетики вторая половина 2000-х годов ознаменовалась активными этапами ее реформирования (либерализации), выделением секторов генерации, передачи и сбыта электроэнергии в отдельные сегменты, организацией оптового рынка электроэнергии и мощности. Одной из ключевых целей реформирования называлась необходимость привлечения инвестиций. Ключевым моментом реформы является разделение РАО «ЕЭС России», которое закончилось в 2008 г. Именно с этого момента наблюдается ускоренное удорожание электроэнергию в России.

За 2005-2015 гг. средняя конечная цена на электроэнергию выросла в 3 раза, а его сетевая составляющая (средний котловой тариф на передачу электроэнергии) – практически в 4 раза, тогда как средние потреби-

тельные цены на товары и услуги и средние цены на промышленные товары – только в 2,4 раза (см. рис. 5).



Рис. 5. Динамика средних тарифов на электроэнергию в России, источники: Росстат, отчетность ПАО «Россети», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «ФСК ЕЭС», оценки автора

Оценка структуры средней конечной цены на электроэнергию в России приведена на рис. 6. На всем периоде доля сегмента оптового рынка (выработка электроэнергии и оплата мощности) находится примерно на одном уровне 53-54%, доля сетевой составляющей – 40-42%. При этом начиная с 2012 г. динамично растет доля оплаты ДПМ, которая к 2015 г. достигла уровня почти 8% от средней конечной цены, замещая собой доли составляющих выработки электроэнергии и оплаты прочей мощности.

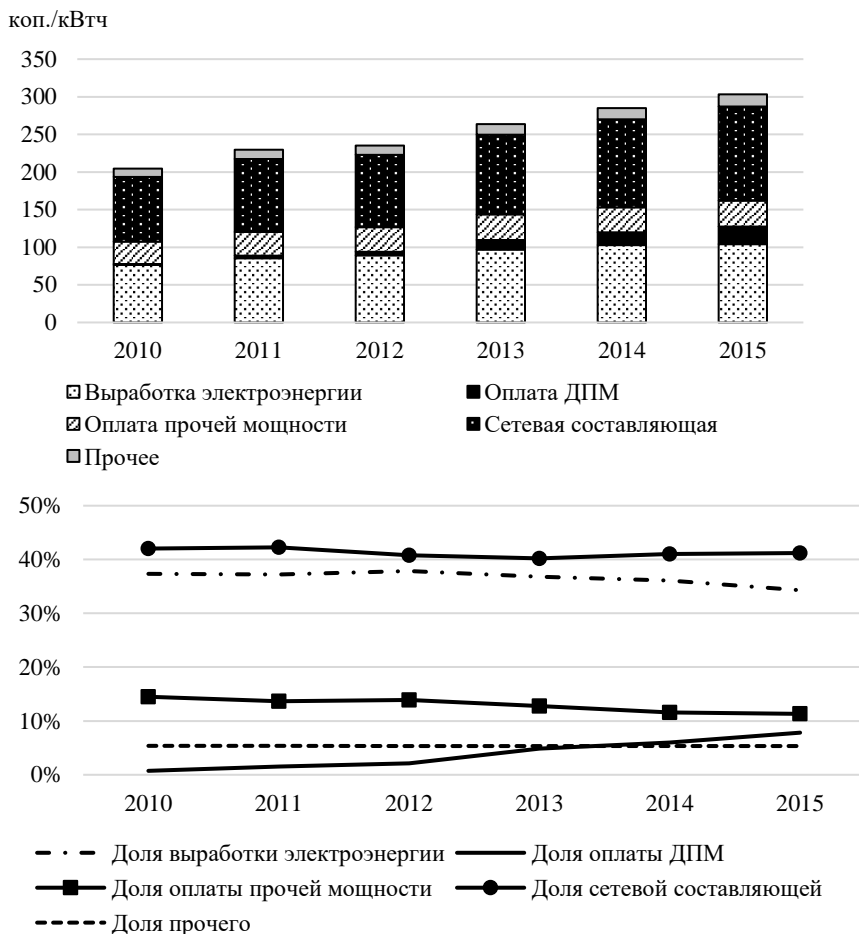


Рис. 6. Структура средней конечной цены на электроэнергию в России, источники: оценки автора на основе данных Росстата, отчетности ПАО «Россети», НП «Совет рынка»

Причем в перспективном периоде нагрузка по оплате ДПМ на рынок будет только возрастать, что обусловлено графиком вводов новых генерирующих мощностей. Если в 2015 г. она составила порядка 190-200 млрд. руб. в год, то к 2019 г. она достигнет 270-280 млрд. руб. в год⁹. В удельном выражении это означает увеличение соответствующей составляющей в конечной цене электроэнергии в России с 24 коп. в

⁹ По материалам НП «Совет рынка».

2015 г. до 36 коп. в 2019 г. Это объективный процесс, который был запущен программой реализации ДПМ и фактически оформлен в рамках договоров между генерирующими компаниями, электропотребителями и инфраструктурой рынка.

Программа ДПМ (ТЭС, АЭС и ГЭС) внедрялась с целью привлечения инвестиций в сектор генерации электроэнергии. С одной стороны, эта цель была достигнута. С другой, в настоящее время в ЕЭС сформировался значительный избыток мощности (см. рис. 7). Так, пиковое потребление мощности в ЕЭС России выросло с 149 до 157 ГВт в 2010-2013 гг., после чего снизилась до 149 ГВт в 2015 г. Спрос на мощность в момент прохождения пикового потребления с учетом работающего резерва вырос в 2010-2012 гг. с 163 до 182 ГВт (за счет увеличения требования резервирования), после чего снизился до 178 ГВт к 2015 г. При этом рабочая мощность в момент прохождения пикового потребления выросла за 2010-2015 гг. с 181 до 191 ГВт и всегда была выше обозначенных уровней. Установленная мощность на рассматриваемом периоде монотонно росла с 215 до 235 ГВт, а к 2019 г. должна увеличиться уже до 251 ГВт.

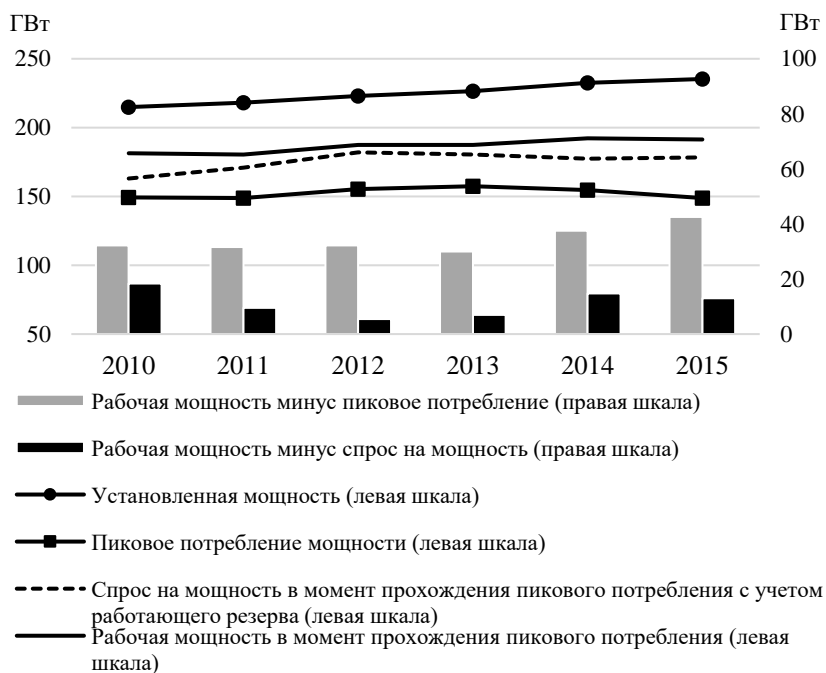


Рис. 7. Баланс мощностей в момент прохождения годового максимума, источники: АО «СО ЕЭС», оценки автора

Еще одним фактором избыточности генерирующих мощностей в России является снижение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) с 53% до 49% в среднем по всем видам генерации, в том числе для ТЭС – с 53% до 47% (см. табл. 1).

Таблица 1

	КИУМ в России					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Средний КИУМ в России	53%	52%	52%	51%	50%	49%
КИУМ ТЭС	53%	53%	52%	50%	49%	47%
КИУМ АЭС	82%	81%	82%	78%	82%	85%
КИУМ ГЭС	41%	40%	40%	43%	41%	38%

Источники: АО «СО ЕЭС», оценки автора

В сложившихся условиях существует необходимость остановить чрезмерное увеличение генерирующих мощностей в России, которое перекладывается на тариф. Должны быть рассмотрены возможности остановки или существенных сдвигов реализации оставшихся проектов ДПМ, в первую очередь АЭС, а также оценена рациональность осуществления механизма ДПМ ВИЭ в ближайшие годы.

Между тем, увеличение платы за ДПМ в структуре средней конечной цены на электроэнергию является не единственным следствием описанных тенденций. Образование избытка предложения мощностей за счет вводов современных блоков с относительно высоким КПД, спрос на которые обеспечен по условиям договоров за счет включения их в состав ценопринимающей генерации, ведет также сдерживанию цен на мощность в ЭЭС. Так, по итогам прошедшего долгосрочного конкурентного отбора мощности сложившаяся по его итогам средняя цена в 2016-2019 гг. будет примерно на 4% ниже, чем в 2015 г.¹⁰, что в свою очередь приведет к пропорциональному снижению составляющей по оплате прочей мощности в структуре средней конечной цены на электроэнергию. Однако этот фактор не компенсирует увеличение ценовой нагрузки по оплате ДПМ, что подтверждается ростом составляющей оплаты мощности в структуре среднего конечного тарифа на электроэнергию в России (см. рис. 6).

Что касается сегмента выработки электроэнергии, то стагнация электропотребления в стране на фоне растущего предложения также ведет к сдерживанию средней цены оптового рынка – в 2015 г. она выросла всего на 1%. В случае заморозки тарифов на газ в России с учетом доминирующей роли газовой генерации можно предположить, что составляю-

¹⁰ Источник: ИПЕМ по данным АО «СО ЕЭС»,
URL: http://www.ng.ru/energy/2016-02-09/12_model.html

шая выработки электроэнергии в структуре ее средней конечной цены может остаться примерно на одном уровне в 2016-2019 гг.

Наибольшая неопределенность в части динамики перспективных тарифов на электроэнергию касается сетевого сектора. Формально он является полностью регулируемым, вследствие чего в его отношении могут приниматься четкие тарифные решения. Между тем, чрезмерное тарифное сдерживание ведет к формированию рисков недофинансирования инвестпрограммы развития электросетевого комплекса.

Регулирование сетевого тарифа осуществляется на основе постановления Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э о методических указаниях по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки и приказа ФСТ России от 30.03.2012 № 228-э о методических указаниях по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала.

С целью решения проблемы изношенности основных фондов и стимулирования привлечения инвестиций в обновление, реконструкцию и расширение мощностей электросетевого хозяйства начиная с 2009 г. в тарифное регулирование внедрялся метод доходности инвестированного капитала (RAV-регулирования). Его суть заключается в установлении такого долгосрочного тарифа, который бы обеспечивал постепенный возврат инвестированных средств с устанавливаемой нормой доходности и учетом обслуживания заемного капитала. К 2012 г. тарифы начали полностью определяться на основе методов доходности инвестированного капитала (около 70% ДЗО) и метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (около 30% ДЗО).

Таким образом, в рамках сложившейся системы прирост тарифа является условием привлечения новых инвестиций.

Действительно, 2011-2013 гг. характеризуются максимальными инвестициями, превышающими 300 млрд. руб. в год, после чего они стали снижаться до порядка 200 млрд. руб. (см. рис. 8). На первом этапе в 2009-2011 гг. именно прирост тарифных средств¹¹ обеспечил запуск инвестиционного процесса в отрасли. В год президентских выборов

¹¹ Рассчитан как $p(t) \cdot x(t) - p(t-1) \cdot x(t-1)$, где $p(t)$ – тариф в год t , $x(t)$ – объем поставки электроэнергии в год t . Представляется, что данная величина достаточно адекватно отражает процесс увеличения финансового ресурса у сетевого сектора для инвестиционных целей за счет роста тарифов, т.к. суммарные инвестиции за 2007-2015 гг. составили 2,27 трлн. руб., а сумма амортизационных отчислений, платы за технологическое присоединение, прироста чистого долга и прироста дохода за счет увеличения тарифов за этот же период – 2,2 трлн. руб., то есть расхождение составляет всего 3%.

(2012 г.) рост тарифов был сдержан, а важным источником инвестиций стали заемные средства. Так, если в 2011 г. прирост чистого долга электросетевого комплекса вырос на 60 млрд. руб. (18% от годовых инвестиций), то в 2012 г. – уже на 138 млрд. руб. (42% годовых инвестиций), в 2013 г. – на 116 млрд. руб. (37% годовых инвестиций). После 2013 г. чистый долг отрасли стал снижаться, а основными источниками инвестиций стали собственные средства – амортизационные отчисления и прирост тарифных поступлений.

млрд. руб.

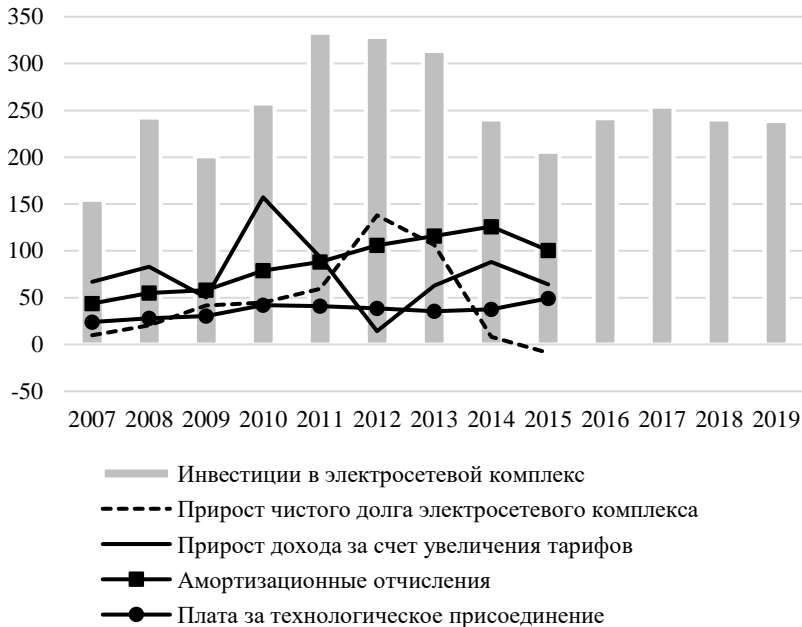


Рис. 8. Инвестиции и их источники в электросетевом комплексе России, источники: ПАО «Россети», оценки автора

Как результат, за 2009-2015 гг. средний котловой тариф в электросетевом комплексе вырос на 90% – с 67 до 125 коп./кВтч.

По данным ПАО «Россети» за 2012-2015 гг. собственные средства обеспечили 48% всех инвестиций, заемные средства – 28%, плата за технологическое присоединение и прочие источники – 24%. При этом 43% инвестиций было направлено на технологическое присоединение потребителей, 28% – на реконструкцию и техническое перевооружение, 24% – на новое строительство, 7% – на прочие нужды.

Сводная долгосрочная инвестиционная программа ПАО «Россети» на 2016-2020 гг. формировалась исходя из условий исполнения поруче-

ния Президента Российской Федерации В.В. Путина от 13.11.2013 № Пр-2657 по оптимизации инвестиционных программ естественных монополий в условиях ограничения роста тарифов уровнем инфляции в 2015 и 2016 годов. В соответствии с ней инвестиции в электросетевой комплекс России запланированы на уровне 242 млрд. руб. в 2016 г., 254 млрд. руб. в 2017 г., 240 млрд. руб. в 2018 г., 239 млрд. руб. в 2019 г. Основными критериями включения проектов в инвестиционную программу стали обновление изношенного оборудования, повышение надежности, ликвидация аварий, технологическое присоединение потребителей и объектов ДПМ, высокая степень готовности объектов.

Предполагается, что 25% инвестиций (или 244 млрд. руб. за 2016-2019 гг.) будет направлено на технологическое присоединение потребителей, 46% (448 млрд. руб.) – на реконструкцию и техническое перевооружение, 29% (283 млрд. руб.) – на новое строительство. Основным источником финансирования сводной инвестиционной программы являются собственные средства (64% или 624 млрд. руб. за 2016-2019 гг.), заемные средства составляют 15% (146 млрд. руб.), плата за технологическое присоединение и прочие источники – 21% (205 млрд. руб.).

Поскольку роль амортизационных отчислений как источника финансовых ресурсов увеличивается на всей рассматриваемой ретроспективе, и в 2014-2015 гг. они обеспечили половину всех инвестиций (рис. 8), можно предположить, что эта пропорция сохранится и на ближайшие годы, т.е. амортизационные отчисления (как составляющая собственных средств) составят около 485 млрд. руб. Это значит, что прирост выручки за счет повышения тарифа (вторая составляющая собственных средств) должен составить за 2016-2019 гг. $624 - 485 = 139$ млрд. руб.

В табл. 2 представлены оценки выполнения инвестиционной программы электросетевого комплекса при разных сценариях тарифного регулирования с учетом описанных выше тенденций в сегментах выработки электроэнергии и оплаты мощности. При этом составляющая «Выработка электроэнергии» индексируется по динамике тарифа на газ (основное топливо, а рыночная цена устанавливается по топливным расходам станций; заложена индексация на 4% в год), а сетевая составляющая рассчитывается по разности с тем, чтобы понять, какова может быть ее динамика при заданном сценарии средней конечной цены электроэнергии.

В базовом сценарии (индексация тарифа на электроэнергию по инфляции на 4% в год) суммарный прирост выручки электросетевого комплекса оказывается 214 млрд. руб. при необходимых 139 млрд. руб. Итоговый инвестиционный ресурс электросетевого комплекса за 2016-2019 гг. составит 1050 млрд. руб. при необходимых 975 млрд. руб. То есть базовый сценарий оказывается избыточным в части объема генерируемых финансовых ресурсов.

	<u>Базовый сценарий</u> Индексация тарифа на ЭЭ по инфляции (на 4% в год)					<u>Сценарий сдерживания роста тарифа</u> Индексация на 3% в год (Инфляция минус 1 п.п.)				<u>Заморозка тарифа на газ =</u> Индексация тарифа на ЭЭ на 2% в год (Инфляция минус 2 п.п.)			
	2015	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Средняя конечная цена электроэнергии, коп./кВтч	303	326	339	353	367	326	336	346	356	326	332	339	346
Выработка электроэнергии, коп./кВтч	104	111	116	120	125	111	116	120	125	111	111	111	111
Оплата ДПМ, коп./кВтч	24	31	32	35	36	31	32	35	36	31	32	35	36
Оплата прочей мощности, коп./кВтч	34	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Сетевая составляющая, коп./кВтч	125	134	141	147	155	134	138	140	144	134	139	142	148
Прочее, коп./кВтч	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Прирост сетевого тарифа, коп./кВтч		9	7	6	8	9	4	2	4	9	5	3	6
Отпуск электроэнергии из сети, млрд. кВтч (гипотеза нулевого роста с 2015 г.)		721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721
Прирост выручки электросетевого комплекса за счет роста тарифа, млрд. руб.		62	53	42	58	62	29	17	31	62	38	26	39
Суммарный прирост выручки электросетевого комплекса за счет роста тарифа за 2016-2019 гг., млрд. руб.				214				139				165	
Амортизационные отчисления в электросетевом комплексе за 2016-2019 гг., млрд. руб. (половина необходимых инвестиций, как и в 2014-2015 гг.)				485				485				485	
Плата за технологическое присоединение и прочие источники за 2016-2019 гг., млрд. руб.				205				205				205	
Заемные средства за 2016-2019 гг., млрд. руб.				146				146				146	
Итоговый инвестиционный ресурс электросетевого комплекса за 2016-2019 гг., млрд. руб.				1050				975				1001	
Инвестиции в рамках инвестпрограммы ПАО "Россети", млрд. руб.				975				975				975	

Таблица 2. Выполнение инвестиционной программы электросетевого комплекса при разных сценариях тарифного регулирования, *источник: оценки автора*

При этом в сценарии более медленного роста средней конечной цены электроэнергии (индексация на 3%, то есть по модели «инфляция минус 1 п.п.») генерируемый инвестиционный ресурс электросетевого комплекса составляет 975 млрд. руб., чего будет достаточно для финансирования инвестпрограммы.

Интересно отметить, что в случае сдерживания тарифов на газ до их полной заморозки будет достаточно уже индексации цены электроэнергии всего на 2% в год, то есть по модели «инфляция минус 2 п.п.».

В завершении хотелось бы поговорить о выборе рациональной стратегии роста тарифов с точки зрения роста экономики России в долгосрочной перспективе. На рис. 9 приведен расчет изменения ВВП (в ценах 2015 г.) при разных сценариях роста тарифов на электроэнергию по модели «Инфляция минус X», то есть когда тариф индексируется темпом, отстающим от инфляции на величину «X», которая выражена в процентных пунктах.

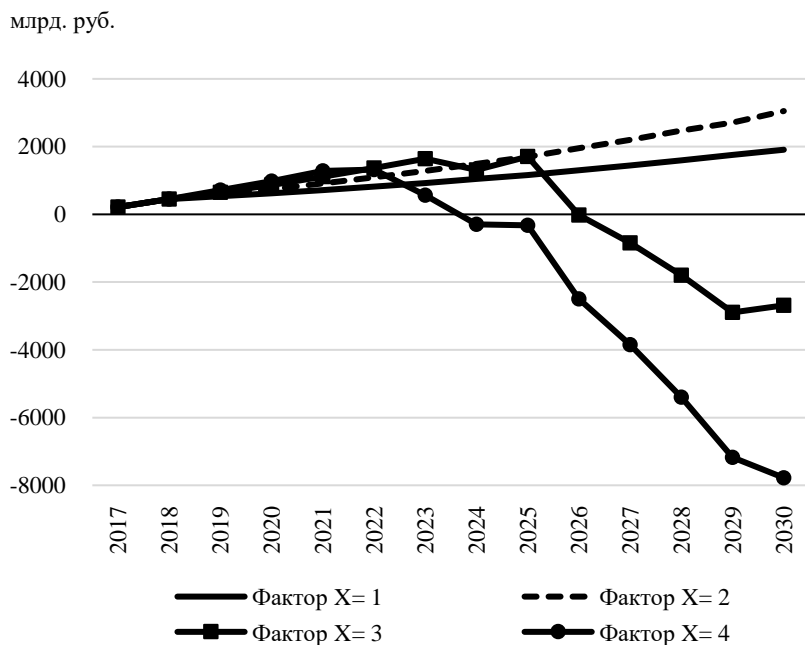


Рис. 9. Оценка изменения ВВП (в ценах 2015 г.) при регулировании тарифа на электроэнергию по модели «инфляция минус X» в зависимости от различных значений фактора «X» (п.п.), по сравнению со сценарием индексации тарифа темпом инфляции,

источник: расчеты ИИП РАН

Можно видеть, что максимальный позитивный эффект прироста ВВП достигается при факторе X , равном 2 и 1 процентным пунктам. При длительном избыточном замедлении динамики тарифа (фактор X равен 3-4 п.п.) по сравнению с динамикой инфляции возможна ситуация, при которой ухудшение финансово-экономической ситуации в электроэнергетике будет оказывать негативное ограничительное воздействие на экономическую динамику страны.

Таким образом, представляется, что наиболее целесообразным ограничителем роста цены электроэнергии будет использование модели «инфляция минус 1 п.п.» или «инфляция минус 2 п.п.».

ДИСКУССИЯ

ВОПРОСЫ

Семикашев В.В., председатель

Какие будут вопросы к докладчикам?

Нигматулин Б.И., ИПЭ

Какова логика зависимости снижения темпов роста тарифов и увеличения ВВП?

Колпаков А.Ю., ИНП РАН

Логика достаточно простая – чем ниже тариф, тем ниже издержки на энергопотребление в экономике. Соответственно снижение затрат даст дополнительный прирост ВВП. Такие расчеты проводятся у нас в институте на подробной межотраслевой модели российской экономики.

Нигматулин Б.И.

Первый доклад идеологически очень интересен. Все слова верные. Однако в нем практически нет цифр. У меня возник вопрос: делали ли Вы оценку, какой бы был эффект для российской экономики и энергетики в случае, если все мероприятия в электроэнергетике проводились бы оптимальным способом с учетом динамики ВВП, цен на энергоресурсы и прочих факторов?

Веселов Ф.В., ИНЭИ РАН

Мы не ставили перед собой такой широкой задачи сравнения последствий всей совокупности реализованных мер и некоего режима идеальных решений по инвестированию и ценовой политике. Однако некоторые частные оценки мы провели.

Например, по электросетевому комплексу мы сопоставляли объемы средств, которые были получены по системе RAB-регулирования (в том виде, в котором она была принята и внедрена), и которые могли быть получены при «идеальном» регулировании, исходя из необходимой валовой выручки, учитывающей, конечно же, и финансовые обязательства по инвестированному капиталу. И там расхождение оценивалось в десятки миллиардов рублей в год. Мы оценивали также разницу в выручке, которую получают АЭС и ГЭС на рынке электроэнергии и мощности, с той, которой им было бы достаточно с учетом их инвестиционных программ и структуры инвестиционных источников. Разница тоже была многомиллиардная. Подобные результаты (а также разрыв в рентабельности тепловой и нетопливной генерации) заставляют задуматься о це-

лесообразности вывода этих подотраслей из конкурентного рынка и их возврата в сферу тарифного регулирования.

Нигматулин Б.И.

Рассмотрим такую ситуацию. На 3-5 лет замораживаются тарифы на газ и электроэнергию; применяется взвешенная инвестиционная программа, согласно которой где нужно новые стройки заменяются реконструкцией и перевооружением; АЭС и ГЭС выделяются из оптового рынка, и для них применяются нормативные тарифы для обеспечения инвестиционных потребностей; при этом заканчиваются глупости с трастами на внедрение реакторов на быстрых нейтронах. Какие тогда получились бы положительные эффекты, и какие риски несли бы такие решения?

Веселов Ф.В.

Такие меры будут означать приостановку естественного процесса развития отрасли, прежде всего – для тепловых электростанций, которые не имеют сейчас достаточного ресурса для масштабного обновления оборудования. Но если говорить о перспективе 3-5 лет, то в отрасли есть запас устойчивости, чтобы пережить такую «инвестиционную заморозку».

Нигматулин Б.И.

Хочу привести пример технического перевооружения 6 блока Киришской ТЭЦ в 2012 году, когда вместо серийного блока на 300 МВт получили ПГУ на 850 МВт, причем стоимость кВт установленной мощности составила менее 1000 долл. В России 85 таких серийных паротурбинных блоков по 300 МВт и более 280 – по 200 МВт. Это говорит о том, что существует огромный потенциал относительно дешевой реконструкции и перевооружения тепловой генерации на тех же площадях и на тех же фундаментах.

Веселов Ф.В.

В своей работе мы как раз и пытались найти относительно некапиталоемкую и достаточно энергоэффективную стратегию развития генерации, предложив экономический механизм ее реализации на основе нашего подхода. Проблема состоит в том, что при жестких тарифных решениях в ближайшие 3-5 лет генерирующие компании просто обнулят свои инвестиционные программы, что мы уже можем видеть из среднесрочного прогноза Системного Оператора. При таких ценовых параметрах оптового рынка не запускаются даже проекты со стоимостью кВт установленной мощности около 800 долл.

Нигматулин Б.И.

А если рассмотреть вариант перенаправления избыточной доходности АЭС и ГЭС в пользу тепловой генерации для инвестиционных целей и модернизации?

Веселов Ф.В.

В 2013 году мы рассматривали такой вариант, и получалось, что дополнительные средства, нужные тепловой энергетике, почти полностью можно было компенсировать за счет совершенствования ценового регулирования АЭС, ГЭС и электросетевого комплекса. Но, конечно же, сейчас необходима актуализация этого анализа в связи с изменением стратегий развития, объемов вводимых мощностей, стоимости проектов и условий финансирования.

Смирнова Л.С., НИЦ «Курчатовский институт»

Вы ставили задачу организации ценовой и инвестиционной политики при помощи вашего оптимизационного инструмента. Насколько я понимаю, инвестиции – это дискретные и очень значительные затраты, в то время как ценовой политике характерна другая динамика. Вы упомянули, что эти два инструмента очень сложно корректно связать. Были ли у вас какие-нибудь неравномерности при инвестиционных затратах, скачками сказывающиеся на ценовых показателях? И ценовая политика должна быть такой, чтобы она позволяла сначала накопить ресурс для инвестиций, или наоборот, изменения инвестиционной политики должны влиять на следующие этапы ценовой политики? Как взаимосвязаны временные динамики двух политик?

Веселов Ф.В.

Дискретность инвестиций проявляется на проектном уровне. Когда анализируется отрасль, инвестиции приобретают характер непрерывного потока. Для нас одним из ограничителей в ряде прогнозных работ являлись предельные для экономики темпы роста инвестиций и цен, поскольку мы могли бы сделать все быстро и в больших объемах, но цена в таком случае должна слишком сильно вырасти. Таким образом, мы корректируем ограничения по инвестициям и программу вводов. Другими ограничениями являются уровень кредитной нагрузки компаний, чтобы сохранить их финансовую устойчивость.

Смирнова Л.С.

Рассматривали ли Вы вопрос, на основе какого оборудования должно происходить обновление генерации: на отечественном или импортном?

Веселов Ф.В.

Страна происхождения оборудования во внимание не принималась. Для оценки инвестиционной программы в электроэнергетике важно наличие (доступность) оборудования и его стоимость. Хотя, конечно, в стратегическом плане желательно, чтобы это было отечественное оборудование и по конкурентоспособной цене. Но это уже вопрос национальной промышленной политики, где решаются задачи создания и освоения инноваций, а также импортозамещения.

Смирнова Л.С.

Проводились ли исследования, исходя из предположения, что есть только рынок электроэнергии без рынка мощности, и механизмы компенсации всех инвестиционных затрат проводятся через цены на электроэнергию?

Веселов Ф.В.

Такие исследования проводились. Например, мы рассматривали вопрос, что нужно сделать, чтобы только за счет рынка электроэнергии обеспечить коммерческую привлекательность проектов обновления генерации. В качестве критерия рассматривалось равенство стоимости электроэнергии, произведенной на действующей и обновленной станциях. Получалось, что условием целесообразности обновления становился рост цен на топливо – для окупаемости проектов цена газа должна вырасти в два раза за 10 лет, но такой рост мы вряд ли увидим в реальности. Более того, есть регионы, где сравнять цены еще сложнее – например, Сибирь с ее угольной генерацией, где капитальные расходы на обновление в 2-3 раза выше, чем на газовых станциях.

Смирнова Л.С.

Говорилось, что в электросетевом комплексе выросла доля амортизационных отчислений в качестве источника инвестиций. Чем это объясняется – другой инвестиционной политикой или тем, что новые мощности дают прирост амортизации?

Колпаков А.Ю.

Я этот вопрос не рассматривал, но думаю, что это комбинация причин. Хотя эффект ввода новых мощностей мне кажется более существенным.

Веселов Ф.В.

Вообще, амортизация – прекрасный источник финансовой поддержки, и особенно для сетевых компаний, поскольку заемных средств и большой выручки может не случиться, а амортизация – постоянно

нарастающий инвестиционный ресурс, т.к. произведенные капиталовложения тут же дают ее прирост. В этом смысле показательно, что именно в сетях, где капиталовложения постоянны и велики, сейчас роль амортизации очень высока. И мне кажется, что тенденция роста роли амортизационных отчислений продолжится, это подтверждают и наши прогнозные расчеты.

Золотова И.Ю., ИПЦиРЕМ, НИУ ВШЭ

Почему во всех сценариях модернизации генерации средняя цена на электроэнергию практически не отличается? И что это за цена?

Веселов Ф.В.

Это среднотепловая цена у потребителя. Нужно помнить, что в эту цену кроме инвестиций и операционных затрат в тепловую энергетику входят и все затраты на функционирование и развитие АЭС, ГЭС, электросетевого комплекса. Доля тепловой энергетики составляет всего 30-35%, поэтому в разных сценариях влияние ее выручки сглаживается. Если рассматривать исключительно тепловую генерацию, разница была бы более заметной.

Золотова И.Ю.

Какова гипотеза роста тарифов на тепло в этих расчетах?

Веселов Ф.В.

Для тарифа на тепло мы сценарно задавали рост по модели «инфляция плюс 1,5 п.п.», исходя из политики перехода на модель альтернативной котельной.

Золотова И.Ю.

Еще у меня возник вопрос к тезису о возможности сдерживания тарифа на газ. А для чего это нужно? И не возникнут ли отрицательные макроэкономические эффекты, например в части бюджетных поступлений?

Колпаков А.Ю.

Сначала рассмотрим позитивные эффекты. Для экономики прямой положительный эффект от сдерживания тарифа на газ невелик, но поскольку подавляющая доля электроэнергии вырабатывается на основе газовой генерации, более низкий тариф на газ даст более низкую цену электроэнергии, которая используется повсеместно – и населением, и в производственных процессах, и в сфере услуг. Что касается негативных эффектов, то нужно понимать, что в газовом секторе привыкли все делать за счет роста тарифов. Тарифы поднимают и пускают дополни-

тельные средства на реализацию крупных проектов, которые зачастую имеют экспортноориентированную направленность. Но что мешает Газпрому реализовывать такие экспортноориентированные проекты за счет заемного финансирования? Финансовые показатели у «Газпрома» достаточно хорошие, долговая нагрузка намного меньше, чем у других энергетических компаний России. Так, соотношение чистого долга к EBITDA у Газпрома всего порядка 110%. Как мне кажется, это направление можно было бы развить, особенно когда экономическая ситуация в стране не лучшая. А если говорить о бюджетных эффектах, то мне кажется, что перекладывать рост налоговой нагрузки на потребителя через повышение тарифов на газ нецелесообразно, поскольку в отрасли существует избыточная доходность.

Семикашев В.В.

Я бы добавил, что нужно заняться элементарным наведением порядка. В газовом секторе есть огромный потенциал для работы над издержками.

Веселов Ф.В.

У меня возник вопрос по сопоставлению инвестиций газового сектора с амортизационными отчислениями и прибылью. Мне кажется, в составе расходов не хватало выделения средств, связанных с обслуживанием текущих финансовых обязательств: проценты по кредитам, возврат средств и т.д.

Колпаков А.Ю.

Да, но тогда со стороны доходов не хватает экспортной прибыли. Я сознательно исключил ряд компонент и рассматривал только внутренний рынок.

Золотова И.Ю.

Вопрос по сдерживанию цен в электроэнергетике. Расчет строился таким образом, что сначала сдерживается конечная цена на уровне инфляции, а затем набирается «пирог», в котором сетевая составляющая оценивается по остаточному принципу. Но на самом деле сетевая составляющая регулируется, а конечная цена наоборот складывается из компонент. Получается, что в расчете есть методологическое расхождение.

Колпаков А.Ю.

Я делаю расчет в следующей логике: если поставить задачу сдерживания конечной цены электроэнергии, как нужно было бы регулировать сетевую составляющую и сколько бы осталось средств у сетевого ком-

плекса. Для такой задачи выбранная методология допустима. Кроме того, я имею дело со средней конечной ценой, в которую включены и население, и промышленность, и сети. Какие-то сегменты регулируются, какие-то нет. Но если мы посмотрим на динамику средней конечной цены, то она отражает динамику инфляции в стране, никаких разрывов не наблюдается. Поэтому сопоставление инфляционных параметров с конечной ценой электроэнергии мне кажется приемлемым.

Веселов Ф.В.

Вы не очень подробно говорили про сектор генерации, закладывая в свой расчет ценовые решения. Возникает вопрос: а им этих средств хватит?

Колпаков А.Ю.

Поскольку я рассматриваю краткосрочный период до 2020 года, то я исхожу из того, что в сложившихся ценах на мощность нормальное функционирование генерации уже заложено – надбавка по ДПМ включена, оплата мощности по итогам КОМ – тоже. То есть все затраты покрыты. Долгосрочную перспективу я не рассматривал.

Набойченко В.В., Энел Россия

Какие вы видите перспективы для газового сектора и электроэнергетики России в более долгосрочной перспективе? Например, не создаст ли удержание тарифов на газ в пределах инфляции дополнительных рисков для отрасли с учетом сложностей с экспортом газа?

Колпаков А.Ю.

Я анализировал перспективы сбалансированного развития газовой отрасли в долгосрочной перспективе с точки зрения макрофинансовой ситуации и ситуации на внешних рынках, и больших рисков не видел. Достаточно посмотреть, какие объективные процессы происходят сейчас. Падение цен на внешних рынках компенсируется девальвацией рубля, наращиванием экспортных поставок и сложившейся ситуацией высокоприбыльного внутреннего рынка.

Что касается генерации, то я исхожу из того что до 2020 года нормальное функционирование сектора уже заложено в сложившиеся цены на мощность. Что будет дальше – это уже вопрос. Но как говорилось, после 2020 года стоимостная нагрузка по ДПМ будет сокращаться. И я думаю, что под эти освободившиеся деньги будет создан какой-то инвестиционный инструмент, с помощью которого будет обеспечена необходимая доходность генерации. Все же государство видит эту проблему и активно ей занимается уже не первый год.

Чичеров Е.А., ЭТС

Учитывались ли в расчетах такие вещи, как предельные возможности потребителей по оплате услуг электроэнергетических компаний?

Веселов Ф.В.

Что касается пределов «выживания» потребителя, то это тема понятная. Когда мы занимаемся прогнозом верхнего уровня, как правило, мы находимся в ограничениях прогноза социально-экономического развития МЭР, который помимо показателя инфляции задает в качестве индикаторов и предельные показатели роста цен в электроэнергетике и газовом секторе. Если мы строим прогноз в исследовательских целях, мы вольны рассмотреть и другие сценарии. Они показывают, что если рост среднеотпускной цены электроэнергии будет достаточно интенсивным – порядка 3,5% в год в долгосрочном периоде – то к 2030-2035 гг. это будет заметно угнетать экономический рост. В то же время надо отметить, что вопрос предельной ценовой нагрузки далеко неочевидный, поскольку существует общеизвестный факт, что у 94% предприятий расходы на электроэнергию занимают не больше 3% в структуре себестоимости, а в доходах населения, по данным Росстата, они не превышают 1,5%.

Чичеров Е.А.

Оценивали ли вы влияние ручных методов регулирования, связанных с политической ситуацией? Конкретный пример: в Новосибирске Сибирская энергетическая компания столкнулась с ситуацией что из-за череды президентских, думских, губернаторских выборов в течение 3-4 лет тарифы на тепло вообще практически не росли. В этом году, согласно действующему законодательству, возмещение выпавших доходов должно быть осуществлено, и тариф на тепло вырос по решению Правительства региона на 15%. Народ вышел на улицу, после чего последовало решение губернатора о том, что рост тарифов нужно снизить до 4%. Как в этой ситуации вести себя энергетическим компаниям? В Новосибирске на данный момент энергетики намерены судиться с Правительством и требовать компенсацию выпавших доходов из бюджета, значит в него должны быть заложены соответствующие резервы. И они правы с точки зрения законодательства.

Веселов Ф.В.

С одной стороны, это говорит о том, что любые идеи об изменении модели или параметров регулирования нужно просчитывать заранее, причем не только на уровне страны, но и, если нужно, для отдельных компаний и регионов, потому что, возможно, для каких-то регионов должна быть применена другая тарифная модель.

Колпаков А.Ю.

Хочу только отметить, что когда я говорю о сдерживании тарифов, ни в коем случае я не имею в виду точечные сдерживания, поскольку иначе это просто обернется последующим всплеском тарифа. Долгосрочная идея состоит в том, что динамика цен на электроэнергию должна в целом соответствовать динамике цен в экономике, но если удастся их хотя бы немного сдержать с помощью продуманных и взвешенных решений, это даст дополнительный позитивный эффект для всей экономики России.

Набойченко В.В.

В настоящее время все усилия направлены на борьбу с избытком мощностей в электроэнергетике. Тем не менее, с учетом износа существующих мощностей уже к 2023-2025 гг. формируется ситуация устаревания и необходимости замены огромного количества блоков. На ваш экспертный взгляд, когда регулятор должен начать не просто обсуждать возможные варианты действий, а именно осуществлять конкретные действия, направленные на решение данной проблемы? Если, например, будет выбран путь ДПП-штрих для проектов модернизации, и учитывая временной лаг, необходимый для осуществления этих инвестпроектов, к какому сроку должен быть подготовлен конкретный пакет нормативных документов, необходимых для того, чтобы отрасль прошла эту ситуацию безболезненно?

Веселов Ф.В.

Времени немного, потому что до 2019-20 годов все решения predetermined, и в идеальной ситуации уже с 2020 года можно было бы новый механизм запускать. Это означает, что за текущий год нужно определить концептуальное направление, потому что как минимум еще пару лет потребуется для доведения всей нормативной базы. Но и концептуально определиться – это тоже непросто. Нужно просчитать разные варианты, риски, промоделировать балансовую ситуацию. Уже сложилась острая ситуация накопленных отложенных инвестиционных решений, и все понимают, что каждый год оборудование устаревает. Ведь если государство скажет выводить избыточную генерацию, то компании все выведут, никто на рынке долго сидеть не будет. С учетом длительности строительства и даже обновления блоков нужно заранее дать стимул для новых инвестиций.

ВЫСТУПЛЕНИЯ

Семикашев В.В., председатель

Есть еще вопросы? Нет. Тогда перейдем к выступлениям.

Нигматулин Б.И., ИПЭ

Сегодня был интересный семинар. У меня есть несколько пожеланий к докладчикам.

Во-первых, при оценках в сфере электроэнергетики всегда нужно учитывать набор внешних факторов. Например, цены на газ определяют топливные затраты тепловых станций, по которым устанавливается рыночная цена электроэнергии. Из этой цены возникают высокие прибыли атомной энергетики, и поэтому появляются реакторы БН и прочие ненужные мощности, о которых, вообще, мало кто говорит. Еще один важный параметр – рост экономики. Если экономика будет расти не более чем на 2% в год, тогда какие будут кривые темпов роста электропотребления? Какие тогда нужны объемы мощностей и какие инвестиции в генерацию? Сейчас предпосылок для более быстрого роста нет, значит нужно рассматривать этот сценарий как основной и не преувеличивать оценки спроса на электроэнергию в стране. Все это нужно оценивать, потому что прогноз электроэнергетики без макроэкономического анализа невозможен. От этого зависят и тарифные решения. Сегодня мы видели оценки, что в случае заморозки тарифов 3-4 года ничего серьезного не произойдет.

Во-вторых, нужно четко заявить, что цена на газ в России запредельная. Есть эталонная страна – США. Структура их энергетики приближается к нашей, они замещают уголь на газ, у них цена газа составляет 120 долл./тыс. куб. м, а в России – примерно 250 долл./тыс. куб. м, если правильно считать через паритет покупательной способности. Кроме того, в энергетике США максимальная норма прибыли не превышает 10%, а в среднем составляет 5%. Они специально держат цену на низком уровне – уже больше 20 лет цена для промышленности находится на уровне 7 центов, если считать в постоянных ценах 2011-2012 гг. Эти примеры надо постоянно показывать. Вообще во всем, что делалось последние 10-15 лет интересы потребителя вообще не учитывались. Во всех институциональных мерах и инвестиционных программах обязательно нужно анализировать последствия для потребителя.

В-третьих, нужно указывать на ошибки и работать над ними. Мы построили лишние 25 ГВт мощностей, причем на импортном оборудовании. Необходимо дать оценку потерь, которые были понесены в результате этих действий по сравнению с ситуацией, если бы правильно управляли отраслью.

В-четвертых, нужны рекомендации, в какие технологии нужно вкладывать средства, какие из них дают оптимальный экономический и технологический эффект. При этом всегда надо помнить, что если вы строите блок на 1000 или 1200 МВт, то под него закладывается значительно большая сетевая составляющая, чем под блок 400 МВт. Это обязательно связанные вещи, поскольку для блока 1200 МВт удельные затраты на снижение напряжения до уровня потребителя условно составляют 50% от стоимости станции, а для 450 МВт – только 30%.

Смирнова Л.С., НИЦ «Курчатовский институт»

Я хочу отметить два важных на мой взгляд аспекта.

Во-первых, при разработке общего отраслевого прогноза или обсуждении предложений по регулированию отрасли обязательно нужно рассматривать вопрос, как полученное решение повлияет на отдельные компании, поскольку для одних оно принесет прибыль, а для других – убытки. Это очень важно, поскольку на рынке работают именно частные компании.

Во-вторых, интересно было бы учесть аспекты разработки и применения нормативно-правовой базы для компаний. Это важно, поскольку процесс сам по себе не однородный. Кроме того, в отрасли до сих пор нет устоявшихся правил, и нормативно-правовые документы все время праятятся. Это не может не влиять на работу компаний.

Кривенков П.М., АО «РЭИН»

Хочу сделать пару комментариев к прозвучавшим докладам. Во-первых, одна из главных проблем у региональных энергетических компаний состоит в том, что федеральные сетевые компании вменяют им все потери в сетях, то есть региональные компании вынуждены покупать электроэнергию с учетом потерь, которые могут доходить до 20%. Мне кажется, что этот аспект остался нерассмотренным, хотя он оказывает значительное влияние на экономику отрасли. Во-вторых, при рассмотрении инвестиционных программ нужно учитывать временную составляющую. От того, когда именно федеральные субсидии поступают в бюджеты компаний, сильно зависят объемы расходов этих компаний на инвестиционные нужды, потому что кредитные проценты весьма большие, и обслуживание долговой нагрузки, которое привязано ко времени, также является существенным фактором.

Семикашев В.В.

Есть еще желающие выступить? Нет.

Подводя итоги, хочу сказать, что мне понравились доклады. В том числе и то, что у обоих докладчиков были сходные методические инструменты.

Мы планируем провести в ноябре конференцию «Перспективы развития рынков тепла и электроэнергетики в условиях внедрения новых моделей». Будет хорошо, если удастся успеть включить в публикацию по итогам данного заседания какие-то результаты расчета – все-таки мы в институте привыкли показывать прогнозный счет с выходом на рекомендации в рамках осуществляемой политики. То есть можно попробовать сделать следующий шаг в исследованиях. Не только показать методологию и то, как конкретные задачи в разных сценариях могут решаться, а выходить на формирование обобщенного видения политики в отрасли. В том числе рассматривать и те решения, которые в экспертной среде часто называют зафиксированными. И их в большинстве исследований стараются не менять; не рассматривать альтернативы им. Мне представляется, что позиция отраслевой экспертной среды может влиять на решения о развитии энергетики.

Кроме того, по прошествии 10 лет можно порассуждать в публикациях об оценках последствий реформы РАО ЕЭС даже не только в денежном выражении, но и с точки зрения институциональной структуры – насколько сейчас она адекватна для нашей экономики и технологической структуре электроэнергетики. И попробовать проанализировать, были ли другие траектории преобразования отрасли, учитывая, что случилось с экономикой и с энергетикой за прошедшие годы. Например, меня удивляет ситуация, когда провели приватизацию в электроэнергетике, чтобы уйти от государственных инвестиций, а по сути, как мы видим, сейчас у нас все инвестиции в этом секторе государственные или квази-государственные. Это и ДПМ, и сетевые инвестпрограммы. То есть вроде бы сделали частный сектор, где нельзя не отметить повышение эффективности, и это плюс, но тем не менее большая часть инвестиций осталась квази-государственной. И это давит на тариф. Я бы предложил на эти вопросы обратить внимание.

На этом мы заканчиваем. Давайте поблагодарим докладчиков.

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 3,9 п.л.
Тираж 100 экз.