Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 1

Александру Борисовичу!
От автора с большим уважением за технически грамотный и экологически обоснованную позицию в своих очерках
Кудрявый

Системное разрушение системы

Заслуженный энергетик России,
профессор, д.т.н.
В. В. Кудрявый

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 2

Введение

Приступая к данному анализу, я предполагал, согласно общепринятой структуре подобных материалов, сначала рассмотреть общесистемные вопросы, потом плюсы и минусы мер, предложенных и реализованных реформаторами.

Однако в результате оказалось, что ни одно из выполненных мероприятий не несет в себе никакого противозатратного эффекта. Комплекс мер при реформировании – образец дезорганизации производства, ликвидации системного эффекта, потери ответственности за конечный результат.

Учитывая, что отрицательная оценка реформ отечественными специалистами и учеными общеизвестна, целесообразно ознакомиться с мнениями известных зарубежных экспертов и журналистов о российской приватизации, опубликованными в 1998 и 2000 годах:

«Главное, что подвело нас, – это колоссальный разрыв между риторикой реформаторов и их реальными действиями... **Это не шоковая терапия, это злостная, предумышленная, хорошо продуманная акция, имеющая своей целью широкомасштабное перераспределение богатств в интересах узкого круга людей»** *(Джеффри Сакс, руководитель группы экономических советников президента России Бориса Ельцина в 1991–1994 годах).*

«Я встретился с самыми влиятельными русскими бизнесменами, но увидел, что их влияние на русскую экономику откровенно деструктивное. И это не просто временные трудности переходного периода, как объясняли Гайдар и Чубайс. Все стремительно катилось вниз! **И тогда я понял: мы имеем дело не с капитализмом, не со свободным рынком и не с демократией. Мы имеем дело с мафией»** *(Пол Хлебников, корреспондент журнала Forbes, с апреля 2004 года – главный редактор русской редакции Forbes. Интервью газете «Московский комсомолец» от 10 октября 2000 года. 9 июля 2004 года был убит в Москве, преступление не раскрыто).*

Содержание

1. Текущая надежность 2
2. Общесистемные причины 3
3. Организационные и технические факторы 5
4. «Эффективность» западного опыта» 10
5. Прочие преобразования АО-энерго 13
6. Выводы 16
7. Заключительная оценка 20

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 2

Системное разрушение системы

1. Текущая надежность электроснабжения

Негативные последствия проведенных либеральных реформ российской электроэнергетики сегодня не вызывают сомнений у профессионалов отрасли, потребителей, независимых экспертов. Многократно декларируемые цели проведенных преобразований не достигнуты ни по надежности, ни по инвестиционной привлекательности, ни по снижению затрат и тарифов.

Реальный итог реформ – угроза энергетической безопасности из-за:

– снижения дееспособности управления в центре и на местах;

– развала системы технического обслуживания;

– массового использования нелокализованного зарубежного оборудования;

– потери ответственности за надежность энергоснабжения;

– назначения первыми руководителями «управленцев», не имеющих технологических компетенций и опыта успешной работы.

Такие выводы не голословны, они естественно вытекают из итогов десятилетнего корпоративного управления после дробления основы национальной электроэнергетики – вертикально интегрированных компаний (АО-энерго), семилетнего периода децентрализованного управления после ликвидации РАО «ЕЭС России» и пятилетнего опыта работы оптового рынка электроэнергии при свободном ценообразовании.

Последствия дезорганизации производства отмечены не имеющими аналогов техногенными бедствиями:

– беспрецедентной межсистемной аварией 25 мая 2005 года в ОАО «Мосэнерго» с отключением десятков электростанций и сотен электроподстанций в пяти субъектах Российской Федерации с населением более 6 млн человек;

– катастрофой 17 августа 2009 года на флагмане гидроэнергетики – Саяно-Шушенской ГЭС, приведшей к гибели 75 человек и потере всей энергомощности – 6400 МВт, потребовавшей 39 млрд рублей и пяти лет для восстановления;

– повторной (ровно через семь лет) аварией 4 января 2015 года на крупнейшей тепловой электростанции – Сургутской ГРЭС-2 общей электрической и тепловой мощностью 6480 МВт с пожаром, обрушением кровли и длительным аварийным ремонтом энергоблока 800 МВт.

Перечисленные аварии на традиционно лучших электростанциях и энергосистемах показывают беспрецедентный уровень деградации реформированной отрасли. Еще большую тревогу вызывают материалы совещания по надежности энергоснабжения 6 января 2015 года, проведенного после сургутской аварии вице-премьером А. В. Дворковичем. Информация об авариях в течение 2014 года поражает не только количеством (> 4000 случаев), но и динамикой роста на крупных электростанциях, составившей за год 30–50%.

Катастрофическую статистику 2014 года характеризуют следующие данные:

– мощность электростанций с высокой аварийностью – 20 ГВт (!);

– рост количества крупных аварий с системными последствиями – 70% (!);

– рост количества аварий с крупным обесточиванием (> 100 МВт) – 64% (!).

Основная причина аварий по материалам расследований – исчерпание ресурса прочности на элементах котлов и турбин. Казалось бы, выявленный колоссальный недоремонт оборудования требует срочных радикальных оргвыводов. Однако никаких мер не принято, очевидно, реальная лавина роста аварийности никого не пугает.

Итоги реформ – это не только ущерб от произошедших аварий, но и огромные потери во всех секторах экономики из-за внедрения высокозатратных решений. Наиболее весомыми «подарками реформаторов» являются: сверхприбыльная модель оптового рынка; кратно возросшие трансакционные издержки дезинтегрированных компаний; форсированный рост тарифов на вводимую мощность по ДПМ; приоритет принципа прибыльности в отрасли.

Одновременная реализация этих затратных моделей, механизмов и принципов привела к росту тарифов во всех регионах страны. Это означает, что проблемы финансовой стабильности отрасли стали решаться без оглядки на потребителя, то есть того субъекта рынка, для которого создана отрасль. При этом наибольшие потери для бюджета и роста ВВП вызывает то, что **электроэнергетика, снижая конкурентоспособность промышленности, стала фактором риска и ограничения развития экономики.**

Возникает вопрос: почему «экономическая элита» страны, лоббировавшая реформы, провалила декларируемые цели проведенных преобразований в РАО «ЕЭС России»?

2. Общесистемные причины

2.1. При реформах проигнорирована важнейшая особенность электроэнергетики России – то, что она является классической большой управляемой системой. К таким системам по академическим канонам относятся сложные технологические или биологические комплексы, особенностью которых является взаимозависимость непрерывно протекающих процессов в подсистемах, объединенных общей целью функционирования. Анализировать такие системы и внедрять меры по их усовершенствованию необходимо только с учетом всего комплекса протекающих процессов. Фрагментарное изучение отдельных подсистем, их упрощенное или изолированное рассмотрение оказываются бесплодными, а рекомендации на основе локального анализа – разрушительными по своим последствиям.

Отказ от вертикальной интеграции, искусственное выделение из ЕЭС России отдельных видов бизнеса (диспетчеризация, генерация, транспорт и распределение электроэнергии, сбыт, техническое обслуживание и т.д.) перечеркнули саму возмож-

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 4

ность оптимизации режимов работы энергосистем и исключили все шансы для получения эффекта масштаба в эксплуатационной и инвестиционной деятельности.

Отказ от системного подхода к реформированию электроэнергетики означает потерю синергии, то есть получения суммирующего эффекта взаимодействия нескольких факторов, превосходящих эффект каждого компонента, затратив наименьшее количество ресурсов. Потерян универсальный метод, позволяющий кратчайшим путем провести к цели технологический комплекс любой сложности. Ни один ведущий управленец и экономист топ-компаний не может соответствовать занимаемой должности, если не понимает особенностей исследования и совершенствования больших управляемых систем.

2.2. Разработчики и лоббисты реформ пренебрегли необходимостью сохранения основных управленческих, технологических и хозяйственных связей на региональном уровне, от которых зависит стабильность и эффективность электроснабжения. Это является сегодня реальным фактором риска для энергетической безопасности из-за снижения надежности функционирования всех систем жизнеобеспечения в субъектах РФ.

Создается впечатление, что авторы реформ абсолютно не представляли, в каких условиях оказываются энергокомпании и потребители при авариях в системах электроснабжения.

Дробление энергокомпаний по отдельным видам бизнеса привело к уменьшению их мобилизационных сил и средств, серьезно снизило оперативность устранения вероятных аварий. Эвакуационные возможности при авариях в системах электроснабжения кратно уменьшаются из-за останова железнодорожного транспорта, отключения насосов на бензозаправках и усложнения движения автотранспорта по улицам городов.

Шоковое воздействие на граждан оказывают перегрузка и отключение связи, невозможность вызова служб МЧС, МВД и скорой помощи. **Наиболее тяжелые ситуации возникают в зимний период, когда прекращение электроснабжения ведет одновременно к останову в аварийном энергорайоне всех централизованных источников тепла и систем питьевого водоснабжения.**

Последствия совмещенных аварий в электро-, тепло-, водоснабжении могут превзойти крупнейшие техногенные катастрофы.

Для российских условий (холодный климат, проживание 100 млн граждан в многоквартирных домах) эксперимент перехода к дезинтегрированным региональным энергокомплексам, снижающий надежность энергоснабжения, является абсолютно неприемлемым вариантом.

2.3. Проведенная ликвидация энергохолдинга и последующая приватизация отдельных энергетических бизнесов на финальном этапе реформ привели к десятикратному сокращению компетенций и численности сотрудников на верхнем отраслевом уровне управления (РАО «ЕЭС России» плюс Минэнерго РФ), которые

необходимы для решения общеотраслевых проблем в текущей деятельности, инвестиционном и инновационном развитии. Важнейшая отрасль жизнеобеспечения России фактически оказалась без дееспособного отраслевого штаба, способного оценивать с государственных позиций последствия проведенных реформ и вносить своевременно необходимые изменения в нормативную базу для выхода из кризиса. Затянувшееся ожидание решения назревших проблем ставит под угрозу саму возможность обеспечения энергетической безопасности страны.

Совершенно очевидно, что электроэнергетика потеряла рачительного хозяина как оптового заказчика оборудования для новых энергообъектов на основе типовых проектов энергоблоков, как разработчика унифицированного типоразмерного ряда оборудования, как исполнителя и координатора перспективных планов НИОКР для электроэнергетики и смежных отраслей национальной экономики.

3. Организационные и технологические факторы

Пренебрежение общей спецификой электроэнергетики как единого взаимосвязанного производственного комплекса, игнорирование условий обеспечения сбалансированного развития отрасли и жизнеобеспечения в зоне региональных энергосистем не исчерпывают недостатков проведенных преобразований. **Разработчики и лоббисты реформ проявили полное отсутствие компетентности в важнейших технологических особенностях и условиях функционирования всех видов энергетического бизнеса в Единой энергосистеме страны.**

3.1. Без оценки последствий для надежности и эффективности проведена дезинтеграция и приватизация основы отрасли – вертикально интегрированных региональных энергокомпаний (АО-энерго) более полувека, полноценно выполнявших в субъектах Российской Федерации функции энергоснабжающих организаций.

Вместо 69 АО-энерго было образовано около 300 энергокомпаний по отдельным видам энергетического бизнеса (производство, транспорт, распределение, сбыт, диспетчеризация, структуры обслуживания). Например, ОАО «Мосэнерго» разделили на 14 частей, ОАО «Тюменьэнерго» на девять частей, ОАО «Хабаровскэнерго» на семь частей, другие АО-энерго – на три–пять частей.

Разрушены многолетние хозяйственные связи между линейными и сервисными предприятиями бывших АО-энерго в снабжении, транспортных перевозках, обмене информацией. Дееспособные общесистемные службы: перспективного развития, капитального строительства, релейной защиты, ремонта электросетевого и генерирующего оборудования, зданий и сооружений – разделены по новым энергокомпаниям и их структурам в регионах.

Это привело к потере возможности оптимизации затрат в эксплуатации, техническом обслуживании, инвестиционном развитии и НИОКР. Рост затрат из-за

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 6

трансакционных издержек одномоментно увеличился на 30–40%.

Особое опасение вызывает фактическое самоустранение (после ликвидации АО-энерго) диспетчерских служб РДУ от управления режимами комбинированного производства электроэнергии и теплоснабжения от ТЭЦ. Создается впечатление, что о жесткой взаимозависимости аварий в системах электроснабжения, теплоснабжения и основного резерва эффективности отрасли просто забыли.

В стране с продолжительной и холодной зимой, когда потеря электроснабжения в любом регионе немедленно приводит к останову всех источников централизованного теплоснабжения, а аварии в теплоснабжении, соответственно, ведут к кратной перегрузке КЛЭП и ПС, это граничит с недопустимой халатностью и ростом риска техногенных катастроф.

3.2. Принципиальным отличием российской электроэнергетики является то, что на электростанциях вырабатывается методом совместного производства более 800 млрд кВт·ч в год тепловой и электрической энергии, что на порядок больше, чем в любой другой стране мира.

ТЭЦ являются основным сектором генерации, их общая мощность больше, чем совместный потенциал ГЭС и АЭС. Социальное значение стабильной работы ТЭЦ как поставщика незаменимой услуги не только электрической, но и тепловой энергии для жизни ста миллионов граждан, проживающих в многоквартирных домах, не сравнимо ни с чем.

По эффективности топливоиспользования и, соответственно, по экологическим показателям теплоэлектроцентрали превосходят остальные тепловые электростанции, что должно бы предопределить приоритетное отношение к ним на оптовом и розничном рынках. Нельзя не учитывать и того, что их расположение в центрах электрических нагрузок снижает потери в сетях ФСК и МРСК из-за общего уменьшения транспорта электроэнергии по межрегиональным сетям не менее чем на 250 млрд кВт·ч/год. Весовым преимуществом ТЭЦ является также наличие вращающегося резерва от 5,0 до 10,0 ГВт в зависимости от времени года.

Однако на российском оптовом рынке ТЭЦ стали фактически единственным планово убыточным субъектом. По итогам 2012 года убытки десяти ТГК составили 21,8 млрд рублей. Иного и не могло быть, так как ТЭЦ производят продажу продукции на двух рынках: электроэнергии – на конкурентном оптовом рынке, тепла – на регулируемом розничном рынке.

Несогласованная работа двух разных рынков, приводящая к финансовому уничтожению ТЭЦ, является сегодня реальным риском для социальной стабильности общества в крупнейших городах страны. Перевод ТЭЦ на ~~розничной~~ рынок крайне убыточен для государства, так как уничтожил заинтересованность субъектов РФ в развитии теплофикации с потерей огромных резервов экономии, оцениваемых Минэнерго РФ в 37 млн т.у.т./год (!).

3.3. Не менее значимым отличием российской электроэнергетики от западных стран, влияющим на надежность каждого энергообъекта, является отсутствие сервисного ремонта фирм – изготовителей.

Основная деятельность по обеспечению длительной надежности энергетического оборудования и сетевой инфраструктуры всегда выполнялась в российской электроэнергетике персоналом отраслевых эксплуатационных и специализированных предприятий. Необходимость этого была вызвана повышенной ответственностью за надежность энергоснабжения огромной страны с продолжительными зимами. **Мобильность квалифицированного, ремонтного персонала энергокомпаний, знающего всю предысторию работы оборудования на конкретных электростанциях и сетях, является необходимым условием быстрой ликвидации зимних аварий и качественного выполнения регламентных ремонтов.** Никакой внешний подрядчик – победитель бесчисленных конкурсов на «дешевый ремонт» таким критериям не отвечает.

Принятое во время реформ решение об отнесении ремонта к непрофильному бизнесу и последующая приватизация системы технического облуживания были губительными по своим последствиям. Ремонтные затраты стали восприниматься новыми собственниками лишь как самый простой способ получения прибыли. Это привело к кратному сокращению финансирования ремонтов и деградации всей системы технического обслуживания.

Если доля технического обслуживания в себестоимости снижена в разы, если наиболее повреждаемые узлы оборудования (поверхности котлов, лопатки турбин, трансформаторы, грозотросы, трубы теплотрасс и т.д.) заменяются в объеме 1÷1,5% от общего количества, это прямая дорога к росту аварий. Напряженные узлы энергооборудования 70÷100 лет безаварийно нигде не работают. **Создавшееся положение показывает некомпетентность государства в управлении жизнеобеспечением и топ-менеджеров характеризует как временщиков.**

3.4. Негативно оценивается экспертами положение, сложившееся при реформировании электросетевого комплекса. Реформаторами не учтено, что из-за больших расстояний и низкой плотности нагрузок создание рыночной электросетевой инфраструктуры для конкуренции генерации не окупается из-за высоких затрат.

В Советском Союзе электрические сети проектировались по схемам развития энергосистем для реализации функционально-оптимизационного принципа. Суть его в следующем. Основные и резервные ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения обеспечивали межсистемный, межрегиональный транспорт электроэнергии от крупнейших центров генерации до крупнейших центров потребления. Данные межрегиональные сети находились на балансе производственного объединения «Дальние электропередачи».

В составе региональных энергосистем (АО-энерго) находился весь остальной электросетевой комплекс (> 90% основных фондов). При этом на обслуживаемой

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 8

территории АО-энерго выполняло функцию распределения электроэнергии от электростанций до потребителей по электрическим сетям всех напряжений вплоть до 500 кВ включительно. Такое решение упрощало управление режимами эксплуатации энергосистемы в нормальных и в аварийных ситуациях, уменьшало объем согласований при планировании ремонтов. Строительство сетей по единому проекту (схеме) позволяло оптимизировать инвестиционные и последующие затраты используя общую пропускную способность ЛЭП всех напряжений как для зимнего максимума нагрузок, так и для летнего ремонтного периода.

Доля электросетевых затрат в тарифах на электроэнергию многие годы была на уровне 30–35%, что соответствовало европейскому уровню и не создавало экономических предпосылок для строительства собственной генерации промышленными потребителями.

При реформировании электроэнергетики функциональный принцип отнесения энергообъектов к ОАО «ФСК» и ОАО «МРСК» без экономических обоснований заменен на их деление по уровню напряжения 220 кВ. Оптимизационные преимущества функционального принципа деления энергообъектов были потеряны. Более того, дополнительно возникла проблема «последней мили» и сложности перекрестного субсидирования тарифов для населения. Эти недостатки, а также развитие сетей на основе завышенных прогнозов и с целью устранения ограничений для конкуренции привели к росту доли затрат на транспорт электроэнергии сверх 50% тарифа.

Четкая технико-экономическая оценка влияния различных структур электрических сетей на конечные результаты эксплуатации дана в работе германских экономистов Х. Гровича и Г. Вейна (2007 г.), анализирующих последствия деления сетевых компаний по уровню напряжения. Авторы математически доказали, что вертикально ориентированные сетевые компании (в том числе и монопольные компании, включающие генерацию, сети, сбыт) обеспечивают на 35% более высокий объем поставок электроэнергии и более низкую – на 40% – плату за доступ потребителей к сети, чем вертикально разделенные по уровню напряжения компании. Такая работа позволяет прекратить дискуссии о критериях разделения сетей. Это слишком большие резервы затрат, чтобы не использовать их в регионах.

3.5. Радикальным преобразованиям при реформировании подверглась не имеющая мировых аналогов по надежности и эффективности система отраслевого диспетчерского управления.

Разработчики реформ проигнорировали важнейшую особенность ЦДУ ЕЭС, которое в отличие от операторов большинства стран, находясь в составе хозяйственного комплекса, реально управляло и оптимизировало режимы работы объединенных энергосистем. При этом результаты его деятельности были подконтрольны компетентным службам энергохолдинга.

По плану реформ ЦДУ ЕЭС было выведено из состава ОАО РАО «ЕЭС России» и преобразовано в самостоятельную компанию ОАО «СО ЕЭС» для выполнения

технологических функций. Для управления коммерческой деятельностью была создана отдельная компания – ОАО «Администратор торговой системы» (ОАО «АТС»), статус которой закреплен в нормативных документах.

Сегодня рынок на сутки вперед на оптовом рынке (90% продаж) управляется двумя операторами: технологическим – СО ЕЭС, коммерческим – ОАО «АТС», где для первого приоритет – надежность, для второго – эффективность продаж. Однако изолированность СО ЕЭС от энергокомпаний и двоевластие на рынке уже привели к проблемам в отрасли:

3.5.1. Решения двух операторов с разным целеполаганием противоречат друг другу, что не позволяет использовать системный эффект оптимизации, определяемый топливоиспользованием;

3.5.2. Корпоративная изолированность структур СО ЕЭС привела к управленческому нонсенсу – потере их ответственности за экономику энергокомпаний, режимами которых они управляют и планы развития которых согласовывают. Форсированный рост тарифов и колоссальные избыточные мощности это наглядно иллюстрируют;

3.5.3. Созданный искусственно раздел привел к тому, что диспетчерские команды стали проходить вне единого контрактного права АО-энерго через имущественные границы. Появилась вероятность задержки исполнения команд, которые противоречат экономике конкретных энергокомпаний. В электроэнергетике США это неоднократно проявлялось при тяжелых авариях, а у нас уже проявляется в зоне практически всех ОДУ;

3.5.4. Жесткое отделение деятельности низовой структуры – диспетчерского управления (РДУ) – от региональных энергокомпаний негативно влияет на качество оценки предаварийных ситуаций, оперативность и полноту принятия мер по локализации аварий из-за потери полноценных контактов с производственными службами энергообъектов. В российских авариях это имело место в Мосэнерго и на Саяно-Шушенской ГЭС;

3.5.5. Работа изолированной компании ОАО «СО ЕЭС» оказалась вне объективного контроля и анализа режимов работы со стороны Инспекции по эксплуатации энергосистем, как это было ранее в Минэнерго СССР и РАО «ЕЭС России». Рост аварий с системными последствиями и крупными отключениями (> 100 МВт), достигший в прошедшем, 2014 году 70%, свидетельствует о катастрофическом снижении общеотраслевой надежности.

По состоянию на текущий момент можно констатировать, что высокая компетентность персонала СО ЕЭС при существующей структуре не используется с максимальной отдачей для электроэнергетики.

В результате перечисленных недостатков:

– неполно и некачественно выполняются основные принципы оперативно-диспетчерского управления в части осуществления мер, направленных на безопасное функционирование электроэнергетики и предотвращение аварийных ситуаций;

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 10

– созданные сегодня условия функционирования рынков электроэнергии не соответствуют законодательным требованиям (ФЗ-35, ст. 6) о балансе экономических интересов поставщика и потребителей энергии, использовании рыночных отношений и конкуренции для минимизации стоимости электроэнергии;

– недостоверные прогнозы, используемые при реализации согласованных СО ЕЭС дорогостоящих перспективных программ развития, приводят к избыточным резервам генерирующих мощностей и строительству незагруженной электросетевой инфраструктуры;

– не проводится государственная политика в электроэнергетике в части обеспечения энергетической безопасности из-за согласованного СО ЕЭС массового применения в энергокомпаниях нелокализованного оборудования зарубежных фирм с коротким жизненным циклом, что не соответствует основным принципам оперативно-диспетчерского управления (ФЗ-35, ст. 13) в части мер, направленных на безопасное функционирование электроэнергетики и предотвращение аварийных ситуаций.

Серьезные замечания по эффективности функционирования СО ЕЭС требуют оперативного принятия радикальных мер по исправлению возникающих недостатков. Ни одна подсистема в Большой управляемой системе – электроэнергетике России – не может быть эффективной, если она изолируется и защищает только свои интересы. Очевидно, что государству как собственнику целесообразно внести соответствующие коррективы в структуру управления электроэнергетикой.

Например, для исключения аналогичных рисков правительствами Великобритании и КНР было принято решение о включении диспетчерских управлений в состав национальных электросетевых компаний, то есть фактически вернулись к доказавшим свою жизнеспособность дореформенным структурам.

4. «Эффективность» западного опыта

Реформы электроэнергетики обосновывались зарубежными консультантами необходимостью применения лучшего западного опыта. Однако результаты его формального использования, внедренные без учета влияния реальных условий на функционирование российской электроэнергетики, привели лишь к дополнительным затратам энергокомпаний и убыткам потребителей.

4.1. Проведено выделение из АО-энерго в отдельный вид деятельности сбытового бизнеса и разрешена регистрация так называемых независимых сбытовых организаций, что обосновывалось необходимостью исключения монополизма и развития конкуренции. Сбор средств с потребителей общей суммой около 2,0 трлн руб./год вместо 69 региональных АО-энерго, владеющих основными фондами на сумму 7 трлн рублей, передан более чем 200 частным сбытовым компаниям, у которых нет ни залоговой собственности, ни банковских гарантий.

Последствия столь явного попустительства криминальной деятельности общеизвестны: сбор средств с потребителей снизился, и более сотни миллиардов рублей криминальными методами выведены из оборота. О сущности данной рекомендации достаточно сказать, что **ни одна торговая сетевая структура в мире никогда не отдаст кассовый зал на аутсорсинг чужим компаниям.** Серьезность возникшей ситуации даже привела к вынесению данного вопроса на уровень В. В. Путина, где была дана крайне негативная оценка проведенной дезинтеграции.

Сегодня реальным условием высокой оплаты электроэнергии могут быть только усиление финансовой ответственности потребителей и административный ресурс энергосбытовой организации. Первое за рубежом решается за счет наличия у потребителей специального пополняемого счета коммунальных платежей и четкостью судебных решений. Второе зависит от способности энергосбытов влиять на качество и надежность энергоснабжения потребителей. Для полноценных банковских гарантий энергосбытовых организаций чрезвычайно важны как положительные результаты их основной деятельности, так и владение значительными основными фондами. Ни одно из этих условий не могут выполнить отдельные сбытовые, практически посреднические структуры.

Многолетний отечественный и мировой опыт подтверждает эффективность передачи функций сбытовой деятельности крупнейшим региональным электросетевым компаниям. Введенный при реформировании отрасли запрет на объединение сетевого и сбытового бизнеса не соответствует мировому опыту, разорителен для отрасли и должен быть отменен.

4.2. В этот же период также в целях развития конкуренции было санкционировано неограниченное создание территориальных сетевых организаций (ТСО) с индивидуальными тарифами через общий «котловой тариф». В течение трех лет было оформлено более 3500 ТСО, трансакционные издержки которых превышают уровень компаний ОАО «Россети». В результате произошло удорожание общего тарифа на 50–70 млрд рублей и потерялась возможность проводить оптимизационное развитие и обслуживание сетей в регионах.

Когда мы в России развиваем конкуренцию за счет создания сотен и тысяч компаний, создается впечатление, будто тот факт, что на мировом рынке успеха добиваются не карлики, а транснациональные гиганты, игнорируется. В электроэнергетике сегодня нужны не дезинтеграция и дробление, а ограничение прибыли поставщиков ресурсов и продавцов энергии, слияния и поглощения компаний для снижения трансакционных издержек. Решение Государственной думы РФ от 19 мая 2015 года об ограничении торговых наценок показывает, что данная проблема как никогда актуальна и появилась надежда на контроль и снижение цен.

Примером оптимизации структур управления за счет укрупнения при сохранении сравнительной конкуренции может быть гигантская электроэнергетика КНР, где функционируют всего два сетевых холдинга и пять генерирующих холдинговых компаний, потенциал каждой из которых на порядок больше российских ФСК, ОГК и ТГК.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 12

4.3. Обременительными для потребителей и для экономики стали последствия внедрения лоббистами реформ модели маржинального спотового рынка продаж электроэнергии по равновесной цене как образцового варианта зарубежного опыта.

За этой занавученной формулировкой скрыто, что **максимальная цена замыкающего предложения, включенного в баланс, становится общей ценой всех поставщиков (!).** Удорожание тарифов для конечного потребителя из-за такого алгоритма рынка неизбежно. Следует отметить, что подобный механизм продаж электроэнергии по равновесной цене применяется в Европе только на балансирующем рынке для однотипного оборудования и одного вида топлива. Это составляет не более 5% общей генерации. Однако на российском рынке применили столь затратный и несправедливый для потребителей механизм для рынка на сутки вперед, то есть для 90% генерации всех типов электростанций – ГЭС, АЭС и ТЭС, затраты которых различаются на порядок. В результате топ-менеджеры компаний поощряются не за достигнутый высокий уровень эксплуатации и технического обслуживания оборудования, а за не зависящую от них стоимость энергоносителя. Дополнительное обременение потребителей из-за сверхприбыли значительной доли поставщиков – сотни миллиардов рублей ежегодно. Высокая рентабельность электростанций с дешевым энергоносителем является, по своей сути, незаработанной прибылью и может использоваться лишь для создания общеотраслевых фондов.

4.4. Каскад нерешенных проблем на впервые созданном в России рынке мощности также не позволяет считать, что на нем обеспечивается баланс интересов продавца и покупателя. Он оказался не менее обременительным для отечественной промышленности и других крупных потребителей, чем оптовый рынок электроэнергии, так как разработан реформаторами для гарантированного обеспечения явно завышенных прогнозов потребления. Его декларируемая цель:

– привлечение инвестиций в новое строительство;
– компенсация постоянных затрат электростанций;
– обеспечение финансирования резервных мощностей.

Однако предложенные механизмы финансирования оказались: во-первых, чрезвычайно дороги; во-вторых, некорректны по адресному направлению возложения затрат расширенного воспроизводства на существующих потребителей; в-третьих, в них отсутствует ответственность государства как автора программ развития потребляющих секторов экономики в центре и субъектах РФ. Финансирование новых энергоблоков (договора поставки мощности – ДПМ) предусматривает рентабельность инвестиций не ниже 14%, срок окупаемости – до десяти лет, что привело к пятикратному росту тарифов на мощность по сравнению с тарифами для существующих электростанций. Общее обременение потребителей для нужд ДПМ превышает в 2014 году 300 млрд рублей с ростом более чем в 2 раза к 2016-му. При этом платежи по ДПМ для вводов на АЭС за период 2014–2016 годов увеличиваются в семь раз – с 16,5 до 116 млрд рублей.

Основной инструмент конкурентного отбора мощности (КОМ) также чрезвычайно дорог из-за возможности манипулирования ценой из-за возросшего объема вынужденной генерации, включаемой в баланс сверх КОМа. Уже сегодня КОМ показывает свою неэффективность из-за наличия больших избытков мощности с ростом в ближайшие годы сверхнормативных резервов до 20–25 ГВт.

О неэффективности КОМ свидетельствуют результаты его проведения на 2015 год, когда из 17,3 ГВт неотобранной мощности пришлось специальным решением правительственной комиссии отнести к вынужденной генерации 12,74 ГВт (75%), что привело к дополнительному обременению потребителей на 23,2 млрд рублей.

На КОМе 2016 года ожидаемый неотбор дорогих избыточных мощностей – 20 ГВт. Стоимость оплаты вынужденной генерации в 2015 году ожидается в объеме 38 млрд рублей. НП «Сообщество потребителей энергии» подсчитало, что общая оплата за мощность (КОМ, ДПМ, вынужденная генерация и др.) за три года (2012–2014) выросла в 1,5 раза и составила 460 млрд руб./год. В 2016 году оплата мощности увеличится до 650–695 млрд рублей, так как рентабельность инвестиций ДПМ привязана к доходности ОФЗ, выросшей из-за кризиса до 19%.

Даже упрощенный анализ нового рынка показывает, что отделение мощности от электроэнергии, а также возможности манипулировать ценовыми заявками и вынужденной генерацией, во-первых, придали этому показателю виртуальный характер, во-вторых, легализовали крайне затратный инвестиционный механизм.

На рынке мощности создалась парадоксальная ситуация: при избыточных резервах продолжается строительство высокозатратных и обременительных для потребителей энергоблоков по программе ДПМ. При этом отсутствует механизм финансирования кратно меньших затрат по выводу из работы устаревших дорогих мощностей или модернизации оборудования.

Рынок мощности в условиях дезинтеграции АО-энерго оказался явно неконструктивен. Сотни изменений ежегодно вносят в его правила, но они не приносят положительных результатов. Большинство развитых стран отказались от двухставочной формулы тарифа, в том числе Китай, Германия, Франция, Чехия, более половины регионов США. Настало время рассмотреть длительно нерешаемые указанные проблемы рынка мощности в широком кругу экспертов.

5. Прочие преобразования при дезинтеграции АО-энерго

5.1. На базе крупнейших тепловых электростанций созданы по экс-региональному принципу и приватизированы шесть объединенных генерирующих компаний (ОГК). Входящие в их состав ГРЭС разделяют тысячи километров, они распределены от Запада до Забайкалья включительно, что затрудняет оптимизацию эксплуатационных и ремонтных затрат. Подбор электростанций в ОГК по составу

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 14

оборудования и виду топлива ставил себе целью выровнять их конкурентные условия. Однако нахождение электростанций в разных ОДУ и даже в разных ценовых зонах, наличие сетевых ограничений делают невозможным взаимное резервирование мощности. Конкурентные условия электростанций в России определяются сегодня не столько видом топлива, параметрами оборудования и технологиями, сколько прежде всего близостью к месту добычи топлива. По этой причине разница стоимости топлива на электростанциях доходит до двух раз. Этот фактор не был учтен реформаторами при распределении электростанций по ОГК. Доля выработки электроэнергии на дешевом топливе в которых отличается до трех раз. Поэтому сразу определились как лидеры (ОГК-1 и ОГК-4), так и аутсайдеры (ОГК-2, ОГК-3). В целом искусственное выделение ГРЭС из состава АО-энерго не создало нормальной конкуренции на оптовом рынке и значительно ослабило экономику региональных ТЭЦ, которые ранее работали в базовом режиме по тепловому потреблению.

5.2. На базе нескольких субъектов Российской Федерации было создано и приватизировано 14 территориальных генерирующих компаний ТГК, в которых сосредоточены наиболее старые основные фонды городских теплоэлектроцентралей. Отличие состояния оборудования ТЭЦ от ГРЭС примерно такое же, как сетей МРСК от сетей ФСК. По сроку эксплуатации и надежности оборудования ТЭЦ значительно уступают ГРЭС. Это связано с недофинансированием ремонтов и недостаточной квалификацией персонала подрядных организаций, лишь некоторые из которых имеют полноценные инженерные службы и укомплектованность ведущих рабочих профессий.

Дезинтеграция АО-энерго крайне негативно сказалась на техническом обслуживании ТЭЦ, так как наиболее квалифицированный ремонтный персонал остался на участках ГРЭС. Положение усугубляется тем, что в подготовительный период реформирования была практически уничтожена отраслевая структура бывшего Главэнергоремонта (Мосэнергоремонт, Уралэнергоремонт, Сибэнергоремонт и др.), имевшего сильные группы подготовки ремонтов и диагностики. Объединение пятишести разных областных центров в составе ТГК не привело к эффекту синергии, так как дефицит сил, средств и профессионалов не позволяет повысить качество работ и производительность труда. В целом создание межрегиональных ТГК не привело к появлению эффективных современных энергокомпаний, а лишь ослабило сильнейшие из них (Мосэнерго, Свердловскэнерго, Кузбассэнерго и др.) и не создало новых лидеров.

Низкая надежность оборудования ТЭЦ и магистральных тепловых сетей является сегодня основным риском для социальной стабильности общества в крупных городах России.

5.3. Ряд важнейших видов деятельности, крайне необходимых для сохранения и развития электроэнергетического комплекса, был отнесен к так называемым непрофильным видам бизнеса. Последовавшее за этим решением кратное снижение

их финансирования нанесло непоправимый ущерб:

– предприятиям по техническому обслуживанию оборудования, ремонту зданий и сооружений, что привело к невосполнимой потере наиболее квалифицированных рабочих и специалистов;

– наладочным организациям, выполнявшим ранее не только работы на конкретных вводных объектах, но и ежегодный отраслевой анализ надежности и эффективности электростанций и сетей;

– отраслевым институтам, координирующим ранее с Техническим управлением РАО «ЕЭС России» программы НИОКР для электроэнергетики и смежных секторов экономики, что определяло и прогресс отрасли, и энергетическую безопасность.

Отношение к данным структурам как к непрофильным активам проведено лоббистами реформ в жизнь без учета их определяющей роли в обеспечении надежности, экономичности, экологичности и создания отраслевых условий энергетической безопасности.

Фактически перечисленные «непрофильные» организации выполняли в электроэнергетике крайне необходимые роли аудитора и исполнителя в значительно большей мере, чем топ-менеджеры-временщики.

5.4. Проведено практически полное отстранение субъектов РФ от управления активами в территориальных энергокомплексах. Это не позволило использовать мировой опыт для усиления позиций государства на региональном уровне (муниципалитеты, провинции) до контрольного пакета, как это реализовано во всех скандинавских странах, Канаде. В США доля акций Штатов в энергокомпаниях составляет от 10 до 15%, что позволяет им иметь представителей в составе совета директоров компании.

Региональные власти объективно созданы для роли рачительного хозяина в территориальных энергокомплексах. Они одновременно заинтересованы как в низкозатратной, так и в высоконадежной электроэнергетике, и это определяет их объективность в решении проблемы «Экономика надежности». В их ведении находится большинство согласований (нагрузочных, земельных, экологических, градостроительных и др.), которые определяют условия окупаемости новых и реконструируемых энергообъектов.

В новых технологических возможностях (распределенная генерация, возобновляемые источники энергии, революция в энергосбережении, «умные» сети и «умные» дома) целесообразность привлечения регионов для роли собственника в электроэнергетике еще более усиливается. Именно поэтому в последние годы в Германии происходит бум ремуниципализации, когда более трехсот городов и поселков, включая крупнейшие (Берлин, Гамбург), по решению муниципалитетов и даже референдумов стали собственниками инфраструктурных компаний. Это трудные и дорогостоящие решения, без которых невозможно умерить аппетиты монополий.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 16

6. Выводы.

Что? Где? Почему?

6.1. Реформы одного из крупнейших и лучших национальных электроэнергетических комплексов мира – ЕЭС России – начались после принятия Правительством Российской Федерации 11 июля 2001 года Постановления № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».

Содержательная часть реформ разрабатывалась представителями подконтрольных иностранным структурам российскими консалтинговыми компаниями: ООО «Карана» (учредитель и собственник – американская корпорация «Карана Корпорейш», имеющая тесные отношения с правительственными структурами США, а именно: Государственным департаментом (Department of State) и Агентством международного развития (USAID) – Удальцов Ю. А. и др., а также представителями московского представительства английской компании CMS Cameron MakKenna – Джек Нюшлосс и др. Экспертиза предложенных реформ для Правительства Российской Федерации проводилась американской компанией «Arthur Andersen», исполнителем указанной экспертизы был Хёрн Дэвид Александр.

Следует отметить, что заключение отделений Российской академии наук и отраслевых институтов о негативных последствиях предложенных преобразований даже не рассматривалось по существу.

При проведении столь масштабного и уникального эксперимента разработчики и лоббисты реформ оперировали, по их мнению, «бесспорными» истинами – рыночные принципы, конкуренция, ликвидация монополий, преимущества частной собственности, неэффективность государственного управления, которые, по своей сути, являются бездоказательными декларациями.

6.2. В программе реформ электроэнергетики отсутствуют:

– даже видимость экономической обоснованности предложенных радикальных преобразований;

– предложения по повышению системного эффекта ЕЭС России;

– реальные меры по соблюдению баланса интересов покупателя и продавца на рынке электроэнергии и мощности;

– предложения по обеспечению дееспособности технического обслуживания – основного условия надежной эксплуатации;

– меры по оптимизации централизованных и децентрализованных функций управления в электроэнергетике;

– организация проведения единой технической и закупочной политики для обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации;

– предложения по механизмам финансирования расширенного воспроизводства, исключающим обременение существующих потребителей;

– рациональные принципы формирования цены продукции для электроэнергетики и смежных отраслей, включая финансовый сектор с целью снижения стоимости энергии.

Вместе с тем общепринятыми мерами повышения эффективности монопольного бизнеса с позиции потребителей его продукции являются:

– использование общепринятой при добросовестной конкуренции модели рынка продаж электроэнергии, исключающей сверхприбыль продавца;

– слияния и поглощения для снижения трансакционных издержек и повышения финансовой устойчивости;

– противозатратные меры хозяйствования на основе нормирования затрат, оптимальных и ответственных программ развития;

– установление нормы рентабельности продаж электроэнергии, топлива, материальных и финансовых ресурсов, работ и услуг;

– разработка отдельных механизмов финансирования инвестиционной деятельности для простого и расширенного воспроизводства;

– проведение аудита эффективности централизованных и децентрализованных функций в крупных энергокомпаниях и холдингах;

– создание непосредственно в субъектах РФ системы оценки работы энергокомпаний по показателям надежности и качеству энергоснабжения;

– подбор руководителей, способных на основе опыта предыдущей работы создать команду компетентных исполнителей для эффективной работы.

Однако ни одно из этих проверенных отечественным и зарубежным опытом предложений при реформах электроэнергетики не было реализовано.

6.3. Последствия основных преобразований. Разработанные зарубежными консультантами преобразования российской электроэнергетики были изначально дезорганизационны и затратны. Их внедрение российскими лоббистами без учета реальных условий функционирования отечественных энергокомпаний дополнительно усугубило итоги для потребителей, экономики страны и самой отрасли:

6.3.1. Из-за дезинтеграции основы отрасли – региональных энергосистем (АО-энерго) возросли трансакционные издержки, нарушились многолетние хозяйственные связи, снизились их мобилизационные возможности на территориях субъектов РФ;

6.3.2. Потеряна системная синергия и эффект масштаба ЕЭС России из-за ликвидации общеотраслевых хозяйственных функций, обеспечивающих минимизацию затрат (эффективное топливоиспользование, оптовые заказы оборудования, ритмичность загрузки смежных отраслей);

6.3.3. Из-за создания сотен электросетевых компаний и функционирования новых генерирующих компаний по экс-региональному принципу самоликвидировался единый компетентный центр принятия решений по оптимизации затрат на развитие электроэнергетики в субъектах РФ;

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 18

6.3.4. Из-за ликвидации ОАО РАО «ЕЭС России», многократного сокращения сотрудников и функций Минэнерго России де-факто и де-юре упразднен отраслевой центр, способный принимать сбалансированные решения по разработке и реализации программ научно-технического развития электроэнергетики и координации НИОКР смежных отраслей;

6.3.5. Выделение диспетчерской деятельности по управлению режимами работы ЕЭС России (ОАО «СО ЕЭС») в отдельный вид регулируемого бизнеса, не зависимого от экономических результатов деятельности управляемых субъектов оптового рынка электроэнергии (мощности), в результате привело к избыточным резервам мощности, ухудшению топливоиспользования, повышению стоимости инвестиционных программ, игнорированию приоритета теплофикационной выработки электроэнергии;

6.3.6. Выделение ремонтной деятельности в отдельный «непрофильный» вид бизнеса, финансируемый по остаточному принципу, привело к снижению качества и объема регламентного технического обслуживания, влияющих на надежность и эффективность энергоснабжения потребителей;

6.3.7. Внедрение конкурентной модели оптового рынка продаж электроэнергии по маргинальным ценам привело к комплексу проблем:

– производители электроэнергии получили «рыночную власть» над потребителями;

– часть секторов генерации (ГЭС, АЭС, ГРЭС вблизи мест добычи топлива) стали получать незаработанную сверхприбыль;

– социально наиболее значимый и крупнейший сектор генерации тепла и электроэнергии (ТЭЦ) стал убыточным по продаже энергии.

Принятая модель оптового рынка является прямым нарушением требования ФЗ-35 (ст. 6) «Об электроэнергетике» о балансе экономических интересов продавца и покупателя;

6.3.8. Потеря возможности оптимизировать эксплуатационные и инвестиционные затраты в региональных электросетевых комплексах из-за разделения энергетических объектов по уровню напряжения приводит, по расчетам немецких экспертов, к уменьшению пропускной способности сетевой инфраструктуры на территориях до 35% с соответствующим увеличением стоимости технологического присоединения новых потребителей. Это дополнительно усугубилось в России организацией сотен независимых сетевых компаний;

6.3.9. Выделение энергосбытов из состава АО-энерго в отдельный вид частного энергетического бизнеса и принятие законодательного запрета на выполнение электросетевыми компаниями функций энергосбытовых организаций создали условия для снижения платежной дисциплины потребителей, коррупционной потери денежных средств, ухудшения расчетов на оптовом и розничном рынках;

6.3.10. Потеряна заинтересованность субъектов РФ в развитии наиболее эффективных и экологичных источников централизованного теплоснабжения после

принятия нормативного акта о выводе всех ТЭЦ установленной мощностью более 25 МВт (97% потенциала) на оптовый рынок электроэнергии;

6.3.11. Рост тарифов на электрическую и тепловую энергию не только подрывает экономику потребителей, но и создает реальную угрозу для экономики самой отрасли. По этой причине потребление тепловой энергии снизилось на сотни миллионов гигакалорий в год из-за массового строительства котельных промышленными предприятиями. В настоящее время рост тарифов на транспорт электроэнергии привел к взрывному росту строительства распределенной генерации у потребителей. Возможное уменьшение реализации электроэнергии может составить до 10% и более.

6.4. Можно ли было избежать этих ошибок? Безусловно. Для этого нужна лишь элементарная честность любого посредственного управленца или экономиста. Алгоритм определения последствий преобразований в технологических комплексах слишком прост и общеизвестен, чтобы, предлагая их для внедрения, ошибаться в последствиях для экономики страны:

6.4.1. Деление любой компании в любом виде бизнеса – это всегда увеличение трансакционных издержек. Можно лишь сомневаться в величине роста затрат, диапазон которых составляет от 10% при объединении предприятий в простых технологиях до 25% при объединении в сложных предприятиях;

6.4.2. Одновременно с ростом трансакционных издержек при дроблении крупных компаний с взаимосвязанными технологическими процессами пропадут эффект масштаба и системная синергия. Рост затрат по этой причине может составлять до 20%. Он реализуется через общую техническую политику, оптовые закупки материальных ресурсов, работ (услуг), а также определяется возможностью концентрации средств на эффективных направлениях;

6.4.3. Потеря ответственных и компетентных центров принятия решений по программам инвестиционного развития – это путь в никуда, а невозможность оптимизации затрат при отсутствии центра исключает экономию, где минимальный эффект составляет не менее 10%;

6.4.4. Разделение сложных взаимосвязанных сетевых инфраструктур не по функциональному принципу (транспорт и распределение), а по уровню напряжения (на основании исследований немецких экономистов) снижает их пропускную способность на 35–40% и на такой же процент увеличивает стоимость технологического присоединения новых потребителей;

6.4.5. Отказ от управления научно-техническим развитием электроэнергетики и прекращения полноценной координации научных программ смежных отраслей – это прямой путь к импортовнедрению с последующим снижением энергетической безопасности и кратным ростом затрат на технологическое обслуживание оборудования в течение всего жизненного цикла;

6.4.6. Выделение ремонтной деятельности в отдельный «непрофильный» вид бизнеса с финансированием по остаточному принципу свидетельствует о полном

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 20

непонимании неизбежности потерь для надежности и эффективности, что в конечном итоге приведет к значительным убыткам любой энергокомпании;

6.4.7. Выделение ОАО «СО ЕЭС» в отдельный регулируемый диспетчерский бизнес привело к тому, что оценка его работы не зависит: от эффективности или убыточности задаваемых электростанциям режимов работы на оптовом рынке; от точности перспективных прогнозов потребления, определяемых стоимостью согласованных СО ЕЭС перспективных инвестиционных программ; от убыточности продаж производимой энергии самым крупным и социально значимым сектором генерации – ТЭЦ. Уже сегодня убытки по этим факторам составляют более 100 млрд руб./год.

6.5. Проведенные в электроэнергетике преобразования серьезно увеличивают затраты энергокомпаний, дополнительно обременяют потребителей, дезорганизуют управление важнейшей отраслью жизнеобеспечения на федеральном и региональном уровнях.

Они не позволяют повысить надежность и эффективность электростанций, снизить тарифы и потери в сетях. Перечисление основных факторов влияния на конечные результаты реформ показывает, что это ведет к дезорганизации производства ведущей отрасли жизнеобеспечения.

Ни одна страна мира, включая родоначальницу реформ Англию и крупнейшие энергопотребляющие страны – США и Китай, не предпринимала подобных преобразований из-за риска снижения конкурентоспособности национальной промышленности.

7. Заключительная оценка

Анализируя создавшееся положение в электроэнергетике, большинство экспертов высказывают негативное мнение об изначальных целях и задачах реформирования. Они считают, что **форсированное внедрение рыночных механизмов для повышения прибыльности компаний и привлечение инвестиций любой ценой были принципиально неверным целеполаганием для реформ естественной монополии.**

С учетом российских условий (климат, расстояния) при преобладании среди базовых налогоплательщиков энергоемких отраслей основной целью реформ российской электроэнергетики должно быть полное удовлетворение спроса отечественных потребителей на электрическую и тепловую энергию при минимизации их издержек по оплате энергии.

Цель, направленная на поддержку конкурентоспособности национальной экономики, предопределяет необходимость оперативного принятия комплекса противозатратных мер не только в электроэнергетике.

7.1. Введение нормирования прибыли для поставщиков энергии, топлива, материальных и финансовых ресурсов, а также исполнителей работ и услуг, необходимых для функционирования электроэнергетики.

Данное предложение не является чем-то уникальным, предлагаемым для экспериментального внедрения в России. Это сложившаяся многолетняя практика всех развитых стран и 34 государств Организации экономического содействия развитию, в которых на внутреннем рынке продается по свободным ценам только инновационная продукция.

При этом соблюдение нормы рентабельности в ОЭСР и других странах обеспечивается законодательным решением о кратном увеличении налога на сверхприбыль, который по разным видам бизнеса составляет от 50 до 70%.

Конечно, данные принципы требуют отмены налога на прибыль для инвестиционных затрат на реконструкцию, использующую высокоэффективные технологии и оборудование. Решение Госдумы РФ от 19 мая 2015 года «Об ограничении торговых расценок» вселяет надежду, что данная проблема будет решена.

7.2. Внедрение системы детального нормирования затрат во всех видах энергетического бизнеса.

Мы несем большие потери и отстаем по этому виду деятельности лет на тридцать от развитых стран. Нормирование стало сегодня общепринятым действенным инструментом управления трудозатратами и производительностью труда, условием составления точных смет, инструментом борьбы с коррупцией и в конечном итоге получения конкурентных преимуществ национальной экономикой.

Для такого подхода сегодня есть объективные причины: кратно сократился цикл выхода на рынок новых технологий, материалов, средств механизации, оборудования, средств автоматизации, робототехники и диагностики, систем связи и программных продуктов по оптимизации эксплуатации и техническому обслуживанию и инвестиционной деятельности.

Эффективность нормирования в США привела к новому понятию эффективности – «освоение опыта», по которому, например, планируют перспективное снижение удельной стоимости ввода новых энергомощностей. За короткий период с 2008 по 2014 год нормирование работ помогло снизить удельную стоимость в солнечной и атомной энергетике на 25÷30% (!).

В КНР нормированием работ занимается более 700 тыс. человек. Нормирование является престижной профессией, имеет разрядную квалификацию по видам, сложности и объемам работ. Без предварительного нормирования в Китае не проводится ни один тендер, не рассматривается стоимость ни одного проекта.

Использование данного опыта зарубежных стран для снижения затрат при строительстве в российской электроэнергетике очевидно.

Не менее важным противозатратным направлением является нормирование оплаты труда всех работников – от топ-менеджеров до рядовых сотрудников в сочетании с нормированием численности персонала по видам деятельности.

Общепринятым для энергетики является нормирование затрат в составе себестоимости как для ремонта оборудования, так и для эксплуатационных нужд. При этом

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 22

стоимость работ расписывается по годам в зависимости от вида регламентного ремонта энергоагрегатов за жизненный цикл.

Это позволяет скрыть огромные резервы не только для снижения себестоимости, но и для повышения надежности оборудования.

7.3. Снятие всех ограничений на структурную и технологическую оптимизацию региональных энергокомплексов и холдинговых энергокомпаний, позволяющую за счет слияний и поглощений уменьшить трансакционные издержки и получить системный эффект масштаба.

Это классическая антикризисная мера прежде всего касается объединения электросетевого и энергосбытового бизнеса, восстановления вертикальной интеграции по напряжению в электрических сетях регионов, создание совместных инфраструктурных компаний электроэнергетики и муниципальных предприятий, а также совместных энерготопливных компаний. Для этих же целей Минэнерго РФ лоббирует создание единых электроснабжающих и теплоснабжающих организаций в субъектах РФ на базе крупнейших сетевых компаний с прекращением выдачи ТСО несогласованных технических условий на подключение потребителей.

7.4. Высокий профессионализм и талант руководителей.

Они необходимы для внедрения предлагаемых мер и новых прорывных технологических решений.

Сегодня трудность проведения эффективной кадровой политики в отрасли и, соответственно, успех перехода на противозатратный цикл развития связан с присущей ей коррумпированностью как частью российской экономики. Это касается всех видов энергетического бизнеса без исключения и проявляется в скандальных корпоративных разоблачениях вплоть до жесткой критики топ-менеджеров энергокомпаний со стороны президента страны В. В. Путина.

Разрушительным для кадровой политики оказался подготовительный период реформирования, когда были заменены все профессионалы в правлении ОАО РАО «ЕЭС России» и большинстве компаний на местах. Финансовые потери в результате прихода новой команды «управленцев» достойны Книги рекордов Гиннесса. Профессор В. В. Платонов, анализируя официальную отчетность за период 1998–2005 годов, выявил, что 39,5 млрд долларов (!) не дошли до производственных нужд, что позволило бы финансировать все инвестиционные программы без проведения реформ. Это прямой результат «эффективной» политики топ-менеджеров по «погашению» задолженности, «оплате услуг» по инвентаризации и переоценке собственности, завышенной стоимости «консультаций» компаний – разработчиков реформ, проведению «эффективных» закупок, а также знаменитых «откатов» в подрядной деятельности» и т.п.

Принятая во время реформ запредельная система оплаты «труда» руководителей холдинга, стимулирование их «золотыми парашютами» не за надежность или эффективность, а за выполнение графика разрушительных реформ характеризует

моральные принципы «реформаторов». Естественным итогом таких новаций явился полный отрыв руководителей от коллективов, нужд потребителей и общегосударственных задач подъема экономики. Надо четко понимать, что в течение десяти лет – с 1998 по 2008 год – отрасль методично подрывали по плану реформ и за счет средств российских потребителей.

Создавшееся положение поставило топ-менеджеров вне своих коллективов и вне профессиональной оценки, чему изначально способствует и полная непрозрачность кадровых назначений. Азбучная истина эффективного управления коллективами, особенно в ответственных и технологически сложных производствах, – совпадение формального и неформального лидера. Сегодня данный принцип практически не соблюдается.

К сожалению, и общепризнанный в мире принцип карьерного роста – наличие положительного опыта аналогичной предыдущей работы – также перестал быть обязательным условием для назначения.

Электроэнергетика всегда нужна стабильно работающая, но в кризис как никогда остро необходима низкорентабельная естественная монополия. Нужна противозатратная перестройка сложившихся взглядов на то, что необходимо и что минимально достаточно. Чем раньше мы перейдем от системы бонусов за прибыльность к системе «внутренней мотивации» первых руководителей «за экономную надежность», тем быстрее получим значимый противозатратный эффект.

Но для этого нужна высокая цель, профессиональная компетентность и автономность в разработке и реализации принимаемых решений, что, где, когда и с кем делать. Сегодня это почти полностью отсутствует.

Заслуженный энергетик России, профессор, д.т.н. В. В. Кудрявый.
Август 2015 г.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 24

Электроэнергетика России

(в сравнении с советским и зарубежным опытом)

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 26

Содержание

1. Точка отсчета 27
2. Электроэнергетика сегодня 28
3. Ход российских преобразований 32
4. Цена привлекаемых инвестиций 35
5. Зарубежный инвестиционный опыт 39
6. Заключение 41

Мечта российских рыночников осуществилась: проведено реформирование одного из крупнейших энергохолдингов мира. В подобном масштабе перевод важнейшего сектора экономики из государственно регулируемого режима в свободное рыночное плавание нигде в мире не осуществлялся.

Точка отсчета

Электроэнергетика России, в отличие от энергокомплексов других стран, не имела системных аварий более полувека (!), что свидетельствует о беспрецедентной стабильности работы всей системы энергоснабжения. Для экстремальных климатических условий России это имеет важнейшее значение. Только один факт столь уникальной надежности подтверждал правильность основных структурных и технологических решений, требовавших недопустимости коренной ломки важнейшей отрасли жизнеобеспечения.

Секрет успеха заключался в том, что учеными и специалистами при создании Единой энергосистемы страны была учтена особенность непрерывного процесса производства и потребления энергии, обеспечен баланс прав и обязанностей за текущую надежность и перспективное развитие отрасли на основе передовых технологий и эффективного оборудования. Это полностью соответствовало универсальному принципу отца кибернетики Норберта Виннера: **«Управление не может быть эффективным, если оно не учитывает технологических особенностей управляемой системы».**

Российский энергохолдинг характеризовали: высокий уровень параметров пара и мощность энергоблоков на электростанциях, а также уровень напряжения и мощность трансформаторов в электрических сетях; не имеющий аналогов объем теплофикации в городах; народно-хозяйственная оптимизация инвестиционных программ и режимов работы электростанций; противозатратная (нормативная) система планирования показателей работы. Энергокомплекс был оборудован отечественным оборудованием по всем видам генерирующих мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС), объединен развитой сетевой инфраструктурой на высоком и сверхвысоком напряжении, построенной по наиболее дешевому оптимизационному принципу (табл. 1).

Это обеспечивало один из самых низких в мире уровней тарифов на электроэнергию для промышленности и населения (табл. 3).

Чрезвычайно важно, что электроэнергетика СССР устойчиво работала в режиме самофинансирования не только текущей деятельности, но и расширенного воспроизводства без бюджетных вливаний и внешних займов.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 28

Электроэнергетика сегодня

Общая оценка положения в отрасли негативная. Десятилетний провал инвестиционной деятельности привел к тому, что ежегодно выполняется лишь 15–30% заявок на подключение новых потребителей (в одной Московской области, например, не реализовано 4000 МВт). В 2006 году ограничение роста ВВП России из-за недостатка энергомощностей, по оценке президента страны В. В. Путина, составило около 1500 млрд рублей. В ближайшие годы этот показатель не уменьшится, так как при ежегодном росте потребления на 3–4% вводится новых мощностей 1–1,5%.

Руководители регионов и бизнеса не могут понять, почему, имея большую, по сравнению с 1990 годом мощность электростанций, подстанций, ЛЭП *(табл. 1)*, мы столкнулись с острейшим инфраструктурным дефицитом даже в стратегически важнейших регионах: Тюменской, Кемеровской, Свердловской областях, Московском и Ленинградском энергорайонах.

Таблица 1

Использование энергопотенциала		
Наименование	**1990 г.**	**2007 г.**
Установленная мощность, млн кВт	213,3	216,0 ↑
Протяженность ЛЭП (35 кВ и выше), тыс. км.	615,3	725,0 ↑
Мощность электроподстанций (10 кВ и выше), млн МВА	526,0	570,0 ↑
Производство электроэнергии, млрд кВт ч	1082,0	985,0 ↓ ?
Наличие дефицитных регионов (численность населения)	В 7 регионах (8,0 млн чел.)	В 20 регионах (50 млн чел.)

Объяснение возникшего дефицита мощности неравномерностью развития регионов и секторов экономики малоубедительно. Во-первых, изменение структуры энергопотребления происходит не за один год. Во-вторых, высокий темп развития любого региона – это прежде всего показатель его финансовой устойчивости. Значит, руководители других секторов экономики нашли понимание у инвесторов, и только менеджеры энергохолдинга оказались отвергнутыми. В-третьих, никто не отнимал права перераспределения средств между регионами. Однако вплоть до московской

аварии 2005 года абонентская плата дефицитных энергокомпаний Мосэнерго и Тюменьэнерго уходила безвозвратно в РАО «ЕЭС России».

Профессор В. В. Платонов в своей монографии «Анализ стратегии развития и проблемы реформирования электроэнергетики России» показывает, что **расходы на реформирование отрасли в 2000–2005 годах составили 39,5 млрд долларов** и соответствуют затратам на технологию производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии *(табл. 2)*. Такие непроизводственные затраты могли обеспечить инвестиционную потребность страны до 2010 года.

Это еще раз показывает справедливость утверждения лауреата Нобелевской премии Джозефа Стиглица, что **«при отсутствии жесткого контроля собственника (государства) менеджмент оптимизирует личную прибыль».**

Таблица 2

Отраслевые затраты в 2000–2005						
Показатели	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Отпуск электроэнергии, млрд кВт·ч	642	615	618	639	670	690
Средний тариф, цент/кВт·ч	1,48	1,79	2,12	2,52	3,02	3,28
Реализация электроэнергии, млрд долларов	9,50	11,01	13,1	16,1	20,2	22,6
Затраты на производство электроэнергии, млрд долларов	2,98	3,45	3,75	5,84	7,95	9,02
Реализация электроэнергии при монопольной отрасли*, млрд долларов	4,89	5,65	6,15	9,57	13,03	14,08
Непроизводственные расходы на реформирование, млрд долларов	**4,61**	**5,36**	**6,95**	**6,53**	**7,20**	**8,84**

*Определена пропорционально структуре затрат до реформирования (отчет за 1996 год).

Непрофессионализм управления, затратная сущность преобразований, дезинтеграция региональных энергокомплексов, ликвидация основного научного, проектного, строймонтажного и ремонтного потенциалов привели к беспрецедентной деградации отрасли, чего не было ни в одной стране *(табл. 3)*.

Кроме указанных показателей, налицо катастрофическое снижение надежности: приморский кризис, якутское новогоднее обесточивание, уральская межсистемная авария, московский блэкаут. Повреждение оборудования устраняется недопустимо долго: на Рефтинской и Сургутской ГРЭС – несколько месяцев, на Каширской ГРЭС –

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 30

пять лет. Такова деградация производственных возможностей в крупнейших энергокомпаниях – Свердловскэнерго, Тюменьэнерго, Мосэнерго. Повреждение оборудования на ТЭЦ Улан-Удэ зимой 2007 года устранялось отправкой персонала, материалов и оборудования самолетами из Москвы! Мобилизационная готовность отрасли к ликвидации узких мест и устранению крупных аварий снизилась кратно.

Произошедшее субъективно связано с потерей влияния государства на деятельность холдинга и дочерних энергокомпаний (квалификация и ответственность государственных представителей). При этом объективных условий для этого не было.

Последние полвека, включая переломные моменты в истории своих стран, именно государственное управление электроэнергетикой оказало определяющее влияние на выполнение приоритетных национальных программ:

– послевоенное развитие энергетики СССР в условиях стартового отсутствия половины энергетического и энергомашиностроительного потенциалов;

Таблица 3

Сравнение с советским периодом					
Наименование	**Единица измерения**	**1990 г.**	**2007 г.**	**Показатели, аналогичные 2007 г.**	**Результат сравнения**
Технологические ограничения мощности электростанций	Млн кВт	12,0	28,0	**не былот в период**	16,0 млн кВт – равно вводам мощности за 1998–2008 гг.
Вводы новых энергомощностей (энергостроительный потенциал)	Млн кВт/год	4,9	2,2	**1959 г.**	Не позволяет выполнить программу 2006–2010 гг. (ввод 31,5 млн кВт)
Специализированный, ремонтный потенциал	Численность специалистов	40 000	7 000	**1952 год**	Не ремонтируется 8,0 млн кВт/год. Нет готовности к аварийным ремонтам
Износ основных фондов	%	40,6	56,4	**1947 год**	Снижается надежность энергоснабжения, вплоть до системных аварий

Сравнение с советским периодом					
Наименование	**Единица измерения**	**1990 г.**	**2007 г.**	**Показатели, аналогичные 2007 г.**	**Результат сравнения**
Потери электроэнергии в электросетях	% Млрд кВт·ч	8,2 82,0	14,0 112,0	**1946 г.**	Потеряно 30 млрд кВт·ч Годовая потребность новых потребителей.
Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии	Т.у.т./кВт·ч	311,9	333,5	**1976 г.**	Уменьшен отпуск тепла от ТЭЦ на 20%. Перерасход 5 млрд куб. м газа
Коэффициент использования мощности	%	57,2	51,9	**Не было в 1946–1990 гг.**	Не было в 1946–1990 гг.
Тариф для промышленных потребителей	Цент/кВт·ч	1,2	5,7	**Не было в 1946–1990 гг.**	Не обеспечивает конкуренто-способность отечественных товаров
Финансирование НИОКР	Млн долл.	150	10	**1950 г.**	Потеряно десять лет для развития передовых технологий
Доля отечественного оборудования в новых проектах	%	99,0	35,0	**1940 г.**	Угроза энергетической безопасности.
Доход топ-менеджеров среднеотраслевая оплата труда	Превышение, раз	3–5	70–100	**Не было в 1946–1990 гг.**	Десятикратный рост расходов на управление

Приведенные данные свидетельствуют, что по всем базовым сравнительным данным электроэнергетика отброшена на десятилетия, потеряв способность к эффективному расширенному воспроизводству.

– обеспечение Францией энергетической независимости, сохранение ранга великой державы после трех войн и потери нефтегазового Алжира;

– обеспечение постоянства тарифов за счет системного нормативного регулирования в **большинстве штатов (США) и провинциях (Канада);**

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 32

– подъем национальной энергетики в КНР, позволивший довести вводы энергомощностей до беспрецедентного уровня 60–100 ГВт в год;

– **стабилизирующее воздействие на экономику своих стран эффективных энергокомпаний** Норвегии, Чехии, Ирана, Вьетнама, Тайваня, компании EPDC (Япония).

Многолетний успешный опыт функционирования государственных энергокомплексов показывает, что **для фондоемких, наукоемких видов бизнеса, тем более отраслей жизнеобеспечения государственная регулируемая монополия является наиболее эффективной с точки зрения снижения социально-экономических рисков.** Представляется, что при реализации инвестиционных программ общегосударственного значения, требующих координации десятков отраслей экономики в среде производства, науки, образования, альтернативы государственному управлению в электроэнергетике нет. Конечно, это не отменяет различных вариантов государственно-частного партнерства и полной передачи на тендерной основе частным компаниям отдельных лицензируемых услуг.

Ход российских преобразований

Инициаторами реформ впервые в мировой практике выступили не собственник (государство), не потребители, а наемные менеджеры, по сути своей временщики. На первом этапе реформ были разделены на отдельные виды бизнеса (генерация, транспорт, распределение и сбыт) наиболее устойчивые по технологическим и хозяйственным связям вертикально интегрированные региональные энергокомпании. Исключений не было даже для стратегически важнейших компаний, обеспечивающих энергетическую безопасность страны (Мосэнерго, Тюменьэнерго, Кузбассэнерго и др.), которые оказались разделенными на пять–десять частей.

По экстерриториальному принципу были созданы оптовые генерирующие компании (ОГК), в которых объединены электростанции, отстоящие друг от друга на тысячи километров и не имеющие ни технологических, ни хозяйственных связей.

Проведенные реформы превратили третий (после США и КНР) энергокомплекс мира в хаотичный конгломерат третьеразрядных компаний. Средняя энергетическая мощность вновь образованных ОГК и ТГК составляет лишь 5668 МВт (максимальная мощность 13624 МВт в ТГК-1). Средняя капитализация генерирующих компаний по максимальному курсу акций за календарный год составила около 4 млрд долларов (от 1,9 до 9,3 млрд долларов США).

Какова финансовая устойчивость таких новообразований, наглядно показало развитие событий на фондовых рынках в последние месяцы. Если стоимость акций европейских компаний снизилась с начала года на 15÷25%, то у российских энергокомпаний она упала в среднем в три раз. Сегодня, например, капитализация крупнейшей компании (ОАО «Мосэнерго») составляет лишь 3,2 млрд долларов США.

Для сравнения, средняя электрическая мощность зарубежных компаний составляет 51 000 МВт, максимальная – 102 000 МВт (EDF) при капитализации 73,4 и 159,0 млрд долларов США соответственно, что ровно на порядок (в 10 раз) больше, чем у российских компаний *(табл. 4).*

Таблица 4

Сравнение с зарубежными энергохолдингами (2007)

№	Страна	Компания	Электрическая мощность, ГВт (млн кВт)	Производство электроэнергии (млрд кВт·ч)	Капитализация, млрд долларов	Всего активов (total assets), млрд долларов
1	Германия	E.ON	67,3	400,4	119,8	159,8
		RWE	58,7	312,1	68,3	117,3
2	Испания	Iberdrola	42,5	220,3	77,7	102,4
3	Италия	Enel	75,5	259,1	65,9	183,1
4	Канада	Hydro Quebec*	35,4	192,0	65,0	55,8
5	США	Dake Power	23,7	128,7	22,5	68,7
6	Франция	EDF*	102,0	502,6	159,1	224,8
		Suez	53,5	266,5	86,1	92,6
7	Финляндия	Fortum*	13,5	67,2	42,0	28,2
8	Чехия	CEZ*	14,3	73,8	45,4	21,5
9	Швеция	Vattenfall*	37,2	214,3	ок. 50,0	44,8
10	Япония	Tepco*	62,0	287,6	36,0	111,2
		Kansai Electric	29,9	147,2	24,0	68,4
11	Россия	ОГК-1	9,5	50,0	5,3/2,0**	2,47
		ТГК-3	10,7	63,5	9,3/3,2**	5,92

*Отмечены энергокомпании с контрольным пакетом акций у государства.
**В знаменателе капитализация на 1 сентября 2008 года.

Почему энергетический потенциал, капитализация и общие активы зарубежных компаний столь значительно превосходят российские аналоги не только в странах «Большой семерки», но и в малых странах – Чехии, Финляндии, Португалии, Республике Корея, Республике Китай? Потому, что в этих национальных энергохолдингах

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 34

не тратили десятки миллиардов долларов на дезинтеграционные реформы, а активно участвовали в общемировом процессе слияний и поглощений, укреплении вертикальной интеграции, образовании энерготопливных компаний и общих электрогазовых инфраструктур. Это привело к консолидации активов; снижению корпоративных затрат; доверию акционеров, потребителей и финансовых институтов; росту финансовой привлекательности и устойчивости. **Синергетический эффект такого управления убедительно иллюстрируют двух- и трехзначные цифры капитализации зарубежных энергохолдингов.**

Если бы российский электроэнергетический потенциал состоял из компаний, подобных европейским энергохолдингам, то в нем достаточно было бы иметь:

– или две компании, подобные EDF;

– или три компании, подобные E.ON, Enel;

– или пять компаний, подобных RWE, Suez, Iberdrola, Vattenfall.

Такое укрупнение улучшило бы условия обеспечения текущей надежности энергоснабжения и решения вопросов перспективного развития, а также **создало бы конкурентные отношения управляющих команд по основным видам деятельности** (эксплуатация, техническое обслуживание, инвестиции, инновации, экология). Именно этого нам не хватало последние десять лет. Кроме того что была проведена дезинтеграция генерирующего потенциала, при реформировании были образованы (путем выделения из энергохолдинга) Федеральная сетевая компания (ФСК) и Системный оператор (СО ЦДУ). При этом в ФСК передана не только межсистемная инфраструктура, но и часть сетей регионального значения. На СО ЦДУ возложены дополнительные функции диспетчерского управления региональными энергокомплексами.

В результате произошло смешение тактических и стратегических функций, пропала объективность обратной связи, образовались имущественные барьеры для диспетчерских команд. Дееспособность отрасли снизилась, управление теплоснабжением потерялось.

В технически сложнейшей отрасли жизнеобеспечения ликвидированы Главное техническое управление и Инспекция по эксплуатации, утеряна функция головных проектных организаций, все научно-технические и проектные институты проданы. Фактически прекращено финансирование новой техники и технологий.

Потеряна координирующая роль в развитии смежных отраслей энергомашиностроительного и энергостроительного комплексов. Остаточный принцип финансирования технического обслуживания привел к разрушению отраслевого специализированного ремонта, оперативно устранявшего аварии в любом регионе страны. На финальной части реформ проведена продажа тепловой генерации, а это 70% энергопотенциала, в частную собственность.

При этом из уставов новых энергокомпаний исключена цель – обеспечение надежности, что свело к нулю ответственность за энергоснабжение.

Приоритетом реформ не стало ни обеспечение энергетической безопасности, ни повышение надежности энергоснабжения, ни снижение стоимости электроэнергии в ВНП, что в стране с холодным климатом и гигантскими расстояниями для трубопроводного и железнодорожного транспорта имеет чрезвычайное значение.

Фактически суть реформ свелась к привлечению инвестиций любой ценой, в том числе за счет продажи кратно недооцененных акций энергокомпаний.

Такой подход для государства аналогичен продаже за бесценок всех действующих нефтяных месторождений ради получения средств на разведку будущих, для владельца квартиры – продаже жилой площади ради евроремонта на кухне.

Цена привлекаемых инвестиций

Основных источников привлечения инвестиций три:

1. Продажа акций:

– государственной доли в РАО «ЕЭС России»;

– доли РАО «ЕЭС России» в АО-энерго (опосредованно тоже государственной);

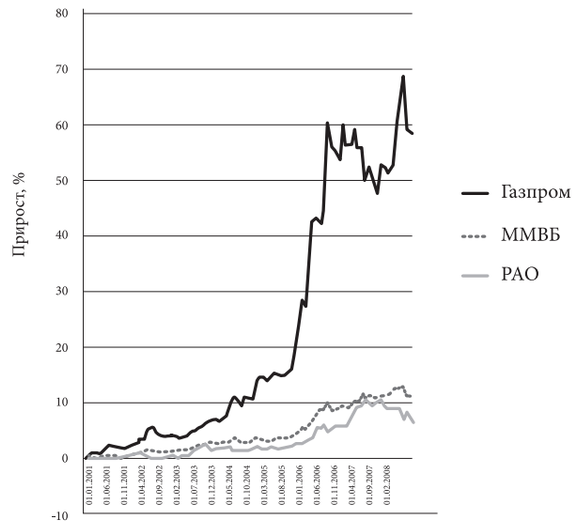
2. Тарифы на энергию, которые предполагается либерализировать с 2011 года;

3. Средства федерального бюджета.

Насколько выгодна экономике такая инвестиционная политика?

Для ответа на вопрос представляет интерес динамика изменения курса акций энергохолдинга после стабилизации финансового положения в стране *(график 1),*

Изменение цены акций в 2000–2008 годах



Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 36

Восьмилетняя статистика бесстрастна: политика менеджмента не вызывала доверия у инвесторов. Ежегодный прирост цены акций РАО «ЕЭС России» за период 2001–2008 годов не только кратно ниже, чем у второй отечественной монополии – ОАО «Газпром», но и отставал от усредненного роста индекса Московской межрегиональной валютной биржи (ММВБ).

«Голубая» фишка РАО «ЕЭС России» фактически использовалась для PR-компаний и получения дополнительных доходов менеджерами, имеющими опционы по кратно заниженной цене. Такая опционная программа позволила им заработать 450 млн. долларов (!), но капитализация энергокомпаний оказалась в разы ниже уровня, позволяющего цивилизованно привлекать инвестиции в новое строительство через эмиссию акций.

1. Стоимость акций РАО «ЕЭС России» во время продажи составляла около 1,1 долл./акция. Капитализация энергохолдинга, который контролирует 150,0 млн кВт мощностей, составляет 45,0 млрд долларов, то есть 280 долл./кВт. Это величина на порядок (в 10 раз) меньше, чем капитализация 1 кВт установленной мощности крупнейших европейских компаний (3000 долл./кВт мощности).

2. Стоимость акций генерирующих компаний (объединенных и территориальных) по результатам продаж составила от 400 до 700 долл./кВт. При этом необходимо учесть, что цена продажи делится аналитиками только на электрическую мощность. Однако реформаторы умалчивают, что для территориальных генерирующих компаний (Мосэнерго, Ленэнерго, Омскэнерго, Хабаровскэнерго и т.д.) одновременно продана и тепловая мощность, которая в 3,0-3,5 раза превосходит электрическую генерацию.

Фактически с учетом тепловой мощности акции генерирующих компаний стоили 200–400 долл./кВт, что тоже в 10 раз ниже цен на европейском фондовом рынке.

3. Продажа собственности кратно ниже реальной цены не есть выгодная сделка. Это даже не торговля, это наглый грабеж среди белого дня. Может быть, на собранные деньги можно построить второй энергетический потенциал страны? Не зря же инвестиционная программа амбициозно названа «ГОЭЛРО-2». Ничего подобного. По планам энергохолдинга необходимо построить в период 2006–2010 годов не менее 31,0 ГВт новых мощностей. Реально построят не более 15,0 ГВт, ценой потери госсобственности в 70% потенциала отрасли, будет введено лишь 7% общей мощности электростанций. Причина известна: удельная стоимость строительства новых мощностей составляет не 300 долл./кВт (цена продажи акций) и даже не 900 долл./кВт (цена строительства в США), а около 1500 долл./кВт, для угольных же ТЭС более 2000 долл./кВт.

4. Либеральное ценообразование – вторая основная цель реформ после приватизации тепловой генерации. Столь радикальное изменение рыночных отношений продавец – покупатель вводится с 2011 года. Далеко не все страны даже со столетней рыночной историей отказываются от государственного регулирования естественных

монополий. Причина проста: цивилизованный рынок должен работать в интересах покупателя. Значит, должны быть 30% резервов для обеспечения избыточного предложения. У нас таких резервов нет, более того, большинство регионов дефицитны по мощности. Значит, на российских либеральных торгах рыночная сила будет у продавца. **Положение усугубляется тем, что в этот же период меняются правила оптового рынка (это третья основная цель реформ): электроэнергия будет продаваться по так называемой равновесной цене.** За этим безобидным названием скрывается то, что вместо усредненной цены продажа будет осуществляться по максимальной заявочной цене замыкающей электростанции, участвующей в балансе производства электроэнергии.

Такая модель рынка обеспечивает минимальную рентабельность только самому дорогому продавцу. Все остальные продавцы получают незаработанную сверхприбыль. **Экспертные оценки показывают, что в связи с кратным различием себестоимости отдельных поставщиков превышение тарифов на энергию при реализации новой модели составит 2,5–3 раза.**

Российские потребители будут переплачивать за электроэнергию около 600 млрд рублей ежегодно. При этом 90% этих средств из кармана остального российского бизнеса пойдет не на инвестиции, а в сверхдоход новых собственников генерирующих компаний. Стоит ли рисковать экономикой всей страны, чтобы построить лишь несколько электростанций?

5. Средства федерального бюджета. Реформаторы многократно подчеркивали, что они получают для развития частные инвестиции, не обременяя федеральный бюджет. Так ли это и почему бюджетные средства нельзя вкладывать в электроэнергетику?

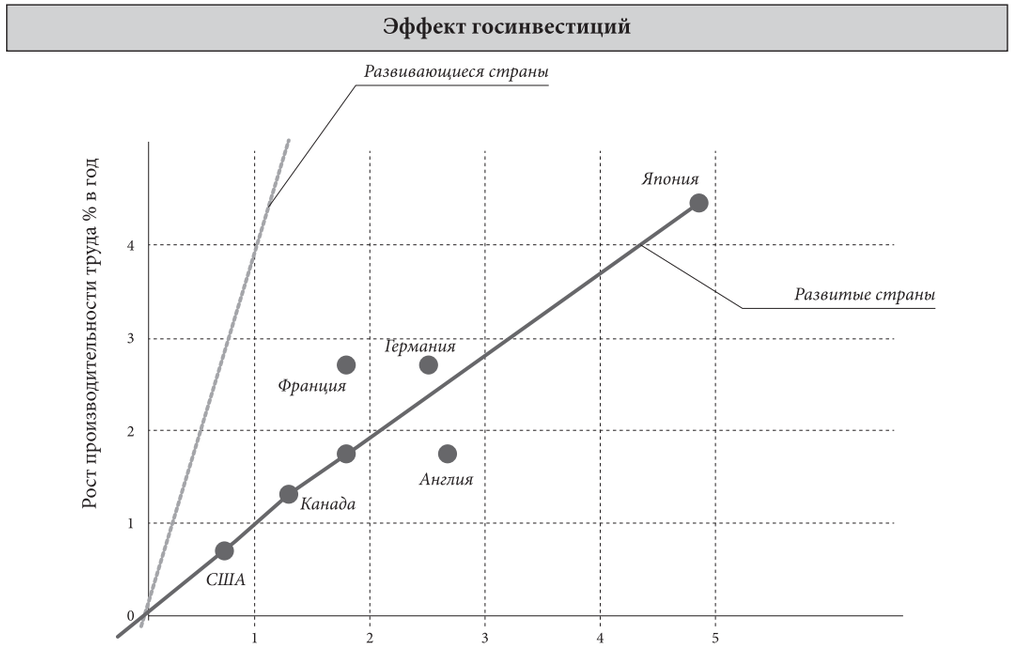
При продаже собственно акций РАО «ЕЭС России» и пакета акций государственного энергохолдинга в дочерних компаниях фактически продаются акции государства. Однако вместо того, чтобы полученные средства перечислить в бюджет, они фактически через инвестиции прямо передаются частным акционерам.

Поэтому более правильно считать эти средства бюджетными, а их вложения в ОГК и ТГК не что иное, как доля государства в этих компаниях. Почему же было прямо не профинансировать из бюджета новое строительство в электроэнергетике, тем более что акции энергетических компаний продавались по демпинговым ценам?

Вложение бюджетных средств в инфраструктуру – общепринятая статья расходов любого государства. По мнению экспертов, это наиболее быстро окупаемые расходы, так как они создают условия для развития всех видов бизнеса. На *графике 2 (стр. 38)* показана эффективность государственных инвестиций.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 38

График 2



Госинвестиции в инфраструктуру к объему ВВП %
Использованы материалы David Ashauer

По оценкам экспертов, каждый рубль госвложений в развитие промышленной инфраструктуры дает через несколько лет 3-4 рубля дополнительных налогов, не считая новых рабочих мест и доходов граждан. Убытки, которые несет страна при дефиците мощности, чрезвычайно велики.

В 2006–2007 годах снижение ВВП из-за дефицита мощности для новых потребителей оценивается в 1500 млрд рублей ежегодно.

Снижение ВВП за пятилетку 2006–2010 годов (программа ввода 31,0 ГВт новых мощностей будет сорвана) составит в 5 раз большую сумму. Это реальный «вклад» десятилетнего управления топ-менеджерами РАО «РАО ЕЭС России» в экономику страны, за который они получили сотни миллионов долларов.

При огромном дефиците средств в РАО «ЕЭС России» **фактически нет механизма контроля целевого использования инвестиционных средств.** Тендеры на новое строительство сегодня фиксируют лишь стоимость энергопроекта перед началом работ. При этом после завершения строймонтажных работ выявляется, что их стоимость возросла на 30÷70%. Никаких финансовых санкций к проектировщику

и подрядчику энергокомпанией как заказчиком не применяется. Анализируя деятельность энергохолдинга за 1998–2005 годы, профессор В. В. Платонов выявил «потерю» 39 млрд долларов для вложений в генерацию. Этих средств с избытком бы хватило для ликвидации дефицита мощности в Тюмени, Москве и других регионах.

Зарубежный инвестиционный опыт

Западными энергокомпаниями используется ряд инвестиционных механизмов: – конечно, основным источником финансирования остаются тарифы на электроэнергию. Однако рынок электроэнергии в большинстве стран как для схемы госрегулирования, так и для рыночного ценообразования, как правило, работает по схеме усреднения цены. **В последние годы наиболее эффективной является модель «Единый покупатель», которая решает инвестиционные задачи без ущерба для конкурентности национальных потребителей;**

– ни один собственник энергокомпаний никогда не пойдет сегодня на продажу контрольного пакета акций по демпинговым ценам ради обещания нового собственника форсировать инвестиционную деятельность завтра.

В КНР используется совместное финансирование государством и частными компаниями энергетического строительства, когда на тендере частные компании (включая иностранные) конкурируют по стоимости и сроку окупаемости. При этом доля государства определяется вложениями, компенсирующими затраты от фактического до принятого в тендере срока окупаемости (не более восьми лет). Это почти аналог нашего «механизма гарантирования инвестиций», который до сих пор не реализован ни на одном проекте. Успехи государственного и государственно-частного энергостроительства в КНР общеизвестны: ввод мощностей достиг 100 ГВт/год (!);

– финансирование нового энергетического строительства за счет эмиссии акций используется, когда их рыночная цена в пересчете на кВт мощности близка к реальной стоимости нового строительства или выше нее. Эмиссия акций при рыночной цене на порядок ниже удельной стоимости нового строительства – это или криминал, или передел собственности;

– широкое распространение получили все формы проектного финансирования. Это отделяет экономику основного бизнеса инвестора от ответственности за окупаемость новых энергообъектов. Такой подход предотвращает проектирование и строительство дорогих электростанций, что сразу исключает российский «откат»;

– распространение для независимых инвесторов получил метод IPP (строю, владею, эксплуатирую), который основан на гарантиях покупателя (региональной энергокомпании) по объему и цене покупаемой электроэнергии всего периода окупаемости объектов. **По данному механизму за десять лет построено более 100 ГВт новых энергомощностей. Это почти 50 годовых программ РАО «ЕЭС России»;**

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 40

– совершенно особый подход начиная с 90-х годов был осуществлен в США. Новым потребителям в дефицитных штатах предложили вместо платы за присоединение провести финансирование работ по энергосбережению в энергоемких секторах экономики. При этом объем сэкономленной мощности (энергии) давал им право на его использование в своих новых энергоиспользующих установках. **Метод, который назвали строительством «электростанций энергосбережения», позволил в короткое время ввести в строй 32,0 ГВт «новых» энергомощностей по цене 300–500 долл./кВт!** Это вся пятилетняя программа РАО «ЕЭС России»;

– особое внимание в европейских странах уделено стимулированию строительства новых электростанций для комбинированного производства электроэнергии и тепла (когенерационные мини-ТЭЦ). Законодательством ряда стран установлено, что **мощность и энергия этих энергоисточников, так же как и возобновляемых источников электроэнергии, должна обязательно приниматься в электрическую сеть и покупаться региональными энергокомпаниями.** У нас же, даже в Москве, за последние десять лет снизился отпуск тепла на ТЭЦ и возрос в котельных;

– в отдельных странах тарифные инвестиции в электроэнергетику не облагаются налогом. У нас такое решение есть только по «Росэнергоатому». Широкое распределение получила практика отложенного налогообложения на период строительства. Взимание налогов начинается только после пуска энергообъекта в эксплуатацию. Имея многие годы половину правительства страны в составе директоров энергохолдинга, менеджеры не решили этот вопрос;

– понимая, что имеющийся уровень техники и технологий не соответствует требованиям надежности и эффективности в условиях объективного роста цен на топливо и металл, **ведущие энергокомпании увеличили объем финансирования НИОКР до 2,0% от уровня затрат.** Новые технологии и оборудование позволили увеличить прибыль, направив ее на инвестиции. В РАО «ЕЭС России» при затратах на НИОКР 0,1% этот источник отсутствует.

***

Реформаторы фактически предлагают нам финансировать развитие российской электроэнергетики:

– во-первых, за счет получения разового источника средств от продажи по демпинговым ценам основы отрасли – тепловой генерации (150 ГВт). Финансовые потери составляют сотни миллиардов рублей при потере государственного контроля над основной частью производства электроэнергии;

– во-вторых, новый собственник генерации получает право на продажу мощности введенных энергоблоков по сверхприбыльным тарифам на весь период их окупаемости. При этом срок окупаемости новых энергетических мощностей, равный десяти годам, в 2-3 раза короче принятых сроков окупаемости для энергетических объектов большинства зарубежных стран, что дополнительно увеличивает стоимость электроэнергии;

– в-третьих, при переходе к либеральному рынку по модели «равновесная цена» из-за запредельного подъема тарифов на электроэнергию неизбежна стагнация экономики вследствие потери конкурентных преимуществ энергоемкого национального бизнеса, который является основным налогоплательщиком. Это накладывает ограничения на расширенное воспроизводство для развития электроэнергетики из-за снижения налоговой базы.

***

Министру энергетики России и правительству придется решать сложные последствия реформ в тяжелых условиях:

– профессионализм управленческих команд в энергокомпаниях резко снижен, что недопустимо для отрасли жизнеобеспечения;

– ответственность за энергоснабжение из-за приоритета прибыли и ликвидации базовых лицензий в генерации отсутствует и не подкреплена правовыми нормами;

– дефицитность большинства регионов европейской части страны, Урала, Тюмени, необходимые резервы мощности в которых отсутствуют;

– снижение ВВП из-за невозможности подключить потребителей нового бизнеса, составляет 1500 млрд руб./год с тенденцией постоянного роста;

– ограничение мощности электростанций по технологическим причинам выросло в 1,5 раза и сегодня составляет около 30 ГВт;

– потери электроэнергии в сетях выросли на треть и дошли до уровня послевоенного 1946 года (15%);

– потерян наполовину потенциал ведущих проектных и научных институтов;

– ликвидировано большинство специализированных ремонтных предприятий;

– возможности строймонтажных организаций составляют треть от необходимого.

В результате под угрозой срыва не только инвестиционная программа, но и возможность проведения аварийных работ. Энергоблок на Каширской ГРЭС «восстанавливается» уже пятый год. Энергоблок на Сургутской ГРЭС-2 находился в аварийном ремонте полгода. А ведь это стратегически важнейшие, дефицитные регионы страны (Московский, Тюменский).

Заключение

Российский опыт преобразования электроэнергетики уникален:

– по отсутствию экономических обоснований;

– по игнорированию достойной цели – народно-хозяйственной эффективности;

– по отрицанию приоритета надежности и национальных особенностей.

Объявленная менеджерами цель реформ фактически упрощена до профанации – «инвестиции любой ценой». Это управленческий абсурд, не имеющий аналогов.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 42

Финансировать развитие электроэнергетики предполагается за счет разовой продажи по демпинговым ценам основы основ отрасли – тепловой генерации, а затем за счет либерализации цен на электроэнергию. Последствия очевидны: неизбежный рост тарифов, подрывающий конкурентоспособность энергоемких экспортно ориентированных отраслей с колоссальным ущербом для экономики; потеря государственного контроля над производством электроэнергии; утрата ответственности за стабильность поставок электроэнергии. **Фактически под флагом реформ одной отрасли – электроэнергетики в стране разрушена вся система энергоснабжения.** Это на длительную перспективу делает беспомощным правительство и беззащитным национального потребителя.

Что необходимо предпринять для перевода дезинтегрированной затратной отрасли на эффективные рельсы с прогнозируемым расписанием движения?

Во-первых, необходимо обеспечить корпоративную правовую основу приоритета надежности. Изменить уставы всех вновь образованных компаний, назвав основной целью общества не прибыль, а обеспечение надежного энергоснабжения потребителей. При этом ответственность за частоту, напряжение и качество централизованного электроснабжения должна обеспечиваться для всех подключенных потребителей. Принять решение о лицензировании важнейших видов деятельности в электроэнергетике, в первую очередь для генерирующих компаний.

Во-вторых, обеспечить профессионализм управления федеральным и региональным энергокомплексами. Внедрить единую систему контрактов, обеспечивающую карьерный рост только для успешных менеджеров-профессионалов, а оценку менеджеров проводить по обеспечению текущей надежности, подготовке к работе в зимних условиях и перспективному развитию в темпе подъема экономики.

В-третьих, создать государственную систему обеспечения надежности энергоснабжения за счет принятия стандартов надежности, законодательной и нормативной базы их обеспечения, инженерной экспертизы организационных, экономических и технических решений в отрасли с постоянным мониторингом последствий проводимых преобразований. Проанализировать последний мировой опыт создания в последние годы подобных систем в США, Европе (комитеты по надежности энергосистем, директивы о приоритете надежности) на основе анализа причин и последствий крупнейших энергетических аварий.

В-четвертых, сохранить государственное регулирование тарифов на электроэнергию. Дополнить его противозатратным механизмом эталонного сравнения затрат, успешно внедренным по всем видам бизнеса во многих европейских компаниях, и восстановить эффективную систему оптимизации топливоиспользования.

В-пятых, для обеспечения инвестиционной привлекательности финансовой устойчивости и управляемости **российского энергетического комплекса провести кратную консолидацию активов до уровня производственной мощности крупнейших западных компаний.** Заменить безответственный экстерриториальный принцип

формирования генерирующих компаний на ответственность вертикально интегрированных холдингов на базе межрегиональных Объединенных энергосистем. Средняя мощность российских ОГК и ТГК составляет лишь 5,7 ГВт. Для сравнения, средняя мощность десяти ведущих европейских компаний на порядок больше – 51,7 ГВт.

Наиболее подготовлен вариант создания семи энергокомпаний на базе Объединенных энергосистем и Объединенных диспетчерских управлений *(табл. 5).*

В перспективе возможен вариант двух еще более мощных энергокомпаний:

– Европейской компании мощностью 113,3 ГВт (Центр, Средняя Волга, Северо-Запад, Юг);

– Объединенной восточной энергокомпании мощностью 108,9 ГВт (Урал, Сибирь, Восток). Для сравнения, мощность EDF (Франция) – 102,0 ГВт.

Таблица 5

Показатель	**Объединенные энергосистемы (ОЭС)**						
	Центр	**Средняя Волга**	**Северо-Запад**	**Юг**	**Урал**	**Сибирь**	**Восток и изолированные компании**
Установленная мощность гВт:	47,4	26,7	21,0	16,2	42,7	47,1	14,2
полезных Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	239,9	109,5	95,0	71,5	242,9	194,0	44,5

ИСТОЧНИК: РОССТАТ, РАСЧЕТЫ ИНСИТУТА «ЦЕНТР РАЗВИТИЯ НИУ ВШЭ»

Газета «Ведомости» 10.04.2013 г

В-шестых, внедрить модель оптового рынка электроэнергии «Единый покупатель», которая позволяет усреднять тарифы на электроэнергию, использовать межсистемную оптимизацию режимов работы, что стабилизирует цены и обеспечивает возврат средств инвесторам.

В-седьмых, разработать и реализовать комплекс мер по научно-техническому развитию отрасли и увеличению потенциала строймонтажного, ремонтного комплексов и взаимосвязанных отраслей, прежде всего в ТЭКе и энергомашиностроении.

***

Конечно, перечисленные направления необходимо детализировать и разработать сбалансированные программы их реализации. В структуре отрасли необходим мозговой центр, который, не отвлекаясь на текущие проблемы, возглавит эту крайне необходимую работу и проведет ее в минимальные сроки.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 44

В отрасли требуется создание дееспособных структур, возглавляемых профессионалами с успешным опытом предыдущей работы для осуществления перехода к эффективному, управляемому российскому энергокомплексу XXI века.

В США над аналогичной программой работали 60 научных коллективов в течение трех лет. У нас на эту работу нет таких сил, но нет и такого времени. Сегодня не рано, а завтра будет поздно.

Заслуженный энергетик России, д.т.н., профессор В. В. Кудрявый.
Май 2007 г.

Риски и угрозы российской электроэнергетики. Пути преодоления

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 46

Введение

Электроэнергетика по энциклопедическим канонам – большая управляемая система. К таким системам относятся сложные технологические и биологические комплексы, особенностью которых является совокупность взаимосвязанных и взаимозависимых подсистем, объединенных общей целью функционирования.

Предложенное понятие введено в кибернетике не с целью классификации, а чтобы выделить способ рассмотрения систем большого масштаба с учетом всего комплекса протекающих в них явлений. Фрагментарное изучение отдельных узлов и подсистем большой управляемой системы, так же как и поочередное изучение отдельных черт и явлений, или их упрощенное рассмотрение оказываются бесплодными, а рекомендации разрушительными по своим последствиям.

С целью изучения и совершенствования больших управляемых систем используются только такие методы, которые не игнорируют наличия тесной взаимосвязи между большим количеством факторов, определяющих поведение рассматриваемой системы. При этом структура таких систем сохраняется в виде иерархической системы, что позволяет использовать преимущества централизованных и децентрализованных систем и в значительной мере освободиться от их недостатков. Управление большими управляемыми системами должно основываться на совместном участии в его процессе людей и технических средств. При этом выполнение централизованных операций, как правило, возлагается на ЭВМ, а принятие решений на основе неформальных методов – на руководителей.

В представленной работе автором показана взаимосвязь процессов в электроэнергетике для основных подсистем (региональные энергокомплексы) и важнейших структур (ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС», генерирующие компании, ОАО «АТС» и НП «Совет рынка»). Именно это не было учтено при реформировании отрасли, что является основной причиной негативных последствий проведенных преобразований.

Содержание

1.0. Общая оценка реформ....49
2.0. Факторы негативных последствий....50
2.1. Дезинтеграция энергосистем....50
2.2. Системные риски отрасли....52
2.3. Потеря дееспособности региональных энергокомплексов....52
2.4. Финансовые потери в регионах....53
2.5. Снижение статуса поставщика электроэнергии....55
2.6. Трудности диспетчерского управления....56
2.7. Сложности региональных электросетевых комплексов....57
2.8. Риски технического обслуживания....58
2.9. Изменения на розничных рынках....58
2.10. Оптовый рынок электроэнергии....60
2.11. «Последняя миля»....65
2.12. Перекрестное субсидирование....67
2.13. Факторы удорожания тарифов....69
2.13.1. Стоимость строительства сетей....70
2.13.2. Стоимость строительства электростанций....70
2.13.3. Стоимость финансовых средств....71
3.0. Варианты решений проблем....75
3.1. Финансирование расширенного воспроизводства....75
3.2. Влияние инвестиций на инфляцию....76
3.3. Основные условия окупаемости энергообъектов....77
3.4. Целесообразные механизмы инвестирования....78
3.4.1. Финансовая ответственность заявителя....79
3.4.2. Простое и расширенное воспроизводство....79
3.5. Потери и риски в российской электроэнергетике....80
3.5.1. Финансовые риски....80
3.5.1.1. Модель оптового рынка....80
3.5.1.2. Система финансирования инвестиционной деятельности....80
3.5.1.3. Увеличение доли сетевой составляющей....81
3.5.2. Высокая стоимость строительства энергообъектов....81
3.6. Технологические риски....81
3.6.1.Технологический риск в основе отрасли....81
3.6.2.Усложнение эксплуатации и режимного управления....81
4.0. Двоевластие на рынке электроэнергии....82
4.1. Коммерческое управление....82
4.2. Технологическое управление....83
5.0. Ответственность на рынке электроэнергии и мощности....85

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 48

5.1. Ответственность в коммерческом регулировании 85
5.2. Ответственность в технологическом регулировании 85
6.0. Зарубежный опыт снижения стоимости строительства 87
6.1. Долгосрочное кредитование 87
6.2. Софинансирование государством 87
6.3. Детальное нормирование затрат 88
6.4. Планирование снижения удельной себестоимости 88
6.5. Применение типовых проектов 89
6.6. Возможность использования мирового опыта в России 89
6.7. Послереформенная структура электроэнергетики КНР 89
6.8. Меры правительства КНР по развитию и дееспособности структуры отрасли 92
6.9. Противозатратные меры в энергетике КНР 92
6.10. Дополнительные факторы влияния на затраты 93
7.0. Заключение 104
7.1. Снижение затрат на действующих энергообъектах 104
7.2. Снижение стоимости строительства 105
7.3. Переход на модель «Единственный покупатель» 105
7.4. Введение нормирования предельной рентабельности 107
7.5. Кадровая политика 107
Приложение: Материалы презентации доклада сотрудников Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН (авторы Н. И. Воропай, Л. С. Беляев, И. С. Большаков, С. В. Подковальников) 109

Технологические риски и финансовые потери в электроэнергетике и у потребителей

1.0. Общая оценка реформ

Десятилетний период реформирования электроэнергетики и последующая пятилетка либерального опыта позволяют обобщить мнение экспертного сообщества.

Основные цели реформ не достигнуты ни по надежности, ни по эффективности, ни по инвестиционной привлекательности, ни по снижению затрат и тарифов.

Более того, сегодня все в большей мере проявляются негативные последствия реализованных преобразований для дееспособности отраслевой структуры управления, эффективности рынка электроэнергии, равноправных отношений с потребителями, вызванных:

– снижением компетентности штаба отрасли – Минэнерго РФ;

– отсутствием ответственности СО ЕЭС за финансовую и топливную эффективность;

– потерей административного ресурса у инфраструктурной основы – электросетевого распределительного комплекса в регионах;

– внедрением модели продаж электроэнергии по равновесной цене спотового рынка, превратившей ОРЭМ в рынок продавца;

– уничтожением чрезвычайно важного понятия «энергоснабжающая организация» для всех потребителей при полной отстраненности от них остальных субъектов рынка;

– необоснованной сверхприбылью ГЭС, АЭС, ГРЭС вблизи региона добычи топлива из-за независимого от них конкурентного преимущества – используемого энергетического ресурса, места расположения и режима работы;

– реальным риском убыточности большинства ТЭЦ после принудительного вывода их на оптовый рынок из-за несогласованных механизмов продаж тепловой и электрической энергии, создающих реальную угрозу снижения надежности работы социально значимого сектора генерации.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 50

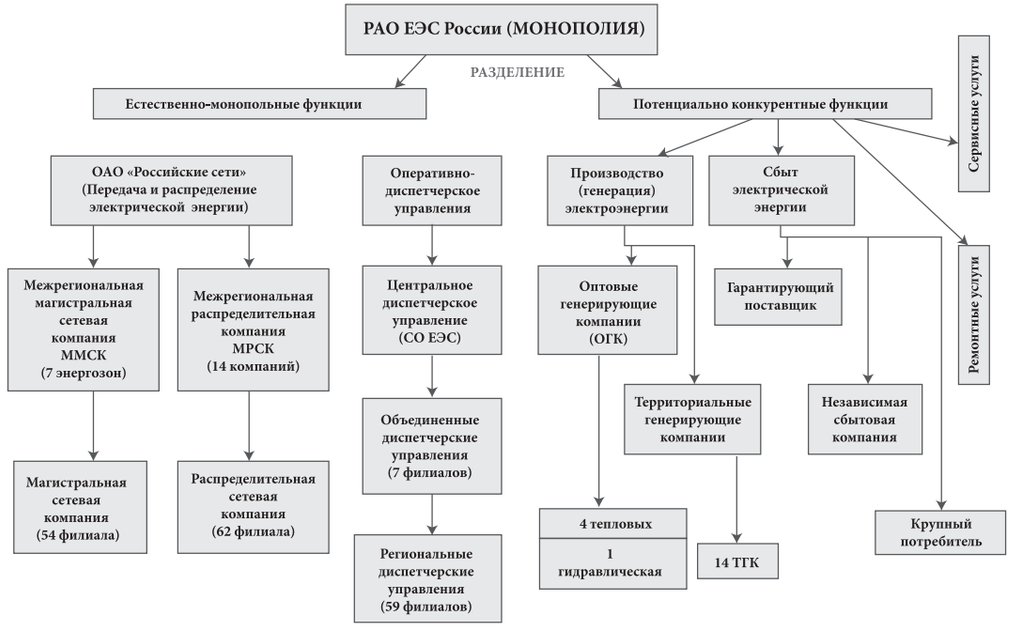
2.0. Негативные структурные, рыночные и приоритетные факторы создались по следующим основным причинам.

2.1. Дезинтеграция региональных энергокомплексов (энергосистем) *(рис. 1)*, деление Единой энергосистемы страны на ценовые и неценовые зоны привели к разрыву сложившихся технологических, управленческих, хозяйственных связей и потере системного эффекта для снижения затрат в инвестиционной деятельности и оптимизации режимов.

Рисунок 1

Вместо одной вертикально интегрированной энергосистемы в субъектах РФ возникли конгломераты из отдельных энергетических объектов экстерриториальных компаний *(рис. 2 на стр. 51)*, которые решают вопросы текущей прибыльности любой ценой.

Рисунок 2



Значительный ущерб надежности при переходе к рынку нанес приоритет кратковременной прибыли в отрасли, определяющей жизнеобеспечение потребителей всех секторов экономики, а также коррупция (откаты) при закупках оборудования, выполнении работ и услуг.

Практически полное прекращение финансирования НИОКР привело к утрате значительной части научно-технического потенциала, разрушению системы технического регулирования и информационно-аналитического обеспечения. В результате потеряна возможность получать объективную оценку деятельности топ-менеджеров по эффективности эксплуатации, качеству технического обслуживания, удельной стоимости инвестиционных затрат, результатам инновационных внедрений, экологическим показателям.

Тяжелейшие последствия разрушения важнейших отраслевых обратных связей иллюстрируют московская (2005) и саяно-шушенская (2009) аварии.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 52

2.2. Хозяйственная деятельность вновь образованных энергокомпаний при уставном приоритете прибыли в принципе не может быть нацелена на сдерживание тарифов для потребителей. Из-за роста трансакционных издержек, маржинальной модели оптового рынка для генерации, неподготовленного перехода на механизм гарантированного возврата инвестиций (RAB) в сетях, взрывного роста количества электросетевых (> 3500 ед.) и сбытовых компаний (> 300 ед.) цена на электроэнергию сегодня достигла величины, влияющей на потерю позиций энергокомпаний, входящих в ЕЭС на традиционных рынках электроэнергии и тепла. **По общему мнению экспертов, российская электроэнергетика достигла и превзошла по уровню тарифов для промышленных потребителей наших основных конкурентов на мировых рынках.**

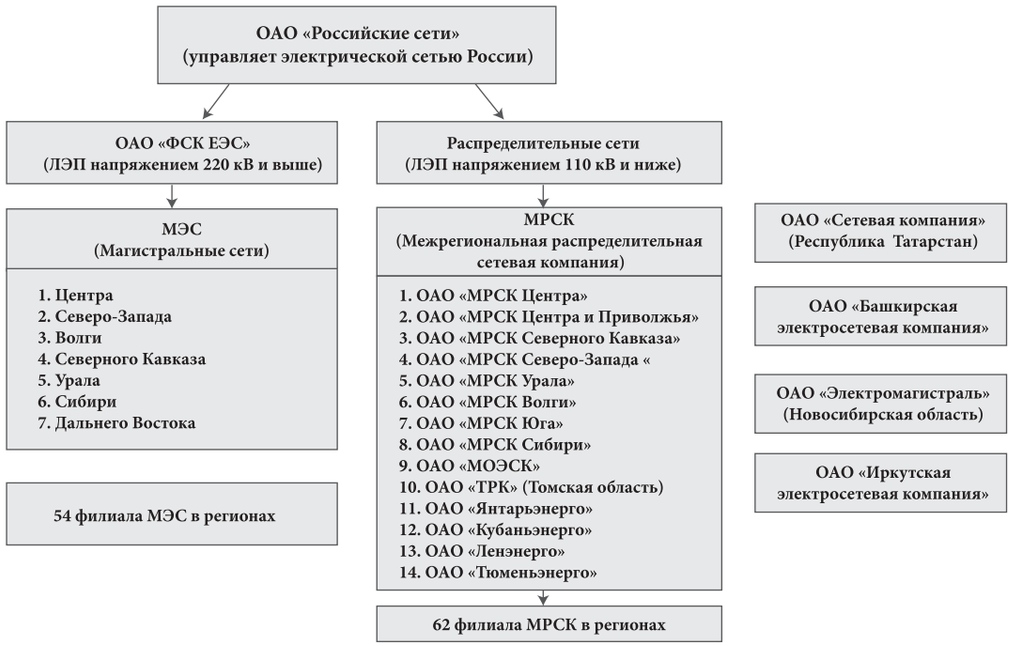
Сегодня в условиях глобального экономического кризиса требуется незамедлительное и масштабное использование всей гаммы традиционных и инновационных решений (технологических, организационных, договорных) для тотального снижения затрат по всем видам энергетического бизнеса.

Ликвидация РАО «ЕЭС России», двадцатикратное снижение численности аппарата Минэнерго России, отсутствие среди руководителей отрасли профессиональных энергетиков с положительным опытом управления крупными энергокомпаниями привели к потере компетентности, снизили возможности лоббирования в правительстве неотложных нормативных актов. Поставленная руководством страны задача снижения тарифов на электроэнергию наталкивается на нормативное запрещение выполнять наиболее эффективные противозатратные решения (слияния и поглощения компаний с различными видами энергетического бизнеса). Вместо наиболее результативного детального нормирования затрат, принятого в мировой практике, в ряде сетевых компаний снова переходят на укрупненные нормативы, исключающие реальную оценку по видам работ и операциям. В то же время отсутствуют юридические и экономические запреты на дальнейшую дезинтеграцию отрасли за счет расширения деятельности карликовых фирм в так называемых независимых и непрофильных видах энергобизнеса (транспорт, распределение, сбыт, техническое обслуживание), где уже созданы тысячи компаний, ни одна из которых не имеет ясной цели и перспективной программы развития. **Для централизованной генерации и Единой энергосистемы в целом возник реальный риск снижения потребления энергии из-за создания потребителями собственной генерации для работы в базовых режимах.**

2.3. С ликвидацией вертикально интегрированных региональных энергосистем (АО-энерго) был потерян региональный центр ответственности как за текущую стабильность и экономическую эффективность, так и за оптимальное развитие национального энергокомплекса. Развитие событий показало, что все виды деятельности на взаимосвязанных энергообъектах и в энергокомпаниях потеряли необходимую координацию. Это потребовало создания сложной и неповоротливой

системы рабочих комиссий и штабов для отрасли, в которой оперативность, технологическая компетенция и ответственность всегда были и должны быть самодостаточны. **Эксплуатационные и экономические последствия дробления региональных энергокомплексов *(рис. 3)* представляют сегодня наибольшую угрозу для энергетической безопасности большинства субъектов РФ.**

Рисунок 3



Однако в настоящее время вместо возврата в МРСК распределительных сетей 220 кВ для восстановления полноценного регионального центра электроснабжения в июне 2013 года подготовлены прямо противоположные предложения по дальнейшей передаче части распределенных активов в ФСК, что лишь усиливает дезинтеграцию. Предлагаемая в 2017 году приватизация региональных сетевых энергокомплексов, являющихся для потребителей и взаимосвязанных инфраструктур основой отрасли жизнеобеспечения, ведет к полной отстраненности государства от ответственности за выполнение своих конституционных обязанностей по созданию основных условий, обеспечивающих достойную жизнь гражданина.

2.4. Управленческая и технологическая дезинтеграции привели к значительным финансовым потерям на региональном уровне. Ранее энергосистемы, как заказчики «схем электроснабжения», развивали высоковольтные сети по единому проекту, пред-

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 54

усматривающему взаимное резервирование распределительных сетей 110 и 220 кВ, а в крупных системах – 330 и 500 кВ. Это минимизировало затраты на строительство вводных объектов и являлось основной причиной того, что российский энергосетевой комплекс с кратно низкой плотностью нагрузок и протяженными сетями был значительно дешевле, чем в Европе.

Экономические последствия разделения региональных сетевых комплексов по уровню напряжений были детально проанализированы в работе немецких экономистов Х. Гровича и Г. Вейна. **Они математически доказали, что вертикально ориентированные сетевые компании-монополисты (в том числе крупные корпорации, включающие генерацию, сети и сбыт) обеспечивают более высокий объем поставок электроэнергии (до 40%) и более низкую плату за доступ к сети (до 35%) для конечных потребителей, чем вертикально разделенные (по уровню напряжения) компании-монополисты.** Выводы немецких экономистов – это отправная точка реформирования, которую надо изучить всем любителям преобразований.

Вертикально интегрированные компании имеют значительную экономию за счет трансакционных издержек и предотвращения двойной маржинализации цен (максимизации прибыли компании ВН и последующей максимизации прибыли компаниями СН и НН, при заданной стратегии компании ВН). Соответствующее увеличение затрат на содержание сетей было выявлено при отказе от вертикальной интеграции сразу после создания по новым критериям (напряжение и мощность) национальной сети ОАО «ФСК ЕЭС». По этим причинам доля сетевой составляющей в тарифе потребителя выросла на треть и составляет сегодня около 45%. Независимый аудит инвестиционной деятельности ФСК и МРСК при подготовке стратегий развития в 2013 году выявил удорожание высоковольтных сетей примерно на 30% по сравнению с зарубежными аналогами.

Не стоит недооценивать и то, что проведенная дезинтеграция энергокомплексов в субъектах РФ одномоментно привела к снижению правового статуса региональных компаний, их «дочек» и филиалов в регионах. Это привело к передаче тактических вопросов нижнего уровня на верхние этажи управления и потере лица сетевиков перед потребителями. Созданные при реформировании отрасли структуры в регионах не способны оптимизировать использование инвестиционных средств, доля которых в тарифе сетей уже превышает 30%. Совместно с другими субъектами рынка (АТС, Совет рынка, СО ЕЭС) они теперь оказывают друг другу взаимные услуги, не имея договорной ответственности за энергоснабжение потребителей – тех, кто оплачивает все затраты.

Это тем более необходимо, так как сегодня потребители заключают договора на колоссальную общую сумму – около 2,5 трлн руб./год с частными сбытовыми компаниями (в том числе с гарантирующими поставщиками), по сути своей посредниками, не имеющими даже залоговой собственности. Дееспособность сбытовых организаций, включая и гарантирующих поставщиков, в решениях реальных проблем потребителей практически нулевая. Финансовые потери от передачи на аутсорсинг посредникам функции продаж электроэнергии превысили 100 млрд рублей.

Причины столь огромных финансовых потерь заключаются в передаче сбытовой деятельности в частную собственность с оформлением законодательного запрета на объединение с сетевым бизнесом. Аналогов подобных «эффективных» решений для какой-либо торговой сети по передаче сторонней организации на аутсорсинг кассовых залов, выполняющих оплату купленной продукции, в мировой практике нет. Сетевой бизнес – естественный организатор сбытовой деятельности, так как он имеет несравнимый административный, технологический и сервисный ресурс для любого потребителя. Это использовали всегда: и в советское время, и в период безденежных 90-х годов, и все это давало исключительно положительный результат.

Доказательство целесообразности передачи сбыта в сетевой бизнес мы наблюдаем сегодня. В 2013 году в период с февраля по май включительно в ОАО «Российские сети» были переданы 11 проблемных сбытовых организаций, которые имели 15 млрд рублей задолженности, не полностью расплачивались на рынке, не обеспечивали сбора средств с потребителей. По состоянию на 1 сентября текущего года положение кардинально изменилось. Сбор средств потребителей доведен до 100%, на оптовом рынке электроэнергии восстановлена полная оплата. Задолженность потребителей снижена с 15 до 10 млрд рублей. Аналогов столь успешного решения непростых проблем не было.

Безусловно, потеря огромного сверхприбыльного бизнеса без борьбы не происходит. Существующая схема имеет мощных лоббистов. Они будут делать попытки сохранить статус-кво, прикрываясь конкуренцией, законодательством, монополизмом – чем угодно, не говоря ни слова о реальных потерях и рисках при выводе сбытов из состава сетевых компаний для нормальных и особенно аварийных режимов и ситуаций. Энергетикам, к сожалению, нечего противопоставить, когда при молчаливом согласии властей происходит постоянное банкротство управляющих компаний, имеющих долги в десятки и сотни миллионов рублей. Объединение сетевого и сбытового бизнесов, как никогда, нуждается в законодательной защите.

2.5. К сожалению, не получил должной оценки экспертов и регионов тот факт, что в 2005 году де-факто пропало очень важное для российских потребителей юридическое лицо – энергоснабжающая организация. За этим четким правовым понятием стоял дееспособный региональный партнер, способный решать текущие и перспективные проблемы отдельного потребителя и администраций субъектов РФ. Отсутствие такой полноценной стороны девальвировало договора энергоснабжения и значительно снизило авторитет и аппаратный вес энергокомпаний при взаимодействии с органами власти, потребителями и смежниками. Но именно в регионах сегодня принимаются решения, прямо влияющие на уровень оплаты электроэнергии, приоритетности местных, дорогостоящих ТСО, включенных в котловой тариф, последствия ликвидации «последней мили» и др. При рассмотрении указанных и других вопросов на уровне руководства субъектов РФ, как никогда, нужен бывший авторитет крупных вертикально интегрированных компаний, таких как Мосэнерго, Ленэнерго, Свердловскэнерго, Тюменьэнерго, Кузбассэнерго, Красноярскэнерго, Иркутскэнерго, Хабаровскэнерго, и др.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 56

Без незамедлительного усиления распределительного сетевого комплекса в регионах и передачи ему функций сбыта мы не сможем эффективно обеспечивать развитие отрасли в интересах потребителей.

2.6. Нельзя считать оптимальным и проведение преобразований в диспетчерском управлении ЕЭС после сокращения диспетчерских служб в АО-энерго и перевода их в состав соответствующих филиалов ОАО «СО ЕЭС» – РДУ. Верхний уровень СО ЕЭС сегодня нагружен несвойственными им дополнительными функциями (контроль технического состояния энергообъектов, хода ремонта и инвестиционной деятельности). В то же время на нижнем уровне в электросетевых компаниях потеря диспетчерских служб привела к вынужденному созданию дополнительных структур – ситуационных центров. Жесткое отделение персонала РДУ от технических служб региональных энергокомпаний (линейщиков, релейщиков, специалистов по оборудованию и организации ремонтных работ на ПС и ВЛ) снизило качество информации, получаемой с мест. Произошло снижение оперативности и обоснованности принимаемых решений выделенного из состава энергосистем низового звена диспетчерского управления – РДУ из-за опоздания оценки реального состояния оборудования. **В результате режимная и схемная компетентность диспетчеров в новой структуре управления потеряла очень важный аспект – точность исходной информации и фактор времени в проведении плановых работ, особенно в ликвидации внезапных отключений энергообъектов.** Это как в армии при проведении операции не иметь разведывательных данных о силах и средствах противника.

Прохождение диспетчерских команд через имущественные барьеры различных собственников энергообъектов в регионах также нельзя считать оптимальным вариантом. **Американские диспетчерские службы в аналогичных условиях управления сталкивались и сталкиваются с этим в крупнейших авариях. Результат один и тот же: критическая потеря времени при локализации и последующем подъеме нагрузки, а следовательно, возросший ущерб.** Да и в наших беспрецедентных блэкаутах без этого не обошлось (Москва – 2005 год, Саяно-Шушенская ГЭС – 2009 год).

Непонимание у отечественных и зарубежных экспертов вызывает также практически полная отстраненность в российской электроэнергетике СО ЕЭС (по действующим нормативным документам) от экономических и финансовых результатов отрасли, что для рыночных условий чревато негативными последствиями для текущей и перспективной деятельности.

Для принятия взвешенных решений о создании дееспособной структуры управления целесообразно изучить опыт стран при реформировании и приватизации государственных отраслей. Родоначальница реформ Великобритания в 2001 году (через десять лет после начала либеральных реформ) объединила коммерческого и технологического оператора в единую диспетчерскую службу (ЕДС). При этом ЕДС включена в структуру Объединенной национальной сети (ОНС), включающей в себя электрические и газовые сети Великобритании. В прямом управлении ЕДС находятся мобильные мощности в

центрах нагрузок, используемые для регулирования частоты и напряжения, которые также являются структурой ОНС. **Совершенно очевидно, что взаимоувязанное режимное управление национальным энергокомплексом по техническим и коммерческим функциям дееспособно и экономически ответственно.**

Большой интерес для экспертов представляет опыт реформирования Единого национального электрокомплекса в КНР. Оно началось в 2002 году, на десять лет позже, чем в Англии, после тщательного изучения несколькими группами экспертов опыта ведущих стран, включая Россию и СССР. В результате при проведении реформ единый национальный электрокомплекс был разделен на генерирующий и электросетевой секторы. **Для обеспечения конкурентных условий и сравнительной оценки генерирующий сектор разделен на пять компаний, электросетевой сектор на две компании.**

Покупка электроэнергии (мощности) от электростанций и продажа электроэнергии (мощности) потребителям осуществляется сетевыми компаниями по регулируемым тарифам. При этом генерирующие компании конкурируют за загрузку своих электростанций по топливоиспользованию, поэтому технические характеристики оборудования, расчет оптимизации сетевых потерь и пусковые затраты учитываются при регулировании тарифов. Диспетчерское управление в каждой сетевой компании функционирует как единая вертикаль, имеющая три уровня: национальный, провинциальный, префектурный. В состав сетевых компаний входят также высокоманевренные ГАЭС и ветроэнергетика, которые управляются диспетчерскими службами. Суммарная мощность ГАЭС составляет 27 ГВт, ветроэнергетика – около 65 ГВт.

Электросетевые компании в КНР, являясь интегрированными игроками в бизнесе транспорта, распределения, сбыта и диспетчерского управления, разрабатывают годовые, сезонные и суточные планы энергоснабжения. Первые два плана разрабатываются сначала на нижнем (префектурном) уровне и последовательно передаются вверх на национальный уровень для утверждения. Суточным диспетчерским управлением занимаются провинции. Принятая структура диспетчерского управления исключила прохождение команд через границы разных собственников. Диспетчерские службы стимулируются за свою работу по показателям работы энергокомпаний. **В отличие от России все три сетевые структуры на национальном, провинциальном и префектурном уровне обладают полномочиями контроля за качеством режимов, задаваемых диспетчерскими службами.**

2.7. Усложнились эксплуатация и противоаварийная работа в электросетевом комплексе региона. Проведенная консолидация основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» не по функциональному принципу (межсистемный, межрегиональный транспорт электроэнергии для создания ЕЭС), а по уровню напряжения (220 кВ и более) и трансформаторной мощности (125 МВА и более) привела к разрушению региональных сетевых комплексов, построенных по единому проекту. При авариях в ОАО «ФСК ЕЭС» стали неизбежны приоритеты производства переключений на напряжении 330–500 кВ и недопустимые потери времени при операциях подачи напряжения для конкретных потребителей.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 58

Причина серьезных эксплуатационных потерь в предаварийный период не исчерпывает недостатков отказа от функционального разделения объектов инфраструктур. Как уже указывалось выше, немецкие экономисты Х. Грович и Т. Вейн математически доказали, что вертикально интегрированные сетевые компании обеспечивают более высокий уровень поставок электроэнергии (до 40%) по сравнению с сетями, вертикально разделенными по уровню напряжения. **Это является убедительным фактором для восстановления единства региональных электросетевых комплексов, выполняющих распределительные функции.**

Ослабление региональных структур ОАО «Холдинг МРСК» было использовано любителями легкого заработка, так как рост тарифов для транспорта электроэнергии, введение RAB-регулирования и «общего котла» открывали собственникам и многочисленным арендаторам сетей доступ к огромным средствам без должной ответственности за их целевое использование. По этой причине за период с 2008 по 2012 год произошел крайне негативный для надежности взрывной рост количества территориальных сетевых организаций (ТСО) – с 450 до 3242 (более чем в 7 раз). Рост выручки ТСО за данный период составил 240% (в 2 раза больше, чем у МРСК), достигнув 130 млрд рублей. Дополнительное обременение региональных потребителей из-за более высокого уровня затрат в ТСО составляет уже около 50 млрд рублей ежегодно. Это означает, что разобщенный электросетевой региональный комплекс имеет повышенные затраты, что создает дополнительное обременение для потребителей при общем снижении надежности энергоснабжения.

2.8. Ликвидация крупнейших отраслевых и региональных компаний по техническому обслуживанию негативно сказалась на качестве ремонта и надежности оборудования. Ремонтная деятельность была отнесена к непрофильным видам с последующей приватизацией, даже ликвидацией специализированных фирм. Обычной практикой стало нарушение регламента планово-предупредительных ремонтов без достаточных диагностических обоснований: снятие физических объемов работ, перевод капитальных ремонтов в средние, а средних ремонтов в текущие. Выбор исполнителей работ сегодня проводится по наименьшей стоимости в ущерб качеству. Как результат – рост аварийных остановов на крупных электростанциях на уровне 10–15% в год.

Значительный риск представляет для энергетической безопасности ввод новых энергомощностей на основе зарубежных парогазовых установок, который до сих пор не подкреплен локализацией дорогостоящих узлов и запасных частей на российских заводах и программных продуктов полномасштабных АСУ ТП в отраслевых институтах. Уже сегодня это является причиной многочисленных остановов, создавая риск снижения надежности и резкого роста затрат на поддержание оборудования в период жизненного цикла.

2.9. Кардинальные изменения после реформирования претерпел розничный рынок. Электростанции мощностью более 25 МВт, расположенные в субъектах РФ, по законодательству должны быть выведены с 2012 года на оптовый рынок. Практически весь объем электроэнергии для населения, социальной сферы и бизнеса теперь закупается

гарантирующим поставщиком на оптовом рынке и продается в регионе потребителям по тарифному меню, утверждаемому РЭКом.

Вывод электростанций регионов на оптовый рынок, где не продается тепловая энергия, перечеркнул базовый принцип оптимизации режимов ТЭЦ по минимальным суммарным расходам топлива на тепло и электроэнергию.

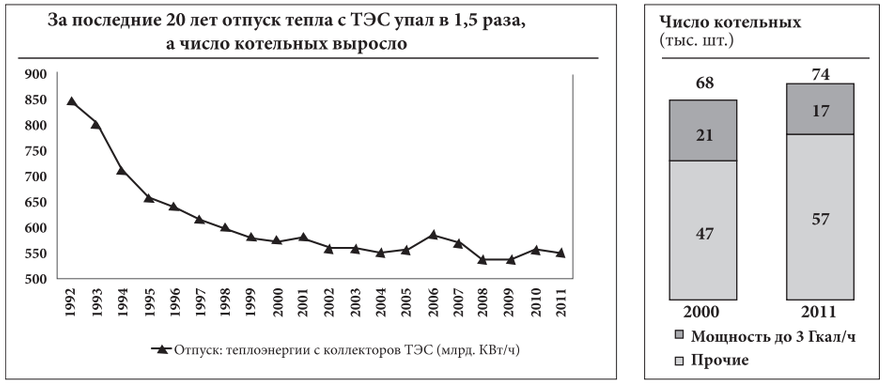
Субъекты РФ и АО-энерго были ранее экономически заинтересованы в развитии теплофикации, позволяющей в 2 раза снижать удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию в отопительный период для региональных потребителей. Теперь собственниками и менеджерами энергокомпаний решается другая задача: продать на оптовом рынке как можно дороже электроэнергию ТЭЦ. По существующей модели создана схема, когда два рынка (электроэнергии и тепла) работают раздельно, без учета необходимости гарантированно обеспечить минимально необходимую выручку ТЭЦ. За прошедший год 63% ТЭЦ стали убыточны, что недопустимо для столь социально значимой генерации, вырабатывающей не резервируемую оптовым рынком тепловую энергию.

Последствия таких решений иллюстрирует беспрецедентная котельнизация страны за последние 20 лет, из-за чего общая доля теплофикации снизилась почти в 1,5 раза. Было построено более 6000 новых котельных, расконсервированы и включены в работу тысячи котельных промышленных предприятий *(рис. 4)*.

Рисунок 4

Отпуск тепловой энергии с ТЭЦ – наиболее эффективных генераторов – неуклонно снижается:

- Крупные промышленные потребители переходят на собственные локальные теплоисточники
- Выработка ТЭЦ замещается менее эффективными котельными (особенно малой мощности)



Источник: Минэнерго

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 60

Продажа тепловой энергии стала отдельным монопольным бизнесом муниципальных и частных предприятий, имеющих на своем балансе котельные и тепловые сети. Имеют место случаи, когда останавливаются новейшие и эффективные когенерационные энергоблоки (например, на Коломенской ГТУ мощностью 137 МВт и 170 Гкал/ч в Москве), а вместо них снова растапливаются муниципальные котельные. Об эффективности топливоиспользования и экологии городов-миллионников не ставятся вопросы ни на одном совещании энергетиков и муниципалитетов. Собственники ТЭЦ борются за статус вынужденной генерации в конденсационном режиме для увеличения своей реализации, не учитывая общего повышения тарифов на рынке.

Фактический отказ от регионального рынка генерации создал серьезные трудности для освоения основного потенциала энергосбережения за счет строительства когенерационных установок и снижения необоснованно высокой доли отпуска тепла от котельных, достигшей 60% по стране. Пережог топлива, по данным института ОАО «ВНИПИэнергопром», из-за снижения отпуска тепла от ТЭЦ составляет 37 млн т.у.т./год, или 120 млрд руб./год.

2.10. Принятая в России модель маржинального ценообразования на оптовом рынке электроэнергии заимствована из первоначального варианта реформирования электроэнергетики Англии *(рис. 5, 6)*.

Рисунок 5

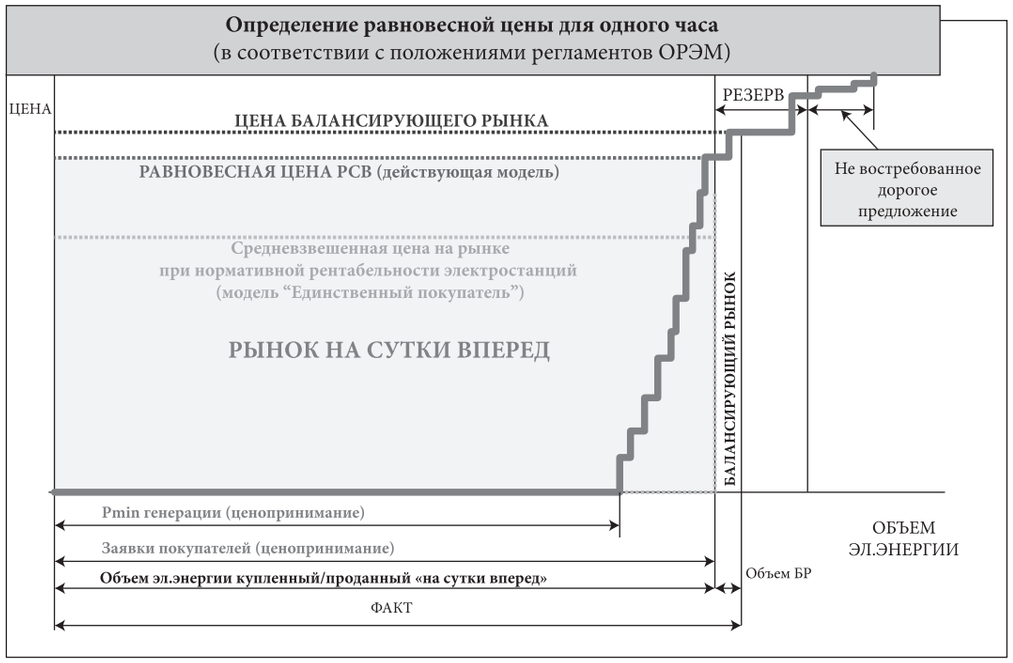
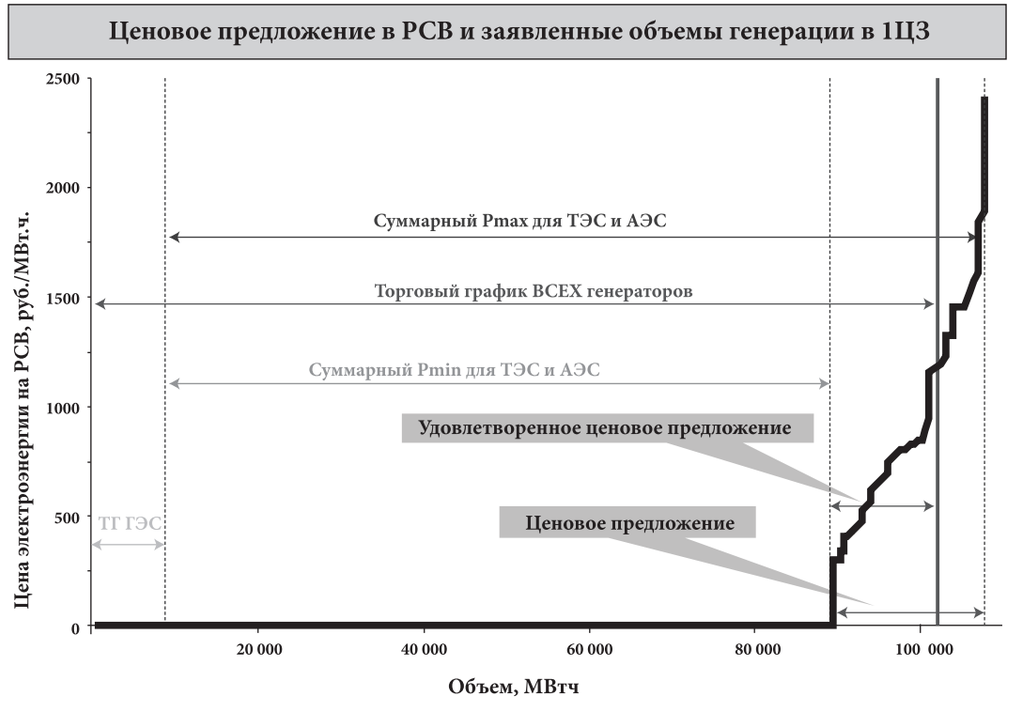


Рисунок 6



Принципиальной особенностью данной модели является формирование равновесных (маржинальных) цен для потребителей на уровне ценовых заявок электростанций, замыкающих часовой баланс в конкретном узле энергосистемы (то есть продажа всей электроэнергии потребителям по максимальной цене заявки продавца, включенной в баланс). Это грубо нарушает общепринятый принцип публичного рынка: отдельная оплата товара каждого продавца, позволяющая покупателям проводить оплату оптовых закупок по средневзвешенной цене товара на рынке. **Такая модель оптового рынка является грубым нарушением Закона «Об электроэнергетике», по которому основой государственной политики является баланс экономических интересов продавца и покупателя.** Фактически реализованная модель конкурентного рынка привела к возникновению рынка продавца с дополнительным обременением цены для покупателей в зависимости от водности и отопительного сезона на сумму до 200 млрд руб./год и более. Если вспомнить общепринятые в мировой торговле аксиомы «Потребитель всегда прав», «Сверхприбыль – сговор продавцов и регулятора», станет ясно, что такое положение абсолютно недопустимо.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 62

Как же такая модель получила право на жизнь? Ее разработчиками и лоббистами, оказывается, не было учтено, что на европейских рынках электроэнергии до внедрения маржинальной модели:

– были созданы необходимые условия, позволившие минимизировать обременение потребителей;

– были реализованы взаимосогласованные субъектами рынка правила долгосрочных регулируемых договоров по закупке электроэнергии, охватившие более 90% потребителей. У нас такого рынка практически нет;

– была внедрена биржевая торговля топливом и долгосрочные контракты на его поставку при нормативной рентабельности, что в условиях компактных территорий позволило исключить диспаритет цен, который присущ российским регионам (цены на топливо различаются в 2 раза и более);

– на торговой площадке оптового рынка принимаются к рассмотрению ценовые заявки, отличающиеся не более чем на 12÷15% от сложившегося уровня, что свидетельствует об имеющемся на Западе равноэкономичном мобильном резерве мощности. Как правило, по такой модели конкурируют в основном современные ПГУ. Мы же даже в перспективе не ставим такую задачу. У нас конкурируют и ГЭС, и ТЭС, и АЭС на общих основаниях;

– в большинстве развитых и развивающихся странах, в отличие от России, приняты нормативные акты о дополнительном налогообложении сверхприбыли, что устранило заинтересованность продавца в завышении цен, а рентабельность продаж не превышает 10–12%;

– в ряде стран, включая Англию, произошло объединение в одном лице функций диспетчера и оператора (технологического и коммерческого центра). В тех странах, где остались операторы, им, как правило, передана лишь торговля пропускной способностью линий электропередачи между центрами генерации для биржевой торговли (до 10% общего объема). У нас функции коммерческого (ОАО «АТС») и технологического (ОАО «СО ЕЭС») управления режимами работы жестко разделены. Формально приоритет коммерческой деятельности при выборе режима работы должен обеспечивать минимизацию цен, что входит в обязанности ОАО «АТС» (и косвенно – НП «Совета рынка»). При этом Системный оператор отвечает за системную надежность и качество электроэнергии в ЕЭС. Но реально ОАО «АТС» (и НП «Совет рынка») прямо влияет на надежность основного сектора генерации – городских ТЭЦ, так как цена продаж электроэнергии определяется без учета валовой выручки за теплоэнергию. В результате 2/3 городских ТЭЦ убыточны, что создает риск аварийности, способной нарушить социальную стабильность.

Системный оператор, в свою очередь, через объем размещаемого резерва и выбора состава работающего оборудования прямо влияет на объем конкурентного рынка и его эффективность.

У нас произошел полный разрыв факторов влияния режима работы и технологи-

ческих показателей от рыночного ценового механизма, определяющего финансовые и экономические результаты. При этом реальной финансовой ответственности за последствия принимаемых решений не несут ни Совет рынка, ни администратор торговой системы, ни Системный оператор. А надежность, которой мы не отвыкли гордиться, достигается любой ценой без оценки стоимости затрат.

Для сдерживания цен и инфляции сегодня в рыночных экономиках стран ОЭСР введена тотальная система постоянного нормирования не укрупненных, а детальных затрат по статьям себестоимости во всех видах деятельности (кроме инновационной продукции) отдельно по общей рентабельности и чистой прибыли. С учетом массового обновления технологий и оборудования, появления на рынке новых материалов, высокопроизводительной техники, средств механизации и автоматизации, а также программных продуктов по организации управления регулярное нормирование всех видов работ является в ОЭСР обязательным стандартом для государственных и частных компаний. Мы о таком конкретном госрегулировании затрат можем только мечтать.

Следует отметить некорректную публичную полемику в российских СМИ о формуле затрат, которой якобы руководствуются органы государственного регулирования тарифов. Нас пытаются убедить, что регулирование тарифов проводится по формуле **«затраты плюс»,** хотя на самом деле общеизвестно, что **алгоритм формулы – «нормативные затраты плюс нормативная (или целесообразная) рентабельность».** Разница, как видим, огромная. В первом случае выделяется явная вседозволенность продавца, а содержательная часть второй формулы – сквозная противозатратная направленность для достижения лучшего «эталонного» результата. Дополнительно в ОЭСР эффективно функционирует система эталонного сравнения для действующих предприятий и практика ежегодных заданий по снижению удельной стоимости для вновь строящихся объектов по методике «освоение опыта». В 2011 году такое задание для АЭС составило 6%, а для ВИЭ увеличено до 20%.

Никто в мире не делает священных коров из реформ, не показавших декларированных результатов. Например, родоначальница либеральных реформ Англия после 1992 года провела ряд серьезных противозатратных преобразований в электроэнергетике, позволивших снизить трансакционные издержки за счет слияний и поглощений, что практически означает возврат к единой сетевой компании и частично к вертикальной интеграции. Произошло объединение национальной электрической и национальной газовой сетей. В объединенной национальной компании находится общий Центр технологического и коммерческого регулирования рынков электроэнергии, то есть функции технического и коммерческого управления режимами объединены. Мобильная и распределенная генерация в центрах нагрузок также находится в составе данной компании. На нижнем уровне проведен ряд корпоративных процедур по передаче генерации в аренду или лизинг распределительным электросетевым компаниям. При этом, безусловно, сохранен жесткий раздельный

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 64

учет затрат по видам бизнеса. **В 2001 году для стабилизации тарифов в Великобритании реализовано решение об отказе от маржинального спотового рынка с переходом к торговле по долгосрочным регулируемым двусторонним договорам при сохранении балансирующего рынка.**

Сегодня в электроэнергетике Великобритании четыре генерирующие компании производят 86% электроэнергии и 14 распределительных электросетевых компаний имеют долю рынка более 95%. **Котловый метод формирования единого тарифа для потребителей в Великобритании (так же как в США и Германии) не применяется.**

Для сравнения, в России 16 ведущих распределительных компаний имеют доли рынка около 70%. На остальном секторе рынка функционирует около 3300 (!) сетевых компаний. **Россия остается единственной страной, в которой при столь значительной доле более дорогих ТСО до сих пор применяется котловый метод формирования тарифа для потребителей.**

Проведенные преобразования в Великобритании ликвидировали основные имущественные границы для прохождения диспетчерских команд, исключили дополнительные инстанции при решении текущих и перспективных проблем, что в целом повысило управляемость, надежность и эффективность национального энергокомплекса. Английский опыт свидетельствует, что высокая компетентность, дееспособность и ответственность государственных и корпоративных структур позволяют оперативно реализовать исчерпывающие меры по устранению последствий негативных реформ для экономики страны.

К сожалению, приходится констатировать, что ни одно из этих необходимых условий для устранения основных недостатков принятой модели маржинального спотового рынка продаж по равновесной цене в российской электроэнергетике не выполнено.

Противозатратные условия у нас соблюдены с точностью до наоборот:

– доля долгосрочных контрактов не превышает 5%;

– вся электроэнергия продается по цене электростанций, замыкающих часовой баланс в конкретном узле энергосистемы;

– отсутствуют ограничения на величину ценовой заявки;

– топливная составляющая как основная часть затрат различается в регионах в 2-3 раза;

– нет налога на сверхприбыль, при этом ГЭС и АЭС конкурируют с тепловыми электростанциями.

Соответственно, увеличение тарифов потребителей из-за принятой модели достигает максимальных величин. В зависимости от структуры генерации и объема потребления (при различной водности, определяющей загрузку ГЭС, и температуре наружного воздуха, определяющей загрузку ТЭЦ) **обременение экономики из-за принятой модели рынка в зависимости от условий отопительного сезона и водности составляет до 200 млрд руб./год.**

С такими кандалами мы не только зарубежные рынки не завоюем, но и свой потеряем. Вместо многолетнего экспорта в Финляндию (около 8 млрд кВт·ч в год) уже ведется импорт электроэнергии из Финляндии. Сегодня уровень тарифов на электроэнергию для промышленности России достиг значения наших конкурентов. Вступление в ВТО обострило конкуренцию для налогооблагаемых энергоемких отраслей экономики, которые прямо и опосредованно обеспечивают основные налоговые поступления в бюджет. **Для дальнейшего применения данной модели рынка в любом рафинированном виде нет никаких экономических оснований.**

Отказ от принятой модели маржинального спотового рынка полностью соответствует ФЗ-35 «Об электроэнергетике» (ст. 6), требующему **«соблюдения баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии».** Именно несоблюдение баланса интересов сторон превратило оптовый рынок электроэнергии в рынок продавца. Без перехода на усредненный тариф общепринятой модели «Единый покупатель» с освоенным у нас эффективным блоком оптимизации и корректировкой фактических тарифов сдержать рост тарифов на электроэнергию и тем более снизить их невозможно.

***

Среди специфических финансовых рисков, возникающих для региональных электросетевых комплексов, особое место занимает проблема так называемой «последней мили» и перекрестного субсидирования прочими, в основном промышленными, потребителями тарифов для населения.

2.11. «Последняя миля» – проблема, возникающая из-за отмены многие годы успешно работающего функционального принципа деления электросетевых активов в отрасли:

– межрегиональный, межсистемный транспорт – национальная (федеральная) сеть;

– внутрирегиональный транспорт – распределительная сеть.

Однако при реформировании отрасли утверждены новые формализованные критерии отнесения энергообъектов к национальной сети, основными из которых являются уровень напряжения (более 220 кВ) и величина трансформаторной мощности (более 125 МВА). В результате значительная часть региональных распределительных подстанций 220÷500 кВ – основных питающих центров АО-энерго, имеющих автотрансформаторы, сеть 110 кВ, ячейки потребителей среднего напряжения (6–10 кВ) отошли к ОАО «ФСК».

Для потребителей в субъектах РФ был нарушен общемировой принцип «единой стоимости почтовой марки» и создан прецедент наличия двух кратно отличающихся тарифов для компаний, обеспечивающих транспорт электроэнергии. **Тариф ФСК оказался для потребителей в 2 раза и более дешевле, чем тариф МРСК, что привело к массовым судебным искам и желанию промышленных потребителей отказаться от услуг МРСК.**

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 66

Несколько слов о тарифообразовании транспорта электроэнергии. Очевидно, что расчет индивидуальных тарифов по реальным затратам в сетях огромной страны с миллионами потребителей выполнить практически невозможно. На величину постоянных и переменных затрат, на величину потерь в сетях играют не только нормативные и проектные показатели токовой загрузки и уровня напряжения, но и непредсказуемые режимные и климатические факторы, а также протяженность и реальное состояние трасс от неизвестного поставщика-электростанции до потребителя. Что касается качества электроэнергии и надежности электроснабжения в целом, это вообще не относится к конкретному поставщику – юридическому лицу, а является обезличенным общесистемным показателем.

В этом отношении у электроэнергетики имеется определенная аналогия с почтовой связью, где по так называемому принципу «почтовой марки» во всем мире введена одна цена на пересылку писем, невзирая на то что расстояние может отличаться в сотни и тысячи раз. **Однако высокое качество услуги должно, безусловно, оплачиваться по повышенному тарифу.** На почте это относится к заказным письмам по пересылке документов, к письмам определенного веса или вида транспорта, влияющего на скорость доставки. В электроэнергетике качество и надежность электроснабжения также должны зависеть от категорийности потребителя и его возможности избежать брака и финансовых потерь при отклонении параметров от стандартного значения.

Например, бытовые приборы населения допускают по стандарту перерывы поставок электроэнергии и отклонение напряжения ±10%, в то время как для промышленных потребителей непрерывного цикла работы перерывы электроснабжения не допускаются, а возможность изменения напряжения ужесточается в четыре раза – всего до ±2,5%. Еще более жесткие различия в требованиях стандарта по частоте электрического тока для промышленных потребителей, потому что это прямо влияет на качество обработки и время технологического процесса. Поэтому стабильное функционирование энергообъектов ФСК, определяющих системную надежность, имеет для промышленных потребителей решающее значение.

Необходимо прежде всего учитывать, что Федеральная сетевая компания предназначена обеспечивать функционирование Единой энергетической системы страны, а не электроснабжение каких-либо групп потребителей. **Стратегическая задача сетей ФСК – вовлечение в энергетический баланс страны основных энергоносителей (органическое и ядерное топливо, гидроресурсы) и использование несовпадения временных поясов для снижения стоимости и величины резервных мощностей.** Данную задачу выполняют построенные межрегиональные и межсистемные ВЛ, передающие электроэнергию от крупнейших центров генерации (ГРЭС, ГЭС, АЭС) до крупнейших центров потребления (промышленных зон и городов-миллионников). Эта функция ФСК обеспечивает необходимый уровень энергетической безопасности, стабильность электроснабжения и приемлемый уровень тарифов. Но кроме этого

электрические сети ФСК обеспечивают переменный пропуск активной и реактивной мощности при регулировании частоты и напряжения электрического тока как основных показателей качества. В их проектах заложены возможности перегрузочной способности при типовых авариях. Через энергообъекты ФСК организована технологическая связь и воздействие системной противоаварийной автоматики.

Дополнительные затраты, обеспечивающие высокое качество электроэнергии и надежное сетевое резервирование для минимизации перерывов электроснабжения, как и стоимость содержания сетей ФСК, должны распределяться по группам потребителей (население, промышленность) с учетом требований стандартов. Кратно более жесткие требования для промышленных потребителей, обоснованные необходимостью предотвращения убытков, необходимо компенсировать более высоким тарифом.

С учетом изложенного представляется обоснованным предложение Минэнерго РФ о введении двух тарифов для ФСК: один (более низкий) – для региональных распределительных компаний МРСК, другой (более высокий) – для потребителей, подключенных к сетям ФСК. Такой подход экономически обоснован и позволяет выровнять финансовое положение компаний и предотвратить риск убыточности ДЗО МРСК из-за последствий отказа от «последней мили».

После образования единой компании ОАО «Россети» возможность ликвидации последствий «последней мили» упростилась. Любая компания, продающая несколько товаров (услуг) на рынке, вправе перераспределить свои общие затраты исходя из ценовой конкуренции каждого вида своей продукции на рынке. При этом тариф на транспорт электроэнергии, конечно, не должен быть убыточным для обеих компаний.

2.12. Перекрестное субсидирование тарифов для населения другими (прежде всего промышленными) группами потребителей свойственно российской электроэнергетике как якобы мера социальной защиты граждан. Однако социальной защите граждан более полно отвечают как раз рыночные механизмы экономически обоснованных тарифов, которые создают конкурентные преимущества для бизнеса и роста налогооблагаемой базы бюджетов всех уровней. Платежеспособный бюджет и прибыльное предприятие являются наилучшей основной социальной защитой пенсионера, бюджетника и гражданина, работающего в любом секторе экономики.

В России перекрестное субсидирование продолжается почти двадцать лет. Это было допустимо в середине 90-х годов, когда тарифы на электроэнергию были значительно ниже, чем у наших конкурентов, а имеющиеся избыточные резервы из-за спада потребления позволяли уменьшить инвестиции.

Сегодня, когда тарифы для российского бизнеса превышают уровень конкурентов, а вопрос воспитания энергосберегающего гражданина актуален, политика перекрестного субсидирования населения контрпродуктивна. Рост доходов пенсионеров и работающих граждан не позволяет считать оплату электроэнергии основной статьей расхода населения. В настоящее время средняя оплата за электроэнергию составляет

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 68

300–400 руб./месяц на человека. Это значительно меньше, чем оплата средств связи, городского транспорта или интернета и тем более пива и винно-водочных изделий.

Надо также учитывать, что перекрестное финансирование российским бизнесом тарифов на электроэнергию для населения в итоге по нескольким направлениям снижает доходы граждан:

– через неконтролируемый рост цен на промышленную продукцию и топливо в энергетике и ЖКХ, бензин для автотранспорта, а также цен в розничной торговле при неконтролируемой рентабельности для возмещения увеличенных затрат на электроэнергию;

– через снижение бюджетных возможностей финансировать пенсии, здравоохранение, образование, оборону из-за уменьшения налогооблагаемой базы в промышленности;

– через ограничение роста зарплат и увеличение риска безработицы в базовых энергоемких отраслях при снижении их конкурентоспособности.

Экспертная оценка показывает, что промышленность возвращает себе потери из-за перекрестного субсидирования, которое оценивается, по разным источникам, в размере 230 млрд руб./год. Таблица рентабельности основных отраслей экономики за 2012 год показывает их прибыльность, превышающую среднюю прибыль в электроэнергетике *(рис. 7, 8)*.

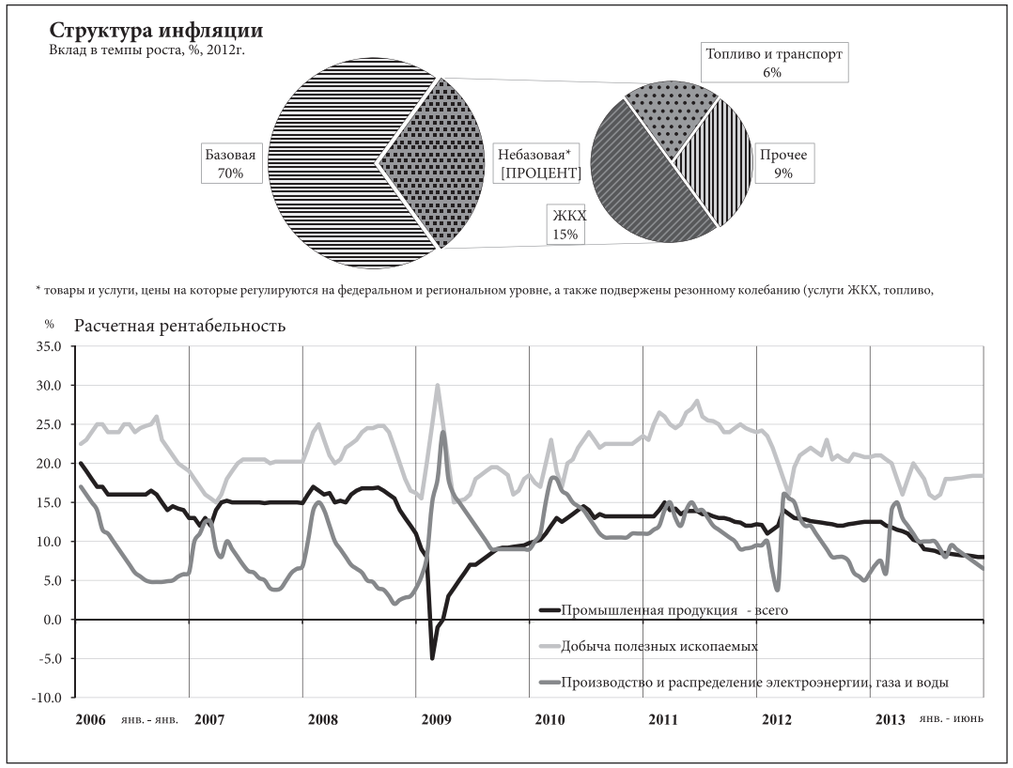
Рисунок 7

Рейтинг основных секторов промышленности по уровню рентабельности в %

	2010	2011	2012	Среднее значение за 3 года
Промышленность в целом:	12,6	12,1	11,3	12,0
полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	31,1	38,5	32,9	34,2
топливно-энергетических полезных ископаемых	21,8	23,8	19,5	21,7
Производство:				
химическое кокса, нефтепродуктов	12,2	15,7	15,6	14,5
и ядерных материалов	18,5	17,3	15,6	17,1
металлургическое и готовых металлургических изделий	13,7	9,5	8	10,4
прочих неметаллических минеральных продуктов	3,3	6,4	8,5	6,1
целлюлозно-бумажное	7,3	5,8	5,8	6,3
электроэнергии, газа и воды (в.т.ч. распределение)	11	3,2	5,1	6,4
электрооборудования, электронного и оптического оборудования	5,3	5,3	4,9	5,2
машин и оборудования	4,8	4,4	4,8	4,7

ИСТОЧНИК: РОССТАТ, РАСЧЕТЫ ИНСИТУТА «ЦЕНТР РАЗВИТИЯ НИУ ВШЭ»
Газета «Ведомости» 10.04.2013 г

Рисунок 8



Необходимо также учитывать, что за последние двадцать лет большинство промышленных предприятий прекратили теплоснабжение от ТЭЦ, включив в работу собственные котельные. Сегодня выигрыш от теплофикационной выработки на ТЭЦ, позволяющей снизить удельные расходы топлива в 2 раза (экономия до 180 млрд руб./год), формируется потреблением тепла населением, но используется всеми потребителями оптового рынка. Доля населения в потреблении электроэнергии составляет 1/7 часть. Значит, население в размере до 135 млрд руб./год субсидирует промышленные предприятия, не использующие тепло ТЭЦ. Экспертное сальдо баланса отношений населения и промышленности, конечно, не в пользу граждан. Поэтому нужно взвешенное дифференцированное решение по субъектам РФ.

2.13. Удорожание тарифов на электроэнергию в значительной степени определяется дорогостоящим механизмом финансирования инвестиций, отсутствием государственной политики ограничения сверхприбыли и неэффективной закупочной деятельностью.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 70

2.13.1. Во-первых, это произошло из-за отсутствия координации в инвестиционной деятельности на региональном уровне как следствие деления распределительных сетей по напряжению и мощности трансформаторов, особенно после введения механизма гарантированного возврата инвестиций (RAB). В результате произошел рост стоимости работ по реконструкции и новому строительству в общих затратах электросетевого комплекса, достигнув примерно 30% от величины тарифа на транспорт электроэнергии. По этой же причине доля стоимости транспорта электроэнергии в конечном тарифе потребителя за последние годы выросла в 1,5 раза (с 30,0 до 48%).

Вторым фактором роста затрат является общая низкая эффективность капитального строительства из-за отсутствия должной интеграции работ со стороны генерального подрядчика и заказчика. Проведенный анализ удельных затрат в электросетевом строительстве российских и западных энергокомпаний показал следующее:

– сравнимый и даже несколько меньший уровень удельных затрат российские компании имеют только на энергообъектах низкого и среднего напряжения. Следует отметить, что здесь выполняется менее 20% общих объемов работ в денежном выражении;

– превышение удельных затрат при строительстве (реконструкции) электросетевых объектов высокого напряжения по сравнению с европейским уровнем составляет огромную величину – от 30 до 40%.

Можно только предположить, в каком соотношении это делится между российскими откатами и неудовлетворительной интеграцией неквалифицированной работы подрядных организаций. Но из-за высокой стоимости строительства сетевыми компаниями берутся завышенные объемы кредитов, прямо влияющие на последующую величину тарифа при эксплуатации энергообъектов в период срока окупаемости.

2.13.2. Аналогичное положение сложилось и с удельной стоимостью вводных объектов на электростанциях. Удельная стоимость основных новых энергоблоков на базе ПГУ составляет от 1200 до 1500 долл./кВт, максимум доходит до 2500 долл./кВт. **Мощности в европейских и американских компаниях вводятся в эксплуатацию с удельными показателями** 700–900 долл./кВт, то есть дешевле российских в 1,5 раза. Основные причины высокой стоимости строительства те же, что и на электросетевых объектах: завышенная стоимость для «финансирования откатов», низкая компетентность заказчика и генподрядчика в интеграции работ субподрядных организаций, укомплектованных неквалифицированными кадрами. Причиной высокой стоимости строительных работ является также заинтересованность заказчика в увеличении стоимости строительства как фактора обоснования возможной будущей высокой цены тарифа или получения сверхприбыли при продаже энергообъекта.

Сегодня заказчик, подрядчик и проектная организация, при отсутствии многолетних оптовых заказов и действующей системы сравнения по стоимости и качеству работ, тем более не являются противозатратным фильтром в строительстве и реконструкции энергообъектов.

Высокую стоимость вводных объектов иллюстрируют показатели новых энергоблоков, построенных по договорам о предоставлении мощности (ДПМ). Как известно, приватизация российской электроэнергетики проведена по очень низкой стоимости 300÷600 долл./кВт, что в 5–8 раз ниже капитализации европейских энергокомпаний. При этом сумма стоимости от приватизации в основном не передавалась в бюджет, а большей частью оставалась в энергокомпаниях для финансирования развития. Следует учитывать, что сравнение эффективности приватизации ТЭЦ в составе 14 ТГК общей мощностью 70 000 МВт только по удельной стоимости установленного электрического киловатта некорректно. Такой подход исключает почти 200 000 МВт тепловой мощности на турбинах ТЭЦ и до 300 000 МВт тепловой мощности водогрейных котлов, что дополнительно снижает реальную стоимость проданной суммарной мощности до 200–300 долл./кВт. **Поэтому запросы собственников энергокомпаний, скупивших активы по демпинговым ценам, об ускоренной окупаемости новых энергомощностей за 10–12 лет некорректны.**

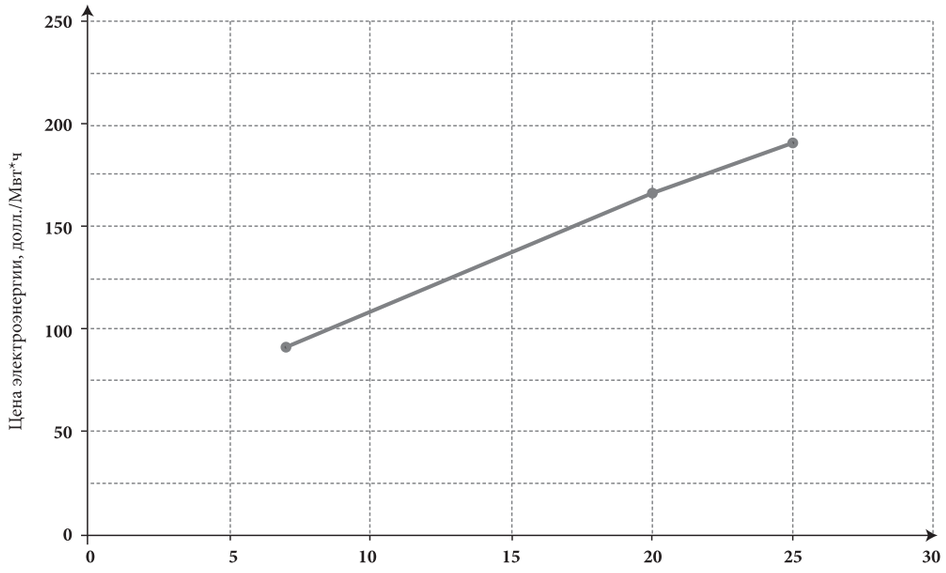
Интересны показатели влияния ввода новых дорогих современных энергоблоков, мощность которых продается по ДПМ, на стоимость производства электроэнергии. Доля ДПМ ежегодно увеличивается и к 2015 году составит в балансе около 18% генерирующих мощностей. При этом стоимость мощности новых энергоблоков составляет 520 000 руб. МВт/месяц, что почти в 4 раза дороже стоимости существующих мощностей (140 000 руб. МВт/месяц). Пересчет финансовых показателей показывает, что к 2015–2016 годам при общей стоимости ДПМ около 5 трлн рублей их ценовая доля составит около 40% и будет определяющим фактором роста тарифов. Очевидно, что сегодня становится актуальным проведение аудита прибыли, получаемой инвестором для возмещения затрат через три года (шесть лет) эксплуатации. В соответствии с договором при отличии реальной прибыли от предварительного прогноза с четвертого (седьмого) года должна приниматься уточненная величина.

2.13.3. Механизм финансирования договоров о предоставлении мощности оказался очень дорогим для потребителей не только из-за искусственного увеличения стоимости, но и за счет дорогих кредитов российских банков. Сегодня срок возврата кредитов и окупаемость проектов составляют около десяти лет при западных сроках 25÷30 лет. Банковская ставка в России на предоставляемые кредиты дороже западных почти на 10%. Общее удорожание финансовых средств по сравнению с западными компаниями завышает обременение потребителей в течение всего срока окупаемости на 25–30% *(стр. 72, рис. 9)*.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 72

Рисунок 9

Влияние стоимости капитала на цену электроэнергии



Стоимость капитала при полном финансировании, %

По данным расчетов Д. Уивинга и В. Скляр (журнал ««Энергорынок 10(93)2001 г)

Экспертами «Ренессанс капитал» Дереком Уивингом и Владимиром Скляром («Энергорынок», № 10 (93), 2011) определено удорожание тарифа при различной стоимости капитала в электроэнергетике. Так, при стоимости капитала около 15% и проведении энергокомпанией полноценной инвестиционной деятельности прирост к текущему тарифу составит 56%. В случае проведения энергокомпанией ограниченной инвестиционной деятельности и уменьшения объема привлекаемых дорогих кредитов стоимость капитала может снижаться до 7%, что снижает рост тарифа до 10%. Очевидно, интервал 10–56% является реальным диапазоном влияния стоимости заемного капитала на прирост тарифа конечного потребителя в различных регионах России. Конкретная величина удорожания зависит от соотношения и общего объема заемного и собственного капитала, участвующего в финансировании инвестиционной деятельности. Эксперты «Ренессанс капитал» делают вывод, что, «**несмотря на огромные преимущества, которые предоставляют российским потребителям наличие в стране собственных, относительно дешевых первичных источников топлива, высокая стоимость заемного капитала**

смещает стоимость электроэнергии для конечного потребителя далеко за нижние границы европейских тарифов». Совершенно очевидно, что стоимость финансового капитала, так же как действующая модель оптового рынка электроэнергии и последствия дезинтеграции отрасли, являются тремя основными направлениями снижения тарифов на внутреннем рынке.

Для снижения доли инвестиций в тарифах необходимо:

– во-первых, для обоснования окупаемости и выбора механизма финансирования перейти от отраслевой к народно-хозяйственной эффективности;

– во-вторых, разделить механизмы простого и расширенного воспроизводства по источникам возмещения заемных средств исходя из приобретателя дополнительного дохода;

– в-третьих, перейти к механизмам долгосрочного (25÷30 лет) финансирования с использованием всего пакета общепринятых механизмов финансирования инфраструктурных проектов.

При выборе механизма финансирования расширенного воспроизводства в электроэнергетике целесообразно исходить не из окупаемости конкретного энергообъекта при продаже дополнительно выработанной электроэнергии как источника возврата инвестиций, а из налоговой эффективности использования дополнительного количества электроэнергии потребителями.

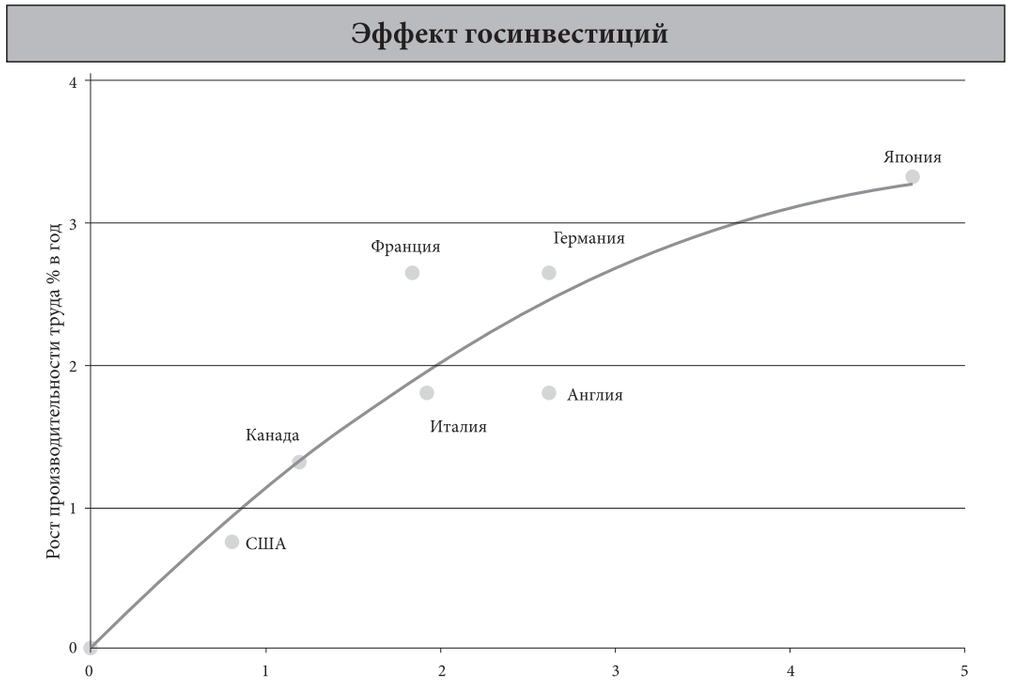
Можно провести следующие упрощенные расчеты. Стоимость электроэнергии в структуре ВВП России около 5%. Налоговые платежи экономики (федеральный и местный бюджеты) составляет около 20% от реализации. При загрузке новых эффективных энергомощностей около 6000 часов в год и тарифе на электроэнергию 2,5 руб./кВ·ч 1 кВт мощности вырабатывает 6000 х 0,8 = 4800 кВт·ч в год стоимостью 12 000 рублей.

При принятых условиях потенциал роста ВВП составит 240 000 рублей. Потенциал поступления бюджетных средств – 48 000 рублей. Средняя стоимость строительства новых энергомощностей составляет (без учета инфраструктурной составляющей) около 90 000 руб./кВт. Это соизмеримо с двухлетними годовыми налоговыми поступлениями. Если считать, что новые потребители обеспечат необходимый прирост потребления за пять лет, то налоговая эффективность составит около трех лет.

Проверим корректность данных расчетов по другим соотношениям. Повышение энерговооруженности экономики любой страны – это и обязательное повышение производительности труда. Зависимость государственных инвестиций в инфраструктуру от роста производительности труда приведена (*на рис. 10, стр. 74)* из журнала «Эксперт» (№ 4, 2006).

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 74

Рисунок 10



Госинвестиции в инфраструктуру в объему ВНП%
(по матриалам David Ashauer, журнал «Эксперт» № 24/512 2006 г.)

Примечательно, что даже в развитых странах наблюдается четкая связь между объемом госинвестиций в инфраструктуру и темпами экономического роста. **По оценке экспертов, каждый рубль государственных средств, вложенный в развитие необходимой инфраструктуры, в течение последующего десятилетия может обернуться 3-4 рублями налоговых поступлений, не говоря уже о новых рабочих местах и росте доходов граждан.**

При дефиците энергомощности и прекращении подключения новых потребителей в экономике, конечно, наблюдается обратная картина. Так, в 2006–2007 годах снижение потенциала роста ВВП из-за отказов в подключении новых потребителей при недостатке мощностей составляло 1500 млрд рублей в год, что неоднократно отмечалось в выступлениях президента России В. В. Путина. Очевидно, что при этом годовые бюджеты обоих уровней недополучали до 300 млрд рублей. На эти средства можно ежегодно строить 5 ГВт новых энергомощностей с необходимой инфраструктурой.

3.0. Варианты решения проблем

3.1. Приведенные данные по народно-хозяйственной эффективности отрасли кардинально меняют отношение к механизмам финансирования расширенного воспроизводства в электроэнергетике.

Но есть одно принципиальное уточнение: **такая экономическая зависимость справедлива, если развитие электроэнергетической инфраструктуры будет базироваться на реально выполняемых планах социально-экономического развития регионов и страны,** а увеличение мощности ЕЭС будет соответствовать росту потребления электроэнергии. Ответственность за этот «госплановский» принцип, конечно, не находится в компетенции «Россетей» или генерирующих компаний. Это зона функциональных обязанностей экономического блока Правительства РФ, региональных правительств, бизнеса – потребителя электроэнергии.

Однако выполнение этого важнейшего условия окупаемости инфраструктурных проектов нельзя устранить выпуском распоряжений по синхронному строительству объектов – потребителей энергии. В рыночной экономике требуется изменение всего порядка взаимной ответственности продавца и покупателя электроэнергии по аналогии с мировым опытом. Никто в мире никому не дает кредитов и займов на инфраструктурные проекты без банковских гарантий, залога имущества, основанных на долгосрочных контрактах покупки будущей продукции.

Электроэнергетика – фондоемкий, дорогостоящий сектор экономики. Достигнутый уровень тарифов в России для промышленности и бизнеса перешел предельное значение – это потолок, который нельзя переступать. Дальнейший рост выше отраслевой инфляции (усредненный рост цен на топливо, цветной металл, оборудование) – это сверхприбыль, дополнительно обременяющая потребителей и подрывающая конкурентоспособность нашей экономики.

Мы продолжаем строить новые энергоблоки, загрузка которых длительное время ниже проектного значения. Например, на Дальнем Востоке коэффициент использования установленной мощности на ряде электростанций составляет менее 25%; построенные после аварии 2005 года трансформаторные мощности в Москве загружены менее чем на 20%. **Это означает, что запросы потребителей, региональных властей, ведомств и Министерства экономики РФ не базировались на реальной основе. Дополнительное обременение тарифов по этой причине уже сегодня составляет по различным регионам от 5 до 10% и более. А если это так, то жесткие финансовые гарантии для запрашиваемой электроэнергии необходимы и должны быть законом для всех новых потребителей и их собственников без исключения.** Только под такие гарантии можно и госинвестиции выделять, и частных инвесторов привлекать, и полномасштабно задействовать механизмы государственно-частного партнерства.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 76

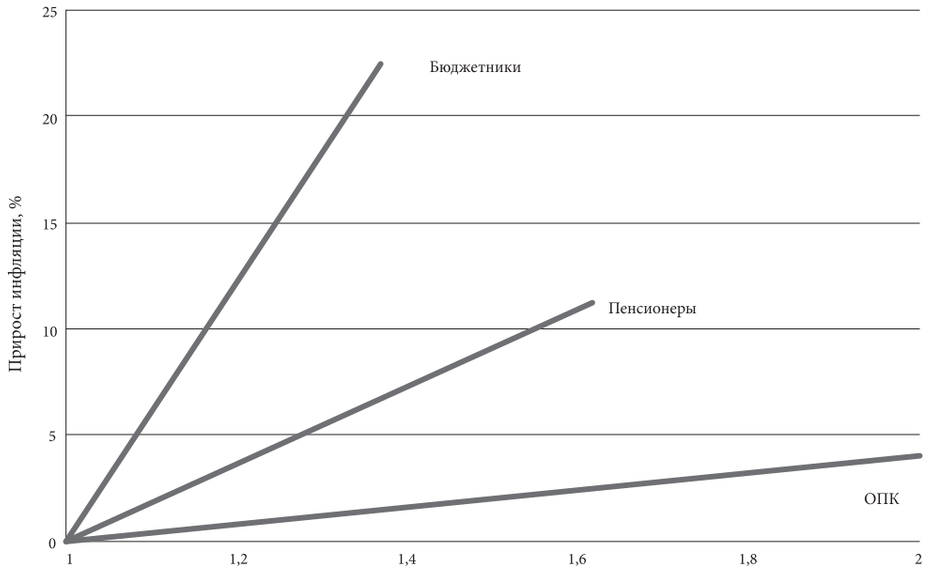
3.2. Относительно влияния инвестиционной деятельности на инфляцию.

Мы слишком упрощенно понимаем «как неизбежное зло» влияние любых государственных расходов на увеличение инфляции. Однако опыт экономических кризисов показывает, что именно инвестиционная деятельность и прежде всего инфраструктурное развитие обеспечивают ускоренную локализацию и преодоление кризисов. Необходимо учитывать, что разные секторы экономики исключительно индивидуально со своим коэффициентом влияния реагируют на увеличение государственных расходов.

Например, наибольшее влияние на инфляцию *(рис. 11)*, по данным за 2010 год, оказывало увеличение государственных ассигнований на бюджетную сферу.

Рисунок 11

Влияние на инфляцию государственных расходов



Увеличение государственных ассигнований, разы
(Вестник РАН, том81, номер10, октябрь 2011г., стр.875, 876)

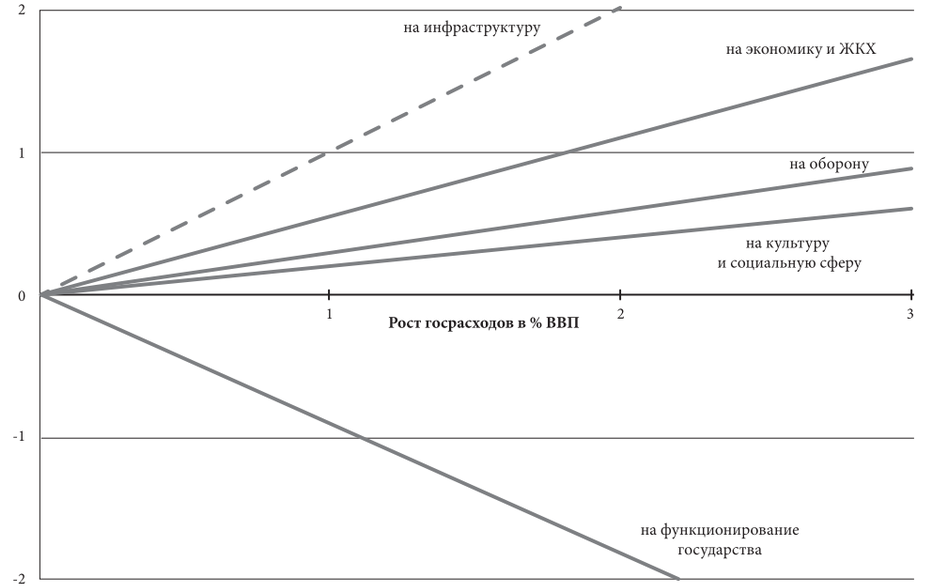
При этом у пенсионеров, с явно меньшими доходами, это влияние не так значительно, так как увеличение государственных расходов (пенсий) частично идет на накопления.

Увеличение государственных расходов на оборонно-промышленный комплекс (ОПК) еще меньше сказывается на инфляции, так как рост заказов оптимизирует технологический процесс на заводских площадках, снижая стоимость продукции. На графике нет строительного сектора, однако влияние на инфляцию инвестиционной деятельности будет еще меньше, чем у ОПК.

Представляет также интерес влияние роста государственных расходов на изменение ВВП. На *рис. 12* сплошными линиями показано изменение ВВП в зависимости от роста государственных расходов на экономику, оборону и социальную сферу.

Рисунок 12

Влияние секторов экономики на изменение ВВП



Данные Центра макроэкономических исследований Сбербанка на конец 2010 г.
(газета «Ведомости» 04.02.2013г. стр. 5)

Пунктиром показано изменение ВВП в зависимости от увеличения госрасходов на инфраструктурные проекты, которые построены с учетом данных по изменению производительности труда.

3.3. Приведенные данные убедительно показывают целесообразность увеличения государственного финансирования инвестиционной деятельности расширенного воспроизводства в электроэнергетике как основного условия роста экономики страны. Однако возникает вопрос, по какому механизму должны выделяться бюджетные средства, чтобы не было конфликта интересов с акционерами и потребителями.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 78

Общепринятая схема – выделение бюджетных средств под эмиссию акций компании. Однако это ведет к увеличению доли государства и размыванию доли миноритарных акционеров без компенсации потерь ростом капитализации или увеличением прибыли и дивидендов.

Причина – ставшее нормой запаздывание готовности новых технологических установок потребителя к приему электроэнергии от вновь построенных энергообъектов. Следствием невыполнения в договорном объеме заявленного потребления электроэнергии для вновь введенных энергообъектов является неизбежное увеличение постоянных затрат энергокомпании. Это неизбежно создает объективные предпосылки уменьшения дивидендов и падения курса акций. Возникает явный конфликт интересов государства и миноритарных акционеров. К сожалению, от ответственности совершенно отстранен сам виновник – потребитель, заявивший просьбу о поставке дополнительной электроэнергии.

Инфраструктурное строительство в регионах должно быть жестко увязано с развитием электропотребляющих секторов экономики внутреннего и внешнего рынка. Новая электрическая инфраструктура должна быть загружена на проектном уровне, без этого выдержать срок окупаемости любого энергообъекта невозможно.

Как правило, расширенное воспроизводство (за исключением политически значимых объектов, например Олимпиады) только за счет бюджетных средств не осуществляется. Основным источником инвестиционной деятельности в российской электроэнергетике являются заемное финансирование, амортизация и прибыль. Очевидно, что такая схема финансирования инвестиционной деятельности справедлива только для простого воспроизводства. Иначе существующий потребитель, у которого нет дополнительного запроса на мощность и электроэнергию, будет считать, что его необоснованно обложили новым «энергетическим налогом» под негарантированную загрузку вновь вводимого нового энергообъекта.

Действительно, при таком инвестиционном механизме средства существующих потребителей, которых недостаточно даже для поддержания существующего энергопотенциала, направляются на финансирование строящихся энергообъектов для новых потребителей. Рост тарифов на электроэнергию по этой причине составляет в регионах от 5 до 10%, что является причиной возникновения конфликта интересов акционеров энергокомпаний и существующих потребителей.

3.4. Сегодня, когда тарифы для промышленных потребителей превысили уровень наших основных конкурентов, механизм финансирования инвестиционной деятельности должен быть изменен.

Как совместить экономическую целесообразность государственного финансирования расширенного воспроизводства в приватизированной электроэнергетике с интересами акционеров и основной массы потребителей?

Решение проблемы дает нахождение электроэнергетики в государственной собст-

венности при сквозном регулировании тарифов и бюджетном финансировании расширенного воспроизводства. Такой порядок заставляет государство повысить ответственность всех собственников (государственной, муниципальной и частной собственности) за величину и срок реализации заявок на дополнительную мощность. Очевидно, этот вариант, при принятых либеральных приоритетах и недостаточности бюджетных средств, едва ли сегодня возможен.

Что может быть предложено в наших условиях для ликвидации конфликта интересов главного акционера – государства с миноритариями и потребителями?

3.4.1. Во-первых, введение общепринятой в мире финансовой ответственности заявителя о выдаче технических условий на присоединение к российскому электросетевому комплексу. В заявленный срок получения электроэнергии (мощности) потребитель обязан или начать оплачивать потребляемую электроэнергию, или, при отставании ввода в эксплуатацию его энергоиспользующих установок, оплачивать постоянную составляющую производства, транспорта и распределения запрошенной электроэнергии с учетом затрат энергокомпаний на оплату процентов за взятый кредит. Гарантия компенсации затрат, понесенных энергокомпанией со стороны потребителя, должна быть подтверждена банками, финансирующими основной проект потребителя, или специально уполномоченными государственными банками для бюджетных потребителей.

3.4.2. Во-вторых, необходимо четко разделить простое и расширенное воспроизводство в электроэнергетике.

Представляется, что необходимая **суммарная мощность работающих электростанций в ЕЭС России и в изолированных энергорайонах при расчетных условиях зимнего периода, с учетом утвержденного нормативного резерва мощности, подлежит восстановлению как простое воспроизводство** (замена мощности и сетевой инфраструктуры, выработавших свой ресурс). Это необходимо для нормального энергоснабжения существующих потребителей, так как их подключение к инфраструктуре естественных монополий по техническим условиям не имеет ограничений по сроку действия.

Строительство новых энергомощностей и электросетевой инфраструктуры для обеспечения перспективных нагрузок внутреннего рынка, выполнение экспортных контрактов, а также строительство новых межрегиональных и межгосударственных ВЛ Единой национальной сети надлежит рассматривать как расширенное воспроизводство.

Очевидно, финансирование простого воспроизводства целесообразно и правомерно осуществлять через механизмы, предусматривающие возврат инвестиционных средств, через тарифы существующих потребителей. При этом, безусловно, необходимо максимально уменьшить стоимость заемных средств за счет как низких банковских ставок, так и перехода к общепринятой мировой практике по срокам окупаемости на уровне 25–30 лет.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 80

Финансирование расширенного воспроизводства целесообразно осуществлять через механизмы, не приводящие к росту тарифов существующих потребителей. Казалось бы, такая задача могла бы решаться через механизм проектного финансирования, преимуществом которого является отделение основного бизнеса инвестора от окупаемости конкретного проекта при сохранении финансовых показателей действующей инфраструктуры. Однако отсутствие долгосрочных контрактов, обеспечивающих паритет изменения цен на энергию, топливо, материальные ресурсы, а также неопределенность наиболее значимого фактора – гарантированной загрузки новых энергомощностей не позволяют спрогнозировать срок окупаемости и использовать проектное финансирование в чистом виде.

Поэтому бюджетное финансирование нового энергообъекта через специально создаваемое государственное юридическое лицо – заказчика или через механизм софинансирования ГЧП под общие государственные гарантии является предпочтительным. По мере загрузки новых энергообъектов до проектного уровня может решаться вопрос их продажи или слияния с основной компанией, имеющей контрольный пакет у государства.

3.5. Основные потери и риски российской электроэнергетики

Проведенный анализ и сравнение с зарубежным опытом позволяют выделить основные послереформенные центры финансовых потерь и технологических рисков в российской электроэнергетике.

3.5.1. Финансовые потери

3.5.1.1. Модель оптового рынка не соответствует Закону «Об электроэнергетике» (ФЗ-35, ст. 6. п. 1, ст. 20 п. 1) в части соблюдения экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии и минимизации стоимости электроэнергии. Дополнительное обременение потребителей из-за сверхприбыли поставщиков, использующих дешевые энергоносители (гидроресурсы, ядерные материалы, ТЭС вблизи добычи газа и угля), составляет в зависимости от годовых факторов от 200 млрд руб./год. При этом остальные электростанции и прежде всего социально наиболее значимый крупнейший сектор генерации – городские ТЭЦ в большинстве убыточны и не имеют необходимой валовой выручки.

3.5.1.2. Дорогостоящая система финансирования инвестиционной деятельности генерирующих компаний по ДПМ ведет к дополнительному увеличению тарифов существующих потребителей на 100–120 млрд руб./год. Причина удорожания – высокие банковские ставки и короткие сроки кредитов при завышенной стоимости строительства. Стоимость финансовых средств, привлекаемых для электроэнергетики, с целью кредитования вводов мощностей, покрытия кассовых разрывов для создания запасов топлива и ремонтных ресурсов, по расчетам экспертов «Ренессанс капитал», увеличивает тариф для конечных потребителей в регионах на 9–56%. Это уничтожает для российских потребителей преимущество страны, имеющей собственное дешевое топливо.

3.5.1.3. Увеличение доли сетевой составляющей в конечных тарифах потребителей из-за роста затрат на транспорт электрической энергии по межсистемным (ФСК) и региональным сетям (МРСК). Это привело к обострению проблем «последней мили», увеличению доли ТСО в «котловом» тарифе, строительству потребителями собственной генерации, риску снижения реализации ОАО «Россети» до 90 млрд руб./год.

3.5.1.4. Высокая стоимость строительства энергообъектов и невыполнение регламентов технического обслуживания прямо связаны с действующей дифференцированной системой закупок в абсолютном большинстве энергокомпаний. Ежегодное проведение тысяч тендеров по отдельным проектам и видам ремонтов без перехода к оптовым долгосрочным договорам не обеспечивает создания мощных и эффективных по затратам проектно-строительно-монтажных и сервисных компаний мирового уровня. Удорожание работ по этой причине доходит до 20÷30%. Отсутствие общепринятого в странах ОЭСР детального нормирования работ и системного внедрения передового опыта ведет к дополнительному удорожанию на 10÷15%. Общее удорожание работ оценивается в 120 млрд руб./год.

3.6. Технологические риски

3.6.1. Наибольший технологический риск сегодня находится в основе отрасли – региональных энергосистемах (АО-энерго). Проведенная при реформировании их дезинтеграция по видам бизнеса (генерация – транспорт – распределение – сбыт – диспетчерское управление), а также приватизация строительно-монтажных и сервисных компаний как непрофильных видов бизнеса, раздел региональных электросетевых комплексов по уровню напряжения и мощности трансформаторов привели к разрыву хозяйственных связей и ликвидации созидательного звена отрасли. В это же время произошло неконтролируемое создание территориальных сетевых организаций (ТСО). Общее количество ТСО сегодня составляет около 3600 единиц. **В результате потерян единый центр принятия решений по проблемам текущего и перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ,** который раннее в лице энергосистем имел все необходимые имущественные, контрактные права и ресурсные возможности для полноценного выполнения функции энергоснабжающей организации в регионе. **Экономические последствия проведенных реформ – неизбежный рост трансакционных издержек. При этом отсутствие оптимизации затрат постоянно увеличивает вероятность аварий из-за недостатка средств на техническое обслуживание и модернизацию.**

3.6.2. Дополнительно возникший технологический риск – усложнение эксплуатации и режимного управления в ЕЭС после передачи диспетчерских служб АО-энерго в состав РДУ – филиалов Системного оператора.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 82

Ранее в АО-энерго весь оперативный персонал диспетчерского управления в субъектах РФ находился в одном правовом и имущественном комплексе. Руководители сменного персонала всех энергообъектов имели контракт с одной энергокомпанией. Реформирование отрасли одномоментно распределило сменных операторов энергообъектов одного региона по различным энергокомпаниям разных собственников, имеющих офисы в различных субъектах РФ за тысячи километров от объектов управления. Такая колониальная система управления при корпоративных регламентах абсолютного приоритета централизации создала систему управления, не учитывающую местных условий и запаздывающую в принятии неотложных мер в аварийных ситуациях. Команды диспетчера верхнего уровня (РДУ, ОДУ) стали пересекать имущественные и контрактные границы при прохождении их до вахтенного персонала энергообъекта.

Для нормальных режимов работы это мало сказывается на исполнении заблаговременно отданных команд, что создает иллюзию полного благополучия. Однако в аварийной ситуации приоритет команд РДУ (ОДУ) сталкивается с приоритетом прибыли любой компании, что мотивирует персонал нижнего уровня использовать свою компетентность для «объяснения» неисполнимости или увеличения срока исполнения команд. При этом в штате РДУ нет технических служб, способных проконтролировать истинное положение дел на местах. В результате происходит неизбежная потеря времени в чрезвычайно ответственные периоды предотвращения аварий и ликвидации их последствий в региональных энергокомплексах. Именно такую управленческую нечеткость мы теперь имеем после дезинтеграции АО-энерго. Надо также иметь в виду, что уровень телемеханизации наших энергообъектов оставляет желать лучшего, а любая команда выполняется конкретными действиями персонала на местах.

4.0. Двоевластие на рынке электроэнергии

Разделение функций диспетчерского управления ЕЭС на коммерческое и технологическое направления дополняет конфликт интересов и прямых противоречий по текущим и перспективным проблемам.

4.1. Коммерческое управление режимом загрузки электростанций обеспечивается Советом рынка и АТС. В соответствии с ФЗ-35 «Об электроэнергетике» (ст. 6 п. 1) общим принципом организации экономических отношений и основами государственной политики в сфере электроэнергетики является «соблюдение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии», «использование рыночных отношений при условии надлежащего качества и минимизации стоимости электрической энергии». Однако действующая модель оптового рынка электроэнергии формирует единую равновесную цену продаж не как средневзвешенную цену всех продавцов, а на уровне самой дорогой ценовой заявки, включенной в баланс.

Таким образом модель рынка необоснованно обеспечивает сверхприбыль электростанциям, работающим на дешевом энергоносителе (ГЭС, АЭС, ТЭС вблизи добычи топлива). Дополнительное обременение бизнеса по этой причине может составлять в зависимости от паводка и отопительного сезона, влияющих на режим загрузки АЭС и ТЭС, от 200 млрд руб./год и более. **Такой ценовой алгоритм не может обеспечить ни баланса экономических интересов поставщика и потребителя, ни минимизации стоимости электроэнергии.** Форсированный рост тарифов за последние годы с превышением уровня наших основных конкурентов это подтверждает. Кроме этого, имеет место трехкратное повышение цен на мощность для новых энергоблоков, введенных собственниками энергокомпаний по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), что также воздействует на форсированное обременение потребителей.

При этом существенная часть электростанций, включая ТЭЦ крупнейших городов России, ограничивается по объему производства электроэнергии, что не позволяет иметь им необходимую валовую выручку для поддержания основных фондов в исправном состоянии. Таким образом, отвечая за ценовую эффективность действующей модели, коммерческий оператор фактически нарушает основное законодательное требование государственной политики на оптовом рынке в части баланса экономических интересов поставщиков и потребителей. **Это создает угрозу для энергетической безопасности и обеспечения качества электроэнергии из-за снижения надежности самого мощного и социально значимого сектора генерации – ТЭЦ в зоне ответственности Системного оператора ЕЭС.**

4.2. Технологическое управление Единой энергосистемы со стороны Системного оператора, в свою очередь, тесно переплетается с работой коммерческого оператора и влияет на ее результаты.

Технологический оператор (СО ЕЭС) определяет поименный перечень первоочередной загрузки энергоблоков и даже целых электростанций, работа которых необходима для системной надежности и поддержания качества электрического тока, а также сохранения основных фондов для поддержания энергомощностей в горячем и холодном резерве. При этом СО ЕЭС отстранился от принятия решений по вынужденной генерации электростанций для нужд теплоснабжения (этот отраслевой опрос передан в правительственную комиссию). Однако режим управления теплофикационной выработкой является существенной особенностью российской электроэнергетики. Эффективная мощность ТЭЦ составляет одну треть от потенциала ЕЭС, и в зимний период она полностью определяется режимом отпуска тепла. В аварийных ситуациях с теплоснабжением происходит значительный наброс нагрузки на ВЛ и трансформаторные подстанции, что, например, имело беспрецедентный уровень прошедшей зимой в Санкт-Петербурге. Представляется, что столь значительное влияние режима теплоснабжения на загрузку электрических сетей для нормальных и аварийных режимов не должно уходить из зоны управления СО ЕЭС (до реформирования отрасли эту задачу решали региональные диспетчерские службы в составе АО-энерго).

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 84

В процессе выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) и составления предварительного диспетчерского графика (ПДГ) для утверждения торгового графика (ТГ) позиция СО ЕЭС исходит из неконкретизированных понятий «надежности» и «качества». В целом ВСВГО – самая закрытая и непрозрачная часть управления рынком, которая оказывает определяющее влияние на результативность любого сегмента ОРЭМ. Это позволяет резервировать излишние мощности в горячем резерве, увеличивать регулирующий диапазон ГЭС или ГРЭС, привлекать к регулированию суточных графиков нагрузки ТЭЦ, увеличивая конденсационную выработку с кратно более высокими удельными расходами топлива. В результате – рост цены продаж всех работающих генерирующих мощностей.

В целом уровень загрузки энергоблоков и электростанций далек от оптимального значения. Это подтверждается многолетней стагнацией удельных расходов топлива на ТЭС, привлечением излишнего количества генерирующего оборудования для неизвестно какому потребителю нужного прецизионного регулирования частоты электрического тока, чрезмерным использованием регулирующей способности уникальной высоконапорной Саяно-Шушенской ГЭС до аварии в августе 2009 года. **Исключение компетенции Системного оператора из обеспечения эффективности использования топлива, гидроресурсов и финансовой стабильности энергокомпаний следует считать системной ошибкой, противоречащей законодательно определенной государственной политике в электроэнергетике по минимизации стоимости электрической энергии.** Все перечисленное не способствует результативности ОРЭМ и не соответствует общей цели – надежности энергоснабжения потребителей при доступных тарифах. Учитывая, что оценка работы рынка должна производиться по минимальному значению тарифа, решения Системного оператора на ограничение применения модели рынка серьезно ухудшают эффективность деятельности коммерческого оператора.

Реально возникает конфликт интересов Системного оператора, коммерческого оператора и НП «Совет рынка». Без единого государственного органа управления рынком и отсутствия инспекции, имеющей полномочия по проверке задаваемых режимов в ЕЭС, возникающие проблемы или накапливаются, или решаются за счет потребителей.

В КНР, как и у нас, нет единого стандарта по уровню системной надежности и единой методики определения необходимого резерва мощности на каждый день и период. Вместо этого местные сетевые компании разрабатывают планы нагрузок, предложения по резервным мощностям и передают их для утверждения компаниям более высокого уровня. Сетевые компании верхнего уровня могут устанавливать собственные значения резервов мощности с учетом возможных перетоков, чтобы обеспечить надежное энергоснабжение.

При этом чрезвычайно важно, что их «аппетит» ограничивается тарифом продажи потребителю, ведь генерирующая компания включает все затраты на поддержание резерва и пуски по утвержденным нормативам в свой тариф. В результате изначально нечеткие понятия «надежности» и «резерва» получают точное экономическое содер-

жание. Полномочия специальных структур сетевых компаний – контролировать качество режима, задаваемого диспетчерскими службами по надежности и экономичности, – дополнительно снижают вероятность необоснованных решений в китайской электроэнергетике.

5.0. Ответственность на рынке

Опасения за негативные последствия конфликта интересов при управлении рынком электроэнергии двумя независимыми структурами вызывает то, что они носят не разовый, случайный, а постоянный, системный характер. Это показывает не только вышеизложенный материал, но и анализ ответственности конкретных исполнителей по основным этапам организации ОРЭМ.

5.1. Ответственность в коммерческом регулировании:

– за возможность алгоритма принятой модели рынка обеспечить баланс экономических интересов продавца и покупателя электроэнергии (Правительство РФ, ФСТ, НП «Совет рынка»);

– за корректность оценки затрат на производство электроэнергии, определяющих ценовые заявки продавцов (НП «Совет рынка», ОАО «АТС», ФАС, субъекты рынка);

– за оптимизацию ценовых заявок субъектов рынка, включенных в баланс производства электроэнергии, с учетом потерь в сетях от точек поставки до центров потребления (формально – АТС и СО ЕЭС, реально – ответственных нет);

– за проведение финансовых расчетов на ОРЭМ (Минэнерго РФ, ОАО «АТС»);

– за финансовый клиринг и финансовые проводки на ОРЭМ (ОАО «ЦФР»).

– за соответствие изменения стоимости продаж электроэнергии на ОРЭМ инфляционному тренду в согласованный период (ответственных нет).

5.2. Ответственность в технологическом регулировании:

– за надежность режимов ЕЭС (СО ЕЭС);

– за качество электроэнергии и потребителей (СО ЕЭС);

– за оптимизацию распределения нагрузок между электростанциями (СО ЕЭС);

– за оптимальное размещение резервов мощности (СО ЕЭС);

– за устойчивость параллельной работы с зарубежными энергосистемами (СО ЕЭС);

– за соответствие изменения стоимости продаж электроэнергии на ОРЭМ инфляционному тренду в согласованный период (ответственных нет).

Кроме выполняемых функций, имеется ряд управленческих процессов, в которых оба оператора выступают в тесном взаимодействии. Например, в процессе выбора состава включенного генерирующего оборудования и утверждения торгового графика СО ЕЭС и АТС взаимодействуют в режиме реального времени. Однако и в этом случае СО ЕЭС не имеет финансово-экономических показателей работы, то есть не несет ответственности за экономику и цены ОРЭМ.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 86

Возможны случаи, когда в соответствии с ценовой заявкой поставщика АТС может сформировать торговый график по приоритету ценовой заявки без учета реальной технической характеристики и направить его СО ЕЭС для безусловного исполнения. Таким образом, во всех случаях формирования и реализации торгового графика СО ЕЭС не отвечает за экономику и цены на ОРЭМ, так же как АТС и Совет рынка не отвечают за надежность и качественные показатели в ЕЭС.

Это означает, что в системе управления рынком электроэнергии (мощности) нарушен принцип дееспособного администрирования: наличие единого управляющего центра в любой системе правления как необходимая предпосылка ее эффективности.

В результате абсолютно не уделено внимание системному стратегированию, позволяющему ответить на вопрос о соответствии принятой модели рынка структуре российской электроэнергетики и целесообразному соотношению объемов централизованного и децентрализованного рынка.

Практически полное забвение получили технологические приоритеты, определяющие народнохозяйственную эффективность отрасли. В модели отсутствуют стимулы для развития когенерации, являющейся основным резервом повышения топливной эффективности и снижения тарифов.

В целом внедренная модель рынка оказалась неконкурентной в сравнении с государственным регулированием по формуле «нормативные затраты плюс нормативная рентабельность», которые общеприняты для естественных монополий, поставщиков топлива, исполнителей работ и услуг в странах ОЭСР.

Общеизвестно, что хорошо настроенная рыночная модель и качественно сформированный механизм государственного регулирования должны приводить к одинаковому итоговому результату для потребителя, чего даже близко нет в действующей модели рынка.

Сегодня говорить, что действующая модель нуждается лишь в донастройке, – значит продолжать игнорировать объективно сложившиеся совершенно другие условия российской электроэнергетики (кратный разброс цен на топливо, беспрецедентная доля (40%) ТЭЦ в генерации, отсутствие нормирования прибыли энергокомпаний и их партнеров), чем в западных энергокомплексах, необоснованно принятых за аналог. Предложенная модель в этих условиях эффективно для стратегии и народного хозяйства работать не может. Об этом свидетельствуют и общие результаты работы рынка, и бесконечные ежегодные корректировки правил оптового и розничного рынков.

Фактически модель находится в режиме постоянного ручного управления на желаемый результат. Доля внемодельных (антирыночных) механизмов, таких как ДПМ с пиком затрат в 2015–2016 годах, увеличение вынужденных генераторов, намечаемый ДПМ-штрих (под модернизацию) и абсолютно необоснованный ДПМ ВИЭ, в существующей модели рынка будут только возрастать, уничтожая всю привлекательность «невидимой руки».

К перечисленному следует добавить исключительную сложность действующей крайне непрозрачной модели, которая использует не одноставочный тариф на электроэнергию (как в Германии и других странах), а двухставочный – на электроэнергию и мощность. При этом продажа электроэнергии и продажа мощности ведутся по пяти (!) тарифам. Мы опоздали с внедрением таких рискованных экспериментов ровно на десять лет: это надо было делать тогда, когда принимали Закон «Об электроэнергетике».

Сейчас при достижении запредельных тарифов арбитром для принятия решения должен быть не либеральный эксперт, который сознательно или по недомыслию не учел ни одной особенности отечественной электроэнергетики, а энергоемкий российский бизнес, обеспечивающий прямо и косвенно через торговлю 3/4 налоговых поступлений.

6.0. Зарубежный опыт снижения стоимости строительства

В мировой практике применяются следующие методы уменьшения инвестиционного обременения тарифов.

6.1. Долгосрочное кредитование (на 25–30 лет) капитального строительства объектов энергетической инфраструктуры при минимальных процентных ставках (1-2%). Это позволяет в российских условиях кратно снизить – от 2 до 5 раз (в зависимости от объема строительства в регионах) – инвестиционную составляющую в тарифах на электроэнергию. В случаях, когда проектная загрузка новых энергомощностей гарантируется секторами экономики, имеющими явные конкурентные преимущества, для ускорения завершения работ применяется отсрочка выплаты налогов до ввода энергообъектов в эксплуатацию.

6.2. Софинансирование государством строительства новых энергообъектов, использующих эффективные новейшие технологии, для обеспечения сроков их окупаемости на уровне минимального значения в промышленных секторах экономики. Это соответствует действующему механизму гарантирования инвестиций для ввода неотложных резервных мощностей и широко применяется в КНР для снижения инвестиционной составляющей в тарифах до уровня не более 10%. В дорожном строительстве к этому методу относится начавшая внедряться практика инвестиционных контрактов жизненного цикла.

Очень важно, что все эти методы выводят существующих потребителей из системы тарифного финансирования новых проектов.

К этому же методу следует отнести и методы финансирования за счет выпуска инвестиционных облигаций. Сегодня этот метод имеет наибольшее предпочтение в КНР, а в России уже начато реальное использование реализации проектов развития транспортных инфраструктур, прежде всего в РЖД.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:48 Page 88

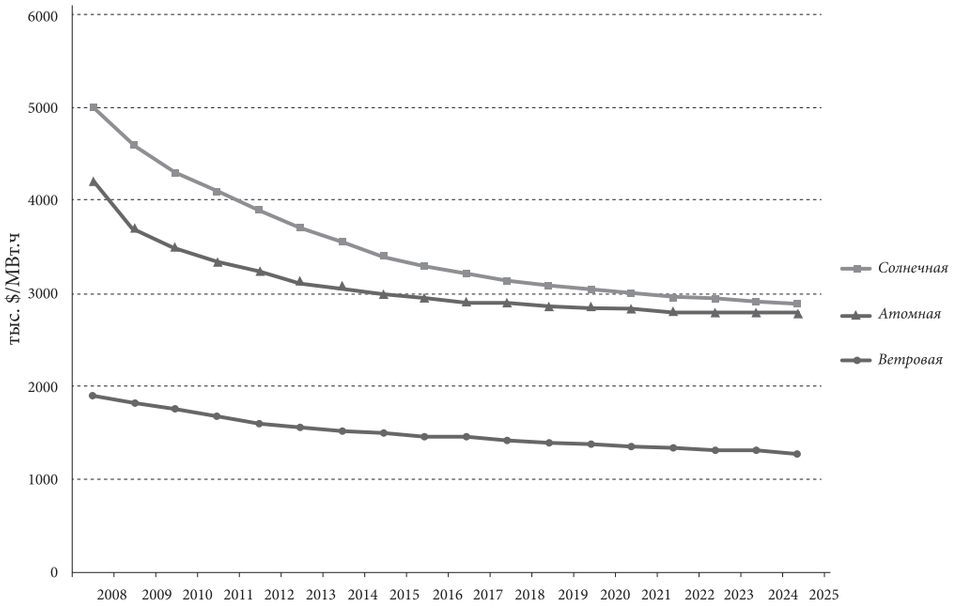
Метод проектного финансирования также используется во многих странах. Но его объем сегодня не является определяющим. Финансовые институты, даже при убедительных экономических обоснованиях, учитывая определяющее значение внешних факторов, стали отдавать предпочтение государственным гарантиям.

6.3. Детальное нормирование затрат, учитывающее не только применение новых технологий, материалов и механизмов, но и современных программных продуктов для эффективного управления строительно-монтажными работами, активно применяется во всех странах ОЭСР и КНР. Потенциал снижения затрат за счет производительности труда и сроков строительства стоимости работ на конкретном энергообъекте составляет от 10 до 20%. Сегодня этот метод реализован во всех развитых странах и КНР и обеспечивает общее снижение тарифов конечному потребителю до 10%.

6.4. Общим принципом для экономически развитых стран (ОЭСР) является планирование снижения удельной себестоимости строительства энергетических объектов по методике «освоение опыта». Так, например, снижение удельной стоимости по «освоению опыта» на 2010 год по АЭС и ТЭС составило от 6 до 10%, а по установкам ВИЭ до 20% (!) *(рис. 13)*.

Рисунок 13

Сокращение расходов по капитальным вложениям благодаря эффекту освоения опыта в долл. США на кВт, 2008-2025 гг.



6.5. Проверенной системой снижения затрат в энергетике следует считать применение типовых проектов строительства объектов с использованием узкого типоразмерного ряда оборудования при оптовом заказе для машиностроения. Это позволяет снизить стоимость изготовления оборудования и минимизировать затраты на проектные, строительные, монтажные и наладочные работы от 20 до 30%. Такой метод широко применялся в СССР, а сейчас нашел дальнейшее развитие в КНР. К сожалению, в России этот метод сегодня практически не применяется.

6.6. Реальность использования перечисленных методов сегодня.

Первый метод зависит как от готовности наших финансовых институтов, так и от давно ожидаемой всеми активной государственной инфраструктурной и промышленной политики. Здесь в лучшем случае можно рассчитывать лишь на постепенное улучшение положения в будущем.

Второй метод полностью зависит от позиции Правительства РФ. Он будет эффективен, если параллельно с энергетическим строительством будут под гарантии и контроль государства развиваться потребляющие сектора экономики.

Третий и четвертый методы могут внедряться после изменения существующей практики проведения торгов на подрядные работы в энергокомпаниях. Их целью должно быть не снижение цены любым методом, что реально ухудшает качество и увеличивает сроки работ, а создание заказчиками долгосрочных предпосылок для оптимизации процесса изготовления и строительства. **Это необходимо для реализации стратегической задачи любой развивающейся страны – создания мощных, эффективных по затратам машиностроительных, проектно-строительно-монтажных фирм – аналогов крупнейшим транснациональным корпорациям.** Без этого невозможно качественно изменить процесс капитального строительства и снизить до необходимого уровня последующие затраты за жизненный цикл в электроэнергетике.

Пятый метод требует радикального усиления верхнего уровня управления отраслью и оптимизации структуры. Такая итоговая структура отрасли, основанная на конкуренции крупнейших генерирующих и сетевых компаний, аналогичных китайским и европейским гигантам, способна обеспечить эффективное функционирование и развитие электроэнергетики, столь необходимые для экономики России.

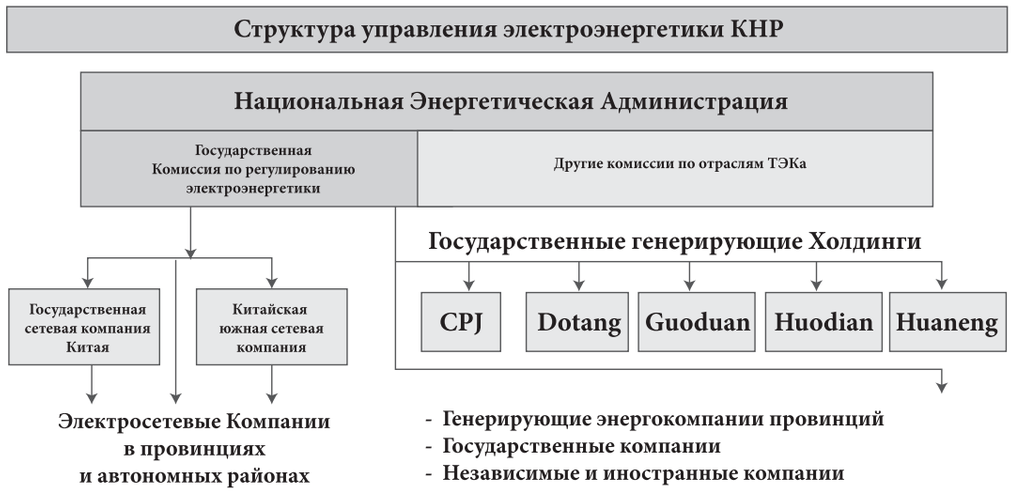
6.7. Сегодня крайне актуально определиться с итоговой структурой российской электроэнергетики, способной использовать системный эффект масштаба и оптовых заказов в условиях конкуренции с мировыми лидерами. Представляется, что особое внимание целесообразно уделить китайской отраслевой модели, которая создана на основе детального изучения и развития на современном уровне советского, европейского, американского и японского опыта.

При проведении реформ единый национальный энергокомплекс КНР разделен в генерации на пять генерирующих компаний мощностью до 200 ГВт каждая, конкурирующих на регулируемом рынке по модели «Единственный покупатель» за уровень загрузки своих электростанций, зависимость цены электроэнергии которых

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 90

от нагрузки утверждается государством. В лице «Единственного покупателя» на двух территориально разделенных рынках выступают два национальных электросетевых комплекса: Государственная сетевая компания Китая и Китайская южная сетевая компания, которые покупают электроэнергию от электростанций и продают ее потребителям по регулируемым тарифам. За планирование и регулирование всей отрасли отвечает Государственная комиссия по регулированию электроэнергетики, с марта 2013 года включенная в состав Национальной энергетической администрации, которая, в свою очередь, входит в Национальную комиссию по развитию и реформам *(рис. 14)*.

Рисунок 14



На нижнем уровне управления в китайской электроэнергетике созданы дочерние электросетевые компании в провинциях и префектурах с развитой системой технического и научного обслуживания. Трехзвенная концентрация электросетевого потенциала (центр – провинция – префектура) образовала дееспособную структуру, которая на нижнем уровне префектур выполняет роль энергоснабжающей организации перед потребителями и органами власти.

Сети префектур формируют балансы производства и потребления электроэнергии, которые потом через провинции входят в общенациональный баланс. Такая конкретная территориальная и балансовая ответственность дополняется конкуренцией во всех видах энергетического бизнеса и эффективным сравнением результатов деятельности на внутреннем и внешнем рынках.

Необходимо отметить, что Диспетчерское управление и сбытовая деятельность (в отличие от российской электроэнергетики) также входят в состав обоих электросетевых национальных энергокомплексов *(рис. 15)*.

Рисунок 15

Пять генерирующих компаний продают электроэнергию своих электростанций соответствующим сетевым компаниям по регулируемым тарифам, определяемым государственной комиссией по регулированию в электроэнергетике. Принцип регулирования «Нормативная себестоимость плюс целесообразная рентабельность» определяется по системному эффекту в экономике в целом исходя из влияния уровня тарифов на конкурентоспособность энергоемких отраслей. Оптимизационный

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 92

приоритет загрузки электростанции определяется исходя из технических характеристик энергоблоков, затрат на содержание резерва, стоимости пусков, что фактически соответствует режиму конкуренции в топливоиспользовании.

Развивающаяся эксплуатационная структура единой энергосистемы Китая тесно связана с мощными созидательными комплексами в проектировании, строительстве, монтаже и техническом обслуживании энергообъектов. При этом электроэнергетика играет интегрирующую роль в отраслях-партнерах, где за последние десять лет совместно с мировыми лидерами созданы гигантские компании в энергомашиностроении, электротехнике, системах управления и приборостроении, которые на равных конкурируют с ведущими транснациональными корпорациями.

6.8. Не имеющий аналогов темп развития электроэнергетики высоких технологий и параметров в КНР – результат успешной реализации правительством пяти стратегических решений, обеспечивающих:

– создание условий для привлечения прямых иностранных инвестиций с переходом на собственные источники и механизмы финансирования расширенного воспроизводства по системе ГЧП и выпуска облигаций, государственных гарантий;

– создание экономической заинтересованности для серийного использования самых современных зарубежных технологий, оборудования и конструкций на новых энергообъектах за счет оптовых долгосрочных контрактов с ведущими мировыми компаниями при условии комплектной локализации их разработок на китайских заводах;

– создание мощных и эффективных по затратам проектно-строительно-монтажных организаций, в том числе совместных производств с лидерами мирового уровня: Shanghai Electric с Siemens, Dongfang с Mitsubishi, Harbin с General Electric;

– разукрупнение национальной монополии в генерации (пять компаний), транспорте и распределении электроэнергии (две компании) с целью развития полномасштабной конкуренции в эксплуатации и строительстве при использовании сравнительного анализа для совершенствования всех видов энергетических бизнесов;

– использование механизма регулируемого ценообразования для простого воспроизводства и современной системы финансирования развития систем электропередачи и дистрибуции за счет выпуска облигаций.

Приходится констатировать, что такие масштабные решения совершенно не принимаются сегодня Правительством России.

6.9. Выполнение указанных решений сопровождалось постоянно действующими противозатратными мерами:

– беспрецедентным сокращением типоразмерного ряда основного и вспомогательного оборудования при массовом внедрении типовых проектов электростанций и электроподстанций;

– постоянным детальным нормированием затрат, учитывающих использование передовых технологий организации работ, новых механизмов, материалов и программных продуктов в организации строительства энергетических объектов и техническом обслуживании;

– проведением объединенных тендеров на строительство электростанций, электроподстанций и ВЛ внутри страны и за рубежом с обязательной конкуренцией между китайскими и зарубежными компаниями.

В целом анализ положения в электроэнергетике КНР показывает, что там создана компетентная, ответственная и дееспособная структура управления, способная к самоусовершенствованию за счет создания условий для полноценной конкуренции во всех видах энергетического бизнеса в центре и на местах, а также использования рациональных эффективных механизмов финансирования развития.

Структура управления электроэнергетической отраслью КНР основана на четком распределении централизованных и децентрализованных функций по обеспечению территориального и общеотраслевого баланса производства и потребления электроэнергии. При этом сетевые компании являются интегрированными игроками на рынке передачи, распределения и сбыта электроэнергии, реально выполняя функции энергоснабжающих организаций (гарантирующих поставщиков) для потребителей.

Беспрецедентный успех реализации программы развития заслуживает особой оценки из-за пунктуального соблюдения в КНР всех внутренних и внешних критериев энергетической безопасности. Это позволило обеспечить почти двукратное снижение удельных затрат на вводимые мощности и высокую готовность устранения возможных природных факторов, нарушающих надежность энергоснабжения за счет:

– абсолютного преобладания собственных энергоносителей (уголь, гидроресурсы, АЭС, ВИЭ) для обеспечения нужд экономики КНР;

– освоения китайской промышленностью комплектного изготовления энергетического оборудования и строительства энергообъектов любой сложности (кроме высокотемпературных ПГУ и ГТУ);

– своевременной диагностики и полноценного регламента технического обслуживания оборудования и сооружений китайскими сервисными компаниями на самом современном уровне.

6.10. Дополнительные факторы влияния на затраты.

Рассмотрение зарубежного опыта для снижения затрат и тарифов на электроэнергию будет неполным, если не дать оценку следующим факторам влияния, которые находятся внутри и за пределами отрасли и ее основных партнеров-смежников.

В настоящее время на приоритетное решение в отрасли претендуют следующие направления:

– финальная структура электроэнергетики России, способная решать вызовы XXI века;

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 94

– целесообразность дальнейшей приватизации активов отрасли и ее последствия для выполнения основных функций;

– создание эффективной системы государственного регулирования затрат и тарифов на энергию.

6.10.1. Финальная структура электроэнергетики в XXI веке.

С учетом вышеизложенного по современной зарубежной практике, а также советского и российского опыта представляется целесообразным усилить электроэнергетическое направление в Минэнерго РФ. Необходимость этого шага определяется возрастающим отставанием отечественной электроэнергетики от потенциальных конкурентов как в традиционной, так и в возобновляемой электроэнергетике по новейшим технологиям основного и вспомогательного оборудования, АСУ ТП и информационному обеспечению. Мы отстаем на пять–семь лет в решении текущих проблем, на семь–десять лет в разработке стандартов и регламентов и не упреждаем локализацию рисков и угроз, возникающих из-за последствий реформ.

Сегодня в Минэнерго РФ работает всего 300 человек, из которых к электроэнергетике можно отнести лишь шестьдесят. Причем среди них практически нет энергетиков с положительным опытом работы в крупных энергокомпаниях или головных отраслевых институтах. Для сравнения следует указать, что в союзных министерствах топливно-энергетического комплекса СССР, когда все отрасли были вертикально интегрированы и имели хозяйственные функции, работало 6800 человек. При этом в Минэнерго СССР было 1200 специалистов. Но, кроме этого, на отраслевом уровне работали около 10 000 сотрудников головных институтов, находящихся в прямом подчинении ведомства. Это позволяло иметь в отрасли необходимые компетенции по проведению единой технической политики, разработке обоснованных перспективных программ развития и инноваций. Многолетний мировой приоритет советской электроэнергетики в освоении сверхвысоких параметров рабочей среды и величины единичной мощности агрегатов на электростанциях и в сетях при низких удельных затратах на расширенное воспроизводство и высокой эффективности эксплуатации являлся лучшим доказательством дееспособности управления. Следует отметить, что эффективность отрасли во многом была достигнута за счет как высокой квалификации ее руководящего звена, так и оптимизации централизованных и децентрализованных функций, позволяющих полноценно использовать инициативы центра и энергосистем.

Подобные системы управления эффективны и сегодня: такая структура, например, реализована в США, где в Министерстве энергетики работает 14 000 сотрудников, из них более 95% в институтах и лабораториях.

Можно ли сегодня без дополнительного обременения потребителей увеличить численность и квалификацию персонала структур Минэнерго РФ, работающих на электроэнергетику? Безусловно, можно. Для этого необходимо ввести в состав Минэнерго РФ ведущие институты отрасли (или входящие в их состав структуры по перспективным направлениям).

К организациям, которые целесообразно передать в состав министерства, относится прежде всего институт «Энергосетьпроект» (ЭСП). Кроме того что ЭСП занимался собственно проектированием, он многие годы был головной организацией по оптимизации размещения производственных сил в электроэнергетике. Выбор мощности и места строительства энергообъектов, как и обоснование параметров устанавливаемых агрегатов, проводился только по результатам экономического сравнения вариантов. При этом учитывались затраты на: добычу и транспорт сравниваемых видов топлива, производство электроэнергии для различных типов электростанций, электросетевую инфраструктуру для транспорта и распределения энергии до потребителя при различных уровнях напряжения и линейном резервировании.

Возможности регулирования напряжения на электростанциях, в электрических сетях и у потребителей, маневренные характеристики новых энергоблоков рассматривались ЭСП с учетом совмещенного максимума нагрузок по зоне каждого ОДУ.

Решали аналогичные задачи по отдельным аспектам программ развития, подготовке технических заданий и принимали непосредственное участие в разработке нового оборудования, включая модельные исследования, отраслевые институты: ВНИИЭ, ЭНИН, НИИПТ, ТЭП, Гидропроект, ВНИПИэнергопром и другие – с привлечением вузов и институтов смежных отраслей. Аналитическая и организационная работа по эксплуатации оборудования электростанций и сетей проводилась фирмой ОРГРЭС, по техническому обслуживанию энергообъектов – ЦКБ «Энергоремонт». Однако общая координация со смежными отраслями работ, ее противозатратная нацеленность на народно-хозяйственную эффективность обеспечивались Минэнерго СССР.

Актуальность реорганизации структуры отрасли назрела еще 12 лет назад, когда было принято Постановление Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики» от 11 июля 2001 года. Сегодня она просто необходима, так как действующая структура не способна решать проблемы отрасли. Дополнительные финансовые ресурсы для этого на настоящем этапе не нужны. Важнейшей задачей для Минэнерго РФ является консолидация имеющихся фондов НИОКР в компаниях и направление их на решение конкретных отраслевых задач (от стандартизации и технической политики до конкретной разработки новой техники и технологий). Представляется целесообразным развернуть на нужды отрасли и деятельность Российского энергетического агентства, где работают 2000 человек и бюджет которого составляет 500 млн рублей. Вопросы энергосбережения должны быть нормальным дополнительным инструментом решений перспективных проблем.

Конечно, данное предложение не предполагает варианта сплошной централизации всех перспективных функций. Представляется целесообразным разделение ответственности на основе принципов рациональной децентрализации:

– учитывая проведенную консолидацию активов в ОАО «Россети» целесообразно передать на корпоративный уровень основные проблемы электрических сетей;

– функции теплоснабжения целесообразно децентрализовать, поручив основные

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 96

вопросы ООО «Газпромэнергохолдинг», которое консолидировало у себя беспрецедентные теплосетевые активы;

– для аналитических функций представляется целесообразным, по опыту зарубежных стран, задействовать потенциал специализированных энергетических вузов. Такое решение будет предпочтительно для отрасли как по условиям компетентности и объективности, так и в не меньшей мере для вузов, получающих доступ к анализу реальных режимов эксплуатации, оценке конкретных показателей надежности и эффективности оборудования отечественных и зарубежных фирм.

6.10.1.1. Диспетчерское управление в Единой энергосистеме страны

В настоящее время положение диспетчерского звена в структуре российской электроэнергетики кардинально изменилось. Безусловно, оно продолжает занимать одно из ведущих мест в системе отраслевого управления, но монополия в оптимизации режимов работы энергосистем нарушена. Ранее (поз. 2.6, 4.0, 5.0) было отмечено, что на оптовом рынке электроэнергии сегодня имеет место двоевластие. Совместно с СО ЕЭС в едином правовом, технологическом и экономическом поле одновременно функционируют защищенные законодательством коммерческий оператор – ОАО «АТС» и некоммерческое партнерство «Совет рынка».

Кроме этого, на нижнем уровне в состав семи филиалов-ОДУ включены 52 региональных диспетчерских управлений – РДУ (или их представительства), ранее входивших в состав АО-энерго в виде диспетчерских служб, что ослабило основу отрасли – региональные энергокомплексы. Непосредственно СО ЕЭС добавлены функции контроля за техническим обслуживанием оборудования, вводом новых энергомощностей и подготовкой энергокомпаний к работе в зимний период, а также инвестиционная деятельность.

Перечисленные изменения общеизвестны, однако вне должной оценки остается то, что ответственнейшая структура Единой энергосистемы страны – СО ЕЭС – после проведенного реформирования не имеет государственного отраслевого ока для контроля за режимной деятельностью, непосредственно влияющей на надежность и эффективность энергоснабжения потребителей.

В российской электроэнергетике и без того достаточно много технологических и финансовых рисков, влияющих на текущую деятельность и сбалансированность развития. **Представляется абсолютно недопустимым, чтобы структура, определяющая системную надежность и затратность национального энергокомплекса, не контролировалась компетентной специализированной отраслевой структурой.**

Вышеприведенные данные (поз. 2.6, 6.7) свидетельствуют о тенденции ведущих национальных энергокомплексов (Англия, КНР) к отказу от аукционных маржинальных моделей рынка, объединению функций коммерческого и технологического оператора и включению диспетчерского управления в состав электросетевых холдингов, где четко функционируют специализированные инспекторские департаменты. В КНР

функции надзора и контроля возложены на государственную комиссию по регулированию электроэнергетики.

Очевидно, нам тоже целесообразно с участием широкого круга экспертов детально рассмотреть место и функции контролируемого диспетчерского управления в российской электроэнергетике.

6.10.1.2. Генерирующий комплекс российской электроэнергетики уже сегодня имеет несколько укрупненных компаний: ОАО «Газпромэнергохолдинг» – 37,0 ГВт, ОАО «Интер РАО ЕЭС» – 27,5 ГВт, ОАО «Росэнергоатом» –20,9 ГВт, ОАО «РусГидро» – 36,5 ГВт, ОАО «КЭС Холдинг» –16,0 ГВт, где сосредоточено более половины энергомощностей. Это был, безусловно, ожидаемый и положительный процесс, однако его хаотичность не позволила реализовать весь потенциал эффекта. Новые консолидированные энергокомпании еще кратно меньше уровня концентрации основных фондов наших конкурентов – крупнейших европейских и тем более китайских энергохолдингов. Но самое плохое, что при приватизации региональных энергокомплексов в России нарушен территориальный принцип ответственности за энергоснабжение, а основной сектор генерации – ОГК – вообще создан по экстерриториальному принципу. При этом разделение базовых и маневренных энергомощностей проведено без взаимной адекватной компенсации затрат, связанных для каждой электростанции с участием в суточном графике нагрузки и выполнением системных услуг по заданию СО ЕЭС.

Представляется целесообразным вернуться к рассмотрению возможности образования энергопулов на территории функционирования ОДУ. Это позволит организовать между ними противозатратную конкуренцию по граничным перетокам энергии (мощности) для более точной оценки экономики режимов энергоснабжения и услуг, а также расширит возможности бенчмаркинга для основных подразделений СО ЕЭС (ОДУ и РДУ).

6.10.1.3. Электросетевой комплекс.

После образования ОАО «Россети» вопрос оптимизации электросетевой структуры фактически перешел на уровень корпоративных решений. Это значительно упрощает реализацию задач технической политики, проведение противозатратных мер, устранение дублирования функций и общее снижение трансакционных издержек за счет оптимизации структуры компании. **Важнейшей задачей сегодня является создание укрупненных региональных распределительных электросетевых комплексов с включением в них сетей до 220 кВ включительно. Без этого невозможно оптимизировать инвестиционную, эксплуатационную и ремонтную деятельность на уровне регионов.**

Очевидно, надо тщательно проанализировать состояние оборудования, а также удельную численность персонала в сетях МРСК и ФСК каждого субъекта Российской Федерации. Противоаварийную и финансовую устойчивость, задачи модернизации и развития карликовые электрические сети обеспечить не могут, что ставит на повестку дня вопросы укрупнения и оптимизации структуры сетей на региональном и межрегио-

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 98

нальном уровне. В то же время у нас имеется огромный опыт успешного функционирования крупных единых электросетевых комплексов на территории нескольких субъектов РФ. В Мосэнерго это был многолетний опыт для четырех и даже пяти субъектов, в Тюменьэнерго – для трех субъектов, в Ленэнерго, Хабаровскэнерго – для двух субъектов РФ. Сегодняшние технические возможности связи и АСУ ТП открывают новые перспективы и дополнительные возможности управления консолидированными активами, что является реальным и значимым противозатратным преимуществом вертикальной интеграции в сетях. В Европе это полноценно используется большинством энергокомпаний.

Для российских условий на очереди дня стоит консолидация активов ТСО. На основании того же европейского опыта это целесообразно решать через ликвидацию «котла», лицензионные требования и прямое запрещение создавать несколько электросетевых компаний в одном муниципальном образовании.

Подавляющая часть недостатков модели рынка для генерирующих компаний устраняется после замены маржинальной модели рынка на модель «Единственный покупатель». Однако необходимая дееспособность, инвестиционная эффективность и реальная ответственность за энергоснабжение не могут быть восстановлены без возврата к понятиям **«энергоснабжающая организация»,** что возможно только при вертикальной интеграции по напряжению в региональных распределительных сетях.

6.10.1.4. Сбытовая деятельность в электроэнергетике достаточно подробно описана в поз. 2.4, 6.7. Эффективность включения энергосбытов в состав сетевых компаний очевидна экспертам и практикам. Ни один собственник любой сетевой структуры никогда не отдаст кассовый зал на аутсорсинг чужому подрядчику. Представляется, что чем быстрее мы передадим продажу электроэнергии электросетевым компаниям, тем меньше финансовых потерь будут иметь субъекты оптового и розничного рынков.

Однако особенности авансовой продажи электрической и тепловой энергии, неотключаемый статус населения и социально значимых потребителей при высокой задолженности на рынках свидетельствуют о том, что еще не все факторы гарантированной оплаты электроэнергии задействованы.

В советский период значимым фактором было право энергоснабжающих организаций на безакцептное списание задолженности с коммерческих потребителей.

В Германии и многих европейских странах каждый гражданин имеет коммунальную пластиковую карту для еженедельной оплаты коммунальных платежей. Ответственность за наличие достаточной суммы средств на таких пластиковых картах возлагается на граждан. В США и других странах устанавливаются счетчики с контролем оплаты и автоматическим выключением при длительной задержке платежей за электроэнергию, воду, газ. В Италии, например, используется метод снижения напряжения на секциях электроподстанций, питающих должников за электроэнергию. **6.10.2. Государственное регулирование тарифов.**

Переход на модель рынка «Единственный покупатель» предусматривает государственное регулирование затрат и тарифов на электроэнергию. В случае принятия решения

о замене действующей модели рынка надо несколько подробнее рассмотреть специфику эффективного регулирования тарифов. **Общепринятая формула цены – «нормируемая себестоимость плюс целесообразная рентабельность».**

В настоящее время в мире накоплен огромный опыт эффективного регулирования тарифов естественных монополий и коммунальных затрат.

В европейской электроэнергетике: Франции, Чехии и других странах – функционируют сложившиеся методическая и практическая системы регулирования тарифов. Китай, даже в условиях беспримерного инвестиционного бума в электроэнергетике, проводит государственное регулирование тарифов потребителям и затрат генерирующих и сетевых компаний.

В американской электроэнергетике до сих пор 50% штатов имеют регулируемые тарифы. Если говорить о коммунальных службах, то в Нью-Йорке регулируется практически все – от водопровода и канализации до вывоза мусора.

Почему в сложившихся рыночных странах, где конкуренция и прибыль – незыблемые приоритеты, так спокойно уживается с ними государственное регулирование?

– Во-первых, использование давно отработанной методики детального рассмотрения всех составляющих затрат энергокомпаний, исключающей получение ими сверхприбыли;

– во-вторых, постоянная корректировка исходных данных прогнозов по изменению взаимозависимых цен на энергию, топливо, материальные ресурсы, оплату труда и налоговые платежи;

– в-третьих, более низкая инфляция в экономике развитых и развивающихся стран, позволяющая уменьшать рост тарифов;

– в-четвертых, общепринятая практика нормирования рентабельности на распространенную промышленную продукцию в размере до 10%. На внутреннем рынке западных стран исключены случаи закупок топлива электростанциями и муниципальными котельными с рентабельностью продаж более 10%;

– в-пятых, постоянное (не реже одного раза в два-три года) детальное нормирование затрат по всем видам технического обслуживания и строймонтажных работ. Это позволяет нацеливать всех исполнителей на внедрение новых эффективных машин, механизмов, измерительной техники и программных продуктов, обеспечивающих рост производительности труда. Ежегодное снижение удельной стоимости ввода новой мощности за счет методики «использования опыта» является общепринятым системным подходом для стран ОЭСР, и, например, в 2010 году оно составляло по АЭС – 6%, по ВИЭ – 20%;

– в-шестых, в Европе, США, Китае энергетические компании имеют в лице крупнейших национальных компаний эффективных по затратам партнеров по проектированию, изготовлению, строительству и техническому обслуживанию объектов электроэнергетики. В новом строительстве они постоянно конкурируют между собой при проведении тендеров по новым энергообъектам.

При техническом обслуживании оборудования энергообъектов антимонопольное законодательство Германии и других стран, например, обязало фирмы-изготовители

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 100

продавать частным компаниям (часто небольшим и средним фирмам) лицензии на изготовление основных запасных частей и ответственных узлов с коротким сроком службы. Это исключило монополизм поставщика и снизило стоимость некоторых запасных частей на 15÷20%. Такое решение даже позволило крупнейшей энергокомпании Германии E.ON составить в последние годы конкуренцию ведущей фирме-изготовителю Siemens при проведении капитальных ремонтов пылеугольных энергоблоков мощностью до 1000 МВт включительно, на которых E.ON выполняет теперь своими силами до 80% работ;

– в-седьмых, регулирование тарифов в зарубежных странах, которое, как правило, проводится на несколько лет (не менее чем на три года). Межрегулировочный период энергетические комиссии используют для более детального анализа затрат, контроля состояния оборудования и качества работ по его техническому обслуживанию, а также качества ввода новых энергомощностей на энергообъектах. В совокупности с данными финансовых годовых отчетов по суммам заработанной прибыли это повышает компетентность и обоснованность решений при утверждении тарифов на новый срок;

– в-восьмых, использование в странах ОЭСР и Китае механизмов финансирования расширенного воспроизводства со значительно меньшей ценой финансовых средств по сравнению с российскими условиями кредитования. Кроме этого, механизм финансирования инвестиций широко использует систему облигационных займов и схемы проектного финансирования, которые позволяют не обременять тарифы существующих потребителей оплатой нового строительства;

– в-девятых, электросетевое строительство и подключение новых потребителей, которые обеспечиваются электросетевыми компаниями под финансовые гарантии потребителей (инвесторов энергопотребляющих объектов, банков, финансирующих основной проект). Тем самым реализуется принцип «бери или плати», который полностью исключает нашу основную беду – длительную эксплуатацию незагруженных электростанций и сетей;

– в-десятых, экономическая корректность, длительный срок действия тарифов при конкретной ответственности и независимости органов государственного регулирования, раскрывающие их инициативу.

В США в 90-е годы это привело к строительству так называемых «электростанций энергосбережений». Без вложений в новую генерацию была снижена мощность потребления энергии на 32,0 ГВт за счет внедрения эффективных энергосберегающих технологий в энергоемких секторах экономики. При этом удельная стоимость сэкономленного киловатта составила от 300 до 500 долларов, что в 1,5-2 раза дешевле строительства новых ТЭС.

Для снижения затрат на строительство электрических сетей и уменьшения платы за транспорт электроэнергии за последние двадцать лет в США введено в эксплуатацию более 150 ГВт распределенной генерации в центрах потребления. Это означает, что электроэнергия, выработанная на энергоблоках малой мощности (10–25 МВт), поставляется

потребителем на 30% дешевле. Подобные решения при поддержке органов госрегулирования широко применяются и в европейских странах.

Такой комплексный подход нацелен на сравнение с лучшим, «эталонным» достижением по технологическим достижениям в эксплуатации и строительстве. Сравнительный анализ оказывается значительно более эффективным, чем метод фактически аукционной ценовой торговли на либеральных рынках электроэнергии.

6.10.3. Дальнейшая приватизация активов энергокомпаний

Лоббисты таких предложений агитируют за них как за якобы единственную возможность поднять эффективность отрасли и одновременно получить дополнительный доход в федеральный бюджет. Однако многолетний опыт советской, французской и китайской электроэнергетики показывает, что этот тезис далеко не бесспорен, а вот что абсолютно неизбежно происходит при приватизации, так это снижение роли государства. Вместе с этим уменьшаются возможности влияния государства на управление и процессы, протекающие в энергокомпаниях и отрасли, что не соответствует Конституции Российской Федерации (КРФ).

6.10.3.1. «Российская Федерация – социальное государство, политика которого направлена на создание условий, обеспечивающих достойную жизнь и развитие человека» (ст. 7 п. 1 КРФ). Стабильное функционирование системы электроснабжения, безусловно, относится к таким условиям. Без контрольного пакета акций в основных энергокомпаниях государству невозможно гарантировать надежность работы электроэнергетических комплексов в регионах и стране в целом.

6.10.3.2. «В ведении Российской Федерации находятся федеральные энергетические системы» (ст. 7 п. «и» КРФ). Электроэнергетика, являясь главной отраслью жизнеобеспечения, полностью входит в основу федеральных энергетических систем.

Столь жесткое требование об отнесении электроэнергетики к вопросам ведения государства не является чем-то исключительным для государств, территории которых находятся в высоких широтах. Например, в скандинавских странах Европы и канадской части Северной Америки контрольные пакеты акций энергокомпаний находятся в собственности муниципалитетов и провинций. Такое решение обосновано конкретной ответственностью перед населением и бизнесом соответствующих органов власти, которые получают возможность полного контроля за деятельностью энергокомпаний. Это чрезвычайно важно, так как при авариях в основной системе жизнеобеспечения – электроснабжении одновременно наступают крайне негативные последствия для других инфраструктур, также влияющих на социальную стабильность общества:

– отключается электроснабжение населения, социальной сферы, бизнеса и зданий массового нахождения граждан (спортивных, культурных, офисных);

– прекращается теплоснабжение от котельных и ТЭЦ, работающих на любых видах топлива;

– останавливаются насосные станции водопровода, канализации и очистных сооружений;

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 102

– обесточивается контактная сеть городского (включая метро) и междугородного электрифицированного транспорта;

– отключается наружное освещение и прекращается регулирование движения автотранспорта;

– прекращается работа средств связи из-за перегрузки и потери электропитания на телефонных станциях и в узлах ретрансляции;

– встают лифты в домах, эскалаторы в метро и общественных зданиях;

– прекращается отпуск бензина и дизтоплива на заправочных станциях;

– невозможно вызвать для экстренной помощи МЧС, врачей, полицию.

Букет негативных факторов показывает, что обесточивание систем электроснабжения – это тяжелый стресс для тысяч граждан. Аварии в системах электроснабжения в зимний период, ведущие к останову теплоснабжения, по своим последствиям могут превосходить тяжелые техногенные катастрофы. Именно поэтому самым ответственным и рачительным хозяином для энергетической инфраструктуры является государство. Необходимо учитывать, что после приватизации акционерное общество не отвечает по обязательствам государства (ст. 3 п. 4 ФЗ «Об акционерных обществах»). В результате государство становится неправомочным определять необходимые для граждан страны уставные цели и приоритеты в деятельности энергокомпаний, которые утверждаются собраниями акционеров.

6.10.3.3. Официальное обоснование приватизации, которое декларирует правительство, таково: частный собственник более эффективен, чем государство. Однако ни рейтинговые агентства, ни аудиторские компании этого не подтверждают. Регулярно проводимые аудиты стабильно фиксируют сравнимую результативность управленцев для обоих видов собственности. Мнение ведущих экспертов, известных ученых и даже нобелевских лауреатов более определенно: **форма собственности не является решающим фактором для эффективности бизнеса; основное условие успеха – компетентность, опыт и организационная эффективность конкретных менеджеров.**

Детальный анализ показывает, что в сфере услуг частный собственник, как правило, работает эффективнее. Он также более эффективно организует труд на коротких и средних временных периодах при выполнении ординарных работ с использованием готовых изделий и материалов.

Однако в фондоемких, наукоемких производствах, а также в сложных технологиях государство за счет реализации долгосрочной конкурентной стратегии и концентрации научного и технологического потенциала реализует свое преимущество. То же самое относится к разработке сложного дорогостоящего оборудования и технологий, требующих длительных, дорогостоящих исследований.

Вышеизложенное подтверждается фактическим материалом: северные страны Европы и Америки уже более ста лет отдают предпочтение в управлении инфраструктурными комплексами муниципалитетам, доля которых в энергокомпаниях составляет от 50 до 100%. И это объективная реальность эффективности государственного управ-

ления электроэнергетикой для обеспечения социальной стабильности общества.

Некоторые примеры из энергетической инфраструктуры Германии.

Водоснабжение Берлина, перешедшее в частные руки, обходилось горожанам втридорога, дороже всех в стране. Вызванные ростом тарифов недовольство и гражданские протесты вынудили власти принять политическое решение о его обратном выкупе, хотя за годы частного владения оно подорожало в разы при далеко не законченной модернизации. И это не единичные решения. **Рекоммунализация – таким термином называется возвращение муниципальных энергетических хозяйств в прежние руки.**

За последние годы это удалось примерно двум сотням городских коммун Германии! Наиболее значимое решение о выкупе у частных компаний сетей газового хозяйства и электроснабжения в муниципальные руки принято в сентябре 2013 года на референдуме жителями Гамбурга. Совершенно очевидно, что эти непростые и недешевые решения принимались осмысленно.

Следует отметить, что частные компании, обслуживающие газовые и энергетические сети Гамбурга, не являются ни посредниками, ни фирмами-однодневками. Ими владели на правах концессии наиболее авторитетные европейские компании: немецкий энергетический гигант E.ON и ведущий шведский концерн Vattenfall. Решающими доводами в пользу возврата сетей были: открытость муниципальных компаний для анализа затрат, компетентное противозатратное регулирование тарифов, контролируемые управленческие расходы, возможность самостоятельно подбирать эффективных топ-менеджеров, что в комплексе обеспечивает повышенную ответственность за эффективность работы.

6.10.3.4. Надо проявить осторожность и при продаже акций иностранным компаниям. Уверенность многих экспертов, что недоверия заслуживает только российский бизнес, не основано на фактах. Это подтверждает опыт приватизации британской электроэнергетики. Перманентное расширение приватизации привело к тому, что правительство Великобритании постепенно потеряло контроль над генерирующими компаниями и сегодня владеет лишь 25% акций. Мажоритарными акционерами являются известные европейские компании (Vattenfall, E.ON, Endessa). При вхождении во владение генерацией они заявляли о своих намерениях по инвестиционным вложениям в строительство новых энергомощностей, однако сегодня, когда экономический кризис коснулся их стран, никто из них не планирует никаких вложений в развитие британской электроэнергетики. В результате при снижении резервов и продолжающемся старении основных фондов возник реальный риск для надежности электроснабжения.

Британские эксперты выражают также тревогу, что за прошедший период из-за смены собственника изменилась система эксплуатации и технического обслуживания в энергокомпаниях. Новая система не соответствует британскому подходу к организации системы подготовки кадров, оценкам их компетентности и критериям карьерного роста. В электроэнергетике, где конкретный опыт дает основную компетенцию, новая смена кадров при возможной замене собственника уже не будет простой и не обойдется без потери сроков и качества управления.

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 104

Такие угрозы реальны и для российской электроэнергетики. Сегодня выполнение инвестиционных обязательств новых собственников – это лишь возможность заработать сверхприбыль, которую им предоставляют модель рынка и беспрецедентно дорогой механизм возврата инвестиций по ДПМ. Завтра, когда противозатратная хозяйственная деятельность будет стратегией каждой энергокомпании, положение может кардинально измениться.

7.0. Заключение

Цель данного анализа – показать основную часть сложных взаимозависимых процессов (технологических, управленческих, экономических), которые не были учтены при реформировании отрасли и переходе от госрегулирования к конкурентному рынку. В результате была разрушена отраслевая система обеспечения надежности и эффективности. **Впервые за историю России стоимость электроэнергии для базовых отраслей промышленности превысила уровень основных конкурентов.**

Сегодня для нашего холодного климата, огромных расстояний и технологической отсталости энергоемких отраслей снижение затрат в электроэнергетике имеет первостепенное значение и является едва ли не последней возможностью выживания экономики в конкурентной борьбе. Это важно не только для энергоемкой металлургии, ТЭКа, электрифицированного транспорта, цементного производства, но и для машиностроения, электротехнического производства, коммунального хозяйства, которые массово используют их продукцию.

***

Изложенный материал позволяет назвать следующие основные направления деятельности ФОИВ и менеджмента компаний по уменьшению обременения энерготарифами всех секторов экономики.

7.1. Снижение затрат на эксплуатационное и техническое обслуживание энергообъектов. В комплекс мер по снижению включены:

– организация дееспособной структуры технического обслуживания в энергокомпаниях и энергохолдингах за счет оптимизации использования собственного и подрядного персонала, не исключая вариант передачи на аутсорсинг ответственности за содержание оборудования и сооружений, не определяющих безопасность энергообъектов;

– переход на долгосрочные (до пяти лет) контракты на техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений энергетической инфраструктуры с целью создания условий для организации в отрасли мощных и эффективных по затратам сервисных компаний;

– реализация в 2014–2018 годах программы вывода из работы устаревших высокозатратных электростанций с обеспечением энергоснабжения потребителей от новых эффективных энергоисточников и надежных ВЛ;

– повышение коэффициента использования топлива на тепловых электростанциях за счет приоритетной загрузки ТЭЦ в режиме противодавления (когенерации) и оптимизации загрузки АЭС и ГЭС (ГАЭС) для получения системного эффекта;

– повышение дееспособности распределительных электросетевых комплексов в регионах за счет возврата в их состав сетей 220 кВ и создание вертикально ориентированных сетевых компаний. Это позволяет снизить затраты на подключение новых потребителей и обеспечить больший объем поставок электроэнергии по сравнении с компаниями, разделенными по уровню напряжения.

7.2. Снижение стоимости строительства новых энергомощностей и модернизации действующих энергообъектов, а именно:

– переход на долгосрочные контракты в строительстве электростанций и электросетевых объектов с целью создания условий для организации мощных и эффективных по затратам проектно-строительно-монтажных и наладочных организаций в отрасли;

– заключение оптовых долгосрочных контрактов на строительство энергообъектов с применением типовых проектов и узкого типоразмерного ряда оборудования для повышения эффективности технологического процесса в проектных институтах, заводских цехах, на строительных площадках;

– привлечение зарубежных компаний к конкурсам для объединенных проектов (по типу «Трех ущелий» в КНР), позволяющих создать для них экономическую заинтересованность в локализации оборудования. Это позволяет снизить стоимость технического обслуживания за жизненный цикл и устраняет угрозу энергетической безопасности из-за экспортных поставок;

– принятие решения об обязательном предоставлении банковских гарантий от инвесторов новых электроиспользующих установок при выдаче технических условий на присоединение. Это позволит гарантировано возместить затраты энергокомпаний на строительство электросетевых объектов в согласованные сроки и обеспечить их проектную загрузку;

– принятие решения о механизме государственных гарантий для финансирования расширенного воспроизводства, обеспечивающих длительные сроки кредитования (25–30 лет) и понижение процентных ставок до уровня стран ОЭСР. Это позволит в 3-4 раза снизить инвестиционную составляющую в тарифах конечного потребителя и ликвидировать проблему чрезмерного обременения тарифов на модернизацию энергообъектов;

– введение детального нормирования всех основных видов работ и современных программных продуктов при строительстве новых энергообъектов и техническом обслуживании оборудования электростанций и сетевой инфраструктуры. Создание системы внедрения передовых достижений как постоянного фактора снижения затрат по принятому в ОЭСР механизму «освоение опыта».

7.3. Переход на модель организации ОРЭМ по наиболее распространенному в мире варианту «Единственный покупатель» с блоком оптимизации режимов

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 106

загрузки электростанций и корректировкой тарифов (цен) *(рис. 16),* в который входят:

– адаптация нормативных документов, действующих при организации управления оптовым рынком электроэнергии по модели «Единственный покупатель» в период 1989–2003 годов, к реальным условиям и структурному состоянию реформированной электроэнергетики;

– создание в составе ОАО «СО ЕЭС» единой структуры, ответственной за технологическое и коммерческое управление режимами работы Единой энергетической системы страны;

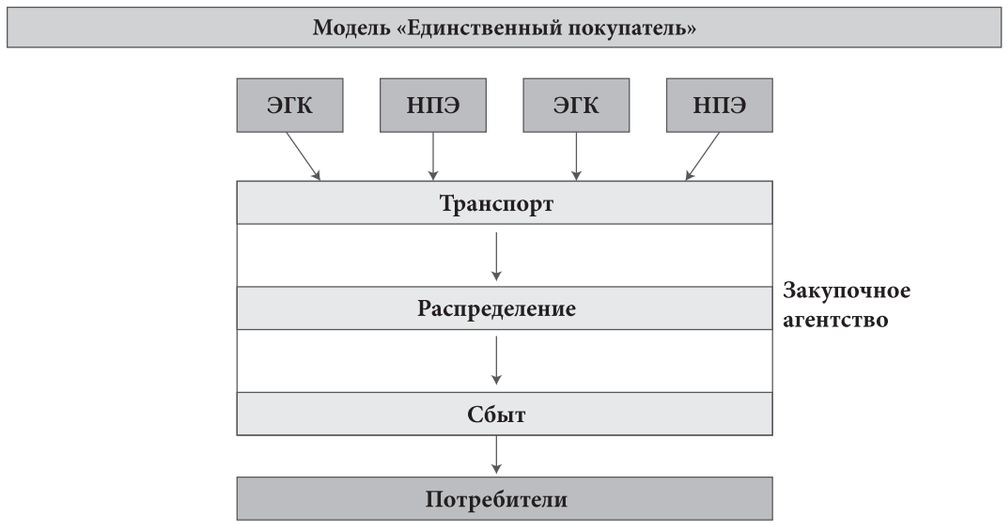
– вывод на розничный рынок теплофикационной выработки электроэнергии ТЭЦ независимо от установленной мощности;

– восстановление в составе ФСТ РФ полноценной структуры по регулированию тарифов на электрическую энергию ГРЭС, ГЭС, АЭС с включением в балансы ОРЭМ только конденсационной выработки ТЭЦ;

– введение ответственности региональных энергетических комиссий за необходимую валовую выручку, обеспечивающую безубыточность ТЭЦ при продаже тепловой и электрической энергии;

– введение специальных тарифов на покупку конденсационной мощности ТЭЦ на уровне, обеспечивающем их нормативную рентабельность по среднегодовым показателям работы.

Рисунок 16



ЭГК – электрогенерирующая компания
НПЭ – новый производитель электроэнергии

7.4. Введение нормирования предельной рентабельности в смежных секторах экономики, обеспечивающих поставки для энергокомпаний топлива, металла, оборудования и других материальных ресурсов, а также выполняющих работы и услуги, необходимые для нормальной жизнедеятельности электроэнергетики. Под нормированием понимается:

– принятие нормативного акта о добросовестной конкуренции, ограничивающего рентабельность продаж топлива, оборудования, других материальных, финансовых ресурсов, а также работ и услуг для энергокомпаний на уровне средней рентабельности в промышленности за предыдущий год по отчетным данным Росстата России;

– введение практики публикации годовых обзоров о рентабельности поставщиков, исполнителей работ и услуг для естественных монополий, рентабельности и чистой прибыли энергокомпаний как рейтинга добросовестности конкуренции.

7.5. Комплектование опытных и компетентных кадров для органов управления энергокомпаниями и энергохолдингами.

Известный лозунг **«Кадры в период реконструкции решают все»** имеет безальтернативное значение для сегодняшнего периода российской электроэнергетики. В настоящий момент должна решаться судьба отрасли не только по темпам обновления, освоению современных технологий и оборудования, но и по восстановлению утраченных внутриотраслевых и внешних факторов энергетической безопасности. Первоочередной задачей должен быть форсированный перевод всех видов энергетического бизнеса и деятельности смежных отраслей на противозатратные принципы хозяйствования, соответствующие понятиям добросовестной конкуренции.

Эти сложнейшие задачи без качественного улучшения состава кадров руководителей не могут быть решены. **Сегодня председатели правления энергохолдингов и энергокомпаний должны совмещать в себе статус и генерального директора, управляющего всей операционной и текущей деятельностью, и генерального конструктора по разработке эффективной структуры управления, гарантирующей достижения перспективных целей развития. Без этого невозможно создать современную систему энергоснабжения национальных потребителей при постоянных изменениях рыночных условий, а также технологических, финансовых, и управленческих рисках.**

Электроэнергетика – это приводной ремень всей экономики и основная отрасль жизнеобеспечения. Критериями для назначения топ-менеджеров должны быть положительный опыт предыдущей работы в отрасли и честность. В текущей деятельности электроэнергетики и особенно в закупочной деятельности коррупция в электроэнергетике уже отметилась значимыми негативными событиями, получив жесткую оценку со стороны президента страны. Вопрос искоренения коррупции должен стать постоянным в повестке дня всех компаний и являться частью противозатратных мер.

Представляется, что для коренного улучшения состава руководства энергокомпаний необходимы:

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 108

– выработка четких условий для конкурентного назначения на первые должности кандидатов, способных по их достижениям на предыдущей работе разработать и реализовать программу эффективной текущей деятельности и развития;

– обеспечение публичности рекомендаций для назначения вплоть до учета мнения независимых экспертов при проведении конкурсов;

– заключение контрактов с топ-менеджерами на срок не менее пяти лет. Все бонусы выплачивать (при положительных результатах текущей деятельности и развития) только по истечении контрактного срока.

Заслуженный энергетик России, д.т.н., профессор В. В. Кудрявый
Октябрь 2013 г.

Приложение

Материалы презентации доклада сотрудников Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН **(авторы Н. И. Воропай, Л. С. Беляев, И. С. Большаков, С. В. Подковальников)** на совместном заседании бюро отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, научного совета РАН по проблемам надежности больших систем энергетики и научно-технической коллегии НП «Научно-технический совет ЕЭС».

«Возможные пути решения проблем электроэнергетических рынков на основе модели «Единственный покупатель».

Преимущества рынка «Единственный покупатель»

– Реализуется эффект конкуренции производителей электроэнергии, что приводит к снижению издержек в сфере генерации, на которую приходится около 60% общих издержек

– Реализуется оптимизация режимов ЕЭС на минимум переменных издержек (топливо плюс потери в сети)

– Компания «Закупочное агентство» может заблаговременно планировать развитие ЕЭС и финансировать строительство новых электростанций и ЛЭП путем включения инвестиционной составляющей в тарифы для потребителей

– Электроэнергия у производителей покупается по долгосрочным регулируемым договорам. Инвесторам, выигравшим конкурс, гарантируется возврат инвестиций.

– Инвестиции в новые объекты раскладываются на всю электроэнергию, потребляемую в ЕЭС

Energo-book_Layout 1 22.10.15 11:49 Page 110

Основные мероприятия по формированию оптового рынка «Единственный покупатель» (вариант 1)

Основания для возможных решений:

– неэффективность работы ТЭЦ на оптовом рынке при существующей его модели

– целесообразность согласованного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию

– неэффективность свободной конкуренции на розничных рынках электроэнергии

– необходимость в компании, ответственной за электро- и теплоснабжение региона

– целесообразность согласования рыночных правил с физическими законами в электроэнергетике

Возможные альтернативные решения:

– перевод ТЭЦ на регулируемые розничные рынки электроэнергии на обслуживаемой соответствующей ТГК территории при участии в оптовых рынках излишками электроэнергии и сохранении действующей организационной структуры

– формирование вертикально-интегрированных компаний для электро- и теплоснабжения потребителей на обслуживаемой территории при участии в оптовых рынках излишками электроэнергии

Основные мероприятия по формированию оптового рынка «Единственный покупатель» (вариант 2)

Основания для возможных решений:

– неэффективная работа ОГК, атомной и гидрогенерации на оптовом рынке при существующей его модели

– наличие ценовых барьеров для введения новых генерирующих мощностей при свободной конкуренции на маржинальном принципе

– необходимость обеспечения управления оптовым рынком «Единственный покупатель»

Возможные решения:

– сохранение структуры и собственников ОГК, атомной и гидрогенерации

– введение регулирования на оптовом рынке на основе средних цен предложения при обеспечении конкуренции производителей электроэнергии

– создание Федеральной электроэнергетической управляющей компании (ФЭУК), выполняющей функции «Закупочного агентства» на оптовом рынке электроэнергии.

Инвестирование развития электроэнергетики

Инвестирование осуществляется на основе **перспективных планов и программ,** разрабатываемых ФЭУК с участием проектных и научно-исследовательских организаций, согласовываемых с Минэнерго и утверждаемых Правительством РФ

Инвестируются объекты, строящиеся как **частными инвесторами** (с гарантированием возврата инвестиций), так и **за счет государства**

Для финансирования развития электроэнергетики создается **внебюджетный Фонд развития электроэнергетики (ФРЭ)**

Главным источником формирования ФРЭ является **инвестиционная составляющая** в тарифах для **всех** потребителей. Другими источниками могут быть:

– федеральный бюджет

– взносы новых крупных потребителей

– и др.

Государством формируются действенные механизмы стимулирования модернизации электроэнергетического оборудования

Заключение

– Продолжающие накапливаться проблемы электроэнергетики и электроэнергетических рынков в России свидетельствуют об ошибочной концепции реформирования электроэнергетики, которая не создает эффективной рыночной мотивации ни у одного из субъектов отношений

– Сложившаяся ситуация требует радикальных решений по пересмотру принципиальных положений организационной структуры электроэнергетики и правил взаимодействия субъектов электроэнергетических рынков

– Модернизацию организационной структуры электроэнергетики и правил электроэнергетических рынков целесообразно основывать на принципах модели «Единственный покупатель»