

# Что сдерживает эффективную работу рынков в электроэнергетике\*

С.И. ПАЛАМАРЧУК, доктор технических наук, Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск. E-mail: palam@isem.sei.irk.ru

В статье рассмотрены проблемы отечественной электроэнергетики, накопившиеся в последние годы реформирования отрасли. Анализируются причины недостаточной эффективности действующих рынков электроэнергии и мощности. Описаны три возможных подхода к улучшению рыночных взаимодействий в электроэнергетике.

Ключевые слова: электроэнергетика, рынки электроэнергии и мощности, проблемы отрасли, причины недостаточной эффективности, пути устранения недостатков

Реформирование отечественной электроэнергетики длится уже более 20 лет и на сегодняшний день формально завершено. За прошедшие годы электроэнергетика продвинулась в попытках создания новых рыночных отношений, направленных на повышение эффективности практически всех видов деятельности. Завершены структурные преобразования в региональных АО-энерго. В середине 2008 г. перестало существовать РАО «ЕЭС России». Из его активов сформированы оптовые генерирующие компании (ОГК), Федеральная сетевая компания, акционерное общество «Системный оператор ЕЭС» для централизованного оперативно-диспетчерского управления. Произошло преобразование структуры коммерческого управления и системы государственного регулирования тарифов. Начиная с 2011 г. либерализован оптовый рынок – регулирование цен в генерации осталось только в части поставок электроэнергии населению и приравненным к нему потребителям. Приняты Основные положения работы розничных рынков<sup>1</sup>, Схема и программы развития Единой энергетической системы России<sup>2</sup>.

---

\*Статья подготовлена при поддержке гранта РФФИ №13-06-00152а «Рынки несовершенной конкуренции в электроэнергетике: модели и механизмы функционирования»

<sup>1</sup> Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

<sup>2</sup> Приказ Министерства энергетики РФ от 29 августа 2011 г. № 380 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2011–2017 годы».

Последние годы стали знаковыми для отрасли в плане реализации масштабных инвестиционных проектов. В 2011 г. введено 5,8 ГВт новых генерирующих мощностей, что в 1,8 раза больше, чем в 2010 г. Прирост генерирующей мощности<sup>3</sup> стал самым высоким в отечественной энергетике с 1985 г. В 2012 г. установленная мощность электростанций увеличилась на 6,46 ГВт за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования<sup>4</sup>. Продолжались развитие магистральных и распределительных электрических сетей, расширение подстанций и ввод новых трансформаторных мощностей.

Министерством энергетики РФ были повышены требования к подготовительным мероприятиям для прохождения пиковых нагрузок в осенне-зимние сезоны. В результате за последние зимы не было существенных аварий и серьезных ограничений потребления.

На розничных рынках детализованы правила коммерческого учета электроэнергии и ограничения потребления, уточнен порядок смены гарантирующих поставщиков. Повышена прозрачность взаимоотношений конечных потребителей с энергосбытовыми компаниями. Принято решение по созданию ОАО «Российские сети», призванное усилить координацию управленческих решений в «Холдинге МРСК» и «ФСК ЕЭС» и синхронизировать развитие магистральных и распределительных сетей.

Создана инфраструктура рынка, сформированы новые акционерные компании, появился слой образованных специалистов, владеющих методиками энергоэкономического анализа и управления рисками, технологией рыночной торговли электроэнергией.

#### Накопившиеся проблемы

Несмотря на предпринятые усилия, в отрасли накопилось много проблем, которые во многом связаны с недостатками в организации оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности. Наиболее очевидны из них следующие.

---

<sup>3</sup> Титов А. Итоги 2011 г. // Энергорынок. Профессиональный журнал. – 2012. – №2. – С. 17-18.

<sup>4</sup> Системный оператор ЕЭС. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2012 году. URL: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2013/ues\\_rep2012.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2013/ues_rep2012.pdf)

*1. Снижение комбинированной выработки электро- и тепловой энергии на ТЭЦ. Сокращение объемов централизованного теплоснабжения.*

Комбинированное производство электро- и теплоэнергии на ТЭЦ обеспечивает огромную экономию топлива. Энергоемкость выработки электроэнергии в комбинированном режиме снижается на 170-220%<sup>5</sup>. При существующих правилах и системе ценообразования на розничном рынке этот эффект реализуется не в полной мере. Более того, существует тенденция отказа от централизованного теплоснабжения и снижения выработки электроэнергии в теплофикационном режиме. Причин этому несколько.

Во-первых, в 2011 г. введено обязательное ценопринимание на объем технологического минимума выработки электроэнергии для ТЭЦ. Это увеличило долю ценопринимающих заявок на рынке на сутки вперед (РСВ), повысило вероятность формирования нулевых оптовых цен, увеличило периоды времени, когда равновесная цена рынка оказывается ниже себестоимости производства электроэнергии на ТЭЦ. Равновесная цена на РСВ определяется топливными издержками конденсационной выработки на замыкающих КЭС. Поскольку капиталоемкость ТЭЦ обычно много больше, чем КЭС, для поддержания положительной рентабельности ТЭЦ вынуждены переносить часть своих затрат на выработку тепловой энергии. Тепло ТЭЦ дорожает. Поскольку тарифы на тепло от отборов турбин ТЭЦ одинаковы с тарифами котлов без выработки электроэнергии, потребители получают стимул к сооружению собственных котельных и отказу от централизованного теплоснабжения.

Для сохранения комбинированной выработки энергии необходима дифференциация тарифов на тепло. Потребители тепла при комбинированной выработке на ТЭЦ должны иметь самые низкие тарифы, в 2-4 раза ниже, чем тарифы тепла от самой экономичной котельной<sup>5</sup>.

Для повышения финансовой устойчивости территориальных генерирующих компаний (ТГК), необходимо внести изменения в действующие правила и регламенты оптового рынка, направленные на то, чтобы позволить не применять принцип

---

<sup>5</sup> Богданов А., Богданова О. Концепция регулирования энергоемкости России // Энергогорынок. – 2012. – №4. – С. 28-35.

ценопринимания к ценовым заявкам тепловых электростанций в объеме их технологического минимума и сохранить приоритетность отбора их заявок в плановое почасовое производство электроэнергии.

Во-вторых, до сих пор применяется устаревшая методика разнесения производственных затрат ТЭЦ между производством электрической и тепловой энергии, использующая нормативные удельные расходы топлива. Эта методика часто ведет к необоснованному удорожанию тепла, отпускаемого с коллекторов ТЭЦ. Кроме этого, не существует различия в ценах на электроэнергию, генерируемую ТЭЦ в теплофикационном и конденсационном режимах. Несовершенство системы ценообразования ведет к скрытому субсидированию отдельных технологических процессов, что недопустимо при рыночных отношениях.

В-третьих, при используемых одноставочных тарифах на тепло энергоснабжающие организации заинтересованы продать как можно больше тепловой энергии, не заботясь о стоимости ее производства и эффективности ее использовании. Изменить ситуацию может переход на двуставочные тарифы, при которых поставщики теряют мотивацию к поставкам излишней тепловой энергии, стимулируется энергосбережение, потребители не завышают заявляемые тепловые мощности, уменьшается расход топлива на выработку энергии<sup>6</sup>.

*2. Рост цен на электрическую и тепловую энергию для конечных потребителей.*

Работа тепловой генерации осложняется тем, что темпы роста цен на электроэнергию на оптовом рынке существенно ниже, чем цен на топливо. Недостатки в нормативном и методическом обеспечении рынков электрической и тепловой энергии привели к ухудшению финансового состояния многих ТГК. Из отчетных данных за 2011 г. следует, что средняя их рентабельность составила всего 2%. Многие ТГК работали на грани убыточности.

Для конечных потребителей серьезной проблемой является продолжающийся рост цен. С 2009 г. по 2011 г. цены на электроэнергию для промышленных потребителей, питаемых от шин 110 кВ, выросли с 1,06 до 2,21 руб/кВт•ч, т.е. более чем вдвое<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Теплофикация. Хватит жечь газ и открывать форточки // Энергорынок. – 2012. – № 4. – С. 26-27.

<sup>7</sup> Панина А. В ожидании перемен: взгляд на работу ОРЭМ со стороны тепловой генерации // Энергорынок. – 2012. – №7. – С. 23-26.

За последние 5 лет также вдвое увеличилась средняя стоимость электроэнергии для всех потребителей. В промышленности средняя цена электроэнергии в 1,67 раза превышает уровень таких же цен в США<sup>8</sup> и в 1,2 раза – в странах Евросоюза. Как следствие – крупные потребители рассматривают отключение от электрических сетей и строительство собственных генерирующих мощностей, что приведет к дальнейшему удорожанию электроэнергии и тепла для остающихся потребителей, прежде всего малых и средних.

Одна из причин высоких цен для конечных потребителей – отсутствие свободных конкурентных отношений на розничных рынках электроэнергии. Правилами оптового рынка практически все поставщики электроэнергии мощностью 25 МВт и выше, включая ТЭЦ, выведены на оптовый рынок. Потребители на розничных рынках лишены возможности выбирать генерирующие компании, удовлетворяющие их требованиям по качеству и стоимости предоставляемых услуг<sup>9</sup>. Большинство потребителей не имеют прямого доступа к электроэнергии поставщиков, даже в случаях, когда генерирующие мощности находятся в непосредственной близости от мест потребления. Производители электроэнергии, заинтересованные во взаимодействии с конечными потребителями, практически отделены от потребителей механизмами оптового рынка.

Станции ОГК и ТГК не имеют возможности формировать договорные отношения с конечными потребителями. Особенно странно это выглядит в отношении ТЭЦ, выдающих свою мощность в распределительные электрические сети на территориях действующих розничных рынков электроэнергии. На розничных рынках исключена возможность минимизации издержек на передачу электроэнергии и сооружения энергоемких производств вблизи дешевых источников генерации.

Для снижения ценовой нагрузки на конечных потребителей необходимо предоставить право потребителям и генерирующим компаниям заключать прямые двусторонние договоры на поставку электроэнергии в рамках розничного рынка. С введением дифференцированных цен на электроэнергию, вырабатываемую

---

<sup>8</sup> Кутовой Г.П. Реформа электроэнергетики и промышленные потребители: печальный итог. Что делать // Энергетик. – 2011. – № 11. – С 9-16.

<sup>9</sup> Кутовой Г.П., Кузьмин В. О мерах по развитию конкуренции на розничных рынках энергии и услуг ЖКХ // Энергорынок. – 2012. – № 10. – С. 50-61.

в теплофикационном и конденсационном режимах, конечные потребители смогут покупать электроэнергию от местных ТЭЦ по более низким ценам в объемах технологического минимума генерации.

При отмене обязательной покупки электроэнергии с оптового рынка станет возможным переход к оплате услуг за передачу электроэнергии от фактического источника генерации до конкретной точки потребления, исходя из приближенной к реальной стоимости услуги.

*3. Высокие уровни тарифов за услуги по передаче электроэнергии и за технологическое присоединение к электрическим сетям.*

Только за 2010 г. рост тарифа ОАО «ФСК ЕЭС» составил 51% к уровню 2009 г. А тарифы ОАО «Холдинг МРСК» за это же время выросли на 20-60%. Такой рост объясняется не увеличением эксплуатационных расходов, а масштабным финансовым влиянием в развитие и модернизацию сетей, включая гарантии окупаемости инвестируемого капитала по методу RAB. В Сибири для юридических лиц, питаемых от сети 0,4 кВ, регулируемые государством тарифы (суммарно тариф за передачу, сбытовая надбавка, инфраструктурные платежи) в 1,2-3,6 раза превышают средневзвешенную стоимость закупаемой на оптовом рынке электроэнергии<sup>10</sup>.

Для снижения цен на электроэнергию нужны четкие и прозрачные механизмы ценообразования в монопольных видах деятельности. Сегодня определение потребностей в инвестициях и начальная оценка базы капитала для тарифов сетевых компаний на основе RAB плохо формализована и непрозрачна. Требуются серьезная корректировка инвестиционных программ всех уровней и координация программ развития сетей, принимаемых на федеральном, отраслевом и региональном уровнях.

Плата за присоединение к электрическим сетям новых потребителей часто оказывается необоснованно высокой за счет усреднения расходов на подключение, компенсации льготных тарифов для населения и неурегулированности взаимодействия сетевых организаций разного уровня. Кроме того, сетевые

---

<sup>10</sup> Паламарчук С.И. Реформирование электроэнергетики и текущие проблемы электроснабжения потребителей // «Реформирование электроэнергетики и его влияние на социально-экономическое развитие Сибири». – Красноярск, 2011.

организации не могут удовлетворить все поступающие заявки. Так, за 2007–2009 гг. было отказано в технологическом присоединении новым промышленным потребителям с общей мощностью 6 млн кВт по причине «отсутствия технической возможности». Ежегодный неудовлетворенный спрос на электроэнергию из-за отказа в подключениях оценивается в 50 млрд кВт•ч.

Для совершенствования порядка доступа потребителей к электрическим сетям требуется изменение методики регулирования платы за технологическое присоединение. Плата в максимальной степени должна отражать необходимые затраты на подключение индивидуальных потребителей. Полезно привлечение финансовых средств потребителей для развития электрических сетей. Такое софинансирование должно строиться на возвратной основе, в том числе с закреплением за потребителями прав собственности на вновь создаваемые объекты.

Повышение качества управления развитием и работой сетевого комплекса возлагается на созданную управляющую компанию «Российские сети». В её задачи входят синхронизация инвестиционных программ, повышение эффективности операционных затрат, улучшение ситуации с подключением к сетям, повышение качества и надежности предоставляемых сетевых услуг.

#### *4. Сохранение перекрестного субсидирования потребителей и территорий.*

Общий годовой объем перекрестного субсидирования в 2012 г. оценивается в 550 млрд руб., в том числе перекрестное субсидирование тарифов для населения за счет промышленных потребителей достигло 220 млрд руб. Обозначенная в постановлении<sup>11</sup> поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования как один из принципов реформирования отрасли пока остается на бумаге. По прогнозам Министерства энергетики РФ, полностью отказаться от перекрестного субсидирования можно будет не ранее 2030 г.

Одним из механизмов сокращения субсидий населению должно стать введение с 2014 г. социальных норм потребления электроэнергии. В сбытовом секторе полезна градация потребителей на крупных промышленных, средний и мелкий бизнес. Для крупных, средних и мелких потребителей целесообразна дифференциация размера сбытовой надбавки гарантирующих

---

<sup>11</sup> Постановление Правительства РФ «Основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001 г., №526.

поставщиков. При отпуске электроэнергии на оптовый и розничный рынки необходима дифференциация цен на электроэнергию, вырабатываемую тепловыми электростанциями в теплофикационном и конденсационном режимах.

*5. Несовершенство рынка мощности, на котором относительно новые тепловые электростанции и ТЭЦ с малой установленной мощностью оказываются нерентабельны.*

Платежи за участие генерирующих компаний в рынке мощности часто не покрывают их условно-постоянные затраты. Убытки поставщиков вызваны применением ограничений цены мощности в большинстве зон свободного перетока. Относительно новые тепловые станции и станции с малой установленной мощностью оказываются нерентабельными при существующих конкурентных отборах мощности. Понимание этой проблемы привело к сокращению числа зон свободного перетока с ограничением цены при проведении отбора мощности на 2013 г. Кроме этого, впервые с 2010 г. выполнено индексирование предельного значения цены. Тем не менее в большинстве зон цена на мощность не позволяет окупать инвестиции и постоянные затраты в приемлемые сроки<sup>12</sup>.

### Причины проблем

Проблемы отрасли усугубляются отсутствием четкой государственной политики в энергетике. Существующая Энергетическая стратегия<sup>13</sup> недостаточно сбалансирована. Предусмотренные в ней объемы ввода мощностей на ТЭС не увязаны с объемами угледобычи, а требования к сдерживанию цен на электроэнергию плохо согласуются с ростом цен на топливо. Не определены уровни и темпы роста цен для отдельных групп потребителей. В отрасли практикуются частые изменения правил игры. Процесс принятия на государственном уровне решений, влияющих на развитие отрасли, цены, объем и состав инвестиционных программ, непредсказуем и хаотичен<sup>14</sup>.

---

<sup>12</sup> Таран А. Проблемы ОРЭМ с точки зрения генерирующих компаний // Энергорынок. - 2012. - № 7. - С. 28-30.

<sup>13</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009, № 1715-р.

<sup>14</sup> Тульчинская Я. Наличие иностранных игроков в отрасли демонстрирует, что в российской электроэнергетике можно зарабатывать деньги // Энергорынок. - 2012. - № 1. - С. 37-38.

Большое количество системных проблем и несовершенство механизмов государственного регулирования процессов в электроэнергетике говорят о неполном достижении целей реформирования. В отрасли увеличивается консолидация генерирующих и сбытовых активов, слабо действуют рыночные механизмы, конечная цена на электроэнергию растёт необоснованно высокими темпами<sup>15</sup>. Сложившаяся модель взаимоотношений на оптовом и розничном рынках не предусматривает свободных конкурентных отношений поставщиков и потребителей электроэнергии. Отсутствие прямых отношений между ними не позволяет формировать адекватные ценовые сигналы и стимулы для развития когенерации и инфраструктурных организаций.

Причины несовершенства рыночных отношений в отечественной электроэнергетике имеют **внутренние и внешние корни**. **Внутренние** в основном обусловлены следующими обстоятельствами.

- *При выборе модели оптового и розничного рынков электроэнергии не были учтены особенности ЕЭС России.*

- Производство электроэнергии в российской ЕЭС отличается разнообразием типов электростанций: КЭС, АЭС, ГЭС, ТЭЦ. Себестоимость производства электроэнергии на них сильно различается. Использование свободных маржинальных цен на оптовом рынке приводит к неравным экономическим результатам при реализации электроэнергии. Принятая и действующая модель отечественного оптового рынка не учитывает эту особенность.

- Ограниченность возможностей магистральных ЛЭП в передаче мощности вносит сложности в организацию договорных отношений и ведёт к территориальному разбросу цен для оптовых и розничных потребителей. Введенное деление ценовых зон на зоны свободного перетока мощности снижает конкурентные свойства рынка и вносит деформации в механизмы формирования цен.

- Существующая модель розничных рынков плохо адаптирована к региональным особенностям. Она не предусматривает конкуренцию местных электростанций с поставками с оптового рынка, не учитывает разную стоимость электроэнергии, вырабатываемой в теплофикационном и конденсационном режимах, не

---

<sup>15</sup> Рынок должен вернуться к потребителю // Энергорынок. – 2011. – № 9. – С. 31-33.

вводит дифференциацию тарифов на передачу электроэнергии с учетом удаленности потребителей. Эффективность электроснабжения может быть повышена за счет трансформации розничных рынков в действительно конкурентные для потребителей и поставщиков электроэнергии.

- *Переоценка роли рынка «на сутки вперед» (PCB) в общем обороте электроэнергии на оптовом рынке.* В годы становления оптового рынка существовала наивная убежденность, что эффективное поведение участников будет определяться сигналами, формируемыми конкурентным рынком, прежде всего РСВ. Исходя из этого сложилась практика продажи 70-75% от общего объема оптовой торговли в рамках РСВ и лишь 8-9% – по свободным двусторонним договорам. Такие пропорции создают излишнюю нестабильность цен и труднопредсказуемую картину оптовой торговли на среднесрочную перспективу. Основные объемы электроэнергии и мощности целесообразно продавать по прямым договорам между участниками розничного рынка. На РСВ и балансирующем рынке могут продаваться остаточные объемы. Рынок «на сутки вперед» с 10%-м объемом продаж может выполнять роль индикатора цен и быть полезным для планирования и формирования двусторонних контрактов. Это соответствует практике рынков электроэнергии европейских стран.

- *Переоценка возможностей «человеческого фактора» в организации работы обновленных предприятий и отрасли в целом*<sup>16</sup>. При разработке концепции рынков считалось, что новый менеджмент, собственники, инвесторы, потребители энергии будут действовать в соответствии с сигналами и запросами конкурентного рынка. На практике у хозяйствующих субъектов не всегда имелись достаточные знания, навыки и опыт.

К **внешним причинам** трудностей в рыночном реформировании электроэнергетики можно отнести следующие обстоятельства.

- Модель рыночных преобразований внедрялась в крайне неблагоприятной среде с плохим инвестиционным климатом, неразвитостью финансово-кредитной системы, низкой платежеспособностью конечных потребителей, неэффективными

---

<sup>16</sup> Гительман Л., Ратников Б. Реформа электроэнергетики: ревизия или продолжение курса? // Энергорынок. – 2011. – № 9. – С. 34-40.

государственными институтами для выполнения ролей контролера и регулятора на либерализованном электроэнергетическом рынке.

- Специфическая ментальность отечественного бизнеса, воспитанная в годы командной системы, и недостаточная отлаженность механизмов на рынках топлива, электроэнергии и мощности порождают стремление к формированию холдинговых структур и аффилированию видов бизнеса.

- Отсутствие конкуренции среди отечественных энергомашиностроительных фирм. Часто заводы-изготовители не заинтересованы в техническом сопровождении поставленного оборудования и организации ремонтного сервиса. Из-за снижения производственного и научного потенциала российские машиностроители проигрывали иностранным фирмам в освоении новых технологий, обеспечивающих более высокую надежность, экономичность и долговечность оборудования<sup>17</sup>. По этой причине российские энергетики были вынуждены большую часть оборудования закупать за рубежом по повышенным ценам.

Ряд экспертов считает, что неудачи преобразований связаны с неадекватностью концепции, включая механизмы ее реализации, качеством существовавшей экономической среды, технико-экономическими возможностями энергомашиностроения, менталитетом инвесторов и низкой эффективностью менеджмента. Другие специалисты уверены, что в существовавшем окружении способна эффективно работать любая модель электроэнергетики, тем более построенная на конкурентных отношениях и требующая совокупности определенных экономических, социальных и организационных условий.

Что делать?

Многочисленные предложения по улучшению состояния отечественной электроэнергетики условно можно объединить в три направления – «радикальный», «жесткий» и «эволюционный» подходы.

---

<sup>17</sup> *Лифшиц М.* Модернизация энергетики: заход через машиностроение // Энергорынок. – 2012. – № 1. – С. 29-31.

**«Радикальный» подход** предлагает воссоздание регулируемого оптового рынка электроэнергии и мощности. Для этого, по мнению авторов<sup>18</sup>, следует:

- ✓ сохранить структуру и собственников ОГК, атомной и гидрогенерации;
- ✓ ТГК расформировать, вернуться к крупным вертикально-интегрированным региональным энергокомпаниям АО-энерго;
- ✓ воссоздать единую управляющую компанию на базе ОАО «ФСК», ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «АТС»;
- ✓ перейти к однопродуктовой модели оптового рынка с «Единым закупщиком» с регулированием оптовых и розничных цен.

Более детально позиции радикального подхода изложены в статье Л.С. Беляева в данном номере журнала «ЭКО».

Идеи «радикального» подхода исходят из стремления уменьшить цены на электроэнергию. С одной стороны, регулирование цен оптовых поставщиков и переход на средние цены должны снизить ценовую нагрузку на потребителей. С другой стороны, какой должна быть инвестиционная надбавка в тарифах для развития и модернизации изношенного генерирующего и сетевого оборудования? Кто и как должен определять необходимость технического перевооружения региональных энергокомпаний? Каким окажется конечный тариф при малом «влипании» средств из бюджета и других источников, при существующем темпе инфляции и плохо отлаженной системе банковских кредитов? Не придется ли секвестрировать инвестиционные программы для поддержания цен у потребителей на низком уровне? Как организовать качественное государственное регулирование на федеральном (оптовом) и региональном уровнях? Какой должна быть норма прибыли? Кто и из каких соображений должен устанавливать эту норму для электростанций разного типа, находящихся в разных эксплуатационных условиях? Наконец, как ликвидировать ТГК, если акционеры не выразят желания вливаться в АО-энерго?

Реализация «радикального» подхода требует ответа на многие подобные вопросы. Помимо перераспределения собственности

---

<sup>18</sup> Целевая модель рынка: новый взгляд // Энергорынок. – 2011. – № 4. – С. 23-31; Кудрявый В.В. Противозатратная электроэнергетика // Энергорынок. – 2011. – № 4. – С. 17-22; Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009. – 296 с.

в тепловой генерации потребуются отказ от наработанного с 2003 г. правового и нормативного обеспечения, дополнительное привлечение инвестиций, усиление роли государства в управлении работой отрасли. Последнее плохо согласуется с государственной политикой в организации промышленного производства.

Попытки снизить цены за счет «эффекта масштаба» и всеохватывающего регулирования способны дать относительно небольшой и кратковременный результат. Далее он будет перекрываться внешними факторами роста цен, неподконтрольными механизму управления электроэнергетикой.

Возможность реализации и эффективность использования «радикального» подхода, на наш взгляд, сомнительны.

Суть **«жесткого» подхода** к улучшению дел в отрасли состоит в совершенствовании существующей модели рынков электроэнергии и мощности и в увеличении субсидий из государственного бюджета. В рамках этого подхода предлагается:

- устранить явные причины, тормозящие развитие конкурентных отношений на существующих оптовом и розничных рынках;
- субсидировать тарифы в зонах «с особыми условиями работы оптового рынка» из государственного бюджета;
- запретить заключение прямых договоров на поставки электроэнергии и топлива между аффилированными структурами;
- ввести внутренние цены на газ для отечественной энергетики;
- регулировать прибыль ГЭС и АЭС производимую ими энергию в первую очередь использовать для электроснабжения населения в рамках регулируемых договоров;
- разрешить совмещение сетевого и сбытового бизнеса в рамках одной компании, что упростит взаимоотношения потребителей с сетевыми компаниями, позволит более адекватно учитывать потери в сетях;
- розничные рынки создавать в зонах свободного перетока мощности;
- ввести авансовые платежи за электроэнергию, включая население.

Реализация такого подхода требует существенного изменения законодательства в области антимонопольного регулирования,

электроэнергетики, распределения топливных ресурсов. Но главное – «жесткий» подход предполагает увеличение вливаемых средств в электроэнергетику из государственного бюджета и снижение поступлений в бюджет при более низких ценах на газ для отечественных генерирующих компаний. При нынешней экономической ситуации в стране преобразование рынков по «жесткому» варианту выглядит маловероятным.

В основе **«эволюционного»** подхода лежит модернизация правил и регламентов работы действующих рынков электроэнергии и мощности. Устранение многих проблем видится через развитие конкуренции на розничных рынках и совершенствование механизмов работы оптового рынка электроэнергии и мощности.

Воплощение в жизнь такого подхода предполагает:

- подробный анализ действующей модели электроэнергетического рынка с целью выявить допущенные при его формировании и развитии просчеты и разработать рекомендации по их устранению;
- сохранение структуры субъектов рынка и функций организаций, обеспечивающих работу инфраструктуры рынков.

*В части модернизации оптового рынка электроэнергии предлагается:*

- ✓ введение дифференцированных цен на электроэнергию, вырабатываемую тепловыми электростанциями в комбинированном и конденсационном режимах;
- ✓ постепенное изменение пропорций между формами торговли на оптовом рынке, с доведением поставок по прямым двусторонним договорам до 85-90% и продаж на рынке «на сутки вперед» – до 10-15% от общего оборота оптовой торговли;
- ✓ введение государственного регулирования цен на поставки электроэнергии ГЭС и АЭС на оптовом рынке. Отпускную цену поставок с оптового на розничный рынок определять как средневзвешенную величину из равновесной маржинальной цены и регулируемых цен ГЭС и АЭС;
- ✓ разработка и реализация мер по устранению перекрестного субсидирования и сокращения задолженностей на оптовом и розничных рынках.

*В части совершенствования розничных рынков электроэнергии:* преобразование их в действительно конкурентные рынки для потребителей и местных электростанций независимо от их типа и установленной мощности. С этой целью необходимо следующее:

- для свободного участия ТГК в оптовом рынке предлагается отменить принцип ценопринимания к ценовым заявкам ТЭЦ в объеме их технологического минимума и сохранить приоритетность отбора их заявок в плановое почасовое производство электроэнергии;
- обеспечить конечным потребителям возможность приобретения электроэнергии как от местных электростанций, так и от конкурентных поставок с оптового рынка. Предоставить право потребителям и генерирующим компаниям заключать прямые двусторонние договоры на розничном рынке;
- стимулировать развитие «малой» генерации, сняв требование обязательной реализации электроэнергии электростанциями мощностью 25 МВт и больше только на оптовом рынке. Предоставить компаниям-потребителям право поставлять избытки электроэнергии на оптовый и розничный рынки по общим для электростанций правилам;
- на розничных рынках (по аналогии с оптовым рынком) – создать инфраструктуру, обеспечивающую работоспособность конкурентной модели рынка и осуществляющую взаиморасчеты за поставки электроэнергии и мощности;
- отказаться от принципа «котловых тарифов» и перейти к оплате услуг по передаче электроэнергии, исходя из фактической стоимости передачи до конкретной точки потребления;
- возложить функции гарантирующих поставщиков в регионах на соответствующие сетевые организации, обособив сбыт как отдельный вид деятельности. Это облегчит доступ потребителей к электрическим сетям и повысит конкурентоспособность бытового бизнеса.

*В части совершенствования оптового рынка мощности:*

- внесение изменений в конфигурацию и порядок назначения зон свободного перетока мощности. Разработка методики обоснованного назначения предела цены на мощность в зонах

свободного перетока для проведения конкурентных отборов мощности;

- привлечение крупных потребителей и независимых инвесторов к строительству новых и модернизации существующих генерирующих и сетевых мощностей, обеспечив права инвесторов на владение вновь создаваемыми производственными активами;
- выработку механизма заинтересованного и конкурентного партнерства для сооружения новых и реконструкции действующих мощностей. Для этого целесообразно заменить существующую форму договоров предоставления мощности на договоры инвестиционного участия. Обеспечить конкуренцию проектов и инвесторов при государственном и общественном контроле за эффективностью проектов и расходованием инвестиционных ресурсов;
- формирование централизованного инвестиционного резервного фонда для достижения энергобалансовой надежности работы энергосистем. Наполнение фонда планируется осуществлять за счет целевых финансовых сборов, пропорциональных объемов потребленной электроэнергии (за исключением населения и приравненных групп потребителей). Средства фонда используются по решению Минэнерго России для предотвращения дефицитов мощности в отдельных регионах в среднесрочной перспективе.

Возможность участия тепловых электростанций с мощностью 25 МВт и больше на розничных рынках сократит объем оборота электроэнергии на оптовом рынке. Эти новшества потребуют изменения методики назначения узловых цен для оптовых покупателей.

Несмотря на необходимость внесения существенных изменений в нормативно-правовые документы, модернизация оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности по «эволюционному» сценарию выглядит реалистичной и предпочтительной в сравнении с другими предлагаемыми подходами. Воплощение в жизнь «эволюционного» варианта не требует дополнительного бюджетного финансирования, расширяет участие потребителей и независимых организаций в инвестиционном процессе, делает конкуренцию на розничных рынках более полноценной и снижает уровень цен для конечных потребителей.