

На правах рукописи

Королев Виталий Геннадьевич

**Российский и мировой опыт формирования рынков электроэнергии и
мощности**

Специальность 08.00.14 - Мировая экономика

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук**

**Научный руководитель:
доктор экономических наук,
профессор
Волошин Владимир Иванович**

МОСКВА - 2014

Оглавление

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	3
<u>ГЛАВА 1. ГЕНЕЗИС РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В ЗАРУБЕЖНОЙ И РОССИЙСКОЙ ПРАКТИКЕ</u>	13
<u>1.1. Теоретические модели построения рынков электроэнергии и их применение на практике</u>	13
<u>1.2. Адаптация рынков электроэнергии зарубежных стран к современным условиям мировой экономики</u>	27
<u>1.3. Генезис отечественного рынка электроэнергии и мощности.</u>	57
<u>Выводы по главе 1</u>	64
<u>ГЛАВА 2. ЗАРУБЕЖНАЯ И РОССИЙСКАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ</u>	69
<u>2.1. Тенденции развития мировой электроэнергетики.</u>	69
<u>2.2. Особенности регулирования электроэнергетической отрасли в развитых зарубежных странах</u>	77
<u>2.3. Реформирование отечественных рынков электроэнергии и мощности с позиции международной теории и практики</u>	90
<u>Выводы по главе 2</u>	98
<u>ГЛАВА 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В РОССИИ</u>	101
<u>3.1. Повышение эффективности либерализованных рынков электроэнергии и мощности</u>	101
<u>3.2. Совершенствование государственного регулирования отрасли</u>	120
<u>3.3. Привлечение инвестиций для развития электроэнергетики России</u>	137
<u>Выводы по главе 3</u>	147
<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	151
<u>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</u>	160
<u>ПРИЛОЖЕНИЕ</u>	176

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы состоит в том, что формирование и развитие таких системообразующих рынков как рынки электрической энергии и мощности во многом определяет структуру взаимоотношений субъектов также и в смежных отраслях. При этом антиконкурентное поведение на энергетических рынках представляет особую опасность с точки зрения значительности последствий такого поведения не только для участников таких рынков, но и для всей цепочки потребления энергии, влияя (или имея потенциальную возможность влияния) тем самым практически на все сферы экономики государства. Особенностью рынков электрической энергии Российской Федерации и ряда зарубежных рынков является тот факт, что цену на рынке в определенный период времени может сформировать один участник, если объем производимой с использованием его генерирующего оборудования электрической энергии не может быть заменен объемом иных производителей, и на этот объем имеется потребительский спрос. В данном случае мы имеем дело с рыночной силой поставщика, то есть с его способностью в одностороннем порядке влиять на цену рынка, обеспечивая себе дополнительную доходность по сравнению с полностью конкурентной ситуацией, при которой повышение таким поставщиком цены влекло бы для него риск отсутствия спроса на соответствующие дорогие объемы электрической энергии.

Реформирование электроэнергетики, направленное, в том числе, и на снижение монопольной власти вертикально-интегрированных электроэнергетических компаний, происходит практически повсеместно в мире. Ситуация в России дополнительно осложняется исторической приверженностью государства к повышению эффективности отраслей экономики через создание монопольных структур, высоким современным уровнем монополизации сфер ресурсодобычи и ресурсоснабжения, а также

значительным уровнем износа основных производственных средств энергокомпаний. Это ставит множество принципиально новых вопросов и задач, включающих не только формирование новых экономических подходов к хозяйствованию на основе рыночных принципов в данных отраслях, но также вопросы обеспечения надежности и бесперебойности ресурсо- (и в частности энерго-) снабжения, требующие глубокого изучения с привлечением примеров аналогичного опыта развития за рубежом, с преломлением этого опыта к российской практике длительных отопительных периодов, наличия централизованных систем теплоснабжения, недостаточно развитой топологии электрических сетей и наличия больших объемов резервирования мощности для целей поддержания устойчивости энергосистемы на случай непредвиденных выходов из строя генерирующего и (или) электросетевого оборудования.

Электросетевые, генерирующие и сбытовые компании, выделенные в ходе реформы в отдельные виды бизнеса и действующие в конкурентных и естественно-монопольных секторах, являются производственной, коммерческой и инфраструктурной базой функционирования рынков электроэнергии и мощности. Основные цели их деятельности - обеспечение выдачи мощности генерирующих источников, высокая надежность работы единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и иных объектов электросетевого хозяйства при бесперебойном электроснабжении конечных потребителей. Достижение заявленных целей невозможно без организации эффективной системы управления их производственными активами, обеспечивающей надежное энергоснабжение экономики страны и реализацию экономических интересов всех субъектов рынка, как существующих, так и вновь входящих на соответствующие товарные рынки.

Здесь необходимо особо отметить, что вопросы обеспечения доступности энергетической инфраструктуры в настоящее время являются одним из приоритетов государственного развития. Подтверждением этому

служит то пристальное внимание к проблематике электроэнергетической отрасли, которое мы наблюдаем в настоящее время со стороны высших должностных лиц государства. Так, созданы и функционируют правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики, под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации¹ и комиссия по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности при Президенте Российской Федерации².

Также принят и активно реализуется План мероприятий (Дорожная карта) по обеспечению доступности энергетической инфраструктуры³, предусматривающий принятие значительного количества нормативных правовых актов, направленных на обеспечение доступности подключения к электросетям и в целом совершенствования процедур взаимодействия энергокомпаний с потребителями их услуг.

Результаты работы в этом направлении уже получили положительную оценку международного сообщества: в 2013 году Россия значительно улучшила свое положение в международном рейтинге Doing Business, переместившись по показателю доступности подключения к электросетям с предпоследнего 183 места на 117-е строчку рейтинга⁴.

С учетом сказанного следует иметь в виду, что только достаточно разумная, но при этом и достаточно твердая инновационная, инвестиционная и институциональная политика государства во всех преобразованиях систем энергоснабжения может гарантировать в долгосрочной перспективе бесперебойное снабжение национальной экономики и населения соответствующими ресурсами по ценам, учитывающим баланс интересов производителей и потребителей. Одним из

¹ Положение о Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики, утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 29 сентября 2008 г. N 726

² Указ Президента РФ от 15.06.2012 N 859 (ред. от 13.11.2012) "О Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности"

³ Дорожная карта «Повышение доступности энергетической инфраструктуры» утверждена Распоряжением Правительства РФ от 30 июня 2012 года №1144-р.

⁴ Рейтинг Doing Business, проект создан группой организаций Всемирного банка, режим электронного доступа: <http://russian.doingbusiness.org/rankings>

основных факторов устойчивого экономического развития является опережающее обеспечение потребностей народного хозяйства в электроэнергии на рыночных условиях по конкурентоспособным ценам, так как в цене любого выпускаемого товара или оказываемой услуги в большей или меньшей степени лежат затраты, связанные с энергопотреблением.

Поэтому разработка и обоснование научно-обоснованных путей и способов реструктуризации и государственного регулирования электроэнергетики, учитывающих накопленный зарубежный опыт и российскую специфику, является актуальной и неотложной задачей, имея в виду в особенности тот факт, что реорганизация и построение системы функционирования рынков электрической энергии и мощности в настоящее время все еще продолжается

Состояние научной разработанности проблемы. Проблемы построения и функционирования рынков электроэнергии и мощности, научно-практические и методические пути их решений широко представлены в научной литературе. Необходимо отметить труды ученых Н.Д.Бойко, Е.И.Борисова, В.В. Бушуева, В.В. Великороссова, Е.Р. Говсиевича, А.Н. Голомолзина, В.В. Глухова, П.В. Горюнова, В.И. Денисова, В.В. Дорофеева, А.Ф. Дьякова, А.И. Кузовкина, Ю.Н. Кучерова, А.А. Макарова, А.С. Некрасова, И.В. Недина, Р.В. Окорокова, Л.П. Падалко, Б.В. Папкина, Е.В. Яркина и др.

Значительный вклад в развитие теории и практики управления энергетическими компаниями, их стратегического развития внесли такие ученые как В.А. Баринов, В.А. Волконский, В.А. Цветков, Л.Д. Гительман, П.П. Долгов, Г.П. Кутовой, В.И. Колибаба, Н.Г. Любимова, Л.А. Мелентьев, В.А. Непомнящий, А.В. Новиков, В.Р. Окороков, В.К. Паули, Е.С. Петровский, Б.Е. Ратников, Ю.А. Соколов, Л.Д. Хабачев, П.М. Шевкоплясов, В.И. Эдельман, В.В. Кудрявый, Р.И. Нигматулин и др.

Среди зарубежных исследователей можно выделить работы следующих авторов: Michael Brower, Stephen Thomas, Catherine Mitchell, Richard Posner, William Baumol, John Panzer, Cooke Douglas, Steven Stoft.

Цель исследования – рассмотрение имеющихся зарубежных и российских методологических подходов и выработка предложений по наиболее приемлемым способам и методам реформирования электроэнергетики для выстраивания наиболее эффективной системы экономических, организационных, технологических и производственных отношений электросетевых, генерирующих и сбытовых компаний между собой и с потребителями на оптовом и розничных рынках электроэнергии и мощности Российской Федерации.

Достижение данной цели предполагает решение следующих **задач**:

- выявление и анализ подходов к регулированию в сфере электроэнергетики, характерных для зарубежных стран и России;
- анализ применяемых в России и за рубежом моделей и соответствия их целям текущей экономической политики;
- выявление актуальных зарубежных и отечественных тенденций в трансформации рынков электроэнергии и мощности;
- выявление и анализ современных методов повышения эффективности функционирования электроэнергетических компаний с учетом перспектив дальнейшего развития рынков электроэнергии и мощности и совершенствования регуляторной среды.

Объект исследования – рынки электроэнергии и мощности в России и за рубежом.

Предмет исследования – система экономических отношений, возникающих в процессе формирования конкурентных рынков электрической энергии и мощности с учетом необходимости создания предпосылок для оптимизации отношений участников рынков

(электросетевых, генерирующих и сбытовых компаний с другими субъектами рынка электроэнергии и мощности в том числе потребителями); регуляторная среда, обеспечивающая построение эффективных¹ организованных электроэнергетических рынков.

Паспорт специальности. Работа выполнена в рамках паспорта специальности 08.00.14 – Мировая экономика: п. 10 Взаимодействие государства и бизнеса на национальном и международном уровнях и 28 Пути и формы интеграции России в систему мирохозяйственных связей. Особенности внешнеэкономической деятельности на уровне предприятий, отраслей и регионов.

Методологическая и теоретическая основа исследования – фундаментальные концепции и стратегии, представленные в трудах зарубежных и отечественных авторов, посвященные проблемам экономики и повышению эффективности управления энергетическими предприятиями, регулирования деятельности энергетических компаний, в частности законодательные и нормативные акты Российской Федерации в области функционирования оптовых и розничных рынков электроэнергии и мощности.

В диссертационном исследовании использовались такие общенаучные методы исследования, как системный подход, моделирование, анализ и синтез, сравнение, прогнозирование.

Статистической базой исследования являются открытые данные из зарубежных и отечественных источников, в частности: данные компании British Petroleum, International Energy Agency, отчетность ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» (далее - ОАО «ФСК ЕЭС») и его филиалов, ОАО «Российские сети» (ранее - Холдинга МРСК - межрегиональных распределительных сетевых компаний), информационные бюллетени «О ходе реформирования электроэнергетики»

¹Под эффективностью в данном контексте понимается наиболее полное удовлетворение потребительского спроса при надлежащем доходе поставщиков, позволяющем им поддерживать средства производства и сохраняющем им стимул для инвестирования в расширение производства и внедрения современных технологий с более высоким КПД. Это означает, что цена, с одной стороны, не

ОАО РАО «ЕЭС России», открытые данные анализов розничных и оптового рынков электрической энергии и мощности, проведенных Федеральной антимонопольной службой, данные Росстата.

Научная новизна исследования состоит в следующих новых результатах, выводах и предложениях:

1. Сделан вывод о том, что реформа российской электроэнергетики во многом схожа с аналогичными реформами в США и ЕС, в частности, с реформами в Англии, Норвегии, Швеции и Германии. Однако для первого этапа реформ электроэнергетики в России не было существенных причин, и ее реальная цель - не либерализация отрасли и создание рынка, а приватизация электроэнергетики. Основные аргументы в пользу реформы (привлечение в отрасль инвестиций, сдерживание роста цен и тарифов на электроэнергию) были всего лишь предлогом для приватизации отрасли. Полная приватизация была проведена без достаточного теоретико-практического обоснования, адекватных вновь появляющимся вызовам рыночной среды регуляторов создано не было. В результате образовался дисбаланс интересов собственников, снизилась их ответственность за эффективность, чему способствовала недостаточная эффективность государственного регулирования, особенно в сфере регулирования тарифов на региональном уровне.

2. Мировой опыт показывает, что либерализация электроэнергетики, как правило, более эффективна там, где изначально отрасль представляет собой локальные монополии в сравнении с либерализацией, где существует единая государственная вертикально-интегрированная компания. При этом электроэнергетику целесообразно рассматривать, прежде всего, не как поле для бизнеса, а как сферу, обеспечивающую эффективное развитие всей экономики, и ее развитие необходимо осуществлять с точки зрения максимизации общественной выгоды.

является заградительным барьером для потребителя в получении услуги, с другой - не является избыточной, а создает стимул поставщику совершенствовать подходы к производству.

3. Показано, что конкурентная цена в электроэнергетике, обосновывающая равновесие спроса и предложения не всегда является рыночным сигналом, что искажает принятие правильных решений. Это подтверждает опыт Норвегии, Калифорнии, Бразилии. Предложено правило: чем более либерализованной становится электроэнергетическая отрасль страны, тем более должны быть развиты (эффективны) регуляторы, способные эффективно корректировать действия «невидимой руки» рынка, если ее поведение идет вразрез с экономическими интересами основных субъектов электроэнергетического рынка и государственной политикой в этой сфере.

4. Выявлено, что в ходе последнего этапа реформ в генерирующем секторе так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек конкурентная среда. В инфраструктурной сфере та же ситуация - в отечественной практике на законодательном уровне закреплено понятие коммерческой инфраструктуры рынка, которая осуществляет организацию торговли на оптовом рынке электроэнергии и мощности и проведение расчетов. При этом лицо, которое это осуществляет, определено государством директивно, и по факту является монополистом (ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»).

5. Установлено, что механизм договоров на предоставление мощности, из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, трансформировался в порочный для отечественной электроэнергетики инструмент, исключая предпринимательские риски для генерирующих компаний. Это гарантирует им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки и привлекает западных инвесторов, которые замещают отечественное оборудование, гарантируя себе энергосервисные контракты в будущем.

6. Для реального усиления конкуренции с целью повышения качества энергоснабжения и снижения цен на розничных рынках электроэнергии в России предлагается признать необходимость сокращения доминирования

технико-технологических аспектов отрасли. Рынок электроэнергии в значительной степени является виртуальным и нефизическим с точки зрения поставки и оплаты электроэнергии именно тому производителю, который реально произвел потребляемую конкретным потребителем электроэнергию (за исключением технологически изолированных электроэнергетических систем).

7. Выявлены и проанализированы достоинства и недостатки альтернатив существующей сегодня в России модели функционирования рынка мощности, включая сегмент договоров на предоставление мощности. В результате установлено, что лишь одна из предлагаемых моделей – оптимизированная модель двусторонних договоров – является наиболее сбалансированной с точки зрения интересов развития отрасли, гарантий качества предоставления услуг и т.п. Суть предлагаемой оптимизации модели двусторонних договоров в том, что индикатором цены двусторонних договоров предлагается установить не цену балансирующего рынка, а сложившуюся на основе рыночных сигналов биржевую цену. При этом для сохранения стимулов к заключению двусторонних договоров, следует установить, что, при не заключении таких договоров, соответствующие объемы мощности будут проданы поставщиком по цене на 10-15% ниже среднебиржевой стоимости мощности за период, а куплены потребителем на этот же процент выше. Эта разница сформирует фонд, средства которого могут быть израсходованы целевым образом (на оплату небалансов оптового рынка, погашение задолженности перед поставщиками за злостных неплательщиков и т.п.).

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций.

Достоверность научных результатов и обоснованность научных положений и рекомендаций подтверждается тем, что результаты диссертационного исследования докладывались и обсуждались на научных и научно-практических конференциях (Международные и российские

конференции Института международных экономических связей, Москва, 2011-2013 гг.), в ходе чего они получили одобрение научной общественности, печатались в средствах массовой информации¹. Ряд предложенных разработок внедрен в практику регулирования электросетевых, генерирующих и сбытовых компаний России.

Апробация работы.

Основное содержание работы нашло отражение в публикациях, выступлениях автора на всероссийских и международных научно-практических конференциях, посвященных рассматриваемой проблематике.

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы в количестве 163 источника, 12 таблиц, 16 графиков и рисунков и приложения. Общий объем работы – 195 страниц.

По теме диссертации опубликовано 6 научных работ, в том числе 3 статьи в научных журналах, содержащихся в перечне ВАК. Общий объем научных публикаций 2,75 п.л.

¹ Королев В.Г. Электроток без шока. Российская газета. 10.09.2013 Режим электронного доступа: <http://www.rg.ru/2013/09/10/seti.html>

ГЛАВА 1. ГЕНЕЗИС РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В ЗАРУБЕЖНОЙ И РОССИЙСКОЙ ПРАКТИКЕ

1.1. Теоретические модели построения рынков электроэнергии и их применение на практике

Принято считать, что модели электроэнергетического рынка формируются под влиянием преимущественно двух концепций. Одна обусловлена приоритетом взаимодействия поставщиков и потребителей; другая - технологическими особенностями отрасли. Фактически обе концепции, так или иначе, отражают реальное положение дел на рассматриваемом рынке. Но обе концепции не остаются неизменными и изолированными друг от друга и внешних факторов, а модифицируются под влиянием интеграционных процессов, а именно под влиянием соотношения мировых цен на энергетические ресурсы и электроэнергию, изменений, происходящих на мировом валютно-финансовом рынке.

Рынок электроэнергетики исторически находится под воздействием государственного контроля и регулирования и характеризуется активным участием государства в формировании его институциональной структуры. Но чрезмерная централизация наталкивается на определенные пределы. Она зачастую консервирует монопольное положение поставщиков и фактически тормозит применение более гибких и разнообразных форм управления производством и сбытом, а также игнорирует возможности либерализации рынка, внедрение эффективных форм конкурентной борьбы. В результате большинство западных стран встали перед проблемой реформирования рыночных отношений в электроэнергетике.

Ключевым недостатком отечественной системы государственного регулирования было и является сейчас перекрестное субсидирование¹, заключающееся в том, что тарифы для промышленности значительно

¹По данным энергетического центра бизнес-школы «Сколково», в 2011 г. этот объем без НДС составил 324 млрд рублей, из которых на население приходилось 200 млрд рублей, или 236 млрд рублей с НДС, что привело к снижению роста промышленного производства на 3,6%.

превышали тарифы для населения (см. Приложение, Диаграмма 5, 6), а также значительно дифференцировались по группам потребителей (см. Приложение, Диаграмма 7) при отсутствии соответствующих технологических предпосылок. Ранее выделялась группа базовых потребителей, затем потребителей, получающих услуги по передаче непосредственно от объектов ЕНЭС, которые платили значительно меньший тариф по отношению к другим группам промышленных потребителей и тарифы для которых не являлись экономически обоснованными. Помимо этого, зачастую происходило тарифное недофинансирование электроэнергетической отрасли и недостаточно эффективное использование полученных средств, что приводило к проблеме поиска источников для модернизации и нового строительства электроэнергетических объектов.

Реформирование электроэнергетики стало отражением мировых тенденций, а сама необходимость перемен в электроэнергетике стала очевидной в конце прошедшего столетия. Прежде чем вести речь непосредственно о моделях, уточним и конкретизируем предпосылки формирования моделей функционирования электроэнергетики. Эти предпосылки связаны с рядом внутренних и внешних факторов. Внешние факторы являются в известной мере общими для большинства стран и мировой электроэнергетики в целом.

До 1990-х годов в большинстве стран мира электроэнергетическая отрасль относилась к естественным монополиям. Это означало, что к ней неприменимы законы рыночной экономики, и она должна быть в руках государства: либо целиком ему принадлежать (как было в большинстве стран), либо все аспекты функционирования отрасли должны полностью регламентироваться государством. При этом, однако, приходилось мириться с тем, что многие показатели эффективности электроэнергетики были существенно ниже, чем в частном секторе экономики.

Вертикально-интегрированные компании (совмещающие производство, передачу, сбыт электроэнергии и оперативно-диспетчерское управление) имели узаконенную монополию в национальных масштабах или в масштабах отдельных регионов. Тарифы или предельные уровни цен на их услуги обычно устанавливались государством. Такая система долгое время вполне удовлетворительно обеспечивала нужды экономики. Однако, в условиях значительного удорожания углеводородного топлива (наблюдается постоянный рост с 1970-х годов) и опережающего роста потребления электроэнергии, прежние монополии оказались недостаточно эффективными. Они часто не успевали реагировать на изменение спроса, им слишком дорого обходилось поддержание существующих мощностей и ввод новых. При этом любые дополнительные расходы таких компаний включались в их тарифы и автоматически ложились на потребителей, существовал затратный метод ценообразования или иными словами метод «затраты плюс», позволяющий включить в тариф все обоснованные затраты и дополнительные средства на развитие, что конечно стимулировало быть максимально неэффективным и больше тратить.

Кроме того, в среде регулирующих органов считается неправильным предъявить разным потребителям разные цены за один и тот же товар, хотя если поставка товара одному покупателю обходится существенно дороже, чем другому, то можно рассматривать его как два различных товара или рынка.

Положение осложнялось тем, что во многих странах было ужесточено экологическое законодательство, что требовало ускоренной модернизации энергетических мощностей - едва ли не главных загрязнителей окружающей среды.

Среди прочих предпосылок перехода к новым моделям построения и функционирования электроэнергетических рынков можно выделить следующие:

- геополитические - глобализация экономики, усиление международной конкуренции и борьбы за рынки сбыта продукции всех секторов экономики, что требовало снижения цен, в первую очередь - на энергию;

- экономические - стремление привлечь значительные инвестиции в техническое перевооружение и отсутствие реальных стимулов для повышения эффективности электроэнергетических компаний;

- технологические - развитие информационных технологий (обеспечивших скорость обмена и достаточные объемы технической и коммерческой информации, необходимой для организации рынка в электроэнергетике), а также высокоэффективных газотурбинных и парогазовых технологий, позволяющих ускорить и удешевить процесс строительства электростанций, обеспечить конкурентоспособность небольших электростанций и создать тем самым основу развития независимых производителей электроэнергии.

В связи с проведением реформирования и изменением структурной организации электроэнергетики во многих западных странах полезно рассмотреть в наиболее общем виде положительные стороны и недостатки сопутствующих им процессов регулирования. При этом обратим внимание на то, как сочетаются методы государственного управления электроэнергетикой с формами конкурентной борьбы и изменениями структуры отрасли.

Известны три основные формы государственного управления отраслью:

1. Прямое государственное управление отраслью. При этой форме государство владеет и через свои органы (например, министерство) напрямую управляет и отраслью и входящими в нее предприятиями. Объем производства и поставок, ценовая и инвестиционная политика, финансовые показатели, направления использования прибыли - практически все важные для

предприятий отрасли решения принимаются государством. Инвестиции осуществляются, как правило, централизованно за счет государственных ассигнований. Но поскольку для государства эффективность именно этой отрасли не обязательно является главным приоритетом, то принимаемые решения не всегда отвечают ее интересам. Такая форма управления отраслью имела место в СССР, а также продолжает иметь место в некоторых странах (например, в Китае);

2. Государственное управление отраслью через государственную корпорацию. При этой форме управления государство владеет отраслью, но управляет ею не напрямую, а через создаваемую им государственную корпорацию (компанию). Главное отличие этой формы управления от предыдущей заключается в том, что корпорация, несмотря на то, что в целом и общем выполняет волю государства и должна действовать в его интересах, имеет определенную самостоятельность в принятии решений, направленных на повышение эффективности и получение прибыли. Цены, как правило, устанавливаются государственным регулирующим органом. Такая форма управления существовала, например, в Казахстане с 1992 по 1996 годы, когда государство управляло отраслью через «Казахстанэнерго»¹;
3. Государственное регулирование и надзор за функционированием отрасли - такая форма управления применяется, если все предприятия отрасли или их часть находятся в частной собственности. При этой форме управления предприятия отрасли максимально самостоятельны в принятии решений, а государство осуществляет управление отраслью через такие рычаги, как

¹ В 1996 г. Правительство Казахстана приняло постановление «О программе приватизации и реструктуризации в электроэнергетике». В соответствии с этой программой все электростанции были преобразованы в АО, 100 процентов акций которых принадлежали государству, НЭС «Казахстанэнерго» была преобразована в ОАО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями - «KEGOC».

лицензирование, регулирование деятельности монополистов, надзор за безопасностью и т.д.

Подобная форма государственного управления является основной на либерализованных рынках электроэнергии.

Государственное регулирование и надзор за электроэнергетикой обычно заключаются в лицензировании отдельных видов деятельности, регулировании цен (тарифов), государственном надзоре за надежностью и безопасностью производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Государство устанавливает общеобязательные правила, связанные с производством, передачей, распределением и потреблением электрической и тепловой энергии, а также обеспечением надежности и безопасности строительства электроустановок и их эксплуатации.

Структура государственного управления электроэнергетикой в разных странах отличается большим разнообразием входящих в нее органов управления. Вместе с тем в большинстве случаев создается независимый орган, ответственный за проведение реформ и нормальное функционирование рынка.

Независимые агентства функционируют:

- в США - FERC - Federal Energy Regulatory Commission - Федеральная энергетическая комиссия;
- в Англии и Уэльсе - OFGEM - The Office of Gas and Electricity Markets - Агентство по газовому и электроэнергетическому рынкам,
- в Швеции - STEM - The National Energy Administration - Национальная энергетическая администрация.

Подобные структуры функционируют не только в перечисленных, но и в ряде других зарубежных стран. Они представляют собой инструмент государственного управления, обладающий определенной степенью независимости.

Подобный статус (независимость) создает условия для принятия агентствами решений, направленных, прежде всего, на повышение эффективности и развитие рынка, исходя не из интересов отдельных участников или их групп, а из интересов отрасли и экономики в целом.

Существовавшие в большинстве стран (за исключением - США и Японии) государственные монополии несли ответственность за все ступени производственного и сбытового цикла, включая выработку, передачу и распределение электроэнергии. С начала 90-х годов XX века произошла их трансформация в Англии, Швеции, некоторых латиноамериканских странах.

В результате некоторые государства начали пересматривать свое отношение к естественной монополии в электроэнергетике. Необходимость адаптации вертикально-интегрированных монополий западных стран к потребностям современного электроэнергетического хозяйства поставила ряд общих базовых вопросов, от решения которых зависел и характер структурных реформ.

М. Армстронг, С. Кован и Дж. Викерс¹ выделяли три возможных направления структурных реформ:

1. Сохранение единой вертикально монополизированной структуры, что влечет за собой большой объем прямого и детального ценового регулирования, направленного на защиту потребителей от монопольных цен.

2. Выделение из естественной монополии потенциально конкурентных видов деятельности, их либерализация и открытие для конкурентов. Монополия сохраняет свои позиции только в естественно-монопольном сегменте (как правило, это сетевая инфраструктура). В результате на первый план выходит регулирование условий входа в отрасль и поощрение конкуренции. Так, принятый в

¹ Armstrong M., Cowan S., Vickers J. Regulatory Reforms. Economic Analysis and British Experience. L., 1994.

марте 2003 года пакет законов по реформированию электроэнергетики в России открыл возможность движения по описанному пути.

3. Промежуточный или смешанный вариант, объединяющий вертикально интегрированные схемы и варианты обособления: монополист сохраняет свои позиции в отношении естественно-монопольных сетей, но не лишается права действовать и в потенциально-конкурентных областях.

Детальное обоснование конкретных управленческих решений на основе теории естественной монополии должно обеспечить конструктивное решение широкого круга проблем, связанных с реформированием:

- анализ существующей структуры отрасли, определение ее технологических детерминант, выявление того, насколько ее естественно-монопольная структура эффективна с точки зрения минимизации затрат; обоснование мер структурного регулирования с целью выделения естественно-монопольного ядра;

- анализ поведения фирмы-монополиста, проверка жизнеспособности выделенного естественно-монопольного ядра в моделируемых рыночных средах; диагностика устойчивости (неустойчивости) естественно-монопольной структуры и выбор соответствующих методов регулирования;

- анализ допустимых (с позиций сочетания общественных и корпоративных интересов) вариантов стратегий реформирования естественной монополии с той или иной степенью вмешательства государства; определение элементов оптимальной стратегии регулирования применительно к тому или иному сегменту монопольного рынка с учетом монопродуктового характера отрасли;

- конкретизация типов рыночных сред, совместимых с выделенным естественно-монопольным ядром; определение условий введения для определенных сегментов рынка специальных типов конкуренции, формирование оптимальных стратегий с элементами саморегулирования;

- определение нормативных ценовых коридоров, ориентированных на получение социально-желаемых результатов деятельности естественной монополии; построение стратегий, обеспечивающих достижение цен на уровне не ниже точки безубыточности;

- формирование стимулирующих схем государственного регулирования естественной монополии с той или иной степенью жесткости, учитывающих поведение отрасли в ответ на меры управляющего воздействия со стороны государства.

В зависимости от того, насколько радикально и последовательно проводятся эти преобразования (и проводятся ли вообще) различают несколько моделей электроэнергетики, к которым сводится строение отрасли в большинстве стран мира. Несмотря на большое теоретическое разнообразие описываемых структур, возможно выделить четыре основные практические модели организации электроэнергетического рынка¹:

Вертикально-интегрированная модель - характеризуется абсолютной монополизацией отрасли: доминирует одна вертикально-интегрированная компания или холдинг, обычно подконтрольные государству.

В области производства электроэнергии отсутствует конкурентная борьба и выбор дилера; единичная монопольная фирма занимается генерацией электроэнергии и её передачей по сети электропередач к компаниям-дистрибьюторам и/либо окончательным покупателям. Эти фирмы, именуемые «природными монополиями»², обязаны регулироваться государством, для того чтобы исключить использование собственного монопольного положения. Эта модель свойственна большинству стран в дореформенный период.

¹ Хант С. и Шаттлуорт Г. Конкуренция и выбор в электроэнергетике. Режим электронного доступа: http://www.libertarium.ru/files/lib_energy_con/russbook.pdf

² Существует и другое понятие «природной монополии», не применимое в данном случае, когда под ней понимается природно-ресурсный характер данного вида деятельности: добыча полезных ископаемых, использование иных природных ресурсов и пр.

Анализ модели показывает, что можно выделить положительные и отрицательные стороны функционирования вертикально-интегрированной модели. К положительным, с нашей точки зрения, относятся:

- сохранение целостной структуры с ясной точкой ответственности;
- возможность контроля над ценами — предсказуемость для потребителей и государства в кратко- и среднесрочной перспективе;
- возможность директивного управления инвестиционной деятельностью, в том числе реализация экономически неэффективных проектов, имеющих государственное или общехозяйственное значение;
- возможность компенсировать убытки от одного вида деятельности прибылью от другого (внутрикорпоративное перекрестное субсидирование), что позволяет говорить о более высокой финансовой устойчивости компании.

Отрицательные стороны:

- отсутствие экономических стимулов для повышения эффективности деятельности компаний;
- необходимость государственного финансирования отрасли либо повышения тарифов для потребителей;
- отсутствие выбора у потребителя и как следствие злоупотребления со стороны монопольной структуры;
- отсутствие конкуренции и появления новых участников рынков и стимулирования к повышению эффективности операционной деятельности действующих участников и повышению качества оказываемых услуг.

Модель независимых производителей отличается от первой демонополизацией производства электроэнергии: возникают независимые

друг от друга частные генерирующие компании, которые конкурируют за право поставлять оптом электроэнергию, как правило, под гарантии государства. В результате имеется несколько производителей и несколько оптовых покупателей электроэнергии (сбытовых компаний). Последние монопольно распределяют (перепродают) электроэнергию потребителям на закрепленной за ними территории. Имеется свободный доступ к линиям электропередач. Эта модель характеризуется весьма ограниченной конкуренцией.

Положительные стороны функционирования модели независимых производителей:

- привлечение частных инвесторов при минимальных структурных изменениях;
- возможность контроля над ценами - предсказуемость для потребителей и государства.

Отрицательные стороны:

- необходимость выдачи долгосрочных государственных гарантий для производителей, обеспечивающих необходимую доходность инвестиций в новое строительство в отсутствие рыночных ценовых сигналов.

Необходимо отметить, что данная модель действительно способствует росту конкуренции. Она может быть эффективной и в переходный период в качестве подготовки основы для дальнейшего развития конкуренции. Элементы данной модели использовались в США и в Англии в период, предшествующий основной реструктуризации¹. При этом конкурентная среда стимулирует развитие независимых производителей и ведет к поиску альтернативных источников энергии и снижению негативного воздействия на окружающую среду. В настоящее время данная модель как закрепленная в качестве основной для работы отрасли ближе всего к устройству отрасли в Таиланде.

Модель единого закупщика (покупателя) (т.н. монопсоническая система) заключается в том, что централизованная государственная организация закупает электроэнергию оптом у независимых производителей, а затем перепродает ее. Модель позволяет общему потребителю, закупочному агентству, выбирать поставщика из числа всевозможных производителей электроэнергии, что содействует развитию конкурентной борьбы в области производства электроэнергии. Окончательные покупатели (потребители) не имеют доступа к линиям электропередач для реализации электроэнергии (перепродажи). Закупочное агентство имеет монопольную власть на сеть электропередач и на реализацию электроэнергии окончательным покупателям - таким образом, на рынке соперничают друг с другом лишь производители электричества.

Положительные стороны модели единого закупщика:

- конкуренция между генерирующими компаниями;
- привлечение частных инвесторов. Это можно сделать путем гарантированного сбыта, что исключает риск колебания цен и ведет к некоторой стабильности, поэтому будет стимул вкладывать деньги;
- защита интересов мелких потребителей в краткосрочной перспективе;
- возможность контроля над ценами - предсказуемость для потребителей и государства.

Отрицательные стороны:

- необходимость заключения среднесрочных контрактов на оптовом рынке при ограниченной возможности изменения тарифов на розничном рынке;
- возможные колебания уровня цен, что ведет к некоторым рискам и неопределенности;

¹ В.Ю. Синюгин. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>

- отсутствие развития конкуренции во всех сегментах кроме производства энергии.

От модели независимых производителей отличается, в частности, наличием независимых сбытовых компаний, которые приобретают энергию у единого закупщика по регулируемым государством тарифам, затем продают ее конечным потребителям по цене, как правило, ограничиваемой определенным пределом. Однако независимый от государства сбыт часто играет второстепенную роль на рынке.

Конкурентная модель предполагает радикальную демонополизацию сфер производства и сбыта электроэнергии (нередко с преобладанием частного сектора в этих сферах). Естественная монополия на некоторые виды деятельности сохраняется, но иногда государство отказывается от преобладающего контроля над активами (собственностью) естественных монополий, сохраняя лишь централизованный контроль над их функционированием. Данная модель разрешает любому потребителю подбирать собственного поставщика. В ней имеется открытый доступ к услугам по передаче и распределению электроэнергии.

Положительные стороны конкурентной модели:

- привлекательность для частных инвесторов с точки зрения инвестиций, в том числе в использование наиболее современных разработок, повышающих эффективность работы в этой сфере, и в высокие технологии;
- наличие стимулов для повышения эффективности деятельности компании;
- стимулирование саморазвития отрасли.

Отрицательные стороны:

- необходимость значительных структурных преобразований;
- коррекция уровня цен до экономически обоснованного уровня (при этом для отдельных категорий потребителей это может означать

существенный рост цены на энергоресурсы, что может иметь отрицательные социально-экономические последствия);

- возможные колебания уровня цен (волатильность);
- как правило, отсутствие гарантий государства на возврат вложенных инвестиций в конкурентные сегменты.

Чаще всего данная модель упоминается в связи с реформированием электроэнергетической отрасли в Великобритании и США¹.

Перечисленные модели нередко существуют не в чистом, а в смешанном виде. По этой причине модели иногда называют базовыми прототипами², на основе которых строится реальная, смешанная модель отрасли в той или иной стране. Например, при монополистической модели в Польше, Венгрии, Италии допускаются альтернативные единому закупщику поставщики энергии, в том числе иностранные, и (в Италии) крупные независимые производители национального масштаба. Одновременно, характеризующими показателями, которые отличают одну модель от другой, считаются конкурентная борьба и выбор. Данные модели характеризуются последовательным расширением возможностей и сфер конкурентной борьбы, потому с их помощью предполагается осуществлять переход от монополии к свободному рынку в электроэнергетике. Отмеченные модели подразумевают, помимо прочего, заключение всевозможных договоров и различные типы торговых соглашений. К ним также предъявляются различные по странам, но всегда жесткие требования с точки зрения регулирования. Поставщикам предоставляется возможность иметь разные формы собственности, которые свойственны фирмам, оперирующим в этом секторе.

¹ Michael C. Brower, Stephen D. Thomas, Catherine Mitchell. The British electric utility restructuring experience: history and lessons for the United States. The National Council on competition and the electric utility industry (NCCEI), 1996. — 97p.; Nicolaisen J.D., Rishter C.W., Shebli G.B. Signal analysis for competitive electric generation company // Proc. of the conference on electric utility deregulation and reconstruction power technologies, City university London, UK, April 4-7 2000; Григорьев А.В. «Уроки английского», "ЭнергоРынок" 2013, №1.

² В.Ю. Синюгин. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>

1.2. Адаптация рынков электроэнергии зарубежных стран к современным условиям мировой экономики

Электроэнергетика – это ведущая и составная часть энергетической отрасли, обеспечивающая электрификацию стран на основе производства и распределения электроэнергии. Определяющим фактором развития электроэнергетики остается уровень экономического потенциала регионов и отдельных стран. На долю развитых стран приходится около 65% всей выработки, развивающихся стран – 22%, стран с переходной экономикой – 13%¹.

Перспективы развития конкретного рынка электроэнергетики характеризуются степенью его открытости или либерализованности. Под либерализованным рынком понимают продажу электроэнергии по свободным ценам тем потребителям, которые имеют возможность выбирать поставщика. В принципе возможность выбора поставщика не является значимым фактором, характеризующим открытость рынка. Это скорее характеризует наличие работающих механизмов недискриминационного доступа потребителей к услугам электроэнергетических компаний. Степень открытости подтверждается определенными формами, механизмами и условиями торговли.

Автор в дальнейшем предлагает разделять понятия «либерализация рынка» и «открытие рынка», «либерализованный рынок» и «открытый рынок». Несмотря на то, что это достаточно близкие понятия, понятие открытый рынок более широкое, т.к. оно может подразумевать также его межстрановую открытость – например, в рамках Таможенного союза Россия-Казахстан-Белоруссия, а либерализованный – также включать и вышеупомянутые элементы недискриминационного доступа потребителей к рынку. В процессе реформирования рынков электроэнергии в России либерализацией рынка принято понимать сокращение объемов

¹ Данные British Petroleum за 2012 г.

электроэнергии, продаваемых по регулируемым ценам, и соответствующее увеличение объемов, продаваемых по свободным рыночным ценам. Рынок производства электроэнергии и продажи его крупным потребителям, как правило, становился первым объектом реформ электроэнергетики в странах, которые предприняли меры по реструктуризации отрасли в направлении развития рыночных отношений. Он может быть конкурентным (свободным) и регулируемым, а также одновременно содержать совокупность черт обоих. Конкурентным считается рынок, цены которого устанавливаются не государством, а определяются продавцами и покупателями (соотношением спроса и предложения).

Во многих странах рынок пока не является в чистом виде регулируемым или свободным, что в некоторых случаях объясняется тем, что он находится в процессе реформирования. На таком рынке лишь часть электроэнергии продается по свободным ценам, т.е. рынок условно делится на два сектора: конкурентный и регулируемый. К тому же иногда государство устанавливает верхний предел цен конкурентного рынка, например, для случаев временного дефицита электроэнергии или в условиях ограничения или отсутствия конкуренции¹.

В целом, реформы, проводимые на данном рынке, вызваны стремлением к демополизации отрасли для получения необходимой степени открытости. Данные процессы направлены на формирование конкурентной среды в электроэнергетике, в частности, на создание независимых субъектов рынка электроэнергии. Электроэнергетические предприятия подвергаются функциональным изменениям: меняется схема управления, формируется технологическая и коммерческая инфраструктура рынков и т.п. Это связано с тем, что в экономической политике укрепилось представление, что рыночные силы в сфере естественных монополий неоправданно блокированы государством и их

¹ См. напр. ст. 23.3. Федерального закона «Об электроэнергетике», озаглавленную «Государственное регулирование в электроэнергетике в условиях ограничения или отсутствия конкуренции».

высвобождение поднимет эффективность функционирования отраслей, а также снимет нагрузку с государственного бюджета.

Многие экономисты сходятся во мнении, что реформа регулирования должна начинаться с реструктурирования бывшего монополиста, в ходе которого произойдет отделение естественно-монопольного бизнеса, а оставшиеся сегменты будут разделены на многочисленные конкурентные предприятия. Потенциально конкурентные компоненты бывшего монополиста должны быть приватизированы при гарантировании того, что они подпадут под действие общего законодательства о конкуренции. Но если политические соображения делают невозможным полное разделение естественной монополии и потенциально конкурентных сегментов, то потребуются регулирование, направленное на обеспечение недискриминационного доступа к естественно-монопольным услугам.

В Российской Федерации реализована модель полного разделения конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности по собственности в целях исключения возможного конфликта интересов у собственника активов конкурентного сектора и одновременно имеющего возможность использовать монопольную власть, имея естественно-монопольный актив. При этом государством установлены правила недискриминационного доступа к услугам естественных монополий в электроэнергетике, а также услугам, носящим фактически естественно-монопольный характер в силу специфики их оказания и технологических аспектов (например, услуги по технологическому присоединению к электросетям, которые формально не носят естественно-монопольного характера, однако оказываются исключительно владельцами сетевой инфраструктуры, а это означает фактически аналогичный характер этих услуг естественно-монопольному).

Принципиально новое решение проблемы регулирования, предложенное рядом экономистов (У. Баумоль и др.)¹ - замена конкуренции на рынке конкуренцией за рынок. По их мнению, даже если конкуренция на рынке нецелесообразна (одно предприятие-монополист в состоянии удовлетворить рыночный спрос дешевле, чем несколько конкурентов), в ряде случаев есть возможность провести конкурс на право обслуживать рынок. В этом случае право на обслуживание рынка получает тот конкурент, который предлагает наилучшее соотношение цены и качества обслуживания. Основное преимущество данного подхода состоит в том, что вместо искусственной имитации результатов конкуренции происходит переход к формированию реальных конкурентных стимулов.

Например, в отечественной практике на законодательном уровне закреплено понятие коммерческой инфраструктуры рынка, которая осуществляет организацию торговли на Оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и проведение расчетов. При этом организация, которая это осуществляет, определена государством директивно – ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии». Налицо монопольное положение данного агента как коммерческой инфраструктуры рынка. По мнению автора, целесообразно было бы проводить конкурс на выполнение этих функций и смену организации коммерческой инфраструктуры каждые 3-5 лет. Это позволило бы обеспечить конкуренцию за вход на рынок, который сам по себе носит черты естественно-монопольного, и создать предпосылки для повышения эффективности функционирования коммерческой инфраструктуры, как по стоимости ее услуг, так и по качеству их оказания.

Другой пример – это состоявшаяся на сегодня реализация данного подхода на практике в энергосбытовой сфере деятельности. Так, Основные положения функционирования розничных рынков

¹ Baumol U. Deregulation and the Theory of Contestable Markets, 1984

электрической энергии, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442, предусматривают возможность в определенных случаях проводить конкурс на получение статуса гарантирующего поставщика – энергоснабжающей организации, ответственной за обслуживание определенной территории и которая не вправе отказать каждому обратившемуся к ней потребителю, чьи энергопринимающие устройства расположены в зоне деятельности такой организации, установленной государственным органом.

Оставляя в стороне экономический смысл, оценку и динамику развития самого института гарантирующих поставщиков, а также особенностей проведения указанных конкурсов, в том числе установленные критерии для отбора победителя такого конкурса¹, автор хотел бы обратить внимание на то, что указанные конкурсы представляют собой ни что иное, как практическую реализацию идеи введения конкуренции за право входа на рынок и получения определенного статуса крупного игрока на нем. Причем ответственным за проведение такого конкурса и за релевантность его результатов определен орган государственной власти, ответственный за выработку и реализацию государственной политики в сфере электроэнергетики. Это показывает, что государство придает большое значение данному способу входа на рынок и в том числе конкурентным основам развития отрасли. Более того, результаты первых проведенных конкурсов такого рода однозначно указывают на прорыночный характер таких конкурсов – некоторые из них были выиграны частными компаниями, участниками рынка электроэнергии.

Еще одним несколько более комплексным примером конкуренции за вход на рынок в сфере электроэнергетики является ситуация в сфере технологического присоединения к электросетям. Несмотря на то, что эта деятельность, как отмечалось, носит ярко выраженный естественно-

¹ «Первопроходцы сбыта». Ведомости №194 (3456) от 21.10.2013.

монопольный характер, однако законодательно она не обозначена в качестве таковой. Очевидно, что на этапе выбора потребителем того, к какой именно сетевой организации он имеет намерение присоединить свои энергопринимающие устройства и в дальнейшем получать услуги по передаче электроэнергии, имеет место конкуренция за право оказать эту услугу, предложив наиболее выгодные для потребителя условия. Это своего рода конкуренция за вход на рынок в отношении данного конкретного потребителя и в настоящее время конкуренция в этой сфере довольно активна, особенно в наиболее динамично развивающихся регионах и крупных деловых центрах страны.

Как показывает анализ мирового опыта работы крупных энергосистем и энергообъединений, минимизация затрат на развитие, производство транспорт и распределение электроэнергии может быть достигнута за счет различных схем организации управления: централизованного оптимального управления в рамках одной вертикально интегрированной энергокомпании (ЕЭС бывшего СССР), скоординированного оптимального управления при наличии нескольких, энергокомпаний (пулы в США), конкурентного рынка (Великобритания, Норвегия, Финляндия, Дания и Швеция, входящие в NordPool). Выбор наиболее подходящей модели управления определяется в значительной степени особенностями инфраструктуры сложившихся энергосистем, их функциональными свойствами, отношениями собственности.

Особо следует подчеркнуть, что вмешательство в экономику со стороны государства ни в коем случае не говорит о нарушении этими странами действия рыночного механизма хозяйствования и отрицании ими принципа частной собственности. В каждой из стран рынок играет первостепенную роль, а государственное вмешательство, как подтверждает практика, лишь дополняет рыночное регулирование.

Полное открытие рынка требует двух главных условий создания конкурентной модели электроэнергетики: развитой инфраструктуры

отрасли, позволяющей обеспечить любому мелкому потребителю возможность получать энергию более чем от одного поставщика, а также доступ небольших поставщиков на рынок электроэнергии.

Есть два аспекта проблемы открытия рынка: юридический - продавцы и покупатели должны получить право выбирать поставщика и «технический», когда необходимо создать реальную возможность поставки энергии от любого поставщика к любому потребителю, что требует развития инфраструктуры отрасли и определенного уровня развития самого рынка. Обеспечить технический доступ бывает сложнее, чем изменить законодательство. Поэтому в некоторых странах в процессе реформ в электроэнергетике многие потребители получают юридическое право выбора поставщика, которым реально не могут воспользоваться.

Примечательно, что чем меньше территория государства и соответствующая ей энергосистема и выше плотность населения, тем проще обеспечить технический доступ. Так, развитость электросети в ряде европейских стран близка к так называемому понятию «медной доски», когда без значительных потерь может быть обеспечен переток электроэнергии от производителя, расположенного в одной части страны, к потребителю, находящемуся в самой дальней от него точке государства. В этом смысле в России данный принцип может быть реализован лишь частично, с учетом географической протяженности, низкой плотности населения и соответствующей этому топологии электросетей.

По мнению автора, технический аспект не должен превалировать при решении вопроса об обеспечении доступа поставщиков электроэнергии к конечным потребителям, т.к. рынок электроэнергии в значительной степени является виртуальным и нефизичным с точки зрения поставки и оплаты электроэнергии именно тому производителю, который реально произвел потребляемую конкретным потребителем электроэнергию (за исключением технологически изолированных электроэнергетических систем). В особенности это очевидно при рассмотрении отношений потребитель -

энергосбытовая компания, выполняющая чисто финансовую функцию расчетов за поставляемую электроэнергию, имея лишь один технологический аспект, как правило, также переданный на аутсорсинг, - обеспечение надлежащего учета потребленной электроэнергии. В этом смысле организация недискриминационного или свободного доступа по определенным правилам к приборам учета потребителей со стороны энергосбытовых компаний, с которыми у них заключены или планируются к заключению договоры на поставку электроэнергии, позволила бы радикально усилить конкуренцию за конечного потребителя. Это значительно упростит доступ последнего к услугам неограниченного числа энергосбытовых организаций, в том числе расположенных на иных территориях, с учетом того, что функция энергосбытовой компании, как подчеркивалось, исключительно финансовая. Однако эта инициатива разрушила бы монопольное положение крупных энергосбытовых компаний и особенно гарантирующих поставщиков, поэтому пока не имеет достаточной поддержки¹ для ее принятия на законодательном уровне.

Принято считать, что рынок электроэнергии в большинстве стран мира состоит из двух уровней: оптовый (единый для страны, ее части (частей), или группы стран) и розничный, который нередко разделяется на более или менее замкнутые региональные и местные рынки.

Демонополизация рынка в процессе реформ начинается, как правило, с формирования свободного оптового рынка. После окончания либерализации оптового рынка, процесс постепенно охватывает розничную торговлю. Потребители электроэнергии могут быть одновременно субъектами (т.е. участниками) оптового и розничного рынков. Полностью открытым считается рынок, если к свободной торговле допущены 100% потребителей (порог допуска отменен). Первым в мире был полностью

¹ ФАС России в настоящее время разработан и внесен в Правительство Российской Федерации проект постановления Правительства Российской Федерации, позволяющий регистрировать единую группу точек поставки в границах субъекта Российской Федерации, если у потребителя есть несколько точек потребления и суммарно они соответствуют требованиям оптового рынка. Это позволит значительной части некрупных потребителей выйти на оптовый рынок и тем самым сократить свои издержки на приобретение электроэнергии и мощности.

либерализован рынок Норвегии. До сих пор полное открытие рынка характерно для немногих стран, как правило, высокоразвитых: Австрии, Германии, Великобритании, Дании, Финляндии, Швеции, Норвегии, Испании и некоторых других¹.

Рынок может быть открыт в пределах энергосистемы одной страны (национальный рынок), либо группы стран (международный). На сегодняшний день существуют открытые международные рынки электроэнергии, среди которых выделяется скандинавский Nord Pool, открытый на 100%: тут отсутствуют какие-либо национальные барьеры для торговли.

Существуют различные признаки, характерные для процессов реформирования оптовых рынков электроэнергии в развитых и развивающихся странах².

Обобщение данных из различных источников показало, что для рынков электроэнергии развитых стран характерны определенные формы, механизмы и условия торговли электроэнергией. В них, в частности, значительная роль отведена централизованной торговле, и при этом заключение и исполнение сделок максимально приближено к режиму реального времени благодаря развитой удаленной (дистанционной) торговле - через телекоммуникационную инфраструктуру и Интернет.

Также можно отметить широкое распространение на рынке электроэнергии в развитых странах различных производных инструментов, развитую систему страхования сделок купли-продажи электроэнергии, и как результат - оперативность в денежных расчетах, высокую степень информационной открытости рынка.

По характеру сделок оптовый рынок, основанный на биржевых принципах, условно делится на два сектора: спот-рынок, под которым понимают сделки, единственная цель которых физическая (реальная)

¹ Виноградова О. Бизнес или инфраструктура? // Нефтегазовая вертикаль №17, 2004, с.55-58.

² Об этом подробнее: Международное энергетическое Агентство, «Опыт энергорынков», IEA, 2005 г.

поставка электроэнергии (иногда он называется рынком «наличной» электроэнергии) и рынок срочных сделок (рынок производных инструментов). Срок поставки спот-рынка, как правило, - в пределах суток; рынок срочных сделок, где происходит торговля обязательствами на поставку электроэнергии по прошествии определенного времени. В отличие от спот-рынка, подобные сделки не обязательно влекут за собой реальную поставку электроэнергии, хотя это не исключается. Поскольку в данном случае объектом купли-продажи выступает не сама энергия, а различные виды срочных обязательств (форварды, фьючерсы, опционы), их принято относить к производным инструментам, а торговлю ими называют рынком производных инструментов, в противоположность спот-рынку. Смысл производных инструментов состоит, в частности, в компенсации (хеджировании) рисков, связанных с изменениями рыночной конъюнктуры. На развитых рынках объем подобных «виртуальных» продаж может намного превышать объем физических поставок электроэнергии.

К странам, в которых преобладают пулы со спотовыми ценами, относятся Испания, а также североευропейские страны, значительная часть электроэнергии которых торгуется через биржу Nord Pool (Норвегия, Финляндия, Швеция и Дания), Италия. До недавнего времени действовал спотовый рынок Англии и Уэльса, на котором происходила торговля электроэнергией и мощностью в каждом получасовом интервале на сутки вперед. Однако недавно здесь было принято решение о переходе к контрактной системе продажи электроэнергии с сохранением спотового рынка для целей балансирования системы.

Следует отметить, что на начальном этапе реформ государственные агентства видели целый ряд достоинств спотовых пулов: политическая приемлемость; принудительная концентрация спроса и предложения, обеспечивающая ликвидность рынка; ограничения на рыночное доминирование; учет ограничений инфраструктуры; технологическая простота и дешевизна - для организации простейшего пула могут быть в

значительной мере использованы уже имеющиеся (используемые для оптимизации диспетчеризации) программное обеспечение и оборудование. Торговля через пул ориентирована на поддержание оптимальных эксплуатационных режимов сетевого и генерирующего оборудования, так как поставщики и потребители торгуют не друг с другом, а с компьютерной программой, действующей по заранее известному алгоритму. Механизм торговли в пуле (ежедневные повторяющиеся торги в сходных условиях) позволяют участникам выработать оптимальную стратегию, причём эта стратегия оказывается похожей для всех продавцов. На иных рынках, где механизмы торговли менее предсказуемы, группа производителей, ни один из которых не владеет более чем 20% предложения, не может постоянно доминировать на рынке.

Ещё одним механизмом координации деятельности участников является проведение частых аукционов с единой итоговой ценой. Если все продавцы получают за свой товар единую цену, у них появляется больше возможностей использовать регулярно подающиеся заявки для передачи сигналов о своих намерениях или угрозах. Если бы участники аукциона получали именно указанную в заявках цену, они бы вели себя осторожнее, чем в аукционах с единой ценой.

Пулы позволяют учитывать ограничения инфраструктуры. В совокупности с балансирующим рынком пул позволяет поддерживать технические характеристики сети, избегать небалансов, соблюдать частотный режим, и т.п. Однако для соблюдения требований рынка эта модель не очень подходит. Если торги проводятся по правилам, ориентированным на оптимизацию существующей сетевой инфраструктуры, со всеми её недостатками и ограничениями, они неизбежно консервируют эту инфраструктуру. Именно в пулах государственные органы ряда стран (Великобритании, стран Скандинавии) стали отмечать доминирование генераторов при определении цен на рынке.

При этом установлено, что этот эффект оказался дефектом модели рынка, а не результатом сговора сторон.

Во многих странах уже в начале реформ торговля в пулах предусматривает и возможность торговли через заключение прямых (двусторонних) контрактов. Со временем именно двусторонние контракты начинают вытеснять пулы.

Двусторонние прямые контракты дают возможности потребителям и поставщикам энергии: выбирать срок контракта, соответствующий текущим потребностям участников и их и планам на будущее; фиксировать цену на выбранный срок; гарантировать объёмы поставки, а также точно указывать график поставки; привязывать параметры договора (сроки, цены, объёмы) к внешним параметрам (инфляции, погодным условиям, ценам на иных рынках).

Двусторонние сделки могут совершаться путём прямых переговоров между участниками, или на организованных рынках. Такие рынки создаются самими участниками, с использованием существующих товарных бирж, или с учреждением новых бирж, на сегодня в основном электронных. В одном энергетическом регионе могут сосуществовать и конкурировать несколько энергорынков, содействующих заключению прямых двусторонних контрактов. Конкуренция между ними позволяет определить оптимальные для участников формы торговли, стандартные продукты, условия членства. Рынок Германии, относящийся к наиболее конкурентным, основан на двусторонних контрактах, без значимого влияния энергетических бирж.

Примечательно, что в России неоднократно обсуждались модели ОРЭМ, основанные на двусторонних договорах как основной составляющей рынка. Однако, сохранение действующей системы торгов и насаждение помимо нее также и двусторонних контрактов представляется плохо реализуемым, т.к. у продавцов нет стимулов брать на себя долгосрочные обязательства, - у них всегда есть возможность продать имеющиеся объемы

на спотовом рынке не неся никаких значительных рисков, тем более, что цена на электроэнергию на ОРЭМ имеет тенденцию к росту.

Особенности торговли также определяются назначением продаваемой электроэнергии. Как правило, в специфический сегмент рынка выделяют рынок балансирования, суть которого - покупка энергии для устранения дисбаланса между спросом и предложением. Подобная недостача возникает в силу невозможности абсолютно точно прогнозировать объем потребления энергии в тот или иной период времени (час суток). В отличие от большинства других товаров, электроэнергию невозможно хранить в больших количествах, поэтому в каждый момент времени производство и поставки, как правило, в точности равны потреблению. Когда возникает документальная разница между спросом и предложением, осуществляется покупка энергии на рынке балансирования. На совершенном рынке есть возможность балансирования в максимально оперативном режиме, приближенном к режиму реального времени.

При создании торговых площадок для заключения двусторонних сделок участие системного оператора не является обязательным. Развитие двусторонних контрактов оставляет в руках системного оператора управление балансирующим рынком. Для балансирующего рынка информация о заключённых двусторонних контрактах является исходными данными, используемыми при определении режимов генерации и диспетчеризации. Стороны прямых двусторонних контрактов должны заявлять заранее о планируемых на каждый период исполнения контракта (день, час, полчаса – в зависимости от организации балансирующего рынка) поставках по этим контрактам. Управление сетью и балансирующими агрегатами основывается на этих данных и на заявках, поданных на балансирующий рынок.

Основная услуга, которую должен выполнять системный оператор – это обеспечение надлежащего функционирования энергетической системы в целом. Она включает такие главные услуги, как поддержание надежной

работы системы электропередачи и обеспечение исполнения торговых операций между участниками рынка (в первую очередь обеспечение физической исполнимости таких операций). В России системный оператор практически не имеет отношения к экономической стороне функционирования рынка, что часто критикуется как недостаток в его работе, влекущий формирование более высоких цен рынка вследствие формирования завышенных объемов резерва мощности для поддержания надежности работы энергосистемы. В этом смысле существует длительная профессиональная дискуссия о том, какой уровень надежности является достаточным для того, чтобы определить уровень оптимальных резервов мощности. Позиция системного оператора в ней сводится к тому, что понятие надежности не имеет числовых критериев, оно либо обеспечивается, либо нет и важность его обеспечения невозможно переоценить, а значит любой резерв, даже очень большой, будет являться оправданным. С точки зрения экономики такой подход, разумеется, не выдерживает критики.

Все остальные дополнительные системные услуги - это услуги, которые традиционно предоставляются системным оператором и имеют отношение к процессам диспетчеризации, торговли и поставки электроэнергии потребителям. Они могут включать: балансирование системным оператором перетока активной мощности на границе своей зоны, услуги по регулированию частоты и активной мощности; регулированию напряжения и реактивной мощности; резервирование мощности; сетевое резервирование; предотвращение аварий, восстановление электроснабжения после аварии; управление электроэнергетическими резервами и др.

Еще раз необходимо подчеркнуть, что присутствие всех перечисленных форм торговли и признаков характерно, как правило, для рынков высокоразвитых стран, поскольку это требует не только реформы в отрасли, но и инфраструктурной готовности - самого современного уровня

технологий, а также развитой рыночной экономики в целом (без чего невозможны всеобъемлющее страхование сделок, культура расчетов и т.д.).

В свою очередь, для стран с переходной экономикой, осуществлявших реформирование электроэнергетики (Словения, Польша, страны Балтии, Казахстан и другие), перечисленные выше признаки не выражены. Подавляющую часть сделок на рынке этих государств составляют двусторонние срочные контракты, не требующие высокоразвитой инфраструктуры. В таких странах рынок принято открывать постепенно: вначале к свободной торговле допускают крупнейших потребителей, затем все более мелких, вплоть до домашних хозяйств. Также постепенно снимаются ценовые и иные ограничения. Категорию потребителей, которым предоставлено право выбирать поставщика, принято называть квалифицированными. Критерий определения квалифицированного потребителя – установленный государственными регулирующими органами минимальный уровень потребления электроэнергии (мощности), наличие приборов учета потребления электроэнергии, отвечающим определенным характеристикам, способность планировать потребление и нести за это финансовую ответственность.

Подобный же порог допуска действует, как правило, и для других участников рынка: ими могут стать лишь более или менее крупные электростанции и сбытовые компании. Таким образом, другой аспект открытия рынка – обеспечение доступа на рынок все более мелким поставщикам электроэнергии. В России этот порог определен в 25 МВт - производитель, превышающий этот критерий, обязан продавать электроэнергию на ОРЭМ.

Становится понятным, что электроэнергетическая отрасль является крайне динамично развивающимся сектором экономики, стремящимся к естественному и (или) локальному монополизму во всех странах мира, в связи с чем отрасль динамично перестраивается, причем проблема

реформирования энергетики в последние годы в той или иной степени затронула практически все крупнейшие страны мира.

Важным фактором, который дал толчок к реструктуризации и демонополизации данной, заведомо обладающей чертами естественной монополии, отрасли стала стремительная эволюция микроэлектроники и телекоммуникаций, что позволило сформировать новую технологическую инфраструктуру конкурентного рынка.

Здесь нужно особо отметить, что понятие «технологическая инфраструктура» имеет несколько используемых в литературе и нормативных правовых актах значений. В предыдущем абзаце понятие технологической инфраструктуры дано в виде информационно-технологической системы, включающей в себя телекоммуникационные и компьютерные технологии, позволяющие организовать функционирование конкурентных рынков электроэнергии и мощности. При этом в Российской Федерации нормативно закреплено понятие технологической инфраструктуры как совокупности объектов электросетевого хозяйства, в том числе объектов, объединенных в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, а также системы оперативно-диспетчерского управления. Это технологическая инфраструктура в прикладном физическом смысле, она состоит из сетевых организаций и системного оператора как держателей и ответственных за функционирование этой инфраструктуры. Законодательно закреплённое понятие коммерческой инфраструктуры, которая включает в себя организацию осуществления функционирования рыночной инфраструктуры: организацию торгов, системы коммерческих расчетов и пр. Ответственными за функционирование коммерческой инфраструктуры являются специальные организации – ОАО «Администратор торговой системы» и ЗАО «Центр финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии», - статус которых закреплён законодательно.

Новая инфраструктура, давшая толчок к реструктуризации, с нашей точки зрения, основывается (или в отдельных странах стремится основываться) на следующих механизмах:

- повышении качества системы контроля за расходом электроэнергии, управления энергопотоками, что позволяет более действенно осуществлять контроль энергосистемы и откликаться на рыночную конъюнктуру;
- ограничении и восполнении отклонений от запланированного графика потребления, эффективном закрытии возникающих дисбалансов спроса и предложения;
- оптимальной эксплуатации резервов мощности, консолидации под управлением энергетической компании совокупности малых, но высокоманевренных (способных оперативно модифицировать нагрузку) электростанций в единую систему;
- приближении сделок с электроэнергией к режиму реального времени, распространении формы торговли по двусторонним контрактам на большие объемы поставляемой энергии. Этому активно способствует многосторонняя торговая деятельность, основанная на биржевых принципах.
- увеличении информационной доступности рынка и отрасли, повышении качества системы расчетов, распространении производных рыночных инструментов;
- активном внедрении системы удаленной (дистанционной) торговли (посредством телекоммуникационной инфраструктуры, сети Интернет).

Именно в результате формирования новой инфраструктуры, в свою очередь, произошли существенные изменения в технологиях генерации, которые позволяют еще шире монополизировать отрасль – так, в последние двадцать лет в электроэнергетике разных стран мира расширяется эксплуатация малых локальных генерирующих установок (в

том числе альтернативной энергетики), газотурбинных установок, которые оказываются в полном смысле слова конкурентоспособными с крупными ТЭС на угле, на один-два порядка превосходящими газосовые турбины по мощности (особенно в случае комбинированной выработки электричества и тепла).

Таким образом, возникла альтернатива крупным локальным монополиям – в виде множества электростанций меньшего размера, способных с успехом удовлетворять часть потребностей в энергии. Более того, в Российской Федерации наметилась отчетливая тенденция на активное развитие малой распределенной генерации, изолированной от единой энергосистемы. Собственники энергоемких предприятий, в особенности при наличии доступного местного топлива осуществляют самостоятельное строительство генерирующих объектов и тем самым в полной мере защищают себя от всех негативных эффектов, которые может дать организованный рынок и тарифное регулирование дополнительных обязательных для энергоснабжения услуг (услуги технологической и коммерческой инфраструктуры рынка).

На рисунке 1 в Приложении можно наблюдать данные в цифрах (по состоянию на начало 2013 года), какие примерно ценовые уровни соответствуют тем или иным уровням предложений имеющейся генерации и сети и уровнем альтернативных решений для потребителей. Например, уже сейчас можно констатировать, что для крупных (более 50 МВт) объектов потребления, даже с учетом всех сопутствующих издержек, цена организации автономного электроснабжения становится более выгодной, чем покупка электроэнергии из единой энергосистемы.

Далее, по мере повышения цены начнут срабатывать другие уровни, и несложно смоделировать развитие событий. Поскольку проблема по повышению эффективности не решается, централизованная система постепенно увеличивает стоимость, но в точке x_c она сталкивается с эффектом снижения потребления, то есть уходом потребителей на какие-то

альтернативные варианты. Либо энергосбережение, но это небольшой процент, либо – на собственное электроснабжение. А это уже вполне существенная доля потребления и очевидный сигнал крупным энергокомпаниям – как производящим электроэнергию, так и осуществляющим ее передачу по электросетям, - что возможность повышения цены практически исчерпана.

Следующим шагом может быть взрывной рост распределенной генерации в ответ на очередные меры по повышению стоимости энергоресурсов какими бы благими целями, включая борьбу с перекрестным субсидированием, это повышение не было обосновано.

В этом случае возрастающие затраты необходимо будет перекладывать на тех потребителей, которые не смогли или не успели обеспечить себе автономное энергоснабжение и тогда на их плечи ляжет еще большее, весьма вероятно непосильное, бремя оплаты всего объема так называемой необходимой валовой выручки энергокомпаний, сохраняющих как свою неэффективность, так и неявно снижающиеся инвестиционные планы по мультиплицированию такой неэффективности.

На основе проведенных автором обобщения и систематизации имеется возможность кроме общей цели реформ выдвинуть на первый план ряд конкретных частных целей, которые были заявлены при проведении реформ в различных странах:

- уменьшение стоимости электроэнергии для потребителей (или снижение динамики роста цены на нее) за счет роста отдачи от работы отрасли. Такая цель была заявлена в Объединенном Королевстве Великобритании и Северной Ирландии, Аргентине, Австралии;
- обеспечение потребителям права выбора поставщика (Бразилия) и нивелирование разницы в ценах на электроэнергию в различных регионах страны (Норвегия, США);

- вовлечение иностранных инвестиций для повышения отдачи от работы отрасли (Бразилия, Аргентина);
- повышение конкурентоспособности национальных производителей за счет роста отдачи от инвестирования в расширение рыночной инфраструктуры электроэнергетики (Австралия);
- развитие конкуренции и преодоление риска дефицита энерго мощностей (Россия).

Из приведенных примеров становится понятным, что центральными аналитическими проблемами возникновения конкурентного направления в электроэнергетике являются: варианты реструктуризации; формирование конкурентных рынков; создание структуры контрактов; решение вопросов демонополизации естественно-монопольных секторов и выделения из них конкурентных видов деятельности.

Таким образом, необходимо подчеркнуть, что в каждой стране есть своя модель и специфика реформ, но основными целями реформ электроэнергетической отрасли любой страны необходимо и достаточно считать всего одну - демонополизацию через развитие конкуренции в области генерации и сбыта электроэнергии.

К данным моделям страны приходят с помощью нескольких шагов, наиболее важными из которых являются: разделение видов деятельности, вертикальная дезинтеграция компаний (unbundling), обеспечение доступа сторонних участников (ДСУ) (Third Party Access) или обеспечение недискриминационного доступа к услугам естественно-монопольного характера и модели единого закупочного агента (Single Buyer).

Разделение видов деятельности в электроэнергетике заключается в отделении функций (видов деятельности) естественных монополий от так называемых конкурентных функций (видов деятельности). К естественно-монопольным видам деятельности принято относить: передачу электроэнергии; распределение электроэнергии; функции системного

оператора. К потенциально конкурентным видам деятельности относится: производство (генерация) электроэнергии; сбыт электроэнергии; ремонтно-сервисные функции.

Некоторые страны проводят реструктуризацию «эволюционным путем»: структура собственности действующих монополий (или одной монополии) не меняется, в то же время создаются стимулы для появления новых игроков в отрасли – генерирующих, сбытовых, распределительных компаний. Этот путь – медленный и оправдан в случае небольших стран, которые готовятся открыть национальный рынок для иностранной конкуренции, но не имеют возможности (в отличие от больших государств) создать несколько крупных компаний, способных конкурировать с сильными зарубежными соперниками. По этой причине ряд небольших государств (Ирландия, Греция, Бельгия, Эстония, Латвия) сохраняют наивысшую степень концентрации и монополизма в электроэнергетике.

Одним из наиболее часто применяемых инструментов реструктуризации является так называемая вертикальная дезинтеграция компаний. Этот подход позволяет разделить компании по видам деятельности (генерация, передача, распределение и сбыт), обеспечить их финансовую прозрачность, а также применять различные виды регулирования к различным видам деятельности. Такую модель, в которой было произведено разделение компаний по видам деятельности, применили при первоначальном реформировании отрасли Англия и Уэльс – пионеры в области дерегулирования электроэнергетики¹. К моменту начала реформирования электроэнергетика Великобритании представляла собой монопольную государственную структуру, в которой роль центрального государственного управляющего органа выполняло Министерство энергетики, которое устанавливало тарифы на электроэнергию. Все генерирующие и передающие мощности входили в состав Центрального

¹ В.Ю. Синюгин. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>.

агентства по производству электроэнергии, которое, в свою очередь, продавало производимую энергию 12-ти региональным энергетическим агентствам, монопольно продававшим приобретенную энергию розничным потребителям на обслуживаемой территории.

Формальной датой начала реформ в электроэнергетике Великобритании считается принятие Правительством в феврале 1988 года “Белой книги”, где изложены ключевые направления и принципы реформ в отрасли¹, к основным из которых относятся:

- приватизация предприятий отрасли;
- разделение по основным направлениям деятельности в отрасли, таким, как производство, передача и распределение электроэнергии;
- введение конкуренции среди производителей;
- формирование Национальной передающей сети и региональных распределительных сетей;
- учреждение независимого регулятора;
- создание рынка электроэнергии, как структурной составляющей отрасли.

В ходе реформ планировалось достижение нескольких целей:

- повысить эффективность электроэнергетики за счет ее перехода в частную собственность, создания рыночных стимулов и ликвидации перекрестного субсидирования;
- снизить тарифы на электроэнергию для потребителя за счет конкуренции генерирующих компаний;
- сохранить независимую от других участников систему оптимизации режимов загрузки электростанций и электрических сетей;
- создать условия для привлечения инвестиций в развитие электроэнергетики;

¹ Григорьев А.В. «Уроки английского», "ЭнергоРынок" 2013, №1

- получить дополнительные средства в госбюджет от приватизации.

Законодательной основой реформирования отрасли стал принятый в 1989 году Закон об электроэнергетике (Electricity Act), в соответствии с которым были проведены следующие мероприятия:

- в сентябре 1989 года был учрежден независимый регулятор рынка – Агентство по регулированию электроэнергетики (OFFER), которое впоследствии в 1998 году было объединено с газовым регулятором и получило название OFGEM (The Office of Gas and Electricity Markets);

- в марте 1990 года произошло разделение Центрального агентства по производству электроэнергии, в результате чего были образованы три генерирующие компании (National Power, Power Gen, Nuclear Electric), которые в совокупности обеспечивали 90% генерации;

- при разделении Центрального агентства по производству электроэнергии на базе передающих сетей была создана Национальная сетевая компания (National Grid Company), которая впоследствии в 1995 году была приватизирована;

- в марте 1990 года 12 территориальных энергетических агентств были преобразованы в 12 региональных энергетических компаний, к которым отошли региональные распределительные сети, а также права собственности на Национальную сетевую компанию (при сохранении у правительства “Золотой акции”);

- 1 апреля 1990 года начал функционировать оптовый рынок электроэнергии (Electricity Pool), в основе которого лежал многосторонний контракт – Договор о создании пула и проведении расчетов, который регламентировал правила торговли на оптовом рынке электроэнергии;

- начал функционировать розничный рынок торговли электроэнергией, цены на котором для мелких покупателей (до 1994 года – с нагрузкой менее 1 МВт, в 1994-1999 годах – менее 100 кВт) устанавливались в соответствии с принятыми тарифами, вплоть до 1999 года. Крупные покупатели имели право выбора поставщиков электроэнергии и производили расчеты с ними по рыночным ценам.

Таким образом, уже к 1 апреля 1990 года произошло организационное выделение видов деятельности из вертикально-интегрированных компаний, тогда как по собственности совмещение осталось – сбытовые подразделения владели распределительными сетями и ЕНЭС. Это далеко еще до полного разделения, как например, сейчас в РФ и введено 3-им Энергопакетом в ЕС, но в ходе этого этапа были заложены основные принципы функционирования отрасли в ее новом виде.

Одним из основных недостатков данной модели являлось то, что в процессе ценообразования на рынке участие потребителей в определении цен ограничивалось лишь подачей заявок на физический объем электроэнергии. Впоследствии они были вынуждены покупать её по сложившейся рыночной цене, которая определялась ценовыми предложениями генерирующих компаний и оценкой спроса со стороны потребителей (отсутствовали ценовые заявки, когда потребитель указывает, выше какой цены он не готов приобретать электроэнергию). Более того, механизм ценообразования на рынке был далек от идеального. Производители имели реальную возможность существенно влиять на стоимость реализации электроэнергии с помощью манипулирования ценами и объемами, так как рыночная оптовая цена реализации электроэнергии устанавливалась по цене последней заявки производителя, востребованной для удовлетворения всего объема спроса на рынке (то есть имел место механизм маржинальных цен). Производители с наименьшей себестоимостью производства имели дополнительные “сверхприбыли”, а их

более конкурентная цена предложения никоим образом не способствовала снижению цены на рынке. Она лишь гарантировала им продажу всего заявленного объема электроэнергии и получение значительной прибыли исходя из стоимости выработки электроэнергии наименее эффективным востребованным рынком генератором.

Тем не менее, в период с 1990 по 2001 гг. реформы дали определенные положительные результаты, такие как:

- стабилизация и снижение средних оптовых цен на рынке на 20%;
- снижение цен на розничном рынке, хотя в меньшей степени, чем на оптовом, вызванное низкой долей генерирующей составляющей в структуре цены;
- прирост генерирующих мощностей с изменением их структуры (85% генерации, введенной в период 1989-1999 годов, составляли ПГУ¹, имеющие более высокие показатели эффективности);
- снижение доли крупных генерирующих компаний на рынке генерации до 49% и увеличение численного состава генерирующих компаний, что улучшило условия конкуренции.

Фактически за весь 10-летний срок реформ (с конца 1990 по начало 2001 гг.) затраты на генерацию (за счет увеличения доли газовой генерации и снижения издержек) были снижены на 20%, однако до потребителей сниженные затраты компаний были доведены лишь в половинном объеме (см. График 1 ниже), в связи с низкой долей генерации в структуре цены для конечного потребителя. Это заставило сделать вывод о том, что одна из основных целей реформ – существенное снижение тарифов — не была выполнена.

График 1

¹ ПГУ – Парогазовые установки

Изменение цены электроэнергии и газа для домовладений Великобритании 1970-2010 гг. (в реальном исчислении, базовый 1990 год)



Источник: Авторское обобщение на основе многочисленных источников, 2013 г.

В связи тем, что созданная модель рынка не оправдала надежд реформаторов и не привела к решению возложенных на нее задач, в марте 2001 года в электроэнергетической отрасли Великобритании были введены новые правила функционирования рынка электроэнергетики (NETA – New Electricity Trading Arrangement), основными целями перехода к которой стали:

- снижение издержек и рисков на рынке;
- формирование прозрачного механизма ценообразования и рынка в целом с участием конечных потребителей;
- отказ от маржинальной системы формирования цен на рынке.

Рынок NETA состоит из форвардного, спотового и финансового секторов, а также балансирующего механизма (регулирующего баланс производства – потребления в реальном времени, а также расчеты по дисбалансам).

Существенное отличие двух моделей рынков заключается в том, что в Pool заявки на предстоящий режим обрабатывались за 24 часа до расчетного времени, а в новых условиях баланс, формируемый по прямым договорам,

окончательно корректируется всего за 3,5 часа до расчетного времени поставки электроэнергии по результатам торгов на бирже (впоследствии это время было доведено до 1 часа). Это создает чрезвычайно тяжелые условия для диспетчера – системного оператора и его возможностей сбалансировать неизбежные отклонения за счет балансирующего рынка, работающего на отклонениях.

Другими существенными фактами в функционировании рынка электроэнергетики Великобритании стало введение в апреле 2002 года обязательств по использованию возобновляемых источников энергии, в соответствии с которыми каждый поставщик электроэнергии должен каждый год поставлять целевой объем электроэнергии, вырабатываемый при помощи возобновляемых источников энергии.

После значительного снижения оптовых цен в течение первого года действия НЕГА оптовые цены в общем имели тенденцию роста (см. График 1 выше), частично следуя тенденции роста оптовых цен на газ, и в настоящее время электроэнергетика Великобритании переживает новый этап преобразований, которые в основном касаются изменения модели работы оптового рынка электроэнергии и мощности, и направлены на снижение объемов выбросов парниковых газов.

На рынке электроэнергии Европы решающим моментом в либерализационных инициативах государств стала директива Европейского Союза (ЕС) от 19 декабря 1996 г., которая определила пути перехода к либерализованному рынку. Директивой ЕС были предложены две модели доступа производителей к сетевой инфраструктуре рынка: недискриминационный доступ сторонних участников (ДСУ) и модель единого закупочного агента¹.

Модель ДСУ предполагает свободный доступ в сеть регламентированных категорий покупателей и продавцов электроэнергии.

1 См. подробнее: Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19.12.1996 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity. Режим электронного доступа: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:EN:PDF>

При регулируемом ДСУ доступ предоставляется по открыто публикуемым тарифам (в большинстве стран ЕС). В случае договорного ДСУ стоимость доступа является предметом отдельных соглашений. Последний вариант нашел свое применение в Германии, Португалии, а также при экспорте/импорте электроэнергии в Бельгии и Дании.

Португалия и Италия внедрили комбинированную модель ДСУ и единого закупочного агента.

Несмотря на наличие общих рекомендаций, каждое государство ЕС делает свой собственный выбор в пользу той или иной схемы организации отрасли в зависимости от внутренних условий ее функционирования, стремясь соблюдать общие принципы директивы ЕС и прилагая усилия для максимального распространения конкуренции. Так, например, транспортировка электроэнергии может осуществляться как отдельной компанией (Англия, Испания, Норвегия, Швеция, Италия, Финляндия, Португалия, Нидерланды, Австрия (вост.), Дания (зап), Бельгия), так и в деятельности ВИКов (Ирландия, Франция, Германия, Австрия (зап), Дания (вост), Люксембург, Шотландия). При этом следует отметить, что различия существуют не только между отдельными странами, но и в рамках отдельных стран.

В результате, можно прийти к выводу, что на сегодняшний день страны, осуществляющие и завершившие реструктуризацию электроэнергетики, по степени близости электроэнергетики к конкурентному рынку можно объединить в несколько групп. Так, например, в Европе наиболее далеко продвинулись в создании конкуренции на рынке электроэнергии Великобритания, Финляндия, Германия, Норвегия, Швеция, Испания. В процессе преобразований находятся Австрия, Нидерланды, Бельгия, Дания, Италия, Португалия, Франция, Швейцария. В Латинской Америке наибольший прогресс в формировании конкурентного рынка достигнут в Чили, Аргентине и Бразилии. Наименее открытыми для конкуренции остается электроэнергетика Франции, Италии, Португалии и

Греции, в которых не более 30% потребителей имеют свободу выбора поставщика¹.

Зарубежный опыт показывает, что переход от монопольного рынка, когда одна вертикально-интегрированная компания имеет монополию на производство и передачу электроэнергии, к конкурентному рынку может осуществляться различными путями. Кроме того, переход к конкуренции возможно осуществить сначала на оптовом рынке, а затем и на розничном.

В этот период необходима разработка новых принципов и механизмов системы управления в электроэнергетике, ориентированных на снижение цен и тарифов за счет оптимизации затрат путем повышения прозрачности бизнеса и повышения энергоэффективности. Спектр таких механизмов очень широк, и ниже обобщены автором только некоторые из них:

- создание системы регулярного прогнозирования развития отрасли на различные временные горизонты, задающей обоснованные целевые ориентиры и ограничения развития для компаний, и ориентированной на упреждающее госрегулирование;
- расширение области применения механизма гарантирования инвестиций, обеспечивающего переход от конкуренции поставщиков на рынке к конкуренции инвесторов за проекты с высоким уровнем гарантий по доходам, в тех сферах, где это оправдано;
- поддержка инновационных проектов по освоению новой техники на электростанциях при вводе новых блоков (стоимость которых может превышать серийные образцы на 20-30%);
- переход от импорта готового энергетического оборудования к импорту технологий (инновационная программа в энергомашиностроении), обеспечивающий снижение стоимости новых мощностей и создание отечественной продукции мирового уровня;

¹ Григорьев А.В. Электроэнергетика сегодня: конкуренция без конкурентов? Журнал Вести в энергетике, 2012 г. № 11

- административная поддержка и сопровождение инвестиционных проектов, оптимизация процедур согласований, разрешений, экспертиз, направленных на снижение сроков подготовки инвестпроектов и связанных с этим издержек инвесторов;
- финансово-экономические стимулы приоритетных направлений инвестирования, через специальные тарифные надбавки, долгосрочные контракты на энергию и топливо, облегчение кредитной нагрузки и проч. для инвесторов, решившихся на вложения в проект с изначально непривлекательным соотношением доходность-риск, но необходимый с точки зрения развития энергосистемы.

Результаты проводимых реформ в зарубежных странах пока не дали однозначной оценки экспертов: есть как положительные, так и отрицательные результаты, но в целом определенные преимущества организации конкурентного рынка отмечаются чаще. К примеру, в реформировании электроэнергетики Великобритании некоторые цели так и не были достигнуты, даже при наличии благоприятных условий, в частности цель снижения цены для потребителей - после значительного снижения оптовых цен в течение первого года действия НЕГА оптовые цены в общем имели тенденцию роста в Англии, частично следуя тенденции роста оптовых цен на газ. Это позволяет сделать вывод о том, что эта цель в Англии не была выполнена.

Тем не менее, к числу позитивных моментов, прежде всего, следует отнести ощутимый рост эффективности функционирования в целом и повышение эффективности эксплуатации станций и использования топлива, увеличение иностранных инвестиций, что заметно во всех зарубежных странах, проводящих либерализацию.

В целом, анализ зарубежного опыта показал целесообразность формирования конкурентных рынков электроэнергии, при этом основой для формирования и развития конкурентного организованного рынка электроэнергии должно стать соединение теоретических подходов к

конструированию рынка с практическим опытом его создания в разных странах.

1.3. Генезис отечественного рынка электроэнергии и мощности

Развитие электроэнергетики России - длительный, многоэтапный процесс. В качестве трех основных его этапов следует выделить период с 1991 по 2000 гг. и с 2001 по 2008 гг. и, с небольшим перерывом, современный период (с 01 января 2011 г. по н.в.).

К основным задачам, необходимость решения которых стала официальной причиной реформирования электроэнергетики в России, относятся:

- создание условий для обеспечения перспективного развития отрасли и снятия рисков дефицита энергоресурсов;
- создание конкурентных рынков электроэнергии во всех регионах России, в которых организация таких рынков технически возможна и экономически оправдана;
- создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;
- стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики;
- создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей по производству (генерации) и передаче электроэнергии;
- сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;
- демонаполизация рынка топлива для тепловых электростанций;

- создание нормативной правовой базы реформирования отрасли, регулирующей ее функционирование в новых экономических условиях;
- реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике.

В качестве ожидаемых эффектов реформирования для электроэнергетики в первую очередь подразумевалось, что созданные условия для развития конкурентной среды в отрасли в свою очередь станут фактором, побуждающим предприятия к повышению эффективности работы, будут способствовать стимулированию развития энергосберегающих программ, приобретению и внедрения в практику передовых технологий, снижению тарифов на электроэнергию для потребителей. Предполагалось, что реформирование окажет мобилизационный эффект на работу организаций отрасли. С одной стороны, обеспечит заказами наиболее эффективно работающие организации, а менее эффективные в итоге вынуждены будут совершенствовать подходы к ведению хозяйствования. С другой - поспособствует налаживанию внутриотраслевых отношений, сделав структуру российской энергетики более эластичной и мобильной. Важное внимание при реформировании уделялось и стремлению привлечения инвестиций в отрасль. Данный факт должен был способствовать развитию международных связей, интеграционных процессов и привнесению зарубежных подходов к управлению активами в российскую практику

Актуальность реформирования электроэнергетики для других отраслей экономики в первую очередь позиционировалась в намерении посредством развития и модернизации отрасли обеспечить заказами смежные отрасли, такие как энергетическое машиностроение, строительство, металлургия, газовая и нефтяная промышленность.

Первый этап по характеру и изначальному замыслу был направлен на стабилизацию отрасли в условиях выхода республик из состава СССР, разрыва хозяйственных связей и начала приватизации. Основной целью

реформирования отечественной электроэнергетики в 1991-2000 гг. являлось разгосударствление (о фактических причинах и последствиях это этапа подробнее см. параграф 2.3 настоящего исследования) посредством приватизации и акционирования производства и сбыта электроэнергии при сохранении полного контроля государства в отношении естественных монополий (транспортная инфраструктура, диспетчирование), а также атомной электроэнергетики, как стратегически важного сектора генерации, связанного с высокой опасностью и ответственностью. Значительное участие государства также предполагалось в стратегически важных секторах, что делает процесс схожим с имевшим место в странах Западной Европы, где также принципиально важным явилось отделение потенциально конкурентных видов деятельности от естественных монополий.

В результате было создано Российское акционерное общество (РАО) энергетики и электрификации «ЕЭС России» (структуру РАО «ЕЭС» см. Приложение, Рисунок 5). В состав РАО вошли крупные тепловые и гидроэлектростанции мощностью соответственно от 1000 МВт и 300 МВт и выше, центральное и объединённые диспетчерские управления, региональные акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго), создаваемые на базе имущества бывших региональных производственных объединений энергетики и электрификации. Этот контролируемый государством холдинг охватывал около 70% генерируемых мощностей, почти все системообразующие сети и до 90% остальных электрических сетей напряжением свыше 35 Кв.

Основная цель создания РАО «ЕЭС России» - формирование федерального оптового рынка электроэнергии и мощности.

Результатом первого этапа реформы стало частичное организационное разделение видов хозяйственной деятельности по производству, межсистемной передаче и распределению электроэнергии. РАО «ЕЭС России» в условиях распада СССР и развала Единой энергетической

системы Советского Союза обеспечило относительно надежное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией. Однако созданный рынок электроэнергии и мощности по факту не работал на принципах конкуренции.

В качестве негативного момента отечественной практики реформирования следует отметить отсутствие четкой стратегии и конечного видения преобразований. Конкретные цели, задачи и принципы реформирования окончательно были определены лишь в постановлении Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526 "О реформировании электроэнергетики РФ", что обозначило переход во второй этап реформ (2001-2008 гг.). До этого момента ОАО РАО «ЕЭС России» продолжало функционировать и осуществлять плавную реформу отрасли в соответствии с Указами Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 года № 923 и от 5 ноября 1992 года № 1334, направленными на обеспечение управляемости Единой энергетической системы и сохранение электроэнергетики в виде единого комплекса при акционировании предприятий и организаций, выходявших из ведомственной подчиненности.

Второй этап реформирования рынков электроэнергии и мощности предполагал коренное преобразование отрасли (см. Приложение, Рисунок 6, 7). Он был вызван необходимостью радикальных преобразований в электроэнергетике, вызванных как общеэкономическими проблемами России, так и внутриотраслевыми (падение объема производства, износ оборудования). Ставилась задача жесткой вертикальной дезинтеграции отрасли, либерализации электроэнергетики и создание конкурентного рынка электроэнергии, привлечение частных инвестиций в электроэнергетику.

Реформирование отрасли предполагало прекращение деятельности РАО «ЕЭС России», которое состоялось 1 июля 2008 г. (официальный конец данного этапа реформ). Были созданы 6 тепловых генерирующих компаний (ОГК) и 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК). Большинство

ГЭС были объединены в ОАО «РусГидро». Все АЭС объединились в ОАО «Концерн Росэнергоатом». ОАО «Холдинг МРСК», объединивший 11 межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) стал обеспечивать передачу электроэнергии. В свою очередь МРСК состоит из 57 распределительных сетевых компаний (РСК). Были учреждены ОАО «АТС» (Администратор торговой системы), ОАО «ФСК ЕЭС» (Федеральная сетевая компания) и ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС России).

Второй этап реформирования электроэнергетики не привел к формированию эффективного рынка электроэнергии и мощности. Это относится как к оптовому, так и к розничным рынкам. Рост цен и тарифов на электроэнергию не был остановлен, а только ускорился, сохранялся ограниченный доступ потребителя к выбору поставщика. Проблема с износом основных производственных фондов также не была решена – до сих пор, степень изношенности основного оборудования ТЭС приводит к снижению энергетической эффективности: КПД ТЭС (в среднем, на угле и газе) в России составляет 36,6%, а в развитых странах — 39—41,5%, технические параметры пара российских ТЭС, включая давление (25МПа) и температуру (545—550С), уступают аналогичным показателям в мире — 30—35 МПа и 600—650С¹.

Даже после завершения второго этапа, в электроэнергетической отрасли РФ отсутствует единая вертикаль регулирования рынка энергоснабжения от федерального до муниципального уровня, зачастую функции регулирования на каждом из рассматриваемых уровней дублируются и противоречат друг другу. Особенно наглядно это можно видеть на примере системы тарифообразования, где региональные тарифные органы не имеют организационного подчинения Федеральной службе по тарифам, а являются структурным подразделением администрации субъекта РФ, что часто вызывает конфликт интересов этого

федерального и региональных тарифных регуляторов и не позволяет подчас реализовывать поставленные федеральным центром задачи с надлежащим качеством и в установленные сроки

Третий этап реформ начался с 1.01.2011, когда в России на оптовом рынке все объемы, за исключением подлежащих продаже населению и приравненным к нему категориям потребителей, продаются по нерегулируемым ценам. Именно этой части поэтапная либерализация рынка считается завершенной, но Россия может использовать лучшее из зарубежного опыта для проведения дальнейших реформ, а также доработать свой сценарий развития конкурентного рынка электроэнергии, который будет учитывать российскую специфику, связанную со структурой отрасли, ее значимости в экономике в целом, ее технико-экономическим состоянием.

Даже с точки зрения теории, как уже отмечалось автором, ученые расходятся во мнении относительно меры государственного регулирования и управления в экономике в целом и отдельных отраслях в частности. Долгое время электроэнергетический комплекс представлял собой пример классической естественной монополии. Впервые вопрос об эволюции отношений государства и естественных монополий возник в конце 70-х годов XX века², что обусловлено рядом причин:

- низким качеством услуг естественных монополий
- высокими издержками госрегулирования и откровенно плохими, его результатами
- застоєм в техническом развитии и иногда настоящими провалами в обеспечении требуемым количеством услуг и т.д.

К настоящему моменту и в России, и в некоторых других странах либерализация рынков и приватизация полностью надежд не оправдали (см. пункт 1.2 настоящего исследования), поэтому продолжается поиск

¹ Капитонов И.А. Основы формирования национальной энергоэкономической безопасности на этапе перехода ведущих экономик к шестому технологическому укладу. Сборник статей ИМЭС. М. Деввед, 2013.

² Коротаев А. В., Божевольнов Ю. В. Некоторые общие тенденции экономического развития Мир-Системы // Прогноз и моделирование кризисов и мировой динамики / Отв. ред. А. А. Акаев, А. В. Коротаев, Г. Г. Малинецкий. М.: Издательство ЛКИ/URSS, 2010

более сбалансированной политики, обеспечивающей эффективность производства, о чем подробнее см. пункт 3.2.

Основная общественная функция электроэнергетики как базовой инфраструктурной отрасли России заключается в предоставлении комплекса услуг по энергоснабжению потребителей электрической и тепловой энергией.

Этот комплекс услуг включает: обеспечение текущего спроса на энергию поддержание надежности энергоснабжения и качественных параметров электроэнергии на нормативном уровне, готовность к покрытию перспективного спроса, поставку энергии по приемлемым для всех потребителей тарифам, соблюдение нормативных требований по охране окружающей среды, а также сопутствующие услуги по повышению эффективности использования энергии (технологические энергоаудиторские, консалтинговые и др.).

Длительность и капиталоемкость процесса строительства новых производственных электроэнергетических мощностей позволяет с большой долей вероятности утверждать, что основные инвестиции будут направляться на строительство объектов малой энергетики, которые характеризуются значительно меньшим размером необходимых капитальных вложений.

Помимо этого бизнес по использованию таких мощностей в силу меньшего масштаба объема производства обременен меньшим количеством предпринимательских рисков и является более маневренным в части адаптации к изменяющимся условиям рынка, нежели масштабное производство.

Поэтому в посткризисных условиях, когда экономика должна развиваться и потребление электроэнергии будет возрастать, несмотря на то, что по предварительным итогам 2013 года производство (а, соответственно, и потребление) электроэнергии в России сократилось на 1,6% до 1,052 трлн

кВтч¹, необходимо решать вопросы эффективного инновационного развития всего энергетического комплекса, причем особое внимание необходимо уделить партнерству государства и бизнеса, который эксплуатирует мощности, созданию инвестиционной привлекательности этой отрасли и механизмам повышения инновационной активности организаций, которые генерируют мощности и других (сетевых, сбытовых, сервисных и т.п.) организаций. При этом все это должно быть создано с учетом организации цивилизованного рынка продажи электроэнергии, который бы исключил спекулятивные операции и возможность манипулирования ценами, обеспечив при этом доступ на него всем желающим потребителям. Итоги осенне-зимнего (отопительного) периода 2012—2013 гг. показали, что энергопотребление в течение декабря-февраля превысило докризисный уровень, несмотря на снижение энергопотребления в ряде территориальных и отраслевых сегментов экономики, и в целом по стране по итогам 2013 г., вследствие снижения производственной активности ряда крупных потребителей, в том числе из-за ситуации на мировых рынках алюминия. Тем не менее, задача обеспечения ресурсов для будущего роста энергопотребления сохраняет свою актуальность с учетом амбициозных задач по восстановлению и росту экономики, поставленных руководством государства.

Выводы по главе 1

Центральными аналитическими проблемами возникновения конкурентного направления в электроэнергетике являются: варианты реструктуризации; формирование конкурентных рынков; создание структуры контрактов.

¹ В 2013 году Россия сократила производство электроэнергии. Ведомости, 12.2013. Режим электронного доступа:

В целом, переход от монопольного рынка, когда одна вертикально-интегрированная компания имеет монополию на производство и передачу электроэнергии, к конкурентному рынку, необходим. Он может осуществляться различными путями, более того, переход к конкуренции возможно осуществить сначала на оптовом рынке, а затем и на розничном. Таким образом, в каждой стране реализованы свои варианты реструктуризации, своя модель и специфика реформ. При этом основной целью реформ электроэнергетической отрасли любой страны возможно и достаточно считать всего одну - демонополизацию через развитие конкуренции в области генерации и сбыта электроэнергии, что позволяет повысить надежность и эффективность системы. Некоторые страны проводят реструктуризацию «эволюционным путем»: структура собственности действующих монополий (или одной монополии) не меняется, в то же время создаются стимулы для появления новых игроков в отрасли – частных генерирующих, сбытовых, распределительных компаний. Этот путь – медленный и оправдан в случае небольших стран, которые готовятся открыть национальный рынок для иностранной конкуренции, но не имеют возможности (в отличие от больших государств) создать несколько крупных компаний, способных конкурировать с сильными зарубежными соперниками. По этой причине ряд небольших государств (Ирландия, Греция, Бельгия, Эстония, Латвия) сохраняют наивысшую степень концентрации и монополизма в электроэнергетике.

В период трансформации необходима разработка новых принципов и механизмов системы управления в электроэнергетике, ориентированных на снижение цен и тарифов за счет оптимизации затрат путем повышения прозрачности бизнеса и повышения энергоэффективности. Спектр таких механизмов очень широк, и ниже обобщены автором только некоторые из них:

- создание системы регулярного прогнозирования развития отрасли на различные временные горизонты, задающей обоснованные целевые ориентиры и ограничения развития для компаний и ориентированной на упреждающее госрегулирование;
- расширение области применения механизма гарантирования инвестиций, обеспечивающего переход от конкуренции поставщиков на рынке к конкуренции инвесторов за проекты с высоким уровнем гарантий по доходам там, где это оправдано;
- поддержка инновационных проектов по освоению новой техники на электростанциях при вводе новых блоков;
- переход от импорта готового энергетического оборудования к импорту технологий (инновационная программа в энергомашиностроении), обеспечивающий снижение стоимости новых мощностей и формирование отечественной производственной базы энергомашиностроения;
- административная поддержка и сопровождение инвестиционных проектов, оптимизация процедур согласований, разрешений, экспертиз, направленных на снижение сроков подготовки инвестпроектов и связанных с этим издержек инвесторов;
- финансово-экономические стимулы приоритетных направлений инвестирования, через специальные тарифные надбавки, долгосрочные контракты на энергию и топливо, облегчение кредитной нагрузки и проч. для инвесторов, решившихся на вложения в проект с изначально непривлекательным соотношением доходность-риск в государственно важных проектах.

Результаты проводимых реформ в зарубежных странах пока не дали однозначной оценки экспертов: есть как положительные, так и отрицательные результаты, но в целом определенные преимущества организации конкурентного рынка отмечаются чаще. К числу позитивных моментов, прежде всего, следует отнести ощутимый рост эффективности функционирования электроэнергетики и имеющуюся тенденцию снижения

цен на электроэнергию (Австралия), повышение эффективности эксплуатации станций и использования топлива, увеличение иностранных инвестиций (Аргентина, США, Чили).

Развитие электроэнергетики России - длительный, многоэтапный процесс. В качестве трех основных его этапов следует выделить период с 1991 по 2000 гг. и с 2001 по 2008 гг., плавно перешедший в современный период (с 2011 г. по н.в.). Первый этап по характеру и изначальному замыслу был направлен на стабилизацию отрасли в условиях выхода республик из состава СССР, разрыва хозяйственных связей и начала приватизации. Второй этап предполагал коренное реформирование отрасли, отражая необходимость радикальных преобразований в электроэнергетике, вызванных как общеэкономическими проблемами России, так и внутриотраслевыми (падение объема производства, износ оборудования).

Основными декларируемыми задачами реформирования электроэнергетики в России, в конечном итоге следует считать:

- создание условий для обеспечения перспективного развития отрасли и снятия рисков дефицита энергоресурсов;
- создание конкурентных рынков электроэнергии во всех регионах России, в которых организация таких рынков технически возможна и экономически оправдана;
- создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;
- стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики;
- создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей по производству (генерации) и передаче электроэнергии;
- сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;

- демонополизация рынка топлива для тепловых электростанций;
- создание нормативной правовой базы реформирования отрасли, регулирующей ее функционирование в новых экономических условиях;
- реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике.

Даже после завершения второго этапа, в электроэнергетической отрасли РФ отсутствует единая вертикаль регулирования рынка энергоснабжения от федерального до муниципального уровня, зачастую функции регулирования на каждом из рассматриваемых уровней дублируются и противоречат друг другу. Особенно наглядно это можно видеть на примере системы тарифообразования, где региональные тарифные органы не имеют организационного подчинения Федеральной службе по тарифам, а являются структурным подразделением администрации субъекта РФ, что часто вызывает конфликт интересов этого федерального и региональных тарифных регуляторов. Степень изношенности основного оборудования ТЭС приводит к снижению энергетической эффективности: КПД ТЭС (в среднем, на угле и газе) в России составляет 36,6%, а в развитых странах — 39—41,5%, технические параметры пара российских ТЭС, включая давление (25МПа) и температуру (545—550С), уступают аналогичным показателям в мире —30—35 МПа и 600—650С. Отрасль также не является полностью свободной от монополий. Так, в отечественной практике на законодательном уровне закреплено понятие коммерческой инфраструктуры рынка, которая осуществляет организацию торговли на Оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и проведение расчетов. При этом организация, которая это осуществляет, определена государством директивно – ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии». Налицо монопольное положение данного агента как коммерческой инфраструктуры рынка. По мнению автора, целесообразно было бы проводить конкурс на выполнение этих функций и смену организации

коммерческой инфраструктуры каждые 3-5 лет. Это позволило бы обеспечить конкуренцию за вход на рынок, который сам по себе носит черты естественно-монопольного, и создать предпосылки для повышения эффективности функционирования коммерческой инфраструктуры, как по стоимости ее услуг, так и по качеству их оказания.

Исходя из приведенных данных, эффективность проведенных реформ в РФ можно поставить под сомнение, изначальные проблемы решены не полностью.

Поэтому в посткризисных условиях, когда экономика должна развиваться и потребление электроэнергии будет возрастать, несмотря на временно отрицательную динамику роста, необходимо решать вопросы эффективного инновационного развития всего энергетического комплекса. Причем особое внимание необходимо уделить партнерству государства и бизнеса, который эксплуатирует мощности, созданию инвестиционной привлекательности этой отрасли и механизмам повышения инновационной активности организаций, которые генерируют мощности и других (сетевых, сбытовых, сервисных и т.п.) организаций. При этом все это должно быть создано с учетом организации цивилизованного рынка продажи электроэнергии, который бы исключил спекулятивные операции и манипулирование ценами и обеспечил бы возможность доступа на рынок всем желающим потребителям.

ГЛАВА 2. ЗАРУБЕЖНАЯ И РОССИЙСКАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

2.1. Тенденции развития мировой электроэнергетики

Электроэнергетика – это инфраструктурная отрасль всей экономики, являющаяся основой роста большинства других отраслей национальных экономик, мирохозяйственное же ее значение трудно переоценить и можно сопоставить по значимости лишь с добычей первичных энергоресурсов, которая, однако, также невозможна без электрификации. Потребление

электроэнергии в мире растет опережающими темпами по сравнению с темпами роста потребления первичных энергоресурсов. При этом имеют место не только структурные, но и иные немаловажные по значимости сдвиги. В развитии мировой энергетики решающую роль сыграли несколько факторов: энергетический кризис начала 1970-х годов и сравнимый с ним по тяжести последствий финансово-экономический кризис 2007-2011 гг., а также нестабильность в основных регионах-поставщиках нефти.

Доля развивающихся стран в мировом электро- и энергопотреблении возрастает, что приводит к росту совокупного спроса и еще более усиливает ценовые ожидания на мировом рынке. Для ослабления этих последствий в экономически развитых странах были разработаны национальные энергетические программы, направленные на экономию энергии и снижение зависимости от импорта энергоносителей. Данные программы учитывают тот факт, что в результате роста цен на традиционные энергоносители, а также инновационного прорыва, альтернативные технологии производства энергии и тепла становятся все более и более конкурентоспособными и массовыми, тем самым повышая значение альтернативных источников энергии.

Международное энергетическое агентство (МЭА)¹ играет одну из ведущих ролей в области развития энергетики на глобальном уровне, в том числе в вопросах энергосбережения и повышения энергетической эффективности. В частности, после нефтяных кризисов 1970-х гг. страны, впоследствии вошедшие в состав Большой восьмерки, в соответствии с рекомендациями этой организации стали создавать условия для повышения энергоэффективности во всех сферах деятельности.

Начиная с 2000 г. наблюдается тенденция к повышению темпов сокращения удельного энергопотребления, вызванного в основном

¹ Международное энергетическое агентство (МЭА; [англ. International Energy Agency, IEA](#)) — автономный международный орган в рамках [Организации экономического сотрудничества и развития \(ОЭСР\)](#). Насчитывает 28 стран-участниц. Образовано в [1974 году](#) после [нефтяного кризиса 1973—1974 годов](#). Идея создания МЭА принадлежит [США](#), которые стремились создать новую

увеличением цен на энергоносители и особым вниманием мирового сообщества к изменениям климата. Большинство стран Большой восьмерки имеют хорошо продуманную национальную стратегию повышения энергоэффективности с четкими задачами и целями.

В целом, по данным Международного энергетического агентства с 1971 по 2011 год потребности мира в энергии выросли более чем в 3 раза¹, а на период до 2030 года ежегодный рост потребностей ожидается на уровне 1,7% в год. Среди всех энергоносителей, согласно представленным прогнозам, в мире возрастает потребление нефти и газа к 2030 г. (см. табл.1 далее). Исходя из приведенных в таблице данных, становится понятным, что лишь по одному из прогнозов (МЭА/ЕА-2010) ожидается небольшое падение потребления нефти. Фактически, если в 2010 г. на нефть в мировом энергобалансе приходилось 4,06 млрд т н.э., на газ – 2,6 млрд т н.э., то в 2030 г, в зависимости от сценария, эти показатели возрастут соответственно до 4,3-5,1 и 3,1-4,1 млрд т н.э.² Предполагается, что доля нефтегазового топлива в мировом энергобалансе будет находиться в пределах 42,7-57,8%. В 2010 г она составляла 54,3%.

Таблица 1

Прогноз мирового энергетического баланса в 2030 г.

Автор прогноза	МЭА-2010			МГС	Еххон	Shell		SECURE	ОПЕК	По факту 2010 (МЭА)
	СНП	СТП	450			БС	2011			
Первичные энергоресурсы, млрд т. нефт. экв. (мтнэ)	16	16,9	14,6	16,3	16	17,5	16,5	16,4	16,1	12,27
Уголь	4	4,9	2,7	4,8	3,4	5	4,4	4,8	4,6	3,32

международную организацию в противовес ОПЕК. МЭА является автономным органом в структуре Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР).

¹ Официальные данные МЭА за 2011 г. <http://www.worldenergyoutlook.org/2010.asp>

² Тонна нефтяного эквивалента - международные энергетические организации используют тонну нефтяного эквивалента как одну из общих учетных единиц, обладающую низшей теплотворной способностью 10 Гкал (41,9 Гдж). Т н.э. следует отличать от принятого в РФ понятия «условное топливо». У.т. - принятая при технико-экономических расчетах и регламентируемая в нормативах и стандартах единица, служащая для сопоставления тепловой ценности различных видов органического топлива. В отечественной, как и международной практике, принято, что теплотворная способность 1 кг условного топлива равна 7000 ккал/кг. В итоге: 1 у.т. = 0,7 т н.э. = 29,3 ГДж.

Нефть	4,6	4,8	4	5	5,1	4,3	4,6	4,8	4,9	4,06
Газ	3,6	3,7	3,1	3,7	4,1	3,2	3,4	3,7	3,9	2,6
Ядерная энергия	1,2	1	1,5	0,8	1,3	0,9	0,8	0,9	1	0,71
Возобновляемые источники (renewables)	2,8	2,4	3,3	1,9	2,1	4,2	3,3	2,3	1,7	1,59
Структура, %	100									
Уголь	24,9	29,1	18,6	29,7	20,3	28,6	26,9	28,9	28,5	27
Нефть	28,4	28,5	27,3	30,5	32,9	24,4	27,7	29,4	30,2	33,1
Газ	22,2	22	21,3	22,9	24,9	18,3	20,7	22,8	24,5	21,2
Ядерная энергия	7,4	6,1	10,3	5,1	8	4,9	4,9	5,2	6,4	5,8
Возобновляемые источники (renewables)	17,2	14,3	22,6	11,9	13,9	23,8	19,8	13,8	10,3	13

Прим: МЭА - Международное энергетическое агентство; МГС - Международный газовый союз; SECURE - Security of Energy Considering its Uncertainty, Risks, and Economic implications (проект Европейской комиссии). СНП = Сценарий новой политики; СТП = Сценарий текущей политики; БС = Базовый сценарий; 450 - сценарий 450, предполагающий ограничение выбросов CO₂ в атмосферу; ОПЕК - Organization of the Petroleum Exporting Countries.

Источник: Обобщенные данные Институт Энергетики и Финансов, 2011; МЭА 2010, МЭА 2011; Международный газовый союз, 2010; Shell, 2011; ExxonMobil, 2010; ОПЭК 2011; SECURE 2010.

Из приведенных данных становится понятным, что в целом по миру, доля расхода первичных энергоресурсов останется примерно на прежнем уровне, а их структура изменится – в основном увеличится использование возобновляемых источников для производства электроэнергии.

В промышленно развитых странах увеличится доля потребления природного газа и несколько уменьшится удельный вес атомной энергии. Можно критически воспринимать предложенные сценарии (оценки) и вносить в них свои коррективы, поскольку существует высокая неопределённость степени действия внутренних и внешних факторов, формирующих развитие мировой энергетики.

К ним, прежде всего, следует отнести взаимодействие политики и экономики, научно-технический прогресс и интенсивность НИОКР, динамику и уровень цен на энергоресурсы, возможность освоения нетрадиционных источников добычи нефти и газа и т.д. Каждый из этих факторов при различных сценариях развития ситуации, может существенным образом изменить правила игры на мировых рынках энергоносителей, внести важные коррективы в перспективы развития мировой энергетики, расширить зону неопределённости использования того или иного вида топлива. Неопределённость развития энергетического

рынка является причиной существенных рисков для участников нефтегазового сектора мировой экономики, но скорее это тенденция за пределами 2030 года.

Реформирование мирового и национальных рынков электроэнергетики органично связано с основными тенденциями развития энергетической отрасли. На период до 2020 г. среднегодовой темп прироста конечного потребления электроэнергии в мире прогнозируется уже на уровне 2,6%. В промышленно развитых странах этот показатель составит 1,7%, в развивающихся странах - 4,2%¹. В результате подавляющая часть прироста будет обеспечена развивающимися странами. Их доля в мировом энергопотреблении возрастет с 22 % в 2010 г. до 42% в 2020 г.²

Основными движущими силами этих процессов являются замедление роста спроса на электроэнергию в развитых странах, реформирование электроэнергетики в различных странах, снижение межстрановых барьеров для движения товаров, капиталов, рабочей силы.

Одной из наиболее характерных особенностей развития электроэнергетики становится дальнейшее развитие электроэнергетических систем и их межстрановая интеграция на фоне глобализации. В условиях усиления глобализации главной особенностью электроэнергетики станет дальнейшее развитие электроэнергетических систем и их межстрановая интеграция, как на евразийском пространстве, так и в Северной Америке. Одновременно усилится тенденция к автономизации электроснабжения в производстве конечных потребительских продуктов и услуг, а также в жилом секторе за счет широкого распространения автоматизированных компактных дизельных и газотурбинных установок средней и малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов, инновационных промышленных аккумуляторов большой емкости и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов и малых предприятий.

¹ Прогнозные данные МЭА на 2013 г. <http://www.worldenergyoutlook.org/2012.asp>

² Прогнозные данные МЭА на 2011 г. <http://www.worldenergyoutlook.org/2010.asp>

Электроэнергетика будет интегрироваться с основными потребителями электроэнергии, все более встраиваясь в единые технологические цепочки, сориентированные на производство конечного потребительского продукта. Как пример глобализации в электроэнергетике можно привести приватизацию сбытовых компаний в Великобритании, где 7 из 12 компаний¹ были приобретены американскими энергетическими компаниями, а еще одна (London Electricity) - компанией EdF (Франция). В целом, примеры международных сделок слияний и поглощений приведены ниже (см. Таблицу 2).

Таблица 2

Примеры международных сделок поглощений в электроэнергетике

Страна	Дата	Покупатель	Объект сделки	Стоимость сделки, млн. долл.
Аргентина	1997	National Grid (Великобритания)	Transener	234
Чили	2000	Hydro Quebec (Канада)	Transelec	1 076
Бразилия	1995	AES (США)/EdF (Франция)	Light	1 093
Бразилия	1998	Enron (США)	Elektro	1 056
Бразилия	2000	Pennsylvania Power & Light (США)	Cemar	293
Австралия	1995	Pacific Corp	Powercor	1 523
Австралия	1998	American Electric Power (США)	Citipower2	1 054

Источник: В.Ю. Синюгин. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>

Основные цели, которые преследуют компании, заключаются в увеличении прибыли, росте стоимости активов, снижении риска за счет диверсификации бизнеса и географически, и по видам услуг.

¹ В.Ю. Синюгин. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>

Запрещение на вертикальную интеграцию, введенное в Великобритании в начале реформирования, было ослаблено в дальнейшем, что позволило крупнейшим генерирующим компаниям Великобритании принять участие в приватизации распределительных сетевых компаний. Так компания Powergen приобрела электросетевую компанию East Midlands Electricity, а Scottish Power приобрела электросетевую компанию Manweb.

Значительные перемены произошли среди германских компаний. В результате объединения компании Veba (7-е место по мощности в Европе) и Viag (10-е место) была создана новая энергокомпания E.ON, которая заняла четвертое место в Европе по мощности, а слияние RWE и VWE укрепило третью позицию RWE в Европе. Процессы консолидации идут и в США, где ежегодно федеральный регулятор энергетического рынка утверждает 10-13 слияний между энергетическими компаниями.

Все вышеназванное благоприятствует, прежде всего, традиционным направлениям научно-технического прогресса, таким как: рост КПД традиционных энергетических объектов, увеличение пропускной способности электрических сетей, расширение диапазона используемых в энергетике температур и давлений, повышения автоматизации и точности управления энергетическими процессами для обеспечения надежности и оптимизации работы энергетических систем.

Развитие энергетических систем будет активно стимулировать также новые, прорывные направления НТП, связанные с совершенствованием технологий использования ядерной энергии, твердого топлива, нетрадиционных возобновляемых источников энергии с созданием качественно новой энергетики сверхпроводящих электрических сетей, энергонакопителей, водородной энергетики и топливных элементов, мембранных технологий переработки топлива и т.д.

В результате, наряду с развитием системной энергетики, будут развиваться новые направления НТП, ориентированные на индивидуализацию (автономизацию) энергоснабжения в производстве

конечных потребительских продуктов и услуг, что даст толчок шестому технологическому укладу¹. Этот процесс уже происходит, если обратить внимание на ввод генерирующих мощностей в ЕС (см. Приложение, Диаграмма 4).

Активизации роста распределенной автономной генерации в энергоснабжении потребителей способствует широкое распространение дизельных и газотурбинных установок средней и малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов и малых предприятий.

Тенденция к повышению автономности индивидуальных энергоустановок систематически усиливается и НТП идет именно в этом направлении. Во многих странах ведутся разработки топливных элементов для прямого преобразования химической энергии топлива (водорода и метана) в электроэнергию, а также разнообразных аккумуляторов электроэнергии, в том числе и с использованием эффекта сверхпроводимости. Уже созданы полностью автоматизированные компактные газотурбинные установки, работающие с использованием биомассы, полученной путем газификации отходов лесной промышленности и сельского хозяйства, обеспечивая потребности в энергии в быту и бизнесе.¹

Обобщая вышесказанное, можно кратко выделить следующие тенденции, проявляющиеся в либерализованной электроэнергетике зарубежных стран:

1. Распределенная автономная генерация – т.е. ориентация на автономные малозатратные установки, особенно альтернативные, парогазовые и газотурбинные, что происходит на фоне снижения доли ввода либо отказа от вводов капиталоемких гидравлических, атомных и угольных электростанций.

¹ Технологический уклад — один из терминов теории научно-технического прогресса. Означает совокупность сопряжённых производств, имеющих единый технический уровень и развивающихся синхронно. Смена доминирующих в экономике технологических укладов предопределяет неравномерный ход научно-технического прогресса.

2. Ускорение процессов формирования транснациональных энергетических компаний, главным образом американских и западноевропейских, которые расширяют свой бизнес в развивающихся странах и странах с переходной экономикой.

3. Ускоряющийся НТП, что способствует росту КПД и КИУМ на объектах генерации и ускоренному удешевлению объектов распределенной генерации, а, следовательно, их более широкому распространению.

4. Волатильность концепций реформирования. Они корректируются в ходе реформ, поэтому сам процесс реформирования электроэнергетики ни в одной из стран нельзя считать завершенным.

2.2. Особенности регулирования электроэнергетической отрасли в развитых зарубежных странах

Реформирование электроэнергетики, начавшееся с 90-х годов XX века и затронувшее многие развитые зарубежные страны, связано с реструктуризацией государственной монополии и переходом к рынку «единого закупщика» или к конкурентным рынкам. В ряде случаев введение конкурентного рынка привело к кризисным явлениям, сопровождавшимся ростом цен и образованием дефицита мощности. Опыт крупных системных аварий, имевших место в странах Северной Америки и Западной Европы, выявил недостатки нормативно-правового и нормативно-технического обеспечения надежности в условиях либерализованной электроэнергетики и показал необходимость создания действенных механизмов, направленных на обеспечение надежности рынков электроэнергии и мощности в конкурентных условиях.

¹ См., Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Институт энергетических исследований РАН, 2013 г. Режим электронного доступа: http://www.nisse.ru/business/article/article_2052.html.

Наиболее развитой считается структура наднационального управления электроэнергетическими рынками в рамках Евросоюза (ЕС), где основные функции регулирования вопросов развития рынка, тарифного, антимонопольного регулирования осуществляются структурными подразделениями Еврокомиссии¹. Регуляторно-нормативное обеспечение представлено иерархичной системой «Директивы - национальные законы - стандарты ЕС²». На рынке Центральной Западной Европы непосредственное регулирование и надзор осуществляется подразделениями Pentilateral Energy Forum (PLEF) – наднационального органа, созданного странами-участницами.

Рассматривая подробнее данную регуляторную систему, можно выделить ряд Директив³:

- В соответствии с Директивой 2009/72/ЕС (заменяла собой 2003/54/ЕС от 26.06.2003) для стран-участниц Евросоюза установлено обязательство по дерегулированию и либерализации электроэнергетики. Директива также предполагает последующее объединение локальных рынков электроэнергии в единый внутренний рынок ЕС. Данная директива, а также следующий по списку регламент входят в состав т.н. «Третьего энергопакета»⁴ ;
- Регламент о доступе к электроэнергетическим сетям № 714/2009⁵ ;
- «Электромагнитная совместимость» (Директива 2004/108/ЕС);
- «Низковольтное оборудование» (Директива 2006/95/ЕС) и др.

В качестве стандартов для подтверждения соответствия требованиям Директив ЕС применяются гармонизированные стандарты (стандарты EN)

¹ Развитие электросетей в Европе: состояние и перспективы. Эффективное антикризисное управление. 2013 г. Режим электронного доступа: http://www.e-c-m.ru/magazine/61/eau_61_23.htm

² Согласно материалам круглого стола Анализ зарубежного опыта технического регулирования в электроэнергетике и вопросы развития системы стандартизации для продвижения инновационной политики в электроэнергетике. Научно-технической коллегии НИП «НТС ЕЭС» Москва, 5 июля 2012 г.

³ Обобщение аналитических данных НИП «Совет рынка», 2013 г. Режим доступа: <http://www.npr-sr.ru/norem/information/foreignelectricity/#1>

⁴ Directive 2009/72/EC of the European parliament and of the council of 13 July 2009. Режим электронного доступа: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>

⁵ Regulation № 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions of access to the networks for crossborder exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) № 1228/2003. Режим электронного доступа <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>

трех Европейских комитетов по стандартизации, являющихся уполномоченными органами по технической стандартизации в ЕС¹:

- Европейский комитет по стандартизации (товаров и услуг) - CEN;
- Европейский комитет по стандартизации в области электротехники и электроники - CENELEC;
- Европейский комитет по стандартизации в области телекоммуникаций - ETSI.

Комитеты по стандартизации отвечают за единообразное применение в европейских странах международных стандартов ISO и МЕС. Налажено тесное сотрудничество международных организаций по стандартизации, например: стандарты для электротехнической продукции разрабатываются в CEN, а CENELEC ратифицирует стандарты для применения в ЕС. Аналогичная схема действует в отношении разработки и внедрения стандартов ISO и МЕС².

Стандарты по электротехнической продукции, системам автоматизации, процессам обмена данными, качеству электрической энергии и пр. используются в электроэнергетике зарубежных стран совместно с нормативно-техническими документами общесистемного характера. В странах Западной Европы такие документы носят названия Системных (сетевых) кодексов и содержат обязательные требования к функционированию и планированию развития рынков электроэнергии и мощности.

По структуре и охвату задач кодексы европейских стран схожи и, несмотря на отличия в технических требованиях, развиваются в сторону унификации в связи с ростом интеграционных процессов на европейском континенте.

В 2004-2006 гг. 24 страны континентальной Европы в ответ на системные аварии, имевшие место в 2003 году, приняли единый

¹ Обобщение аналитических данных НП «Совет рынка», 2013 г. Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/norem/information/foreignelectricity/#1>

² Развитие электросетей в Европе: состояние и перспективы. Эффективное антикризисное управление. 2013 г. Режим электронного доступа: http://www.e-c-m.ru/magazine/61/eau_61_23.htm

Эксплуатационный кодекс, устанавливающий общие правила управления рынком электроэнергии и мощности при межсистемных обменах мощностью в энергообъединении UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), в том числе по регулированию частоты, режимной надежности, действию в аварийных условиях и т.д.¹. В 2010 г. Эксплуатационный кодекс UCTE был частично пересмотрен и получил статус правил региональной группы Европейской сети операторов электропередачи и диспетчерского управления ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), которая объединяет 42 оператора из 34 стран².

Дальнейшая интеграция системных операторов на европейском уровне в объединении ENTSO-E позволила приступить к разработке общеевропейского сетевого кодекса. Первый документ в составе этого кодекса — Требования к присоединению источников электроэнергии к сети. Он был разработан и представлен на утверждение Регулятору - в Европейское агентство по кооперации энергетических регуляторов (ACER, The Agency for the Cooperation of Energy Regulators,) в июне 2012 г.³.

Директивой Еврокомиссии создается Группа европейских регуляторов электроэнергетики и газовой отрасли ERGEG (The European Regulators Group for Electricity and Gas) в качестве консультационного механизма для поощрения сотрудничества и координации национальных регулирующих органов⁴.

Интересно решена проблема фрагментации - недостаточной гармонизации правил функционирования национальных рынков электроэнергии в европейском союзе. Она решается за счет усиления

¹ Аюев Б.И. В едином ритме с Европой. Оперативное управление в электроэнергетике. подготовка персонала и поддержание его квалификации №4/2007

² Согласно официальным данным European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E),Режим доступа: <http://entsoe.eu/>.

³ Там же.

⁴ Развитие электросетей в Европе: состояние и перспективы. Эффективное антикризисное управление. 2013 г. Режим электронного доступа: http://www.e-c-m.ru/magazine/61/eau_61_23.htm

сотрудничества между национальными регуляторами и системными операторами передающих сетей.

Усиление сотрудничества достигается за счет плотного взаимодействия Агентства по сотрудничеству энергетических регуляторов (ACER) и Европейского объединения операторов электропередающих сетей и диспетчерского управления (ENTSO-E), обеспечивающее оптимальное управление электрическими передающими сетями и условия для трансграничной торговли электроэнергией в ЕС (см. Рис. 1 ниже).

В целом, исходя из имеющейся на 2013 г. информации, ACER дополняет на уровне Евросоюза решение регулятивных задач, выполняемых органами регулирования на национальном уровне посредством:

- Предоставления схемы сотрудничества для национальных регуляторов.
- Регулятивного надзора за сотрудничеством между операторами транспортной системы.
- Выполнение общей консультативной роли.

Рисунок 1.

Взаимодействие регуляторов энергетики ЕС



Цели Европейского объединения операторов электропередающих сетей и диспетчерского управления (ENTSO-E):

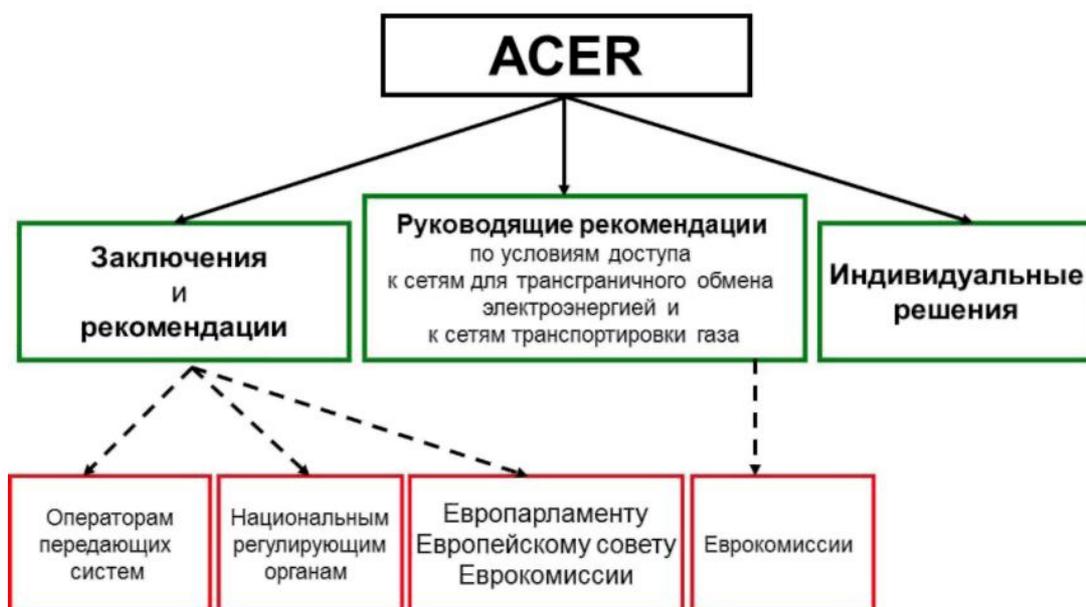
- обеспечение безопасности поставок электроэнергии,
 - содействие интеграции европейских рынков электроэнергии,
- стимулирование отраслевых НИОКР.

Основные задачи:

- разработка и внедрение сетевых кодексов в электроэнергетике (в т.ч. по вопросам доступа к трансграничным электросетям),
- координация работы сети с помощью общих инструментов,
- разработка 10-летнего плана развития электроэнергетических сетей ЕС;
- принятие:
 - а. общих инструментов для работы сетей в обычных и чрезвычайных условиях;
 - б. рекомендаций по координации технического сотрудничества между операторами систем транспортировки ЕС и третьих стран.

Рисунок 2.

Отношения Агентства по взаимодействию регуляторов
энергетики (ACER) с основными действующими лицами
регуляторной системы ЕС



Источник: обобщено автором согласно официальным данным ACER, 2013 г.

На объединенном рынке электроэнергии скандинавских стран в целях координации деятельности национальных операторов - Операторов Передающей Системы (Transmission System Operator – TSO) образован координирующий межгосударственный орган Nordel. Операторы передающей системы всех стран приняли единые Правила эксплуатации Национальной сети, а в перспективе предполагается создание единой Службы балансирования и выработка общих для всех принципов ценообразования. Анализ мировой практики создания наднациональных органов регулирования и управления общим электроэнергетическим рынком показывает отсутствие единого подхода к степени интеграции регулирующих функций на уровне национальных органов или создания специальных наднациональных структур.

США. Федеративное устройство США определяет двухуровневую систему регулирования: на уровне государства и на уровне отдельных штатов¹.

В отличие от многих европейских стран с «мягким» индикативным государственным регулированием для США характерна система жестко регламентированного энергетического контроля, в которой органы

¹ Обобщение аналитических данных НП «Совет рынка», 2013 г. Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/norem/information/foreignelectricity/#1>.

федерального и регионального уровней непосредственно взаимодействуют с энергокомпаниями практически на всех этапах планирования их деятельности, регулируют тарифы, а также допустимые размеры их прибыли. При этом региональные власти (власти штатов) могут самостоятельно выбирать различные модели преобразований в электроэнергетике, а Федеральные органы уполномочены только определять общие принципы и основные направления преобразований.

Указанное является главной особенностью процессов реструктуризации электроэнергетического комплекса США, отличающей их от других стран: федеральные органы уполномочены определять только общие принципы и основные направления преобразований, а органы штатов имеют право выбора той или иной схемы реформирования и могут определять собственную структуру электроэнергетической отрасли штата. Различие в подходах к реформированию электроэнергетики, выбранных моделях, инструментах регулирования и др. способствовало тому факту, что некоторые штаты США являются наиболее удачными примерами реформирования — рынки РМЖ¹, Нью-Йорка, Новой Англии, а Калифорния — самый неудачный до настоящего времени пример реформирования. В штатах, которые не реформировали электроэнергетическую отрасль (31 из 50), сохранилась модель локальной монополии, в соответствии с которой энергокомпании имеют закрепленные за ними зоны обслуживания, в пределах которых в условиях государственного регулирования электроэнергетической отрасли они являются монополистами, то есть занимаются одновременно производством, передачей, распределением и сбытом электроэнергии. Основную долю рынка электроэнергии США занимают частные энергокомпании. Несмотря на то, что их число составляет только 8% от общей численности всех энергокомпаний, по производству электроэнергии и по объему ее продажи конечным потребителям они в 3 раза превосходят все остальные энергокомпании,

вместе взятые. Регулирование энергокомпаний осуществляется региональными органами исполнительной власти. Территориальная мозаичность организации электроэнергетики США стала следствием монополистических тенденций начала XX века. Результатом развития отрасли как совокупности локальных монополий стали слабые межрегиональные электрические связи. В США так и не сформировалась единая энергосистема (в смежных континентальных штатах США² существуют 3 энергосистемы), несмотря на то, что и сейчас американские специалисты признают ее преимущество перед существующим состоянием отрасли.

Модель локальной монополии в меньшей степени, чем единой государственной монополии, испытывала положительные эффекты развития в рамках ВИК. Во-первых, слабые межсистемные связи обуславливали низкую надежность энергосистемы, во-вторых, в условиях региональных энергосистем не в полной мере реализовывался эффект масштаба. Поэтому в странах, электроэнергетика которых организована по типу локальной монополии, целью перехода к рыночным отношениям была интеграция рынков и увеличение перетоков между региональными энергосистемами. В случае же с реформированием единой государственной монополии неизбежно происходит дезинтеграция системы и потеря преимуществ, которыми локальная монополия не обладала. Иными словами, при переходе от локальной монополии к объединенному рынку эффект масштаба усиливается, тогда как в случае с реформированием единой государственной компании происходит его потеря. Поэтому либерализация там, где изначально отрасль представляла собой локальную монополию, в большинстве случаев более эффективна в сравнении с теми случаями, где существовала единая государственная вертикально интегрированная компания.

¹ PJM (Pennsylvania, Maryland, New-Jersey) — название независимого системного оператора и соответствующего оптового рынка электроэнергии в штатах Пенсильвания, Мэриленд и Нью-Джерси.

² Все штаты без учета Аляски и Гавайских островов.

Реформа электроэнергетики в США длится уже почти 35 лет, и, при этом, достигнут ряд положительных результатов: во многом именно частные инвесторы обеспечили тот колоссальный приток капитала в отрасль, который позволил ввести гигаватты новых генерирующих мощностей на газе. В то же время не был предугадан столь радикальный рост цен на газ, который последовал позднее и послужил причиной банкротства и серьезных экономических трудностей у крупных энергетических компаний. Главная цель реформы – использование частной инициативы в целях снижения издержек, а в конечном итоге – снижения цен на электроэнергию, - достигнута не была.

Систему регулирующих органов в электроэнергетике США составляют¹: Министерство энергетики, Федеральная комиссия по регулированию энергетики, Комиссия по атомному регулированию США, Комиссии штатов по коммунальному обслуживанию.

Система нормативно-технического обеспечения торговли продукцией и услугами в США соответствует требованиям ВТО, и подтвержденный факт соответствия продукции (услуги) техническому стандарту организации, аккредитованной Американским национальным институтом стандартизации (ANSI), признается на национальном уровне. При этом, в отличие от европейских стран, в США приветствуется конкуренция между различными разработчиками стандартов.

Основными принципами стандартизации являются, с одной стороны, гласность обязательных норм (устанавливаются государственными органами власти) и, с другой стороны, обновление стандартов вслед за совершенствованием технологий и материалов (осуществляется бизнес-сообществом).

Национальный институт стандартов и технологий (National Institute of Standards and Technology - NIST) США является государственной организацией (агентство при Министерстве торговли США),

координирующей работу по стандартизации и оценке соответствия на федеральном уровне². Институт ANSI является национальным органом по стандартизации (член ISO и МЕС) и осуществляет функции по аккредитации и координации неправительственных организаций по стандартизации. В перечень аккредитованных ANSI организаций входят:

- Институт инженеров по электротехнике и электронике (IEEE);
- Североамериканская корпорация по надежности в электроэнергетике (NERC);
- Национальная электротехническая ассоциация (NEMA);
- Американское общество машиностроителей (ASME);
- Американское общество гражданского строительства (ASCE);
- Американское общество по испытаниям материалов (ASTM) и др.

Система нормативно-технического обеспечения США предоставляет ряду федеральных ведомств и комиссий право устанавливать обязательные стандарты в своей области. Такими правами в электроэнергетической отрасли обладает Федеральная энергетическая комиссия (Federal Energy Regulatory Commission - FERC)¹.

На FERC возложена роль Регулятора в энергетике США, который функционирует под эгидой Министерства энергетики, регулируя сферу транспортировки и торговли электроэнергией, газом и нефтью. В 1996 году FERC издала приказ № 888, регламентирующий правила недискриминационного доступа к линиям электропередач. Введение обязательных стандартов в электроэнергетике, утверждаемых FERC, явилось ответом на системную аварию 2003 г. в США, которая засвидетельствовала недопустимость применения принципов добровольного исполнения для требований системного значения.

Закон об энергетической политике (Energy Policy Act), возлагает на FERC ответственность за обеспечение надежности высоковольтной

¹ Семенов В.Г. Энергосбережение в США (часть № 1)// Информационный бюллетень «ЭНЕРГОСОВЕТ» -2013 - № 4 (11)-URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=31

² Официальные данные National Institute of Standards and Technology. Режим электронного доступа: <http://www.nist.gov>

электрической сети, наделяя её полномочиями по установлению обязательных стандартов надежности и принуждению к их исполнению. Интересно, что ее решения могут пересматриваться только в федеральных судах и не могут пересматриваться ни Президентом, ни Конгрессом США.

С целью организации деятельности по контролю за надежностью энергосистем в Северной Америке действует саморегулируемая организация Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation – NERC)². Организация была создана в 1968 г. как Совет по надежности, а в 2006 г. она получила статус специализированной организации по контролю за исполнением обязательных стандартов надежности и мониторингу надежности рынка электроэнергии и мощности. Хотя NERC не является правительственной структурой, однако ее деятельность контролируется FERC.

Стандарты надежности NERC являются обязательными правилами планирования и управления энергосистем, соблюдение которых обеспечивает надежность рынка электроэнергии и мощности. Стандарты NERC детально определяют объективно измеряемые требования, оговаривают роли и границы ответственности, методы взаимодействия субъектов в понятном и логически связанном виде. Стандарты распространяются на объекты электроэнергетики напряжением 100 кВ и выше.

В настоящее время утвержден и действует свод из более 130 стандартов надежности NERC, которые сгруппированы по 14 направлениям, таким как: Балансирование генерации и потребления, Проектирование установок, присоединение, обслуживание, Моделирование, информация, методы расчета, Планирование системы электропередачи и др.

¹Официальные данные Federal Energy Regulatory Commission. Режим электронного доступа: <http://www.ferc.gov/about/about.asp>

² Официальные данные North American Electric Reliability Corporation. Режим электронного доступа: <http://www.nerc.com/Pages/default.aspx>

свод стандартов надежности NERC по сути аналогичен европейским системным кодексам.

Обобщая имеющиеся данные, мы можем прийти к выводу, что на развитых рынках электроэнергии и мощности, в том числе, и на межгосударственных, в рамках ЕС приоритет отдается координации работы национальных регулирующих органов – в таком случае нет необходимости создания единых органов регулирования и оперативно-диспетчерского управления, в том числе и наднациональных. Одновременно, сама система регулирования содержит не менее двух органов. Они различаются по содержанию возложенных на них функций и осуществляемых полномочий и потому как бы уравнивают друг друга; финансирование основного регулирующего органа осуществляется либо из бюджета, за счет сборов с субъектов регулирования, либо за счет тех и других средств одновременно; в проанализированных рынках законодательно устанавливаются принцип независимости основного регулирующего органа при принятии им решений и подчиненности только нормам закона; при этом признается только один способ воздействия регулирующего органа на субъектов регулирования - принятие обязательного для исполнения решения, хотя сама процедура принятия решения в разных странах может быть разной.

2.3. Реформирование отечественных рынков электроэнергии и мощности с позиции международной теории и практики

Обозначенные в пункте 2.1. настоящего исследования международные тенденции на рынке электроэнергии и мощности закономерно повлияли на выбор пути, методов и механизмов реформирования электроэнергетики России. Российская экономика и электроэнергетика пережила перестройку, а вместе с перестройкой усложнилась система национальных и международных отношений, увеличилась конкуренция на мировых рынках. На фоне этого судьбоносного события, в мировой экономике происходили значительные трансформации в связи с углублением процессов глобализации. Основные коренные отличия глобальной информационной рыночной экономики современного периода следующие¹:

- Изменяются принципы управления. Они динамически развиваются, идя в ногу с инновационными технологиями, которые применяются в процессе управления и производства. Происходит размывание грани между классическим пониманием рабочего класса и интеллигенции. И первостепенное значение начинает играть интеллект человека, его способность создавать технологии и внедрять их в производство для устойчивого инновационного развития.

- В результате различных спекулятивных, рекламных действий происходит изменение стоимости материальных активов. Дело в том, что в результате роста потребления промышленных товаров предприятия получают большую степень доходности, следовательно, происходит рост капитализации компаний, но реального вложения денежных средств в обновление материально-технической базы или человеческие ресурсы не наблюдается.

¹ Конкурентоспособность: теория, методология, практика. Экономические исследования / Под ред. Заслуженного деятеля науки РФ, д.э.н., профессора Л.С. Блячмана и д.э.н., профессора А.Л.Абишева. — Алматы, Экономика, 2008. - 640 с

- Изменилась база экономики, в которой больше стали цениться не материальные, сколько нематериальные активы, которые не всегда возможно точно оценить. Конкурентоспособность национальной и региональной экономики, фирмы и работника определяется их умением развивать и использовать общественные производительные силы. Они не могут находиться в индивидуальной собственности и не имеют адекватной стоимостной оценки. Таким образом, современный капитал становится все более фиктивным, отражающим не реальную стоимость, как традиционно материальные активы, а их секьюритизацию, другими словами, оценку будущих доходов, проведенную экспертами, заинтересованными в максимизации этих показателей.

- Изменяется природа рынков. Они становятся безграничными по сути. Усилия государств (ограничения, запреты и барьеры) по протекционизму и защите рынков оказываются тщетными ввиду сильных лобби и различных технико-экономических сговоров западных стран. В результате рынки оказываются фактически монополизированы небольшим числом крупных транснациональных компаний.

Трансформация политического и экономического уклада страны после распада Советского Союза естественным образом распространила воздействие и на отдельные отрасли, в частности, на электроэнергетическую. Осознанное стремление, с одной стороны, отказаться от существовавшего ранее опыта хозяйствования, а с другой - желание интегрироваться в притягательный капиталистический мир, скопировав опыт западных стран, закономерно вылились в выбор курса на безусловное разгосударствление экономики в целом и объектов электроэнергетической отрасли, в частности, что предопределило слом имевшейся структуры.

В целом, изучив опыт зарубежного реформирования электроэнергетической системы, по результатам пункта 1.2. настоящего исследования, можно найти общее сходство отечественных реформ с

аналогичными реформами в США, и ЕС (в частности, с реформами в Англии, Норвегии, Швеции и Германии). В качестве наиболее общей, знаковой тенденции следует отметить стремление к максимальной либерализации.

Это подтверждается как программными заявлениями ОАО РАО «ЕЭС России», сделанными во время реформирования отрасли, так и государственными нормативно-правовыми актами.

Интересен факт, что после распада СССР, для реформирования в отрасли электроэнергетики России отсутствовали объективные критические проблемы отраслевого характера – они рассматривались лишь в перспективе, и реформирование было обусловлено преимущественно желанием либерализации и копирования зарубежного опыта. Последовавшие уже после начала преобразований проблемы дали основание говорить о необходимости проведения дальнейшего коренного реформирования отрасли.

Необходимо отметить, что в значительной мере в качестве образца при реформировании отечественной электроэнергетической системы на первом этапе использовался опыт стран Западной Европы и, в первую очередь - Великобритании¹.

Одновременно, хотелось бы подчеркнуть, что прямое заимствование опыта в начале рыночных преобразований в России на первом этапе реформирования рынка электроэнергии и мощности иметь место не могло.

Это связано с тем, что страны ЕС к тому времени еще не успели выработать четкой системы методов и механизмов реализации преобразований, т.к. сами только лишь начинали реформу. Таким образом, фактически отсутствовал накопленный практический опыт формирования либеральных моделей функционирования рынков электроэнергии и мощности, который бы напрямую встраивался в процессы реформирования российской электроэнергетической системы.

¹ Раппопорт А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики. - М.: Экономика, 2005.

В результате можно сделать вывод о том, что основным источником, заменившим практический опыт реформ, выступили лишь формально декларируемые цели и инструменты преобразований рынков электроэнергии и мощности стран западноевропейского региона, первым из которых выступала ускоренная приватизация.

В ходе либерализации электроэнергетики в РФ была допущена, с нашей точки зрения, методологическая ошибка: приватизация была проведена без достаточного теоретического обоснования, а в результате образовался дисбаланс интересов собственников, снизилась их ответственность за рост эффективности производства. Работники предприятий как непосредственные участники процесса производства, могли лишь опосредованно влиять на жизнь их предприятий, а юридические собственники зачастую не имели никакого отношения к проблемам реального производства. В результате не было обеспечено эффективное управление отраслью.

Здесь необходимо выделить сходство итогов проведенных реформ уже с фактическим итогом реформирования электроэнергетической системы в Великобритании. Там, точно так же, как и в России, через некоторое время после начала реформ государство вынужденно было вмешаться в реформу отрасли, изменив подходы к реформированию¹.

Основываясь на вышесказанном, можно сделать вывод, что в ситуации, когда пропагандируемая доктрина свободного рынка и либерализации экономики показала неспособность разрешить созданные проблемы самостоятельно, государство оказалось единственным участником процесса хозяйствования, готовым взять на себя не только полномочия, но и ответственность в кризисной ситуации.

Таким образом, это свидетельствует о теоретическом и практическом недостатке государственного регулирования в развитии

¹ В.Ю. Синюгин. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>

электроэнергетической системы России в указанный период и подтверждает уместность сдержанного госрегулирования в рыночной экономике. Как в России, так и в Англии, Норвегии, государству приходилось и приходится вмешиваться в вопрос ценообразования на рынке. Как и в некоторых странах Западной Европы, России с течением времени пришлось пересматривать избранный курс реформ в сторону сохранения государственного присутствия.

Переходя ко второму этапу реформирования электроэнергетической системы России, следует сделать вывод о его неоднозначности. В сравнении с результатами первого этапа, а также показателями стран Западной Европы за аналогичный период, наблюдается явный прогресс, но нужно помнить не столько об успехах и росте, сколько о восстановлении после серьезного кризиса первого этапа реформирования. По некоторым же показателям, в частности, по старению оборудования, росту цен и т.п. можно отметить и негативные тенденции, серьезно усугубляющие проблемы отрасли, что будет нами подробно проанализировано далее.

Значительная часть успеха реформирования на втором этапе обеспечена государственной поддержкой отрасли: регулирование тарифов, государственные инвестиции, формирование нормативно-правовой базы с учетом пожеланий и мнения представителей отрасли.

Таким образом, если брать второй этап реформ в РФ, то следует подчеркнуть существенное влияние именно практического опыта реформирования электроэнергетической системы в зарубежных странах. В России нашла отражение тенденция создания общего оптового рынка по аналогии с опытом стран Западной Европы («NORDEL» - в скандинавском субрегионе, «ENTSO-E» — в масштабах европейского региона). NORDEL — энергообъединение стран Северной Европы - Финляндии, Швеции, Норвегии и Восточной Дании (континентальная часть Дании работает в составе UCTE). Через вставку постоянного тока в Выборге NORDEL осуществляет параллельную (но не синхронную) работу с Единой

энергетической системой России. Также существует несинхронная связь NORDEL с энергосистемой Исландии¹.

В июле 2009 года работа объединений ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE и UKTSOA была полностью интегрирована в ENTSO-E - Европейскую сеть системных операторов в электроэнергетике.

Эта тенденция была воплощена на практике правительствами Республики Беларусь и РФ о создании Общих энергетических сетей (подписано 22 ноября 1999 года), далее - с 15 июня 2000 года восстановлена параллельная работа ЕЭС Казахстана с ЕЭС России, и с сентября 2000 года впервые осуществлено объединение на параллельную работу энергосистем Кыргызстана, Таджикистана, Туркменистана и Узбекистана, входящих в ЦАЭО с национальной энергосистемой Казахстана.

Таким образом, договор позволил к 2001 году сформировать фактически Объединенную ЭнергоСистему государств – участников СНГ, в составе которой начали параллельно работать энергосистемы республик (за исключением энергосистемы Армении). Второе принципиально важное соглашение было подписано в 2001 г. Документ «Соглашение о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы» («БРЭЛЛ»), установил общие принципы организации совместной работы электрического кольца, образованного сетями этих стран² (см. Приложение, Рисунок 8). Этим соглашением, по сути, была воссоздана единая энергосистема Северо-Запада бывшего СССР. Третье - Концепция формирования общего рынка электрической энергии и мощности государств – членов Таможенного союза и Единого экономического пространства³ в целях дальнейшего углубления интеграционных процессов в сфере электроэнергетики и формирования общего рынка электрической

¹ Необходимо помнить, что в 1993 году на основе энергетического рынка Норвегии была учреждена первая в мире биржа, предназначенная для торговли электроэнергией, - Nord Pool.

² Соглашение о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) 07 февраля 2001 года

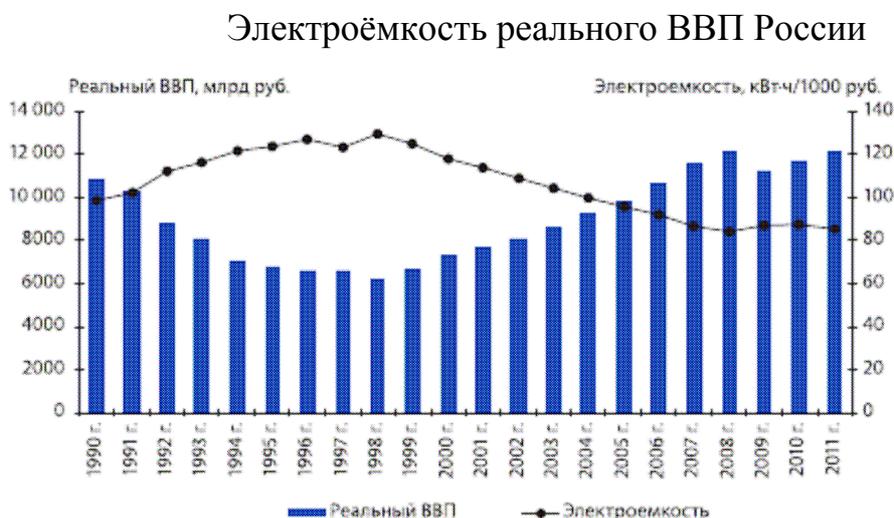
³ Решение Коллегии Евразийской экономической комиссии № 261 от 4 декабря 2012 года «О формировании общего рынка электрической энергии и мощности государств - членов Таможенного союза и Единого экономического пространства». Предвестником решения была Концепция формирования общего электроэнергетического рынка СНГ от 25 января 2000 года (была подписана соглашение 12 государствами СНГ о транзите электрической энергии и мощности государств – участников СНГ).

энергии и мощности государств – членов Таможенного союза и Единого экономического пространства (см. Приложение, Рис. 9 и 10).

В период после завершения второго этапа реформ произошло усугубление накопившихся в отрасли проблем в связи с возникновением глобального финансово-экономического кризиса. В России и по настоящее время остаются нерешенными ряд задач, заявленных как цели реформ: ограничен свободный доступ потребителя к выбору поставщика, конкурентное ценообразование внедрено еще не повсеместно, энергобезопасность (надежность поставки, наличие резервов, отсутствие предпосылок к развитию монопольной ситуации на рынках различной иерархии).

В ней нарастали кризисные явления, которые стали представлять реальную угрозу экономической безопасности страны: падение объемов производства топлива и энергии, нарастающие темпы старения основных фондов (увеличение коэффициентов износа основных средств), обвальный рост взаимных неплатежей; низкие темпы технического перевооружения отрасли, снижение числа применяемых инновационных технологий и, как следствие, рост энергоемкости ВВП, что является отражением слабой последовательности в реализации энергосберегающей политики государства (см. График 2).

График 2



Источник: Росстат, 2013 г.

Как видно из представленного графика, показатель электроёмкости достаточно стабилен с 2008 г. по 2011 включительно, не смотря на многочисленные постановления и Указы о энергоэффективности, в то время, как зарубежные страны были последовательны в политике энергосбережения.

Возникновение вышеперечисленных проблем в некоторой степени обусловлено краткосрочным характером инвестиционных вложений. Инвесторы оказались заинтересованными лишь в быстрых деньгах и нацелены на краткосрочную перспективу развития. Крупные капиталовложения в развитие инновационных технологий, которые могут окупиться лишь в средне- и долгосрочной перспективе, оказались им не интересны. Стимулы к инвестициям резко ослабевают при длительных сроках окупаемости, характерных как раз для электроэнергетики. Помимо этого, характерной особенностью России является нестабильность законодательства. В связи с этим объективно отсутствует гарантия того, что потенциальные инвесторы будут стремиться вкладывать деньги в условиях нестабильности на длительный срок.

Исходя из текущих результатов анализа, российской электроэнергетике на перспективу свойственны схожие тенденции, что и для мировой, а именно: сохранение состава используемых для производства электроэнергии первичных энергоресурсов при небольшом изменении их структуры, дальнейшая интеграция с энергосистемами стран СНГ и Западной Европы, усиление процессов автономизации энергоснабжения. Все вышеизложенное говорит о необходимости дальнейшего совершенствования существующих инструментов и механизмов государственного управления в электроэнергетической отрасли, что будет способствовать созданию инновационных, энергосберегающих технологий, их внедрению в электроэнергетике, а также поиску альтернативных источников энергии.

В настоящее время энергетическая отрасль является ключом к развитию всей экономики страны, особенно в условиях ее перехода на инновационный путь развития, необходимо выстроить строгую систему регулирования со стороны государства этой отрасли, а со стороны крупных энергокорпораций — механизмов управления по многоаспектной модернизации.

Выводы по главе 2

Автором были выявлены следующие тенденции, проявляющиеся в либерализованной электроэнергетике зарубежных стран:

- Распределенная автономная генерация – т.е. ориентация на автономные малозатратные установки, особенно альтернативные, парогазовые и газотурбинные, что происходит на фоне снижения доли ввода либо отказа от вводов капиталоемких гидравлических, атомных и угольных электростанций.
- Ускорение процессов формирования транснациональных энергетических компаний, главным образом американских и западноевропейских, которые расширяют свой бизнес в развивающихся странах и странах с переходной экономикой.
- Ускоряющийся НТП, что способствует росту КПД и КИУМ на объектах генерации и ускоренному удешевлению объектов распределенной генерации, что способствует их большему распространению.
- Сохранение состава используемых для производства электроэнергии первичных энергоресурсов при небольшом изменении их структуры.

- Волатильность концепций реформирования. Они корректируются в ходе реформ, поэтому сам процесс реформирования электроэнергетики ни в одной из стран нельзя считать завершенным.

Установлено, что на развитых рынках электроэнергии и мощности, в том числе, и на межгосударственных в рамках ЕС, приоритет отдается координации работы национальных регулирующих органов – в таком случае нет необходимости создания единых органов регулирования и оперативно-диспетчерского управления, в том числе и наднациональных. Сама система регулирования рынка в развитых странах содержит не менее двух органов. Они в разных странах различаются по содержанию возложенных на них функций и осуществляемых полномочий, уравнивающих друг друга. Причем, в отличие от России, финансирование основного регулирующего органа осуществляется либо из бюджета, либо за счет сборов с субъектов регулирования, либо за счет тех и других средств одновременно. В проанализированных рынках законодательно устанавливается принцип независимости основного регулирующего органа при принятии им решений и подчиненности только нормам закона. При этом признается только один способ воздействия регулирующего органа на субъектов регулирования - принятие обязательного для исполнения решения, хотя сама процедура принятия решения в разных странах может быть разной.

Формат первого этапа реформы рынка электроэнергии и мощности в России был направлен не столько на решение декларируемых проблем, обозначенных нами в Главе 1 исследования, сколько на желание перенять иностранный опыт реформирования на основе ускоренной приватизации. Он производился исходя из формально декларируемых целей и инструментов преобразований рынков электроэнергии и мощности развитых стран, первым из которых выступала ускоренная приватизация. Таким образом, полная приватизация была проведена без достаточного

теоретико-практического обоснования, адекватных регуляторов создано не было. В результате образовался дисбаланс интересов собственников, снизилась их ответственность за эффективность.

В свою очередь, значительная часть успеха реформирования на втором этапе была обеспечена именно государственной поддержкой отрасли: регулирование тарифов, государственные инвестиции, формирование нормативно-правовой базы с учетом пожеланий и на основе мнения представителей отрасли. При этом существенное влияние на ход второго этапа реформ оказал именно практический опыт реформирования электроэнергетической системы в западных странах. Интересно, что происходящие интеграционные процессы в энергетической отрасли были изначально продиктованы стремлением перенять Западноевропейский опыт, а уже во вторую очередь – желанием воссоздания единых энергетических рынков.

В целом установлено, что российской электроэнергетике на перспективу свойственны схожие тенденции, что и для мировой, а именно: сохранение состава используемых для производства электроэнергии первичных энергоресурсов при небольшом изменении их структуры (необходимо помнить тот факт, что сложившаяся структура генерации электроэнергии не соответствует мировым тенденциям, так как в источниках первичных энергоресурсов гипертрофирована доля природного газа, а доля АЭС, угля и альтернативных источников на сегодня занижена), ускорение дальнейшей интеграции с региональными энергосистемами (стран СНГ), усиление процессов автономизации энергоснабжения.

ГЛАВА 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В РОССИИ

3.1. Повышение эффективности либерализованных рынков электроэнергии и мощности

Основываясь на зарубежном опыте применения различных инструментов политики повышения энергоэффективности и энергосбережения, их результативности и способности мобилизовать источники финансирования, предлагается реализовать в России широкий комплекс мер по повышению энергоэффективности в разных секторах экономики для ускорения внедрения нового энергоэффективного оборудования и обеспечения дополнительной экономии в рамках комплексной программы повышения энергетической эффективности и энергосбережения.

В международной практике уже существуют общепринятые правила¹ повышения энергоэффективности в электроэнергетике, определяющие стимулы предоставления экономических мер по энергосбережению для потребителей конечной энергии, а именно:

1. Формирование нормативной базы, позволяющей оторвать доходы и прибыль энергетических компаний от объема продаж энергоносителей и позволяющей на равной основе в инвестиционном плане компании конкурировать покупке неэффективной мощности у потребителей (со снижением потребления последним) с наращиванием генерации.
2. Определение энергоснабжающим компаниям систематически растущих заданий по повышению энергоэффективности. Может быть создан рынок таких обязательств, а затраты должны покрываться из тарифов и доходов от продаж «белых сертификатов»

¹ Лозина Л.А. Роль государства в реализации программы энергоэффективности. // Экономика и менеджмент инновационных технологий. – Апрель, 2012 [Электронный ресурс]. Режим электронного доступа: <http://ekonomika.snauka.ru/2012/04/715>

Обязательства должны корреспондировать с добровольным или обязательным ограничением на выбросы CO². Также необходима, с нашей точки зрения, разработка политики, мотивирующей энергоснабжающие компании заниматься повышением энергоэффективности на объектах потребителей для сохранения рыночной ниши.

Развитые страны на формирование нормативной базы в сфере повышения энергоэффективности потратили не одно десятилетие. Россия попробовала «сжать время» и сделать ту же работу за несколько лет. На таком пути неизбежны издержки, в отношении как полноты нормативной базы, так и качества. Часть из них порождена недостаточной квалификацией разработчиков нормативных актов, часть – спешностью их принятия и отсутствием обсуждения в профессиональной среде.

Система реализации государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности представлена на схеме 1 ниже.

Схема 1

Реализация государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности



Источник: Авторское обобщение законодательной базы и правоприменительной практики

Согласно данным в схеме, в Российской Федерации реализуются:

- Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о

внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Федеральный закон № 261-ФЗ);

- иные законодательные и принятые в их исполнение подзаконные акты. В настоящее время больше 70 нормативно-правовых актов регулируют отношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и оформляют механизмы реализации требований Федерального закона № 261-ФЗ и Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

- Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.

- соответствующие региональные, муниципальные и корпоративные программы.

Федеральный закон № 261-ФЗ определяет необходимость установки приборов учёта, если это требуется для конкретного вида потребителей энергии. Требует, чтобы энергоснабжающие организации и организации, оказывающие коммунальные услуги, реализовывали меры по энергоэффективности в многоквартирных домах, и предлагали потребителям кредиты на 5 лет для установки приборов учёта. Также он устанавливает требование обязательных энергетических обследований для организаций, оказывающих коммунальные услуги в области деятельности, связанной с регулируемыми тарифами, а также иных производителей и поставщиков энергии. Требует от энергоснабжающих организаций и организаций, оказывающих коммунальные услуги, разработки программы энергосбережения и повышения энергоэффективности. Вводит (вместе с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении») дополнительные элементы метода формирования тарифов RAB с учетом реализации мероприятий по повышению энергоэффективности, чтобы

оторвать доходы и прибыль энергоснабжающих организаций от объема продаж энергоносителей.

Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» устанавливает требования для каждого регулируемого вида энергоснабжения и коммунальных услуг по разработке и осуществлению планов энергоэффективности.

Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 01.09.2010 г. № 221-э/8 «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии, с применением метода доходности инвестированного капитала и о внесении изменений и дополнений в Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденные приказом Федеральной службы по тарифам от 26 июня 2008 г. № 231-э», определяют методологию использования ценового метода RAB и расчёта за экономию воды и энергии в тарифном регулировании. Задания энергоснабжающим организациям по повышению энергоэффективности у потребителей отсутствуют. Схемы, подобные «белым сертификатам», отсутствуют. Другой опыт развитых стран с применением гибких инструментов не используется.

Значимым документом также следует считать распоряжение Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Этот документ устанавливает выделение средств из федерального бюджета на

поддержку деятельности по повышению энергоэффективности в рамках государственной программы по энергосбережению.

Еще одним значимым базовым документом следует считать постановление Правительства РФ от 5 сентября 2011 г. № 746 «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на реализацию региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности», которое определило порядок, на основании которого составляется рейтинг регионов и определяются объемы софинансирования.

В данном постановлении утверждены правила предоставления субсидий на реализацию региональных программ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. Для получения средств высший исполнительный орган государственной власти прошедшего отбор региона должен заключить соглашение с Минэнерго России. Соглашение заключается при наличии программы и ассигнований регионального бюджета на ее реализацию. Также должен быть определен региональный орган, уполномоченный взаимодействовать с Министерством. Субсидия может предоставляться как на реализацию всех мероприятий программы, так и на некоторые из них на основании заявки региона. Уровень софинансирования расходного обязательства должен составлять от 5 до 95%.

Разработчики Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», запланировали поэтапное финансирование: I этап (2011 - 2015 годы) - 35 млрд. рублей, II этап (2016 - 2020 годы) - 35 млрд. рублей; средства бюджетов субъектов Российской Федерации в размере 625 млрд. рублей, в том числе: I этап (2011 - 2015 годы) - 208 млрд. рублей, II этап (2016 - 2020 годы) - 417 млрд. рублей; средства внебюджетных источников в размере

8837 млрд. рублей¹. Эти средства пошли на поддержку реализации региональных программ энергоэффективности и на финансирование некоторых направлений деятельности федерального правительства в процессе реализации данной программы.

Главная задача расходования этих средств федерального бюджета – стимулировать через софинансирование:

- реализацию региональных программ повышения энергоэффективности и энергосбережения – 5271 млн. руб. в 2011 г.² (первый проект положения о субсидировании региональных программ был подготовлен ЦЭНЭФ в конце 2010 г.);
- реализацию долгосрочных соглашений в энергоемких видах деятельности – государственные гарантии по кредитам – 10 млрд. руб. в 2011 г.;
- информационную поддержку процесса через создание ГИС – 680 млн. руб. в 2011 г.;
- образовательную деятельность – 255 млн. руб. в 2011 г.;
- НИОКР, связанные с реализацией программы, – 250 млн. руб.;
- формирование бережливой модели поведения населения – 500 млн. руб.

В итоге с учетом процедур подготовки заявок и их рассмотрения деньги были направлены в регионы не ранее ноября 2011 г. С нашей точки зрения очевидно, что в столь краткие сроки до конца финансового года надлежащее целевое освоение данные средств оказалось крайне затруднительным для регионов. В результате, лишь в 2012 г. средства субсидий регионам были использованы более эффективно.

Безусловно, приведенные нормативные акты страдают многочисленными пробелами, часть из которых была нами указана. На основе обобщения зарубежного опыта, в целях дальнейшего

¹ Распоряжение Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»

² здесь и далее цифры согласно Приложению № 11 Программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»

совершенствования практики повышения энергоэффективности в электроэнергетике предлагаем следующий комплекс мер:

- Внедрить обязательные к заключению между энергетическими компаниями и Минэнерго России целевые соглашения по:
 - снижению удельных расходов на выработку электроэнергии;
 - снижению доли потерь в электрических сетях.
- Обеспечение надлежащего государственного стимулирования модернизации систем энергоснабжения изолированных районов и внедрение там, где это технологически возможно альтернативных источников энергии.
- Экономическое стимулирование когенерации.
- Введение торговли квотами на выбросы парниковых газов.
- Совершенствование экологических налогов и налогов на выработку энергии на неэкологичных источниках.
- Внедрение схемы стандарта энергоэффективных обязательств – «белые сертификаты».
- Развитие фондов энергосбережения.
- Более активное внедрение и совершенствование регулирования энергосервисных контрактов, в первую очередь для государственного сектора экономики.
- Введение новых стандартов энергоэффективности для типового генерирующего и электросетевого оборудования и ограничения на оборот неэффективных образцов такого оборудования¹.
- Внедрение субсидирования кредитной ставки по кредитам по типу «Зеленая энергия».
- Сопоставление параметров энергоэффективности («бенч-маркинг») для электростанций, электросетевых предприятий и потребителей, способных сократить свою нагрузку, с точки зрения

¹ Об этом говорится в частности в перечне поручений по итогам Обращения Президента к Федеральному Собранию на сайте kremlin.ru, но мы уточняем критерии энергоэффективности, см. далее по тексту.

конкуренции их при решении вопроса о создании новых мощностей.

Рассмотрим предлагаемый комплекс мер подробнее.

Целевые соглашения по снижению удельных расходов на выработку электроэнергии. Правительство РФ может заключить долгосрочные целевые соглашения (ДЦС) по минимальному уровню КПД новых электростанций со всеми ОГК и ТГК. Условия этих ДЦС должны быть внесены в инвестиционные соглашения.

Вопрос – в определении этого минимального уровня КПД в сравнимых режимах. Нами было замечено, что ни в одной из Программ, рассматриваемых ниже, не разъясняется, в каком режиме необходимо достигать данные уровни КПД (конденсационном или теплофикационном). При теплофикации всегда КПД выше, т.к. одновременно производится и тепловая энергия.

Так, в разработанной группой институтов¹ под руководством ЭНИН им. Г.М. Кржижановского программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года» предлагается довести КПД новых и модернизированных угольных ТЭС до 38%, а КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) до 50%². В Госпрограмме (утвержденной годом ранее) «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.», определено, что КПД новых и модернизированных угольных ТЭС должен быть не менее 43%, а КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) – не менее 55%³. В этом пункте в ходе исследования нами выявлена весьма интересная тенденция, заключающаяся в занижении научным сообществом целевых показателей в конкурирующих государственных и научных Программах (здесь предполагается допущение, что предполагались

¹ Разработка Программы выполнена ОАО «ЭНИН» в качестве головной организации совместно с ведущими организациями отрасли и Российской академии наук (РАН), а именно: филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Институт Теплоэлектропроект», ОАО «ВТИ», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «ВНИПИЭнергопром», ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, РИЦ «Курчатовский институт», ОАО «НИИПП».

² Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года, стр. 8. Режим доступа: http://www.nts-ees.ru/files/Collegia/protokols/25_02_11.pdf

³ Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р

одинаковые режимы работы генерирующего оборудования и Программы можно сравнивать, так как в них непосредственно не указано, какие режимы – теплофикационный или конденсационный цикл – были приняты за основу определения КПД).

Это занижение индикаторов тем более странно, что для станций на газе, введенных еще в 2011 г., в теплофикационном режиме (и, согласно приводимым данным, даже в конденсационном, который, как уже упоминалось ранее, заведомо ниже) был превышен заявленный в Программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года» КПД не только в 2020 г., а уже в 2011 г. – в первый год ее разработки, через год после утверждения государственной Программы. Объяснением этому факту отчасти может служить лишь традиционное завышение показателей в госпрограммах, позволяющее задать более высокие ориентиры и при реализации иметь целью максимального повышения результативности программ, даже если они являются изначально сверхоптимистичными, и традиционно консервативный взгляд научного сообщества, уравнивающий первый подход. Данные приводятся ниже.

Всего введено генерирующих объектов на газе, в 2011 г.¹. 1327 МВт, из них:

Южная ТЭЦ-22 ОАО «ТГК-1» - 450 МВт²

В апреле 2011 года инжиниринговая компания ОАО «ВО «Технопромэкспорт» успешно ввела в эксплуатацию новый четвертый энергоблок ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22, который работает с КПД 50,8% в конденсационном режиме и 87,02% в теплофикационном.

ТЭЦ-26 ОАО «Мосэнерго» - 420 МВт³

¹ Согласно официальным данным доклада Минэнерго за 2012 г. «Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2011 год, прогноз на 2012 год». Режим электронного доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/d6f/d6fb1b2ad5fa7be6db40215f7bc3e5b6.pdf>

² Согласно данным инжиниринговой компании ОАО «ВО «Технопромэкспорт». Режим электронного доступа: <http://www.tpe.ru/pages/press/present/ТЕС%20Yuzhnaya%20Preview.pdf>

³ Согласно официальным данным доклада Минэнерго за 2012 г. «Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2011 год, прогноз на 2012 год». Режим электронного доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/d6f/d6fb1b2ad5fa7be6db40215f7bc3e5b6.pdf>

ПГУ-420 - парогазовый энергоблок с газовой турбиной четвертого поколения, отличающийся высокой эффективностью и экономичностью. По техническим характеристикам ПГУ-420 ТЭЦ-26 — самый современный и эффективный энергоблок в России. Имеет КПД в конденсационном режиме 59% (теплофикационный – не упоминается).

Тюменская ТЭЦ-1 ОАО «Фортум» -231 МВт¹.

В январе 2011 г. на Тюменской ТЭЦ-1 ОАО «Фортум» ввело в эксплуатацию энергоблок № 2, построенный на базе установки парогазового цикла. В составе энергоблока применена газотурбинная установка V64.3A мощностью 64,7 МВт производства компании Ansaldo Energia (поставщик — ОАО Силовые машины), а также паровая турбина Т-130. КПД нового энергоблока в теплофикационном режиме составляет 63%, а конденсационный не упоминается.

Челябинская ТЭЦ-3 ОАО «Фортум» -226 МВт².

В июне 2011 г. на Челябинской ТЭЦ-3 ОАО «Фортум» завершило строительство нового энергоблока № 3 мощностью 226 МВт. Ввод ПГУ в эксплуатацию существенно улучшит экономические показатели ТЭЦ по использованию топлива и до минимума снизит ее воздействие на окружающую среду. Основное оборудование энергоблока состоит из газовой турбины ГТЭ-160 мощностью 160 МВт ОАО Ленинградский металлический завод, паровой турбины мощностью 60 МВт ОАО Калужский турбинный завод, котла- утилизатора ОАО «ЗИО-Подольск». Парогазовый блок, работающий в теплофикационном режиме, имеет КПД 77,4%, а конденсационный не упоминается.

Долгосрочные целевые соглашения по снижению доли потерь в электрических сетях. Требования к снижению доли потерь электроэнергии в электрических сетях также должны стать предметом инвестиционных

¹Здесь и далее – информация компании-инвестора Фортум. Режим электронного доступа: <http://www.fortum.ru/company/investment/tymen-tps/>

² Здесь и далее – информация компании-инвестора Фортум. Режим электронного доступа: <http://www.fortum.ru/company/investment/chel-cps/>

программ электросетевых компаний. В программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года» предлагается обеспечить снижение потерь в электрических сетях ЕНЭС с 4,6 до 3,5%, а в распределительных сетях – с 8,9 до 6,5%. Задания по снижению потерь в электрических сетях определены также и в Госпрограмме «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г».

Правительство РФ и администрации регионов могут заключить ДЦС по снижению доли потерь в сетях с основными сетевыми компаниями. Эти задания должны стать основой программ по повышению энергетической эффективности, которые обязаны иметь организации с регулируемыми видами деятельности, и должны содержать: целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации программы; содержание технической политики организации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности; мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их реализации. Долю потерь электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации можно сократить до 7-8%. Основным источником финансирования мер в рамках таких соглашений должны стать экономия от снижения объема потерь и отчасти стимулирующая тарифная составляющая.

Программа модернизации систем энергоснабжения изолированных районов. В районах с завозом топлива необходимо: во-первых, ввести более жесткие требования, чем в целом по стране, к эффективности систем освещения и бытового оборудования; во-вторых, обеспечить поддержку развития и использования возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, геотермальной) для выработки электроэнергии. При очень высоких ценах на электроэнергию в зонах децентрализованного

электроснабжения альтернативные источники энергии могут являться экономически эффективными.

Правительство РФ должно разработать программу модернизации систем энергоснабжения изолированных районов и их интеграции с возобновляемыми источниками энергии с целью формирования устойчивого, экономически и экологически эффективного и надежного энергоснабжения. Источниками финансирования такой программы должны стать средства бюджета, средства региональных бюджетов, средства генерирующих компаний и систем энергоснабжения изолированных районов (тарифы).

Политика стимулирования когенерации. В России в процессе реформирования электроэнергетики не была решена судьба ТЭЦ как единого источника по производству электроэнергии и тепла. Постепенно доля когенерации в балансе выработки электроэнергии падает, а в балансе выработки тепла растет довольно медленно. До 2015 г. нужно провести исследования возможных эффектов следующих мер политики повышения доли ТЭЦ: введение требования первоочередной загрузки ТЭЦ, функционирующих в теплофикационном режиме; введение сезонного тарифа на тепло от ТЭЦ. В зависимости от результатов этого анализа следует выбрать инструменты, которые способствуют развитию когенерации, и начать их применять с 2016 г.

Торговля квотами на выбросы парниковых газов (ПГ). Уже несколько лет предлагается использовать этот механизм в России. Однако возможное его влияние именно на повышение энергоэффективности электроэнергетики России изучено еще слабо. Поэтому нужно провести исследования возможных эффектов торговли квотами на выбросы в зависимости от сценариев применения этого инструмента, включая разные условия охвата источников выбросов, жесткости и способа определения квот на выбросы, наличия взаимодействия с зарубежными рынками квот, способов осуществления торговли, наличия льгот участникам схемы

торговли и др. В зависимости от результатов этого анализа следует принять решение о целесообразности использования этого инструмента, а при положительном решении – о схеме его запуска.

Экологические налоги и налоги на энергию. Необходимо оценить возможность и целесообразность введения налогов на вредные выбросы, налога на энергию или налога на углерод с использованием полученных от введения такого налога средств в качестве финансовой основы организации деятельности правительства по повышению энергетической и экологической эффективности, в т.ч. за счет формирования фонда энергосбережения, как это рекомендует ЕС для своих членов. Правительство располагает арсеналом схем налогообложения для стимулирования повышения энергоэффективности в электроэнергетике, например, налог на покупку топлива, штрафы за выбросы сверх допустимых значений или налог на CO₂. Экономическая эффективность мер по снижению удельных расходов топлива существенно повышается при введении налога на топливо или на вырабатываемый при производстве энергии углерод. При установлении налога только на CO₂ и только для электростанций доход от него может превысить 100 млрд. руб. в 2020 г. Фискальные меры, такие как налоги на углерод, экологические налоги и налоговые стимулы, широко используются в ЕС: 49 таких мер реализуются в 21 стране ЕС¹. Эффективность этих схем зависит от значимости субсидий или величины налогов. В большинстве стран ЕС доля экологических налогов составляет от 6 до 10% налоговых поступлений. На долю налогов на энергию приходится около 75% поступлений от всех экологических налогов. Важно провести исследования возможных эффектов от введения налогов на топливо, энергию или на CO₂, включая: определение предмета налогообложения, налоговой базы и ставки налога; схемы введения налога и возможности снижения других налогов для частичной или полной компенсации роста налоговой нагрузки; схемы использования доходов от

поступления налогов; предоставление льгот по уплате налогов для энергоэффективных установок и стимулирование повышения энергоэффективности за счет этого налогового инструмента. Например, в США снижено налогообложение для владельцев ТЭЦ с КПД не ниже 60%². В зависимости от результатов этого анализа следует принять решение о целесообразности введения налогов на вредные выбросы, или налога на энергию, или налога на углерод, одновременно, необходимо учесть, что реализация этого предложения повлечет рост цен на энергию за счет включения этих налогов в себестоимость и далее в цену. С учетом принятых Правительством РФ решений о нулевом росте цены на электроэнергию в 2014 и далее темпами не выше фактической инфляции не менее чем на 2 года эта мера видится практически реализуемой скорее в среднесрочной перспективе.

Выполнение части производственных и инвестиционных программ за счет покупки неэффективной энергии и мощности у потребителей, способных и имеющих намерение снизить объем потребления (схема стандарта энергоэффективных обязательств – «белые сертификаты»). Правительство РФ может, как и в ряде стран ЕС, запустить механизмы, позволяющие энергоснабжающим компаниям (электроснабжающим, теплоснабжающим, газоснабжающим и водоснабжающим) выполнять часть их инвестиционных и производственных программ за счет покупки неэффективной мощности и энергии у потребителей³. Расходы на реализацию мер по повышению энергоэффективности у потребителей должны включаться в инвестированный капитал, а при формировании тарифа на него может назначаться повышенная норма доходности.

Для того чтобы запустить эту схему, нужно определить:

¹ Опыт стран Европы и Азии в энергосбережении. Обзор по материалам СМИ // Информационный бюллетень «ЭНЕРГОСОВЕТ» - 2012 - № 5 (10) –URL: http://www.energosovet.ru/bul_stat.php?idd=62

² Семенов В.Г. Энергосбережение в США (часть № 2) // Информационный бюллетень «ЭНЕРГОСОВЕТ» -2013 - № 6 (11)–URL: http://www.energosovet.ru/bul_stat.php?idd=71

³ Башмаков И.А., Башмаков В. Сравнение мер российской политики повышения энергоэффективности с мерами, принятыми в развитых странах (2012) - <http://www.cenef.ru/file/comparison.pdf>

- объекты программы – типы электро-, тепло-, газо- и водоснабжающих компаний, для которых будут определены стандарты энергоэффективных обязательств;
- условия, при которых электро-, тепло-, газо- и водоснабжающим компаниям будут задаваться обязательства по повышению энергоэффективности;
- минимальный уровень обязательств по повышению энергоэффективности (не менее 1% в год на начальной стадии с возможным последующим повышением до 3-5% к 2020 г.);
- форма определения стандартов энергоэффективных обязательств;
- перечень потребителей, у которых могут быть реализованы меры по повышению энергоэффективности;
- перечень стандартных мер и проектов по повышению энергоэффективности (системы освещения, электродвигатели, холодильное оборудование, замена старых газовых котлов, теплоизоляция и т.п.) у потребителей, которые могут идти в зачет обязательств по повышению энергоэффективности¹;
- правила оценки и верификации экономии энергии и мощности и условия выдачи сертификатов, удостоверяющих достижение определенного снижения энергопотребления («белых сертификатов»);
- орган, имеющий право выдачи «белых сертификатов» и создающий систему их регистрации, мониторинга и верификации;
- возможность торговли «белыми сертификатами» и правила оборота «белых сертификатов» между энергоснабжающими компаниями;
- сроки действия «белых сертификатов»;

¹ Во Франции этот список включает 90 типовых мер.

- налоговые льготы и субсидии для участников схемы «белые сертификаты»;
- штрафные санкции за невыполнение обязательств по повышению энергоэффективности;
- возможность запуска альтернативных схем при отказе от запуска схемы «белые сертификаты», например, формирование региональных фондов энергосбережения за счет отчисления от тарифов доли, равной минимальному уровню обязательств по повышению энергоэффективности, но с управлением этим фондом региональными центрами энергоэффективности или другими структурами, уполномоченными органами власти субъектов РФ;
- возможности и правила применения механизма оплаты займа на реализацию мер по повышению энергоэффективности из счета за энергию потребителей.

«Белые сертификаты» (или «энергосберегающие сертификаты», «энергосберегающие кредиты») являются документами, выдаваемыми уполномоченными государственными органами, удостоверяющими достижение определенного объема экономии энергии и мощности¹. Каждый сертификат является документом строгой отчетности, подтверждающим право собственности на определенное количество экономии энергии и гарантирующим, что выгода от данной экономии не была получена где-либо еще. Сертификаты могут быть получены за реализацию проектов (самостоятельно энергоснабжающими компаниями или с помощью энергосервисных компаний), в результате которых достигнута заданная экономия энергии или мощности. Схема «белых сертификатов» основана на

¹ США еще в 1992 г. стали первой страной, поставившей задачи по повышению энергоэффективности у потребителей перед электро- и газораспределительными компаниями. Там же были разработаны и апробированы механизмы торговли вредными выбросами. Эта практика продолжается и по сей день. Штаты Коннектикут, Пенсильвания и Невада требуют, чтобы регулируемые энергосистемы покрывали определенную долю своей потребности в энергии за счет повышения энергоэффективности. Энергосистемы должны выполнять свои обязательства либо путем снижения энергопотребления у своих клиентов, либо приобретая энергосберегающие сертификаты на стороне. Их примеру последовала сначала Великобритания (в 2002 г.), где были сформулированы задания по повышению энергоэффективности перед электро- и газораспределительными компаниями с числом клиентов более 15 тыс., а затем (в 2005 г.) и Италия для компаний с числом клиентов более 50 тыс. Объем экономии энергии, верифицированный итальянским регулятором, на 90% превысил целевые задания. В 2006 г. подобную систему ввела Франция. Директива ЕС 2012/27/EU по энергоэффективности, которая вступила в силу 4 декабря 2012 г., рекомендует внедрение схемы «белые сертификаты» в ближайшем будущем в странах ЕС.

аналогичных схемах, таких как схема торговли выбросами Европейского Союза и схема «зеленых сертификатов», и все шире применяется во многих странах. Возможность торговли «белыми сертификатами» позволяет минимизировать затраты на выполнение обязательств. Энергоснабжающим компаниям в США предоставляются налоговые освобождения на расходы на повышение энергоэффективности у потребителей, понесенные в рамках программ управления спросом.

Фонды энергосбережения. Региональные фонды энергосбережения – широко применяемый финансовый инструмент во многих странах. Более того, в конце 90-х – начале 2000-х годов они существовали во многих регионах РФ (не менее 14)¹, в основном, за счет отчисления 1% от тарифа на электро- и теплоэнергию. В случае отказа каких-либо регионов или энергоснабжающих компаний от запуска схемы стандарта энергоэффективных обязательств «белые сертификаты» в них должны формироваться региональные фонды энергосбережения с размером отчисления от тарифа, равным уровню стандарта энергоэффективных обязательств. Оператором этого фонда может быть региональный центр энергоэффективности или любая другая уполномоченная региональными органами власти структура. Фонд должен финансировать проекты преимущественно на возмездной основе, на основе принципа револьверного фонда. Необходимо подготовить типовое положение о фонде, а в случае его организационного оформления как отдельной структуры – также типовой устав.

Энергосервис. Необходимо разработать схемы налогового стимулирования работы энергосервисных компаний в сфере строительства и эксплуатации, а именно в сфере оценки фактических и дальнейшего снижения по установленному сторонами договора графику затрат на потребление энергии путем установки энергоэффективного оборудования и получения экономии, которая идет на оплату услуг лица, оказывающего

энергосервисные услуги и установленного оборудования. Возможен также перевод на аутсорсинг отдельных систем на электростанциях: насосов, систем сжатого воздуха, освещения и др., а также отладка механизмов привлечения сравнительно краткосрочных финансовых ресурсов на реализацию проектов по модернизации этих систем. Для реализации таких схем, в первую очередь, могут привлекаться банки с государственным участием (институты развития) и последующим распространением этих банковских продуктов по всей банковской системе.

Стандарты энергоэффективности для типового генерирующего и электросетевого оборудования и ограничения на оборот неэффективных образцов такого оборудования. Основной инструмент для повышения эффективности массово применяемого на генерирующих и сетевых объектах оборудования – создание системы массовой реализации высокоэффективных типовых технических решений путем запрета на использование определенного вида оборудования с низкими параметрами энергоэффективности и введение стандартов энергоэффективности для типового оборудования. Например, в Германии в 1983 г. были введены и в 2009 г. пересмотрены минимальные требования к энергоэффективности электростанций тепловой мощностью свыше 50 МВт. В Латвии в 2010 г. введены минимальные требования по энергоэффективности элементов систем централизованного теплоснабжения.

Кредиты «Зеленая энергия». Важно разработать стандартизированные банковские технологии финансирования проектов по повышению эффективности использования энергии и использованию альтернативных источников энергии в электроэнергетике. Возможна схема, когда при выполнении определенных «зеленых» условий для реализации проекта предоставляется беспроцентный кредит, а проценты по нему погашаются за счет гранта от правительства.

Для запуска этого механизма необходимо:

¹ Глисин Ф.Ф., Ильин А.С., Прохоров В.В. Точки роста энергоэффективности и энергосбережения в России [Электронный ресурс].

- определить критерии «зеленых» проектов в сфере производства и передачи электроэнергии;
- определить перечень банков с государственным участием, в которых будет запущена данная программа;
- определить перечень проектов и типов оборудования, соответствующих этим критериям;
- определить процедуры предоставления и оформления беспроцентных кредитов и способов и условий выплаты процентов по этим кредитам;
- определить оператора этой программы, систему ее мониторинга и ведения отчетности;
- выделить в бюджете средства на оплату процентов по этим кредитам.

Система сопоставления параметров энергоэффективности («бенчмаркинга») для электростанций и электросетевых предприятий. Министерство энергетики РФ в сотрудничестве со специально отобранными консультационными компаниями или в рамках ГИС «Энергоэффективность» должно создать систему сопоставления параметров энергоэффективности («бенчмаркинга») для электростанций по их основным группам. Система должна работать в обязательном режиме с указанием названия станции и компании-владельца и формироваться на основе данных формы статистической отчетности «6-ТП». Необходимо в ее рамках иметь блок сопоставления с параметрами лучших зарубежных практик в области энергоэффективности. Необходимо также разработать руководство по внедрению стандартов энергоменеджмента на предприятиях электроэнергетики. Это позволит интегрировать повышение энергоэффективности в существующие структуры управления предприятиями. Стандарты энергоменеджмента устанавливаются в

соответствии с положениями ISO 50001 и обеспечивают формат для интеграции управления энергетическими издержками предприятий.

3.2. Совершенствование государственного регулирования отрасли

Проанализировав результаты реформирования электроэнергетики зарубежных стран, а также основные актуальные проблемы трансформации этой отрасли в России, на основе изученного опыта необходимо предложить ряд рекомендаций. Прежде всего, необходимо отметить, что для разрешения выявленных проблем отрасли подход должен носить комплексный характер.

Необходимо еще раз подытожить, что реформирование электроэнергетики, официально завершившееся в 2008 году с окончательной реорганизацией и прекращением функционирования ОАО РАО «ЕЭС России», в реальности сегодня вступает в новую фазу. Развитие электроэнергетики России - длительный, многоэтапный процесс. В качестве основных его этапов, как отмечалось, следует выделить период с 1991 по 2000 гг., и с 2001 по 2008 гг., плавно перешедший с 2011 г. в современный этап.

Одновременно, перманентно происходящий периодический пересмотр итогов реформирования, анализ результатов, осознание ошибок и их исправление – нормальная мировая практика, особенно когда встают вопросы роста стоимости электроэнергии для потребителей промышленности и частного сектора.

Основная причина пересмотра моделей рынка заключается в том, что электрическая энергия является практически полностью однородным и стандартизованным продуктом. Именно поэтому наиболее чувствительными для конечного потребителя являются проблема абсолютного уровня фактических цен на энергию и проблема их постоянного существенного роста, что в целом сказывается на росте затрат

в России, и, в итоге, снижает конкурентоспособность производства (см. График 4).

График 4

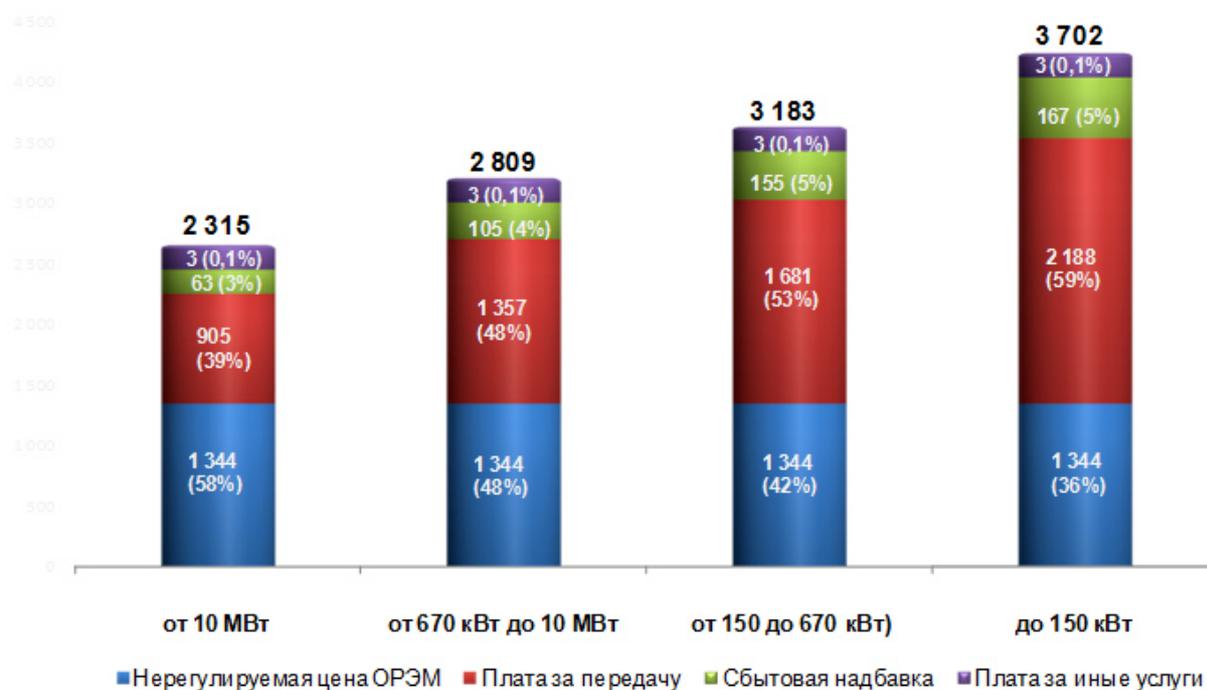


Источник: Интерфакс, Правительство не даст "Газпрому" продавать газ в России, как в Европе <http://www.interfax.ru/business/txt.asp?id=271799>

При этом необходимо отметить, что среди всех элементов цены на электроэнергию наибольшее влияние на ее рост оказывает именно сетевая составляющая, то есть стоимость услуг по передаче электрической энергии (см. График 5 ниже).

График 5.

Структура цены электроэнергии с учетом составляющих по уровням напряжения, 2013 г



Источник: Аналитический доклад: Анализ результатов реформы электроэнергетики и предложений по росту ее эффективности. Институт проблем естественных монополий, 2013 г. Режим электронного доступа: http://www.ruscable.ru/other/27_05_2013_power_reform_analysis.pdf

Среди основных причин ускоренного роста тарифов в электросетевом комплексе традиционно называют две – поспешное внедрение RAB-регулирования¹ и непрозрачность формирования целевых инвестпрограмм электросетевых компаний.

В результате, можно выделить и обобщить ряд дополнительных², не менее важных проблем сетевого комплекса, таких как дискриминация в процессе тарифообразования на местном уровне в пользу недобросовестных территориальных сетевых организаций и нерешенность проблем перекрестного субсидирования и «последней мили», завышение операционных расходов сетевых организаций, недостаточный уровень качества электросетевых услуг, разрозненность муниципальных и региональных распределительных сетей.

¹ RAB-регулирование – неэффективный и дорогой метод, отмечено Д.А. Медведевым на заседании президиума Госсовета «О повышении устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса России» 11 марта 2011 г. и В.В. Путиным на заседании Правительственной комиссии по развитию электроэнергетики 19 декабря 2011 г.

² Обобщение автора из многочисленных источников.

Большинство из крупных потребителей располагают возможностью получать электроэнергию от магистральных сетей напрямую по сниженным ценам, но её передачу по распределительным сетям оплачивали по договорам «последней мили». Механизм «последней мили» в России существовал до 1 января 2014 года¹.

Это – лишь один из механизмов перекрестного субсидирования, в результате действия которого, тарифы на электроэнергию для мелкого бизнеса и населения существенно снижаются. В результате действия прочих механизмов перекрестного субсидирования², его суммарный годовой объем превышает 200 млрд. рублей. С 1 января 2014 г. объем перекрестного субсидирования определен законодательно в целях его постепенного снижения³, лишь для того, чтобы снизить социальное напряжение. Для защиты наименее обеспеченных слоев населения предлагается программа социальных норм потребления электроэнергии, оплачиваемых по сниженным тарифам⁴.

Однако, согласно опубликованным расчетам Нигматулина Б.И., в результате таких действий тариф для основной массы граждан существенно повысится⁵. Так, для среднероссийской семьи со среднегодовым уровнем электропотребления 2460 кВт·ч, расходы на оплату электроэнергии вырастут чуть менее, чем в 2 раза. Это приведет к суммарному увеличению доли оплаты электроэнергии и тепла в среднедушевом годовом доходе до 4,76%, что весьма существенно.

Все эти процессы усложняют решение основной задачи государственного управления отраслью, состоящей в необходимости

¹ Федеральный закон от 6 ноября 2013 г. N 308-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" и статью 81 Федерального закона "Об акционерных обществах» Режим электронного доступа: <http://www.rg.ru/2013/11/08/elektro-dok.html>

² Само перекрестное субсидирование формировалось из многих источников, кроме «последней мили». Об этом подробнее см. исследование Энергетического центра бизнес-школы Сколково, 2013 г.: «Перекрестное субсидирование в электроэнергетике. Итоги пятнадцатилетней борьбы.» Режим электронного доступа: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEneC_Cross_Subsidization.pdf

³ Термин «перекрестное субсидирование», его объем и целевые ориентиры по его сокращению (45-50 млрд.руб. к 2022 г., по сравнению с 236 млрд. руб в 2012) отражены в Стратегии развития электросетевого комплекса РФ (утверждена Распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 № 511-р)

⁴ Постановление Правительства РФ от 22 июля 2013 г. N 614 "О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)

⁵ Нигматулин Б.И. Не гоните народ на баррикады. Журнал Эксперт: 19.04.2013 Режим доступа: <http://expert.ru/expert/2013/16/негоните-народ-на-баррикadyi/>

одновременного обеспечения высокой степени экономической эффективности и реализации общественных интересов¹. Стоимостные проблемы для энергоемких производств приобретают критически важное значение в условиях вступления России в ВТО и обострения конкурентной борьбы между отечественными и зарубежными компаниями.

В результате можно сделать обоснованный вывод о том, что ключевая проблема российской электроэнергетики – слабость и, по объективным причинам, низкая эффективность государственного регулирования естественных монополий, особенно на региональном уровне. Необходимо принципиально понимать разницу между государственным вмешательством и государственным регулированием. Чем более либерализованной становится экономика страны, тем сильнее она нуждается в сильных и эффективных регуляторах, способных «всевидящим оком» государства эффективно корректировать действия «невидимой руки» рынка, когда ее поведение идет вразрез с экономическими интересами всех субъектов экономики и государственными задачами.

Однако успешное решение поставленных задач возможно лишь в случае комплексного подхода к процессу реформирования, согласованного продвижения по равнозначным направлениям, каждое из которых критически важно для стабильного и эффективного инвестирования на фоне демонополизации, сопровождающейся развитием конкуренции в отрасли:

- исключение злоупотребления рыночной властью, что задаст принципиально новые параметры ценовой политики, повысит привлекательность долгосрочных проектов за счет роста доходности компаний и увеличения собственных ресурсов для их развития при оптимизации затрат;
- доведение до логического завершения проведения структурной реформы (включая структуру собственности), обеспечивающей «открытие» отрасли для внешнего капитала, повышение эффективности

¹ Королев В.Г. Этапы и итоги реструктуризации электроэнергетической системы Российской Федерации. Вестник Экономической

принимаемых инвестиционных решений новыми собственниками с учетом стимулов на повышение эффективности оборудования и энергоэффективности;

- поддержание и повышение стандартов качества предоставляемых услуг, в частности через повышение надежности функционирования энергетических систем в новых условиях, обеспечивающих формирование целевых требований к развитию генерирующих и сетевых мощностей на средне- и долгосрочную перспективу;
- создание системы управления развитием, обеспечивающей реализацию данных целевых системных требований через координацию и стимулирование инвестиционной деятельности в дерегулированной, конкурентной среде.

Функции государства, по мнению автора, должны включать в себя: создание стабильной законодательной базы, обеспечивающей легитимность преобразований в энергетике на законодательном уровне; управление процессом перераспределения собственности в электроэнергетике с учетом интересов общества, имея в виду принятие на себя собственниками обязательств по ценовым параметрам производимой продукции в увязке с макроэкономическими параметрами; формирование оптимального для общества и собственников генерирующих объектов топливного баланса выработки электрической и тепловой энергии, обеспечивающего в долгосрочной перспективе энергетическую независимость и экономическую безопасность страны; снижение ресурсоемкости функционирования отрасли, дальнейшая либерализация рынков и доступа на них потребителей и производителей, в том числе небольших.

В таком случае, самой общей рекомендацией, доказавшей актуальность на примере общемировой тенденции, является пересмотр роли именно государственного регулирования в отрасли в сторону её увеличения и уточнении её приоритетов и механизмов воздействия. В значительной

мере эту рекомендацию следует воспринимать не как призыв к кардинальному пересмотру системы государственного регулирования отрасли, но как следование объективно оформившейся мировой тенденции, что неизбежно потребует значительных институциональных изменений регуляторной среды.

С учетом конкретного социально-экономического положения страны, степень демополизации следует соизмерять с имеющимися возможностями в области реализации социальной политики. Соответствующие механизмы защиты общественных интересов необходимо предусматривать при разработке стратегий дальнейшей реструктуризации и запускать до или в процессе осуществления реструктуризации, а не после нее.

Одновременно, приходится констатировать, что в генерирующем секторе, за исключением чисто рыночного сегмента рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР), так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек конкурентная среда. Механизм договоров на предоставление мощности, из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, превратился в порочный для отечественной электроэнергетики инструмент, исключая предпринимательские риски для генераторов, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки.

Текущий механизм договоров на предоставление мощности (ДПМ) изначально задумывался в качестве гарантии исполнения обязательств по вводу новой мощности инвесторами после покупки ими в ходе реформы РАО ЕЭС России генерирующих компаний. Договоры предоставления мощности, являющиеся основным механизмом обязательного инвестирования в секторе генерации, противоречат рыночным принципам построения отношений в отрасли, являются высокочувствительными и непрозрачными для потребителей.

Интересно, что согласно подсчетам некоторых исследователей, уровень цен на электроэнергию для конечных потребителей фактически приближается к стоимости перехода потребителями на самообеспечение (строительство собственной генерации), что создает угрозу масштабного отделения потребителей от единой сети и в перспективе угрозу распада единой энергетической системы¹. Совокупность данных проблем на фоне необходимости увеличения и корректировки целей регуляторной роли государства неизбежно подталкивают к смене текущей модели функционирования электроэнергетических рынков России.

В настоящее время Правительство РФ стоит перед выбором путей корректировки действующей модели оптового рынка электроэнергии (мощности). На обсуждение вынесены три подхода² к решению этой задачи:

- модель двусторонних договоров³;
- модель ДПМ-штрих⁴;
- модель с долгосрочным конкурентным отбором мощности (КОМ)⁵.

Результаты авторского сравнительного анализа предлагаемых моделей приведены в Таблице 2 в Приложении.

В целом необходимо отметить, что пока преобладают две основных идеи¹ по изменению текущего механизма взаимоотношений в генерирующем звене электроэнергетики: ДПМ штрих, наделенный почти всеми недостатками, присущими нынешнему механизму ДПМ, и модель двусторонних договоров, в которой основной упор делается на развитие прямых нерегулируемых двусторонних договоров, отказ от механизма конкурентного отбора мощности.

Модель двусторонних договоров основывается на том, что торговля мощностью производится в двух секторах – по двусторонним договорам и

¹ Капитонов И.А. Инновационно-ориентированное формирование системы мировой энергетической безопасности. Энергия: экономика, техника, экология, №5 2013.

² Реформа рынка электроэнергии России: выбор есть. Новак А.В., 2013 г. Режим электронного доступа: <http://www.myenergy.ru/russia/experts/experts/reforma-ehnergorynka-rossii-kakoi-variant-vybrat/>

³ Григорий Выгон. Выступление на заседании комитета Госдумы РФ по энергетике. Москва, 13.06. 2013 г.

⁴ Модели энергорынка добавили штрих. 06.03.2013 г. Режим электронного доступа: <http://www.eprussia.ru/prensa/articles/19509.htm>

⁵ Там же.

на БР. «Свободные» двусторонние договоры в этой модели на самом деле являются не свободными, а вынужденными, т.к. участники принуждаются к заключению договоров, поскольку в противном случае они получают невыгодные условия на БР. В результате цены договоров определяются не объективными экономическими факторами, а арбитражем с ценами БР и поведенческими факторами участников (склонностью к риску поставщиков и потребителей, использованием монопольного положения поставщиками и т.д.). Это делает цены необъективными и непредсказуемыми (цены могут либо повышаться до высокого предельного уровня, определяемого ценовыми параметрами БР, либо снижаться практически до нуля).

Ликвидация заблаговременного конкурентного отбора мощности и, следовательно, отсутствие заблаговременных обязательств по поставке мощности приводит к невозможности обеспечить балансовую надежность энергосистемы. Более того, при заключении двусторонних договоров с непубличными переговорными ценами не может в предварительном режиме производиться антимонопольное регулирование².

В двусторонней торговле дифференциация оплаты мощности существующих и новых генерирующих мощностей невозможна. Продавать мощность по прямым договорам можно будет только одновременно с электроэнергией (свободный договор на электрическую энергию и мощность - СДЭМ). Это вряд ли будет оправдано, поскольку предлагаемая модель – это рынок двух товаров, т.к. потребитель кроме электроэнергии обязан купить также и мощность (в отличие от рынков только электроэнергии). На таком рынке объективно существуют две цены – цена на мощность и цена на электроэнергию, и цена договора на электроэнергию и мощность равна сумме стоимости мощности и стоимости электроэнергии.

¹ Институт проблем естественных монополий. Аналитический доклад « Анализ результатов реформы электроэнергетики и предложений по росту ее эффективности. Москва, 2013 г. Режим доступа: http://www.ruscable.ru/other/27_05_2013_power_reform_analysis.pdf

² С принятием в декабре 2013 года Правил осуществления антимонопольного регулирования и контроля в электроэнергетике, утв. постановлением Правительства РФ от 17 декабря 2013 г. № 1164, разработчиком которых являлся в том числе автор настоящего исследования, ведено предварительное рассмотрение антимонопольным органом ходатайств лиц, намеревающихся принять участие в конкурентном отборе мощности. Это позволяет в режиме ex ante отследить возможные действия участников рынка мощности и не допустить подачу ими экономически необоснованных ценовых заявок на продажу мощности, влекущих манипулирование ценами на

Поэтому СДЭМ не дают никаких принципиально новых возможностей по сравнению с двумя отдельными договорами на электроэнергию и мощность и, в то же время, отсутствие прямых договоров только на мощность создает дополнительные сложности для участника, который хочет купить/продать мощность, поскольку заключая СДЭМ, он должен учесть прогнозную цену РСВ, что вносит неопределенность в договорную цену мощности.

При этом автор полагает, что незаслуженно исключено из обсуждения модель рынка одного товара, когда мощность не будет являться товаром, а все необходимые издержки будут заложены в цену электроэнергии. Основным минусом данного решения указывается вероятность более высокой волатильности на рынке электроэнергии, т.к. в этом случае отсутствует хеджирующий механизм рынка мощности, который уже обеспечил его участникам гарантированную оплату мощности, покрывающую все условно постоянные издержки на производство электроэнергии. Огромным же плюсом такой модели будет являться, не в пример качеству нормативного регулирования отрасли в последние 10 лет, относительная простота правил работы такого рынка одного товара. Это позволило бы автоматически исключить целый ряд негативных моментов и злоупотреблений со стороны доминирующих участников рынков, когда вследствие сложности организации рынков возникает возможность использовать узкие места для дополнительного получения необоснованных доходов и не допускать на рынок средних и небольших участников.

Анализ последствий внедрения модели двусторонних договоров, приводит к следующим выводам:

1. В предложенной модели рынок электроэнергии остается без изменений и, следовательно, цены электроэнергии будут формироваться по той же логике, что и в существующей модели. Однако из рынка будут фактически исключены объемы, законтрактованные по двусторонним

нее. Этот механизм ранее был предусмотрен Правилами оптового рынка электрической энергии, однако вступил в силу только с принятием указанных Правил осуществления антимонопольного регулирования и контроля в электроэнергетике.

договорам, что, безусловно, оставит для РСВ только роль ценового индикатора, а не полноценного рынка как в действующей модели.

2. Торговля мощностью в данной модели производится с помощью двух механизмов:

- свободные двусторонние договоры и стандартизованные контракты;
- балансирующий рынок мощности (БРМ).

3. Первый механизм, если его рассматривать изолировано от БРМ, основан на «свободном» рыночном ценообразовании и, по замыслу авторов, на нем должна устанавливаться рыночная цена мощности.

Во втором механизме для потребителей, не заключивших договоры на всю необходимую им мощность, административно назначается высокая цена мощности - на уровне минимальной цены новой мощности по методике ДПМ. Сумма платежей всех потребителей на БРМ распределяется на поставщиков пропорционально их мощности, оставшейся неоплаченной после заключения договоров. Следовательно, при наличии избытка мощности фактическая цена для мощности поставщиков, предъявленной на БРМ, снижается относительно цены, уплачиваемой потребителями. Чем больше заключено договоров, тем ниже цена для поставщиков на БРМ при том же самом избытке мощности. Например, если все потребители полностью покроют свою потребность в мощности двусторонними договорами, цена мощности для поставщиков на БРМ упадет до нуля.

Таким образом, на БРМ формируются разные цены мощности для потребителей и поставщиков – потребители платят высокую цену на БРМ, а поставщики получают более низкую цену. Эта разница в цене должна принуждать участников рынка заключать договоры, поскольку в противном случае и поставщики и потребители получают невыгодные условия на БРМ.

4. Поэтому «свободные» двусторонние договоры в этой модели на самом деле являются не свободными, а вынужденными. В результате цены

договоров определяются не в результате рыночной конкуренции, а в результате арбитража с ценами БРМ для потребителей и поставщиков. При переговорах о цене договоров участники будут вынуждены оглядываться на цены, которые они получают на БРМ, если не заключат договоры. Поэтому цены договоров будут определяться не объективными экономическими факторами, а будут лежать в диапазоне от цены БРМ для поставщиков и ценой БРМ для потребителей, т.е. определяться арбитражем с ценами БРМ, а также поведенческими факторами участников (склонностью к риску поставщиков и потребителей). Окажется ли цена договора ближе к цене БРМ для потребителей или к цене БРМ для поставщиков будет определяться тем, у кого из сторон договора раньше сдадут нервы из-за опасения остаться без договора и попасть на невыгодные условия БРМ (в большей степени касается крупных энергоёмких потребителей). Поэтому ведение переговоров о цене договоров – скорее дело опытных игроков в карточные игры, а не специалистов по рынкам электроэнергии.

Если уровень конкуренции между поставщиками высокий, то при наличии избытков мощности преимущества оказываются на стороне потребителей. Поставщики, не заключившие договоры и оставшиеся с низкой оплатой на БРМ, в следующем периоде будут предлагать заниженные цены договоров, чтобы вновь не остаться на БРМ. В результате цены договоров упадут (в пределе до нуля).

Если же учесть большую степень монополизации рынка поставщиками, то поставщики могут вообще отказаться от заключения договоров. В этом случае цена БРМ для поставщиков будет достаточно высокой, а потребителям придется платить очень высокую цену новой мощности.

К тому же, в отличие от долгосрочного КОМ, где последствия монополизации можно смягчать за счет антимонопольного контроля

экономической обоснованности заявок на КОМ, в данной модели это сделать невозможно, поскольку таковые заявки здесь вообще отсутствуют.

Это делает цены необъективными и непредсказуемыми - цены могут либо повышаться до высокого предельного уровня, определяемого ценовыми параметрами БРМ, либо снижаться практически до нуля.

Если прибавить к этому возможные стратегии лиц, владеющих как крупными генерирующими активами, так и крупными объектами энергопотребления, и лиц, также владеющих генерацией и собственными ресурсами для снабжения ее топливом, возможна и вполне вероятна картина многослойного манипулирования двусторонними договорами, заключаемыми в том числе продавцами и покупателями внутри одной группы лиц с целью влияния на конечную цену БРМ соответствующей зоны.

В противовес этой модели, в ДПМ штрих цены мощности по ДПМ и отбор проектов по ДПМ определяются не рыночной конкуренцией, а административными решениями.

Это также неидеальный вариант, потому что в результате цены могут оказаться завышенными, а состав мощностей, вводимых по ДПМ, не оптимальным. Принятие этой модели не может быть долгосрочным и эффективным решением проблемы повышения инвестиционной привлекательности российской электроэнергетики. При этом, т.к. инвестиционные решения принимаются административно в обход конкурентного отбора, ценовой сигнал для инвестиций не формируется. При таких административных решениях о вводе и модернизации мощностей государственные и крупные частные компании, как показывает предшествующий опыт, обладают достаточными возможностями для лоббирования вводов избыточных объемов мощности (включая АЭС и ГЭС). Это приводит к неоправданно высоким показателям системной надежности и, следовательно, к завышенным ценам для потребителей.

Дифференциация оплаты мощности существующих и новых генерирующих мощностей производится за счет того, что существующие мощности оплачиваются по сравнительно низким ценам КОМ (которые еще надо получить на конкурентном отборе), а новые мощности без рисково оплачиваются по высоким ценам ДПМ.

Строительство новых объектов можно проконтролировать, а вот оценить, сколько компании необходимо средств на модернизацию, очень сложно. Не исключено, что генераторы могут завязать эти издержки, а регулятора не будет иметь возможности это отследить, поэтому вероятно, что модель ДПМ-штрих может быть применена лишь в отдельных случаях. В результате, из-за завышенных цен ДПМ, финансовая нагрузка на потребителей при такой модели будет увеличиваться. По мнению многих аналитиков, это модель фактически является продолжением уже опробованной практики принятия индивидуальных инвестиционных решений по строительству электростанций самим государством в отсутствие достаточных стимулов к такому строительству у частных инвесторов. По сути, для государства это «аварийный» вариант для привлечения инвестиций в отрасль в условиях неработающих или неадекватных рыночных механизмов.

Модель долгосрочного КОМ (третий, последний из актуальных вариантов), важна в первую очередь для новых и модернизирующихся станций. Даже сегодня на условиях актуальной платы за действующую мощность (порядка 130 тыс. руб. за МВт в месяц¹, конкретнее – см. Приложение, Диаграммы 2 и 3) поставщики в определенных случаях (договоренность по отпуску тепла, низкая стоимость топлива и др.) готовы строить новые генерирующие объекты.

При дальнейшем росте цен на топливо новые мощности все в большем объеме смогут напрямую конкурировать со старыми и вытеснять

¹Предельные цены на мощность на 2013г. повышены на 8,2%.. Газета РБК, 2013 г. Режим электронного доступа: <http://www.rbc.ru/rbcfreeneews/20120808112719.shtml>

их. Однако, для принятия решения о строительстве новой генерации поставщику нужна гарантия ее востребованности и оплаты.

КОМ – централизованный отбор, который обеспечивает формирование парка генерации, необходимого и достаточного в энергосистеме. Каждый генерирующий объект обеспечивает надежное энергоснабжение не конкретного потребителя, а энергосистемы в целом; КОМ формирует обязательства поставщиков перед всем рыночным сообществом (а не перед конкретным контрагентом). Если все обязательства по поставке мощности сформированы на основе свободных двусторонних договоров то при уходе с рынка пары контрагентов «поставщик-покупатель» финансовых последствий для рынка не возникает, однако, физические последствия (дефицит мощности на определенной территории, недостаточная пропускная способность сетей) могут оказаться плачевными для всей системы.

Выявленные нами достоинства сводятся, в основном, к следующим:

- КОМ позволяет оценить достаточность генерации, предупредить дефицит мощности, выявить необходимость проведения дополнительных централизованных мер по строительству сетей и генерации;
- новая генерация, которая эффективнее (по совокупным затратам) действующих станций имеет возможность получить долгосрочную гарантию оплаты мощности по заявленной цене;
- новая мощность напрямую конкурирует с действующей, и неэффективная генерация может быть вытеснена;
- за 4 года до года поставки не принимается решения о невостребованности и неоплате действующей генерации.

Предлагаемая модель должна снизить объем мощности, поставляемой в вынужденном режиме, так как поставщики, необходимые для покрытия спроса, определяются по итогам проведения двухшагового и распределенного во времени КОМ. Однако, полностью проблема наличия

вынужденной генерации не решается (поставщик может быть не отобранным в КОМ и за 4 года и за 1 год и при этом оставаться нужным энергосистеме), поэтому остается необходимость в разработке четкой и прозрачной процедуры отнесения генерирующих объектов к вынужденным по объективным формальным критериям.

Резюмируя главу, необходимо сказать, что существующая модель ДПМ препятствует решению многих современных задач, т.к. он создавался для решения других задач (по привлечению инвестиций и фактическому навязыванию новым собственникам обязательств по новому строительству), к тому же, исходя из ошибочных суждений о перспективном (завышенном) спросе на электроэнергию и мощность.

Применение нерыночного механизма ДПМ совместно с ошибками прогнозирования ввергли энергосистему в ситуацию перерезервирования мощностей, что в итоге привело как к переплате со стороны потребителей, с одной стороны, так и к недополучению возможной прибыли остальными генераторами электроэнергии, с другой.

В результате объективно требуются новые преобразования, которые помогут скорректировать допущенные в процессе реформирования недостатки, а также устранить многочисленные вновь возникшие проблемы.

Наиболее уравновешенная и предлагаема в качестве альтернативы существующей модели - модель двусторонних договоров – конечно, не лишена недостатков. Ключевой из них, по нашему мнению заключается в том, что прямой выигрыш от ее введения могут получить лишь крупные потребители. Но, необходимо, с нашей точки зрения, учитывать, что при сохранении существующего механизма ДПМ положение малых и средних потребителей скорее всего окажется худшим, чем в условиях новой модели.

Важнейшим уроком мирового финансово-экономического кризиса является необходимость отказа от догматизма в экономической политике. Так, страны Западной Европы вне зависимости от декларируемых изначально принципов и подходов, в момент острой необходимости активно

выступили на защиту национальной экономической безопасности. Отсюда следует сделать вывод, что необходимо пересмотреть позицию по данному вопросу и в России, а также и существующий подход к опосредованному контролю за электроэнергетикой - через налоговое и нормативно-правовое регулирование. К сожалению иных, реальных способов переломить ситуацию на рынке в пользу потребителей на сегодня нет: продление действия ДПМ будет означать лишь усиление позиций определенной части генераторов, за счет всей остальной экономики, и, в первую очередь энергоемкой промышленности, в особенности за счет таких ключевых для нее отраслей как, например, металлургия или химическая.

Автором предлагается рассмотреть еще один вариант внедрения новой модели функционирования рынка мощности в Российской Федерации, разработанный на основе анализа предложенных методов и иных имеющихся подходов к организации торговли на рынках электрической энергии и мощности. Предлагаемая модель может быть обозначена как оптимизированная модель двусторонних договоров, отличающаяся от последней тем, что индикатором цены двусторонних договоров целесообразно установить не цену балансирующего рынка, а сложившуюся на основе рыночных сигналов биржевую цену. Для формирования такой биржевой цены необходимо, чтобы определенные объемы производства электроэнергии и мощности - возможно рассмотреть в диапазоне 10-15% - будут в обязательном порядке продаваться на бирже. Это с одной стороны даст стимул для развития альтернативных торговых площадок (бирж может быть несколько), с другой – это более рыночный, проконкурентный механизм формирования цены, чем формальный принцип фактически назначения порогов стоимости мощности на БРМ для потребителей и поставщиков. При этом для сохранения стимулов к заключению двусторонних договоров, следует установить, что, при не заключении таких договоров, соответствующие объемы мощности будут проданы по цене на 10-15% ниже среднебиржевой стоимости мощности за

период, а куплены на этот же процент выше. Таким образом, формируется дельта между стоимостью покупки и продажи мощности, т.к. продавец получает цену биржи минут 10-15%, а покупатель платит за нее цену биржи плюс 10-15%. Эта разница сформирует фонд, средства которого целевым образом могут быть израсходованы только на оплату небалансов оптового рынка, погашение задолженности перед поставщиками за злостных неплательщиков и тому подобные цели (следует выработать закрытый перечень целей и критериев, когда выплаты могут быть произведены).

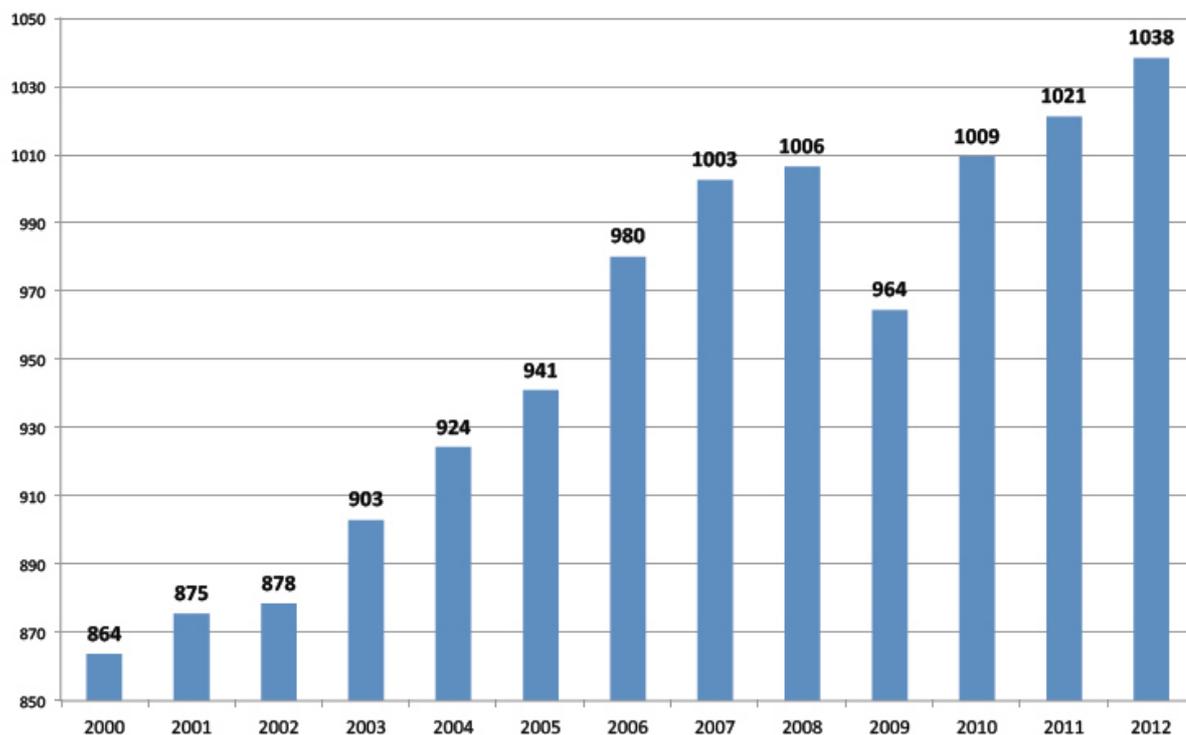
3.3. Привлечение инвестиций для развития электроэнергетики России

Энергетика в России является приоритетным направлением развития экономики. Для устойчивого экономического развития всей страны необходима стабильная, а лучше - опережающая модернизация в сфере электроэнергетики (см. пункт 3.1. настоящего исследования). В случае если государство и предприятия энергетического комплекса ставят перед собой цель модернизации энергетического оборудования и технического перевооружения в отрасли, необходимо определение источников финансирования инвестиционных проектов.

Стабильный экономический рост, длящийся в России уже более чем десятилетие, вызвал повышение спроса на электроэнергию (см. График 6).

График 6

Потребление электроэнергии в России в 2000-2012 гг., млрд. кВтч



Источник: Данные Росстата за соответствующие годы.

Таблица 3

Прогноз потребления электроэнергии 2013-2019 гг., Минэнерго РФ 2013.

	Факт	Ср.год. прирост за 2009–2011 годы, %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2012–2018 гг., %
	2011 г.		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ЕЭС России	1000,070		1016,3	1034,88	1062,28	1088,12	1112,05	1129,92	1145,35	1158,78	
Среднегодовой темп прироста, %	1,2	0,41	1,6	1,83 (1,4)	2,65	2,43	2,20	1,61	1,37	1,17	1,89

Источник: прогноз Минэнерго РФ, 2013 г.

Одновременно, на фоне стабильного, пусть и невысокого в среднем роста электропотребления 2000-2012 гг. (необходимо отметить, что прогноз на рост электропотребления от Минэнерго в 2013 не сбился - производство электроэнергии в России сократилось относительно 2012 г. на 1,6%¹) наблюдалось неуклонное падение темпов ввода новых мощностей, имевшее место в 2001-2009 годах, что в целом не соответствовало росту спроса.

¹ В 2013 году Россия сократила производство электроэнергии. Ведомости, 01.2014. Режим электронного доступа: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/21059321/v-2013-g-rossiya-sokratila-proizvodstvo-elektroenergii>

В результате ряд регионов страны, в частности - Москва, Московская область, несколько областей европейской части страны, Урал и Западная Сибирь,- попали в список энергодефицитных¹ несмотря на значительные инвестиции в отрасль, имевшие место во время второго периода реформирования. Так, только в 2006—2007 гг. и лишь за счет размещения акций тепловых генерирующих компаний в отрасль поступило более 500 млрд. руб. инвестиций, что составило около 20 млрд. долл². Для сравнения, в предыдущий период реформ, 2001-2006 гг. объем инвестиций по РАО «ЕЭС России» в целом составил лишь 5 млрд. долл³.

На этом фоне, именно на втором этапе реформ, ежегодный процент износа генерирующих мощностей значительно увеличился (данные 2012 г. - см. Диаграмму 1 в Приложении). И указанные темпы ввода в строй генерирующих мощностей были явно недостаточны.

Ситуация выглядела действительно угрожающей: спрос возрастал, а возможностей его удовлетворения не становилось больше. Тем не менее, в течение 2009-2012 гг. темпы ввода новых мощностей начали стабильно расти, причем эти показатели уже приближаются к достижениям советского периода (см. График 7).

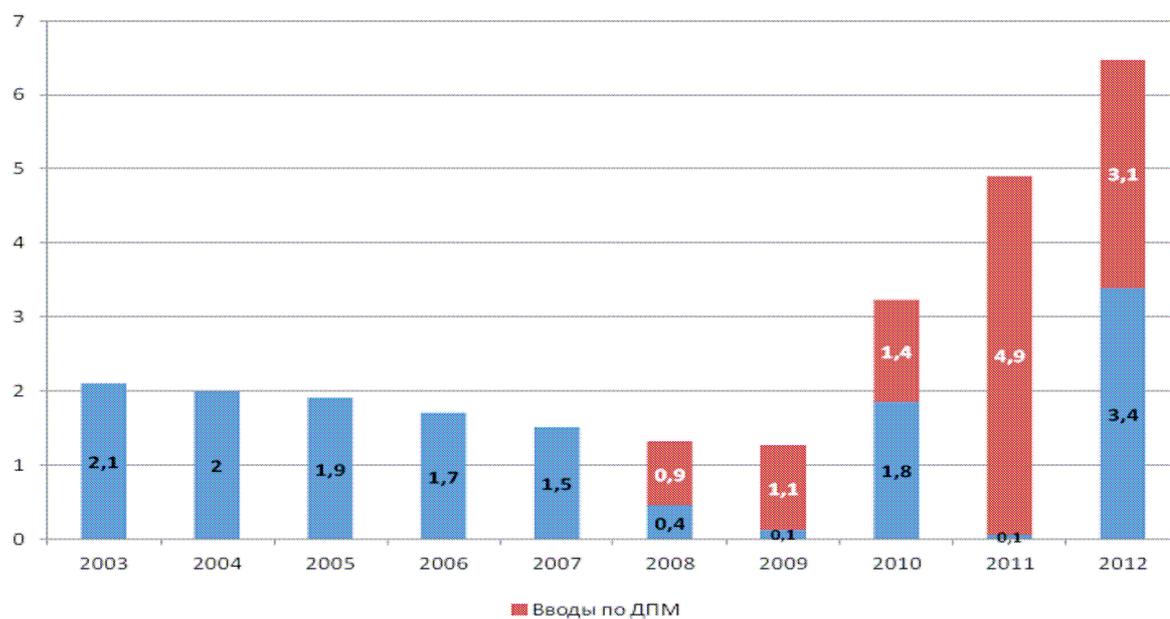
График 7

¹ Зубков В.Н., экономический обозреватель РИА Новости. Российская электроэнергетика ждет иностранных инвестиций. РИА Новости, 07.06.2008 г. Режим электронного доступа: <http://ria.ru/economy/20070619/67446299.html#13835588495894&message=resize&relto=login&action=removeClass&value=registration>

² Сеницын М.В. Иностранные инвестиции в российскую электроэнергетику Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2012 г. Режим электронного доступа: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=2012/5/12>

³ Официальные данные ОАО РАО «ЕЭС России», обобщенные автором.

Динамика ввода новых мощностей, в том числе по ДПМ, в 2003-2012 гг.,
ГВт



Источник: Авторское обобщение данных Росстата, Системного оператора ЕЭС, РАО ЕЭС России, Росатома

Как видно на приведенном графике 7, уже в 2011 году было введено 5 ГВт (в 2 раза больше, чем в любом году предыдущего этапа реформ, т.е. до 2008 года включительно), а в 2012 году – уже 6,5 ГВт новых генерирующих мощностей. Практически весь основной объем вводов, начиная с 2008 года (без учета вводов АЭС и ГЭС), обеспечен механизмом ДПМ.

Одновременно, есть и негативная, с точки зрения инвестиционной привлекательности, тенденция. Хотя с 2011 года формально российский рынок электроэнергетики уже стал либерализованным, происходит активное сдерживание (и даже замораживание на 2014 г.) роста энерготарифов на фоне госрегулирования доходов собственников компаний - производителей электроэнергии, что реально снижает инвестиционную привлекательность отрасли¹.

¹ Смирнов А.Л. Технологии финансирования объектов энергетического комплекса // Банковское кредитование. 2012. № 3. С. 28

Но, несмотря на столь веские причины снижения инвестиционной привлекательности, инвестиции в российскую электроэнергетику пока имели (информация актуальна на 3-й квартал 2013 г.) тенденцию к постепенному увеличению. Таким образом, мы приходим к выводу, что в результате последней стадии реформ была достигнута инвестиционная привлекательность отрасли, что обеспечило разнообразие структуры источников инвестиций и технологий финансирования электроэнергетики, посредством которых в энергетическом секторе возможно привлечение финансовых ресурсов на внутренних и внешних финансовых рынках.

Так, в 2011 году сумма инвестиционных ресурсов, которая была направлена на реконструкцию и строительство энергообъектов, превысила 1 трлн. рублей, а этот показатель превышает уровень 2010 г. более чем на 50%¹. Примерами могут служить, во-первых, введенные в эксплуатацию энергоблоки на Яйвинской и Среднеуральской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Невинномысской ГРЭС, Калининской АЭС. Во-вторых, завершившееся строительство первой очереди Богучанской ГЭС - в действие вводится более 6 млн кВт новых генерирующих мощностей. Кроме этого, после увеличения цен на электроэнергию промышленные предприятия работают над увеличением эффективности энергопотребления и осуществляют прямые инвестиции в энергосбережение в том случае, если они обладают достаточными финансовыми возможностями и стимулами. Также, чтобы сдержать эскалацию тарифов, растет необходимость в инвестиционных проектах в области малой энергетики, которые ориентированы на альтернативное энергообеспечение различных производств.²

В качестве примера можно привести тот факт, что в обозримом будущем (2014-2017 гг.) в рамках своей инвестиционной программы одна из крупнейших энергокомпаний России - ОАО «Интер РАО» - намерена

¹ Согласно официальным данным Группы «ИНТЕР РАО» за 2010-2011 гг.

² Технологии финансирования объектов энергетического комплекса futurebanking.ru/reglamentbank/article/42

продолжать осуществлять ввод новых энергетических мощностей (см. Таблицу 3 ниже).¹

Таблица 3

Среднесрочная (на 2014-2017 гг.) инвестиционная программа группы «ИНТЕР РАО»

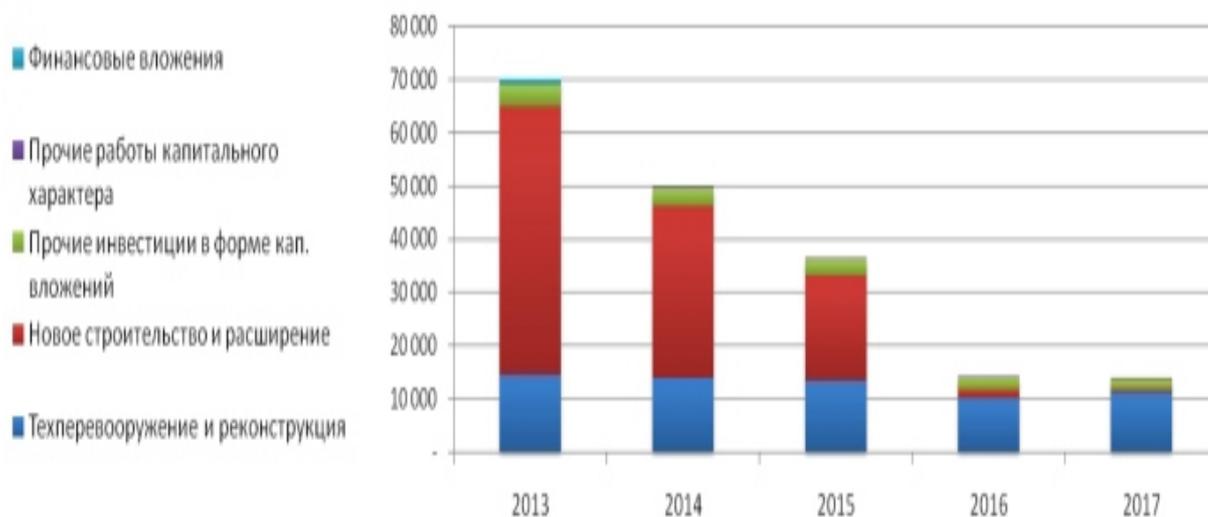
	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	Итого:
Итого по Группе «Интер РАО» Млн руб.	49 637	36 294	14 186	13 807	183 880
ОАО "Интер РАО"	100	31	30	27	1 136
Российская генерация	38 353	29 630	9 247	8 524	138 575
Сбытовые компании	1 661	1 284	1 305	1 374	7 317
Прочие российские активы	939	748	305	115	3 171
Зарубежная генерация	7 527	3 648	2 301	2 879	28 727
Зарубежные сетевые компании	1 058	953	998	888	4 954

Источник: Информация группы «ИНТЕР РАО», 2013 г.

Необходимо отметить, что строительство новых объектов электрогенерации производится с применением современных технологий для повышения надёжности, работоспособности оборудования и увеличения энергетической эффективности.

График 8

Направления инвестиционной программы группы «ИНТЕР РАО», млрд. руб



¹ Среднесрочная (на 2014-2017 гг.) инвестиционная программа Группы «ИНТЕР РАО»

Источник: Информация группы «ИНТЕР РАО», 2013 г.

Исходя из имеющихся в нашем распоряжении открытых данных, среднесрочная инвестиционная программа Группы «Интер РАО» на 2013-2017 годы сформирована в размере 184 млрд руб. (с НДС), в т.ч.:

- Проекты технического перевооружения и реконструкции – 63 млрд руб.;
- Проекты нового строительства и расширения – 105 млрд руб.;
- Прочие инвестиции в форме капитальных вложений – 14 млрд руб.;
- Прочие работы капитального характера – 0,7 млрд руб.;
- Проекты в форме долгосрочных финансовых вложений – 0,9 млрд руб.

Таким образом, можно сделать вывод, что ситуация с инвестициями в отрасль кардинально изменилась: в России созданные механизмы привлекают большее количество ресурсов для реализации инвестиционных программ в отрасли. Вопрос – в источниках этих ресурсов и в их стоимости.

Не секрет, что многие инвестпрограммы по развитию этой отрасли обходятся слишком дорого для потребителя, как частного, так и промышленного. Что, в свою очередь, понижает уровень конкурентоспособности отечественных промышленных отраслей (об этом см. пункт 3.2. настоящего исследования).

При этом энергетическая политика (ЭнергоСтратегия-2030), утвержденная в конце 2009 г. на период до 2030 года, планирует ввести в эксплуатацию порядка 170 ГВт¹ новых энергетических мощностей¹. Это – весьма существенный объем (см. График 7 выше, который показывает, что самый большой состоявшийся ввод – всего 6 ГВт в 2012 году, ранее были

¹ При общей мощности 317-387 ГВт к 2030 г.

меньшие вводы) дополнительно привлекаемых инвестиций в электроэнергетику, измеряемым в трлн. рублей. Такой ввод мощностей должен произойти на фоне того, что, пытаясь защитить свою экономику и снять социальное напряжение, государство старается сдерживать эскалацию цен, что производит негативный эффект на инвестиционный потенциал в энергетической отрасли и снижает стремление частных национальных инвесторов инвестировать, но не отбивает стремления инвестировать у государственных компаний и иностранного капитала.

Все вышеизложенное способствует реальным угрозам как энергетической, так и общеэкономической безопасности России. Эти угрозы постоянно усиливаются из-за больших объемов замещения отечественного оборудования импортным, которые в электросетевом комплексе достигают 70%, а в генерации уже превышают 50 процентов². В результате реализации проектов на базе современного технологического оборудования, например, таких известных производителей, как Siemens (Германия), General Electric (США), Wartsila (Финляндия) и др., создаются новые энергогенерирующие предприятия, соответствующие международным стандартам качества и позволяющие решить проблему дефицита и обеспечения бесперебойных энергопоставок в условиях возрастающих потребностей экономики. Но при этом флагманы отечественного энергомашиностроения, всемирно известные заводы ЛМЗ, «Электросила», ТКЗ, ЗиО, как и многие другие, включая научно-исследовательские и проектные институты, находятся сегодня под влиянием, либо непосредственным управлением иностранных партнеров, у которых свои коммерческие и геополитические интересы.

Примеры подобной реализации программ модернизации видны на действующих ТЭС. Так, Уфимская ТЭЦ-2 (ОАО «Башкирэнерго») мощностью 493 МВт, первая очередь которой построена в 1940 году, снабжает более половины города электроэнергией и теплом. В связи с

¹ Энергетическая стратегия РФ до 2030 г.

² обобщенные данные по электроэнергетике из газеты Ведомости, 2013 г. Режим электронного доступа к отобранным статьям по теме обобщения: <http://www.vedomosti.ru/digest/Русэнергообит>

развернувшимся жилищным строительством город начал испытывать дефицит электрической и тепловой энергии. Для замены выведенного оборудования использованы современные газовые турбины SGT-800 (Siemens Industrial Turbomachinery AG, Швеция) мощностью по 47 МВт. Строительство парогазовой установки на Уфимской ТЭЦ-2 осуществлено в 2008 - 2011 годах, генеральным проектировщиком парогазовой установки выступил Инженерный центр энергетики Башкортостана, генподрядчиком - компания «Башуралэнергострой».

Экспансия крупных западных транснациональных компаний в последние годы лишь расширяется, они скупили значительную часть активов. Так итальянская компания «ENEL» владеет 56,43% акций ОГК-5 и 49,5% акций энергосбытовой компании «Русэнергосбыт»; финская «Фортум» приобрела 95% акций ТГК-10, а также 25,66% ТГК-1 и 31% акций Петербургской сбытовой компании. Немецкая компания «E.ON» владеет 78,3% акций ОГК-4. Среди ее объектов - крупнейшая ТЭС в Европе, стратегическая Сургутская ГРЭС-2 мощностью 5597 МВт, Березовская ГРЭС мощностью 1600 МВт, Шатурская, Смоленская и Яйвинская ГРЭС¹. Иностранными компаниями приобретаются также НИИ, КБ, «оставшиеся на плаву» проектные институты, монтажные и пуско-наладочные организации.

Еще раз подчеркнем тот факт, что работа иностранных компаний строится, как правило, на использовании в реализуемых проектах основного и вспомогательного оборудования, материалов, систем автоматики и управления, поставляемых из зарубежных стран.

Все это гарантирует иностранным фирмам долгосрочные контракты на обслуживание и получение прибыли на капитал выше аналогичных за рубежом, большая часть которых выводится из России.

В целом, можно констатировать:

1. Ввод генерирующих мощностей в 2010 - 2012 гг. стал крупнейшим за последний период времени.

¹ Там же

2. Несмотря на существенный приток инвестиций, продолжается старение производственных фондов электроэнергетики.
3. Не создано достаточных стимулов и действенных механизмов для ускоренного вывода старых неэффективных мощностей.
4. Растут удельные капиталовложения, но нет экономически и технологически обоснованного конкурентного отбора ввода новых мощностей.
5. Практически при каждой модернизации возрастает зависимость от иностранных партнеров в сервисно-техническом обслуживании, без принятия соответствующих организационных мер электроэнергетика и смежные с ней отрасли уже в недалеком будущем от частичной могут впасть практически в полную зависимость от сервисных услуг иностранных партнеров.

Таким образом, одной из целей второго этапа реформы электроэнергетики являлось привлечение инвестиций в отрасль, которые, в свою очередь, должны были обеспечить замену устаревшего оборудования в отрасли и стимулировать распространение новых технологий. Эта цель была частично достигнута, однако за счет широкого привлечения иностранных инвестиций и оборудования, что снизило эффективность произведенных действий.

Замораживание тарифа дополнительно снижает инвестиционную привлекательность отрасли для отечественных инвесторов и сковывает модернизацию всей экономики. Развитие электроэнергетики в России настоятельно требует работающих механизмов стимулирования отечественного инвестирования в отрасль. Механизм финансирования инвестиционных программ энергокомпаний должен гарантировать максимальную прозрачность и эффективность. Если механизм привлечения средств не предусматривает возврат инвестиций инвесторам, это снимает с энергокомпаний ответственность и заинтересованность в достижении положительных результатов от внедрения новых технологий, использования

нового оборудования. По своей сути это использование в чистом виде дотационного подхода к финансированию.

Привлечение нетарифных источников инвестиций формирует и новые требования к подготовке прогнозов развития и повышает уровень ответственности их разработчиков. Не секрет, что за обоснованием любой инвестиционной программы стоят прогнозы производства и потребления электроэнергии на различные временные горизонты. Именно в этих прогнозах может закладываться ошибка, которая приводит к серьезным негативным финансовым последствиям как для потребителей, так и для самих компаний электроэнергетического сектора: электроэнергетические компании не смогут окупить затраты на реализацию инвестиционных программ, а потребители все равно будут вынуждены оплачивать неэффективные инвестиции в электроэнергетику. Минимизировать риски принятия ошибочных решений позволяет наличие эффективной системы прогнозирования.

События, происходившие в последние годы в мировой экономике, экономике РФ, а также процессы либерализации рынка, однозначно свидетельствуют о необходимости реорганизации существующей или формирования принципиально новой системы прогнозирования в электроэнергетике РФ. Система прогнозирования должна учитывать и удовлетворять интересы не только электроэнергетических компаний, но и других участников рынка, потребителей, должна стать одним из инструментов, обеспечивающим эффективность конкурентной модели рынка.

Выводы по главе 3

Обобщены правила повышения энергоэффективности в электроэнергетике, определяющие стимулы предоставления экономических мер по энергосбережению для потребителей конечной энергии, а именно:

- Формирование нормативной базы, позволяющей оторвать доходы и прибыль энергетических компаний от объема продаж энергоносителей и позволяющей на равной основе в инвестиционном плане компании конкурировать покупке неэффективной мощности у потребителей, готовых снизить свое потребление, с наращиванием генерации.

- Определение энергоснабжающим компаниям систематически растущих заданий по повышению энергоэффективности. Может быть создан рынок таких обязательств, а затраты должны покрываться из тарифов и доходов от продаж «белых сертификатов»

- Обязательства должны корреспондировать с обязательным ограничением на выбросы CO₂. Также необходима, с нашей точки зрения, разработка политики, мотивирующей энергоснабжающие компании заниматься повышением энергоэффективности на объектах потребителей для сохранения рыночной ниши.

В целях дальнейшего совершенствования практики повышения энергоэффективности в электроэнергетике России предложен следующий комплекс мер:

- Целевые соглашения по:
 - снижению удельных расходов топлива на выработку единицы электроэнергии;
 - снижению доли потерь в электрических сетях.
- Модернизация систем энергоснабжения изолированных районов.
 - Стимулирование когенерации.
 - Торговля квотами на выбросы парниковых газов.
 - Совершенствование экологических налогов.

- Внедрение схемы стандарта энергоэффективных обязательств – «белые сертификаты»).
- Развитие фондов энергосбережения.
- Дальнейшее развитие применения энергосервисных контрактов.
- Новые стандарты энергоэффективности для типового генерирующего и электросетевого оборудования и ограничения на оборот неэффективных образцов такого оборудования.
- Внедрение кредитов по типу «Зеленая энергия».
- Разработка приоритетных НИОКР в сфере повышения энергоэффективности в электроэнергетике.
- Сопоставление параметров предлагаемых технологических решений («бенчмаркинга») для электростанций и электросетевых предприятий при решении вопросов перспективного обеспечения энергией новых энергорайонов или снятия ограничений по энергоснабжению действующих потребителей.

Ключевая проблема российской электроэнергетики – слабость и, по объективным причинам, низкая эффективность государственного регулирования естественных монополий, особенно на региональном уровне. При этом автор подчеркивает принципиальную разницу между государственным вмешательством и государственным регулированием. Чем более либерализованной становится экономика страны, тем сильнее она нуждается в сильных и эффективных регуляторах, способных «всевидящим оком» государства эффективно корректировать действия «невидимой руки» рынка, когда ее поведение идет вразрез с экономическими интересами всех субъектов экономики.

Выявлено, что в ходе последнего этапа реформ в генерирующем секторе за исключением построенного по биржевому принципу рынка РСВ и БР так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек

конкурентная среда. Механизм договоров на предоставление мощности, из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, превратился в порочный для отечественной электроэнергетики инструмент, исключая предпринимательские риски для генерирующих компаний, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки.

Были проанализированы альтернативы существующей модели ДПМ. В результате установлено, что модель двусторонних договоров является наиболее сбалансированной попыткой изменения рыночной модели с точки зрения интересов развития отрасли, гарантий качества предоставления услуг и т.п. Одновременно, существуют недостатки и у данной модели. Ключевой из них, по нашему мнению заключается в том, что прямой выигрыш от ее введения получают лишь крупные потребители. Но, необходимо, с нашей точки зрения, учитывать, что при сохранении существующего механизма ДПМ положение малых и средних потребителей возможно окажется худшим, чем в условиях данной модели. В связи с этим автором предлагается еще один вариант внедрения новой модели функционирования рынка мощности в Российской Федерации, разработанный на основе анализа предложенных методов и иных имеющихся подходов к организации торговли на рынках электрической энергии и мощности. Предлагаемая модель может быть обозначена как оптимизированная модель двусторонних договоров, отличающаяся от последней тем, что индикатором цены двусторонних договоров целесообразно установить не цену балансирующего рынка, а сложившуюся на основе рыночных сигналов биржевую цену. Для формирования такой биржевой цены необходимо, чтобы определенные объемы производства электроэнергии и мощности - возможно рассмотреть в диапазоне 10-15% - будут в обязательном порядке продаваться на бирже. Это, с одной стороны, даст стимул для развития альтернативных торговых площадок (бирж может быть несколько). С другой – это более рыночный, конкурентный механизм

формирования цены, чем формальный принцип фактически назначения порогов стоимости мощности на БРМ для потребителей и поставщиков. При этом для сохранения стимулов к заключению двусторонних договоров, следует установить, что, при не заключении таких договоров, соответствующие объемы мощности будут проданы по цене на 10-15% ниже среднебиржевой стоимости мощности за период, а куплены на этот же процент выше. Таким образом, формируется дельта между стоимостью покупки и продажи мощности, т.к. продавец получает цену биржи минут 10-15%, а покупатель платит за нее цену биржи плюс 10-15%. Эта разница сформирует фонд, средства которого целевым образом могут быть израсходованы только на оплату небалансов оптового рынка, погашение задолженности перед поставщиками за злостных неплательщиков и тому подобные цели (следует выработать закрытый перечень целей и критериев, когда выплаты могут быть произведены).

В результате исследования инвестиций в отрасль было установлено, что одной из целей второго этапа реформы электроэнергетики являлось привлечение инвестиций в отрасль, которые, в свою очередь, должны были обеспечить замену устаревшего оборудования в отрасли и стимулировать распространение новых технологий. Эта цель была частично достигнута, однако за счет широкого привлечения иностранных инвестиций и оборудования, что снизило эффективность произведенных действий. В результате практически при каждой модернизации возрастает зависимость от иностранных партнеров в сервисно-техническом обслуживании, без принятия соответствующих организационных мер электроэнергетика и смежные с ней отрасли уже в недалеком будущем от частичной могут впасть практически в полную зависимость от сервисных услуг иностранных партнеров, что ставит под угрозу национальную безопасность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследования автор пришел к следующим выводам и рекомендациям:

1. Показано, что с точки зрения теории, ученые расходятся во мнении относительно меры государственного регулирования и управления в экономике в целом и отдельных отраслях в частности. Это обуславливает теоретическую волатильность концепций государственного регулирования электроэнергетической отрасли. Известны три основные формы государственного управления отраслью:
 - Прямое государственное управление отраслью.
 - Государственное управление отраслью через государственную корпорацию.
 - Государственное регулирование и надзор за функционированием отрасли.
2. Установлено, что переход от монопольного рынка, когда одна вертикально-интегрированная компания имеет монополию на производство и передачу электроэнергии, к конкурентному рынку, необходим для гарантирования большей надежности и стабилизации роста цен. Он может осуществляться различными путями, более того, переход к конкуренции возможно осуществить сначала на оптовом рынке, а затем и на розничном. Таким образом, в каждой стране есть своя модель и специфика реформ, но основными целями реформ электроэнергетической отрасли любой страны необходимо и достаточно считать всего одну - демонополизацию через развитие конкуренции в области генерации и сбыта электроэнергии. Доказательно показано, что к любым из существующих моделей рынка энергии и мощности страны могут прийти с помощью нескольких шагов, наиболее важными из которых являются:

разделение видов деятельности, т.е. вертикальная дезинтеграция компаний (unbundling), обеспечение недискриминационного доступа - доступа сторонних участников к услугам естественно-монопольного характера (ДСУ) (Third Party Access) и модели единого закупочного агента (Single Buyer).

3. Автором были выявлены следующие тенденции, проявляющиеся в либерализованной электроэнергетике зарубежных стран:

- Распределенная автономная генерация – т.е. ориентация на автономные малозатратные установки, особенно альтернативные, парогазовые и газотурбинные, что происходит на фоне снижения доли ввода либо отказа от вводов капиталоемких гидравлических, атомных и угольных электростанций. Тенденция начинает проявляться также и в России.
- Ускорение процессов формирования транснациональных энергетических компаний, главным образом американских и западноевропейских, которые расширяют свой бизнес в развивающихся странах и странах с переходной экономикой.
- Ускоряющийся НТП, что способствует росту КПД и КИУМ на объектах генерации и ускоренному удешевлению объектов распределенной генерации, что ведет к их большему распространению.
- Сохранение состава используемых для производства электроэнергии первичных энергоресурсов при небольшом изменении их структуры.
- Волатильность концепций реформирования. Они корректируются в ходе реформ, поэтому сам процесс реформирования электроэнергетики ни в одной из стран нельзя считать завершенным.

4. Установлено, что на развитых рынках электроэнергии и мощности, в том числе, и на межгосударственных в рамках ЕС, приоритет отдается координации работы национальных регулирующих органов – в таком случае нет необходимости создания единых органов регулирования и оперативно-диспетчерского управления, в том числе и наднациональных.
5. Выявлено, что сама система регулирования рынка в развитых странах содержит не менее двух органов. Они в разных странах различаются по содержанию возложенных на них функций и осуществляемых полномочий, уравнивающих друг друга. Причем, в отличие от России, финансирование основного регулирующего органа осуществляется либо из бюджета, либо за счет сборов с субъектов регулирования, либо за счет тех и других средств одновременно. В проанализированных рынках законодательно устанавливается принцип независимости основного регулирующего органа при принятии им решений и подчиненности только нормам закона. При этом признается только один способ воздействия регулирующего органа на субъекты регулирования - принятие обязательного для исполнения решения, хотя сама процедура принятия решения в разных странах может быть разной.
6. Показано, что формат первого этапа реформы рынка электроэнергии и мощности в России основывался лишь на желании перенять иностранный рыночный опыт, исходя из формально декларируемых целей и инструментов преобразований рынков электроэнергии и мощности развитых стран, первым из которых выступала ускоренная приватизация. Таким образом, полная приватизация была проведена без достаточного теоретико-практического обоснования, адекватных регуляторов создано не было. В результате образовался дисбаланс интересов собственников, снизилась их ответственность за эффективность. При этом, в результате продолжительных,

сменяющих друг друга реформ в России, отрасль не стала свободной от монополий как в генерирующем звене, так и в звене инфраструктуры. Так, в отечественной практике на законодательном уровне закреплено понятие коммерческой инфраструктуры рынка, которая осуществляет организацию торговли на ОРЭМ и проведение расчетов. При этом организация, которая это осуществляет, определена государством директивно – ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии». Налицо монопольное положение данного агента как коммерческой инфраструктуры рынка. По мнению автора, целесообразно было бы проводить конкурс на выполнение этих функций и смену организации коммерческой инфраструктуры каждые 3-5 лет. Это позволило бы обеспечить конкуренцию за вход на рынок, который сам по себе носит черты естественно-монопольного, и создать предпосылки для повышения эффективности функционирования коммерческой инфраструктуры, как по стоимости ее услуг, так и по качеству их оказания.

7. В свою очередь, значительная часть успеха реформирования на втором этапе была обеспечена именно государственной поддержкой отрасли: регулирование тарифов, государственные инвестиции, формирование нормативно-правовой базы с учетом пожеланий и мнения представителей отрасли. При этом существенное влияние на ход второго этапа реформ оказал именно практический опыт реформирования электроэнергетической системы в западных странах.

8. В целом установлено, что российской электроэнергетике на перспективу свойственны те же тенденции, что и для мировой, а именно: сохранение состава используемых для производства электроэнергии первичных энергоресурсов при небольшом изменении их структуры, дальнейшая интеграция с энергосистемами стран СНГ

и Западной Европы, усиление процессов автономизации энергоснабжения.

9. Обобщены правила повышения энергоэффективности в электроэнергетике, определяющие стимулы предоставления экономических мер по энергосбережению для потребителей конечной энергии, а именно:

- Формирование нормативной базы, позволяющей оторвать доходы и прибыль энергетических компаний от объема продаж энергоносителей и позволяющей на равной основе в инвестиционном плане компании конкурировать покупке неэффективной мощности у потребителей, готовых сократить свое потребление, с наращиванием генерации.

- Определение энергоснабжающим компаниям систематически растущих заданий по повышению энергоэффективности. Может быть создан рынок таких обязательств, а затраты должны покрываться из тарифов и доходов от продаж «белых сертификатов»

- Обязательства должны корреспондировать с добровольным или обязательным ограничением на выбросы CO₂. Также необходима, с нашей точки зрения, разработка политики, мотивирующей энергоснабжающие компании заниматься повышением энергоэффективности на объектах потребителей для сохранения рыночной ниши.

10. На основе обобщения зарубежного опыта, в целях дальнейшего совершенствования практики повышения энергоэффективности в электроэнергетике России предложен следующий комплекс мер:

- Целевые соглашения по:

- снижению удельных расходов на выработку электроэнергии.

- снижению доли потерь в электрических сетях.

- Модернизация систем энергоснабжения изолированных районов.
- Стимулирование когенерации.
- Торговля квотами на выбросы парниковых газов.
- Совершенствование экологических налогов.
- Внедрение схемы стандарта энергоэффективных обязательств – «белые сертификаты»).
- Развитие фондов энергосбережения.
- Дальнейшее развитие энергосервисных контрактов.
- Новые стандарты энергоэффективности для типового генерирующего и электросетевого оборудования и ограничения на оборот неэффективных образцов такого оборудования.
- Внедрение кредитов по типу «Зеленая энергия».
- Разработка приоритетных НИОКР в сфере повышения энергоэффективности в электроэнергетике.
- Сопоставление параметров предлагаемых к реализации проектов («бенчмаркинга») для электростанций и электросетевых предприятий при решении вопросов перспективного обеспечения энергией новых энергорайонов или снятия ограничений по энергоснабжению действующих потребителей.

11. Выявлено, что в ходе последнего этапа реформ в генерирующем секторе за исключением рынка РСВ и БР, построенных по биржевому принципу, так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек конкурентная среда. Механизм договоров на предоставление мощности, из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, превратился в порочный для отечественной электроэнергетики инструмент, исключаящий предпринимательские риски для генерирующих компаний, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки. При этом остается

нерешенной ключевая проблема российской электроэнергетики – слабость и, по объективным причинам, низкая эффективность государственного регулирования естественных монополий, особенно в сфере тарифного регулирования и на региональном уровне.

12. Были проанализированы альтернативы существующей модели ДПМ. В результате установлено, что модель двусторонних договоров является наиболее сбалансированной попыткой изменения рыночной модели с точки зрения интересов развития отрасли, гарантий качества предоставления услуг и т.п. Одновременно, существуют недостатки и у данной модели. Ключевой из них, по нашему мнению, заключается в том, что прямой выигрыш от ее введения получают лишь крупные потребители. Но, необходимо, с нашей точки зрения, учитывать, что при сохранении существующего механизма ДПМ положение малых и средних потребителей, возможно, окажется худшим, чем в условиях данной модели. В связи с этим автором предлагается еще один вариант внедрения новой модели функционирования рынка мощности в Российской Федерации, разработанный на основе анализа предложенных методов и иных имеющихся подходов к организации торговли на рынках электрической энергии и мощности. Предлагаемая модель может быть обозначена как оптимизированная модель двусторонних договоров, она отличается от последней тем, что индикатором цены двусторонних договоров целесообразно установить не цену балансирующего рынка, а сложившуюся на основе рыночных сигналов биржевую цену. Для формирования такой биржевой цены необходимо, чтобы определенные объемы производства электроэнергии и мощности – возможно, в диапазоне 10-15% - будут в обязательном порядке продаваться на бирже. Это, с одной стороны, даст стимул для развития альтернативных торговых площадок (бирж может быть несколько), с другой – это более рыночный, конкурентный механизм формирования цены, чем

формальный принцип фактически назначения порогов стоимости мощности на БРМ для потребителей и поставщиков. При этом для сохранения стимулов к заключению двусторонних договоров, следует установить, что, при не заключении таких договоров, соответствующие объемы мощности будут проданы по цене на 10-15% ниже среднебиржевой стоимости мощности за период, а куплены на этот же процент выше. Таким образом, формируется дельта между стоимостью покупки и продажи мощности, т.к. продавец получает цену биржи минус 10-15%, а покупатель платит за нее цену биржи плюс 10-15%. Эта разница сформирует фонд, средства которого целевым образом могут быть израсходованы только на оплату небалансов оптового рынка, погашение задолженности перед поставщиками за злостных неплательщиков и тому подобные цели (следует выработать закрытый перечень целей и критериев, когда выплаты могут быть произведены).

13. Установлено, что одной из целей второго этапа реформы электроэнергетики являлось привлечение инвестиций в отрасль, которые, в свою очередь, должны были обеспечить замену устаревшего оборудования в отрасли и стимулировать распространение новых технологий. Эта цель была частично достигнута, однако за счет широкого привлечения иностранных инвестиций и оборудования, что снизило эффективность произведенных действий. В результате практически при каждой модернизации возрастает зависимость от иностранных партнеров в сервисно-техническом обслуживании. Без принятия соответствующих организационных мер электроэнергетика и смежные с ней отрасли уже в недалеком будущем от частичной зависимости могут перейти под полный контроль в сфере сервисных услуг от иностранных компаний.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Законы и подзаконные акты, стратегии, программы и распоряжения

1. Концепция Стратегии ОАО РАО "ЕЭС России" на 2003-2008 годы ("5+5"), единогласно одобренной на совещании членов Совета директоров ОАО РАО "ЕЭС России" 29 мая 2003 года.
2. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка СНГ от 25 января 2000 года.
3. Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года. Режим электронного доступа: http://www.nts-ees.ru/files/Collegia/protokols/25_02_11.pdf
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. N 643 О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.
5. Постановление Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики РФ» от 11.07.2001 г. №526
6. Постановление Правительства РФ от 12 июля 1996 г. N 793 "О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)" с изменениями и дополнениями от 16, 18 ноября 1996 г., 28 августа 1997 г., 13 октября, 10 декабря 1999 г., 28 января 2002 г., 30 декабря 2003 г.
7. Постановлению Правительства РФ от 1 декабря 2009 г. N 977 "Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики"
8. Распоряжение Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»
9. Решение Коллегии Евразийской экономической комиссии № 261 от 4 декабря 2012 года «О формировании общего рынка

- электрической энергии и мощности государств - членов Таможенного союза и Единого экономического пространства».
10. Соглашение о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) 07 февраля 2001 года
 11. Указ Президента РФ от 28 апреля 1997 г. «Об Основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий».
 12. Федеральный закон «О естественных монополиях» №147-ФЗ от 17 августа 1995 г.
 13. Федеральный закон «Об электроэнергетике» №35-ФЗ от 26 марта 2003 г. (в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 N 122-ФЗ, от 30.12.2004 N 211-ФЗ, от 18.12.2006 N 232-ФЗ, от 04.11.2007 N 250-ФЗ)
 14. Федеральный закон от 29 апреля 2008 г. № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства»
 15. Федеральный закон РФ "О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации" от 26 марта 2003 г. № 38-ФЗ;
 16. Федеральный закон РФ "О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон "О естественных монополиях" от 26 марта 2003 г. № 39-ФЗ;
 17. Федеральный закон РФ "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов российской Федерации в связи с

принятием федерального закона "Об электроэнергетике" от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ;

18. Федеральный закон РФ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об энергосбережении" от 5 апреля 2003 г. № 42-ФЗ;

19. Энергетическая стратегия на период до 2030 г. (ЭС-2030), представленный Минэнерго России 27 августа 2009 г и утвержденная 14 ноября 2009 г.

Учебники, учебные пособия, монографии и диссертации на русском языке

1. Андреев А.А. Исследование направлений реструктуризации электроэнергетики как части инфраструктурного сектора национальной экономики. Диссертация на соискание степени кандидата экономических наук, 08.00.05, Москва, 2009
2. Байдин В.Е. Международный опыт реформирования электроэнергетики: уроки для России. Диссертация на соискание степени кандидата экономических наук, 08.00.14, Москва, 2009
3. Беляев Л.С. Недостатки реализуемой концепции реформирования электроэнергетики России и необходимость ее корректировки. - Иркутск, 2006
4. Борталевич С.И. Формирование инвестиционной политики корпораций ТЭКа. – Улан-Удэ: Издательство Бурятского государственного университета, 2008. 138 с.
5. Волков Э., Баринов В., Кучеров Ю. Направления развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы и

- совершенствования рыночных отношений, 2013 г. / <http://www.mtu-net.ru/lge/publ/staty/barinov.htm>.
6. Волошин В.И. Позиционирование России в энергетическом секторе мирового хозяйства. Монография. – М.: Институт экономики РАН, 2009. 311 с.
 7. Ершов Ю.А. Инвестиционный климат и структура рынка в энергетическом секторе России. – Москва: ТЕИС, 2005. 287 с.
 8. Жиров А.С. Государственное регулирование развития электроэнергетики стран Западной Европы. Диссертация на соискание степени кандидата экономических наук, 08.00.14 — Москва, 2011
 9. Зендриков К.Ю., Фляме М.Г. Регулирование электроэнергетики как общественной инфраструктуры. Сферы возникновения нефинансовых рисков и рисковые ситуации / Информационно-аналитическая записка, АКР. "Да-стратегия", 2005
 10. Инвестиционный климат и структура рынка в энергетическом секторе России / авт. коллектив: Ю.А. Ершов, А.В. Карпушин, В.А. Клименко и др.; Бюро экономического анализа. – М.: ТЕИС, 2005. 287 с.
 11. Кузовкин А.И. Реформирование электроэнергетики и энергетическая безопасность. – М.: ОАО Институт микроэкономики», 2006. – 388 с.
 12. Конкурентоспособность: теория, методология, практика. Экономические исследования / Под ред. Заслуженного деятеля науки РФ, д.э.н., профессора Л.С. Блячмана и д.э.н., профессора А.Л.Абишева. — Алматы, Экономика, 2008. - 640 с
 13. Коротаяев А. В., Божевольнов Ю. В. Некоторые общие тенденции экономического развития Мир-Системы // Прогноз и моделирование кризисов и мировой динамики / Отв. ред. А. А. Акаев, А. В. Коротаяев, Г. Г. Малинецкий. М.: Издательство ЛКИ/URSS, 2010

14. Крючкова П.В (ред.) Принципы и процедуры оценки целесообразности мер государственного регулирования / Бюро экономического анализа. - М.: ТЕИС, 2005.
15. Кузовкин А.И. Реформирование электроэнергетики и энергетическая безопасность. – М.: ОАО «Институт микроэкономики», 2006. – 389 с.
16. Международный опыт реформирования электроэнергетики: Соединенные штаты Америки. - М.: РАО «ЕЭС России», 2001.
17. Моргунов Е.В. О повышении устойчивого развития энергетики России. Проблемы развития рыночной экономики под ред. д.э.н. Цветкова В.А. - М.: ИПР РАН, 2008. Вып.2. – с.144. - С.39-50 (в соавт.)
18. Моргунов Е.В. О реструктуризации электроэнергетики как части инфраструктурного сектора национальной экономики России. Проблемы развития рыночной экономики под ред. д.э.н. Цветкова В.А. - М.: ИПР РАН, 2007. Вып.2. – с.256. - С.72-86
19. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Развитие энергетического комплекса России в долгосрочной перспективе. - М.: ИНП РАН, 2006.
20. Опыт энергорынков. Международное энергетическое Агентство, IEA, 2005 г.
21. Основные тенденции развития мировой энергетики на перспективу до 2020 г. (отраслевой прогноз). М. ИМЭМО РАН. 2001.
22. Питер Ван Дорен. Дерегулирование электроэнергетики. Начальные сведения / http://www.libertarium.ru/libertarium/der_energy.
23. Плешаков Н.В. Проблемы правового регулирования договорных отношений на оптовом рынке электрической энергии. Диссертация на соискание степени кандидата юридических наук, 12.00.03 - Москва, 2005
24. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с

- типовыми примерами) / Под ред. А.Н.Раппопорта. Кн.1. - М.: РАО «ЕЭС России», 1999.
25. Раппопорт А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики. - М.: Экономика, 2005.
 26. Раппопорт А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики. - М.: Экономика, 2005.
 27. Рынки электроэнергии: проблемы развития / Отв. ред. В.Пфаффенбергер, Л.Меламед, М.Лычагин. - Новосибирск: Издательство СО РАН, 1999.
 28. Салли Хант и Грэм Шаттлуорт. Конкуренция и выбор в электроэнергетике / http://www.libertarium.ru/libertarium/lib_energy_con
 29. Сапожникова Н.Т., Сауткин С.И. Естественная монополия: опыт реформирования электроэнергетики Великобритании. - М.: ГУУ, 2005.
 30. Светлицкий С.Ю. Стратегические подходы к структурной модернизации в электроэнергетике России. Диссертация на соискание степени доктора экономических наук, 08.00.05 — Москва, 2011
 31. Синюгин В.Ю. «Международный опыт реформирования электроэнергетики», Режим электронного доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf>
 32. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка».», М. 2012
 33. Старцев А.А. Продукция электроэнергетики во внешнеэкономических связях России. Диссертация на соискание степени кандидата экономических наук, 08.00.14 — Москва, 2006
 34. Стофт С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии. - М.: Мир, 2006.

35. Страны Скандинавии. Международный опыт реформирования электроэнергетики. - М.: РАО «ЕЭС России», 2003.
36. Тейлор Д. и Ван Дорен П. О реорганизации электроэнергетической отрасли. Доклад. – М., апрель 2004.
37. Томас Ди Лоренцо. Миф о естественной монополии // <http://www.sapov.ru/novoe/n00-45.htm>.
38. Ф.В.Веселов, «Реформирование электроэнергетики и проблемы развития генерирующих мощностей», Институт Энергетических исследований РАН, 2012 г.
39. Хант С. и Шаттлуорт Г. Конкуренция и выбор в электроэнергетике
Режим электронного доступа:
http://www.libertarium.ru/libertarium/lib_energy_con.
40. Шейндлин А.Е. Размышления о некоторых проблемах энергетики / Доклад Фонд «Глобальная энергия» / www.ge-prize.ru
41. Шумпетер Й.А. История экономического анализа. - М.: Экономическая школа, 2013. Том. 1. – 496 с.
42. Экономические системы: кибернетическая природа развития, рыночные методы управления, координация хозяйственной деятельности корпораций / под общей редакцией Петракова Н.Я. – М.: ИНФРА-М, 2008 – 384 с. – Научная мысль.
43. Юдашкина Г.В., Побочий С.Ю. Регулирование электроэнергетики России: роль регионов. – М.: EERC, 2005

Периодические издания на русском языке

1. Аналитический доклад «Анализ результатов реформы электроэнергетики и предложений по росту ее эффективности». Институт проблем естественных монополий. Москва, 2013 г. Режим

- электронного доступа:
http://www.ruscable.ru/other/27_05_2013_power_reform_analysis.pdf
2. Аюев Б. В едином ритме с Европой. Оперативное управление в электроэнергетике. подготовка персонала и поддержание его квалификации №4, 2007
 3. Байер А. «Картина мира: последний пузырь» .. Ведомости №221 (2243), 21.11.2008
 4. Башмаков И.А., Башмаков В. Сравнение мер российской политики повышения энергоэффективности с мерами, принятыми в развитых странах (2012) Режим электронного доступа: <http://www.cenef.ru/file/comparison.pdf>
 5. Бокарева Н. «Нынешняя монетарная системы — это болезнь» Электронный ресурс.. Информационный портал ВФМ.ru, 3 декабря 2008;
 6. Бутрин Д. «Надо уходить от монетаризма» .. Бутрин Д., Черкасов Г.. Газета «Коммерсант», № 28 (4083) от 17.02.2009;
 7. Виноградова О. Бизнес или инфраструктура?. Нефтегазовая вертикаль №17, 2004, с.55-58.
 8. Галин В. «Программа антикризисных мер» Электронный ресурс.. Информационный портал Narodinfo.ru, 27 февраля 2009;
 9. Глисин Ф.Ф., Ильин А.С., Прохоров В.В. Точки роста энергоэффективности и энергосбережения в России Режим электронного доступа: www.csrs.ru/inform/IAB/inf3_2012.pdf
 10. Голомолзин А.Н. Глава ФАС считает, что целесообразнее организовать биржевую торговлю газом на московской площадке. РБК, 25.10.2013
 11. Голомолзин А.Н. Задачи антимонопольного регулирования в электроэнергетике. Журнал «Энергорынок», 2005, №10.
 12. ГОЭЛРО-2 на рыночных принципах, Аналитический журнал Мировая энергетика, 2012, №3.
 13. Григорьев А.В. Электроэнергетика сегодня: конкуренция без конкурентов? Вести в энергетике, 2012 г. № 11

14. Григорьев А.В. Уроки английского. ЭнергоРынок, 2013, №1.
15. Данные Минэнерго за 2010-2013 г.
16. Добсни Д. Доклад на конференции «Перспективы Объединения Энергосистем Восток-Запад». — Москва, 9 апреля 2009 г.;
17. Калашников М., «Глобальный смуткризис» . — Минск: «Харвестт», 2009. -639 с.;
18. Калашников М., «Цунами 2010-х годов». М.: Фолио, 2008. - 575 е.;
19. Капитонов И.А. Инновационно-ориентированное формирование системы мировой энергетической безопасности. Энергия: экономика, техника, экология, №5 2013.
20. Капитонов И.А. Основы формирования национальной энергоэкономической безопасности на этапе перехода ведущих экономик к шестому технологическому укладу. Сборник статей ИМЭС. М. Деввед, 2013.
21. Королев В.Г. Электроток без шока. Российская газета. 10.09.2013
Режим электронного доступа: <http://www.rg.ru/2013/09/10/seti.html>
22. Королев В.Г. Этапы и итоги реструктуризации электроэнергетической системы Российской Федерации. Вестник Экономической интеграции, №7. 2013.
23. Кудрявый В.В., «Электроэнергетика России в период кризиса» Электронный ресурс. Электротехнический интернет—портал ELEC.RU, 2011;
24. Кудрявый В.В., «Электроэнергетика РФ в сравнении с опытом СССР и Запада». Журнал «Золотой Лев» № 173, 2008 г.;
25. Лозина Л.А. Роль государства в реализации программы энергоэффективности.. Экономика и менеджмент инновационных технологий. – Апрель, 2012 Режим электронного доступа: <http://ekonomika.snauka.ru/2012/04/715>
26. Материалы круглого стола «Анализ зарубежного опыта технического регулирования в электроэнергетике и вопросы развития системы стандартизации для продвижения инновационной политики в

- электроэнергетике». Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»
Москва, 5 июля 2012 г.
27. Мертвая петля энергетики. Комсомольская правда, 12 апреля 2013 г.
Режим электронного доступа: <http://www.kp.ru/daily/26061/2970623/>
 28. Микшес А., «Технология участия» .. Business Guide (приложение к газете "Коммерсантъ" № 201 (4018) от 06.11.20012);
 29. Мировая экономика в XXI веке: состояние, проблемы, перспективы: сборник научных статей. В двух частях: Часть 1. Под ред. В.М. Кутового. – М.: Научная книга, 2013. 316 с.
 30. Мировой опыт реформирования электроэнергетики, Независимая газета, 23 марта 2001г.
 31. Модели энергорынка добавили штрих. 06.03.2013 г. Режим электронного доступа: <http://www.eprussia.ru/pressa/articles/19509.htm>
 32. Новак А.В. Реформа рынка электроэнергии России: выбор есть. М. 2013 г. Режим электронного доступа: <http://www.myenergy.ru/russia/experts/experts/reforma-ehnergorynka-rossii-kakoi-variant-vybrat/>
 33. Назарова Ю. «Энергетика увязает в долгах» .. Назарова Ю., Шестерина Е.,. Ежедневная деловая газета «РБК daily», 21.08.2009 г.;
 34. Опыт стран Европы и Азии в энергосбережении. Обзор по материалам СМИ. Информационный бюллетень «ЭНЕРГОСОВЕТ» -2012 - № 5 (10) –URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=62
 35. Официальные аналитической компании Совет рынка, 2010-2013 г.
Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/norem/information/>
 36. Официальные данные Группы «ИНТЕР РАО» за 2010-2013 гг
 37. Официальные данные МЭА за 2004-2013 г.
 38. Официальные обобщенные данные по электроэнергетике из газеты Ведомости, 2008 - 2013 г. Режим электронного доступа к отобранным статьям по теме обобщения: <http://www.vedomosti.ru/digest/Русэнергосбыт.>

39. Павлов В. «Азия открыла второй фронт». Ежедневная деловая газета «РБК daily» от 10.10.2008;
40. Перетолчина А. «Энергетики просят помощи» Электронный ресурс. Информационный портал Ведомости www.vedomosti.ru, 15.10.2008;
41. Развитие электросетей в Европе: состояние и перспективы. Эффективное антикризисное управление. 2013 г. Режим электронного доступа: http://www.e-c-m.ru/magazine/61/eau_61_23.htm.
42. Ремизов М. «Национальная стратегия в условиях кризиса» Ремизов М., Кричевский Н., Карев Р, Верхотуров Д., Белковский С. Доклад Института Национальной Стратегии, 12.24.2008 г., Приложение №1
43. Рыжкова Е. Энергетические деривативы и управление рисками на свободных рынках электроэнергии и мощности. Энергорынок №6, 2004.
44. Рынок электроэнергии Англии и Уэльса. Энергорынок №10, 2004.
45. Саенко Л. «Лучшие умы США спорят, переживет ли капитализм нынешний кризис» Электронный ресурс.. РИА НОВОСТИ, 22 февраля 2009 г.
46. Семенов В.Г. Энергосбережение в США (часть № 1)// Информационный бюллетень «ЭНЕРГОСОВЕТ» -2013 - № 4 (11)– URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=31
47. Семенов В.Г. Энергосбережение в США (часть № 2)// Информационный бюллетень «ЭНЕРГОСОВЕТ» -2013 - № 6 (11)– URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=71
48. Сеницын М.В. Иностранные инвестиции в российскую электроэнергетику Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2012 г. Режим электронного доступа: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=2012/5/12>
49. Смирнов А.Л. Технологии финансирования объектов энергетического комплекса. Банковское кредитование. 2012. № 3. С. 28
50. Смит А. «Исследование о природе и причинах богатства народов» . — М: Эксмо, 2013 г.-960 с;

51. Современное состояние и перспективы развития энергетики мира, Теплоэнергетика, №5 1999г., №.9 1998г.
52. Тукенов А. Рынок электроэнергии PJM (США). журнал «Энергорынок», 2012, №3.
53. Фефелов А. Америка реабилитирует атом // Аналитический журнал «Мировая энергетика», 2006, №2.
54. Хайтун А.Д. Энергетическая политика России в период кризиса. Современная Европа. 2010. - № 1;
55. Халевинская Е.Д. Мировая экономика и экономические отношения . - М.: Магистр, 2009. 365 с.;
56. Цветков В.А., Вершинин А.Л. Направления реформирования электроэнергетической отрасли России. В сб.: Проблемы развития рыночной экономики. Вып.2. – М.: ИПР РАН, 2007, С.175-199.
57. Шоковая терапия для России, “The Economist”, Великобритания, 3 сентября 2002г.
58. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение. Под ред. Вайнзихер Б. Ф. М.: Альпина Бизнес Букс, 2008 - 360 с.
59. Энергетика и промышленность России, 2006-2013 гг.
60. Энергетика России: проблемы и перспективы. Научная секция общего собрания РАН. Вестник Российской академии наук. Т.76, 2006.
61. Юдаева К. «Антикризисные программы поддержки экономики: систематизация и предложения для России». Юдаева К., Годунова М. Обзор центра макроэкономических исследований Сбербанка, февраль 2010 г.

Источники на иностранных языках

1. Armstrong M., Cowan S., Vickers J. Regulatory Reforms. Economic Analysis and British Experience. L., 1994.
2. Auer J. Neue US-Energiepolitik - eine durchgreifende Reform steht noch aus.// Energiewirtschaftliche Tagesfragen. -2006. -N.5. -P.60-64;
3. Ayres C. The Theory of Economic Progress. A Study of the Fundamentals of Economic Development and Cultural Change. N.Y., 1962. – P.XI;

4. Clark J.M. Economic Institutions and Human Welfare. N.Y., 1957. - p.56-57.
5. BP Statistical Review of World Energy, 2006-2013
6. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19.12.1996 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity. Режим электронного доступа: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:EN:PDF>
7. Douglas Cooke: Building Efficient & Innovative Retail Electricity Markets. Presentation to the IEA-Russian Market Council Conference Russian Energy Market: the Present and the Future Moscow, 5 December 2012
8. Douglas Cooke: Toward More Efficient & Innovative Wholesale Electricity Markets. Presentation to the IEA-Russian Market Council Conference Russian Energy Market: the Present and the Future Moscow, 5 December 2012
9. Energy market reform. International Energy Agency. Competition in electricity markets. OECD. – 2001.
10. Hunt S., Shuttleworth G. Competition and Choice in Electricity. – John Wiley, Chichester, England, 1996.
11. Michael C. Brower, Stephen D. Thomas, Catherine Mitchell. The British electric utility restructuring experience: history and lessons for the United States. The National Council on competition and the electric utility industry (NCCEI), 1996.— 97p.
12. Monthly Electricity Survey. IEA. P., 2004-2013.
13. Müller F. Ein Additiv, keine Alternative für die europäische Erdgasversorgung.// Energiewirtschaftliche Tagesfragen. -2006. -N.6. - P.12-13;
14. Natural Monopoly and Its Regulation by Richard A. Posner, 1999.

15. Newbery D., Green R., Neuhoff K., Twomey P., 2004, "A Review of the Monitoring of Market Power", report prepared at the request of ETSO, www.etso-net.org.
16. Nicolaisen J.D., Rishter C.W., Shebli G.B. Signal analysis for competitive electric generation company // Proc. of the conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies, City university London, UK, April 4-7 2000
17. Oesterwind D. Innovationen in einer fragilen Zukunft.// Energiewirtschaftliche Tagesfragen. -2006. -N.6. -P.52-58;
18. Seele R. Der LNG-Markt - Stand, Herausforderungen und Perspektiven für Europa.// Energiewirtschaftliche Tagesfragen. -2006. -N.6. -P.6-11;
19. Steven Stoft Power system economics. Designing markets for electricity. IEEE Press, 2003
20. Welte D. Sichere Primärenergieversorgung - eine gemeinsame Aufgabe von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft/ D. H. Welte, D. Böcker.// Energiewirtschaftliche Tagesfragen. -2006. -N.4. -P.14-17;
21. White Paper "Privatising Electricity" Текст.: Secretary of State for Energy, February 1988;
22. William J. Baumol and John C. Panzer. Contestable Markets and the Theory of Industrial Structure. New York: Harcourt Brace Jovanovich, 1982.
23. William J. Baumol. Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industrial Structure // American Economic Review 72, no.1. - p.1-15, 1982.

Источники в сети интернет:

1. **Ошибка! Недопустимый объект гиперссылки.** – Сайт Университет Аппалачиан, США
2. <http://www.marketsurveys.ru> – Исследования рынка: обзоры и маркетинговые исследования российского и мировых рынков
3. <http://www.derrick.ru/> - Союз производителей нефтегазового оборудования
4. <http://www.fas.gov.ru> – Федеральная антимонопольная служба Российской Федерации
5. <http://www.libertarium.ru/> - Электронная библиотека
6. <http://www.ge-prize.ru> - Фонд «Глобальная энергия»
7. <http://www.garant.ru> – Информационно-правовой портал «Гарант»
8. <http://www.energsovet.ru> – Журнал Энергосвет
9. <http://www.rao-ees.ru> - РАО «ЕЭС России»
10. <http://www.rosenergoatom.ru/rus/> - Росэнергоатом (электроэнерготехнический дивизион Росатома).
11. <http://www.fsgs.ru> - Федеральная служба государственной статистики
12. <http://www.mcds.ru> - Интернет-сайт «Центр делового сотрудничества»:
13. <http://www.expert.ru> - Интернет-архив журнала «Эксперт»:
14. <http://www.polit.ru> - Интернет-сайт Полит.ру
15. <http://www.rbc.ru> - Интернет-сайт РБК daily
16. <http://www.interfax.ru> - Сайт российского информационного агентства Интерфакс
17. <http://www.itnc.ru> - Сайт института транснациональных корпораций
18. <http://www.worldenergy.ru/> - электронная версия журнала «Мировая энергетика»:

- 19.<http://entsoe.eu/> - European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)
- 20.<http://www.nist.gov> - National Institute of Standards and Technology.
- 21.<http://www.ferc.gov/about/about.asp> - Federal Energy Regulatory Commission.
- 22.<http://www.nerc.com/Pages/default.aspx> - North American Electric Reliability Corporation
- 23.<http://eur-lex.europa.eu/> - Правовая библиотека ЕС
- 24.<http://www.tpprf.ru/> - Торгово-промышленная палата РФ

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1

**Мировой опыт регулирования и управления национальным и
наднациональным энергетическим рынком**

Регуляторы рынка	Рынок стран Центральной Америки	Рынок Северной Америки (США-Канада)	ЕС в целом	Рынок стран Центральной Западной Европы	С
Общие вопросы развития рынка	Региональный регулятор, Regional Commission on Electrical Interconnection (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE);		Подразделение по энергетической политике в Директорате энергетики Европейской Комиссии - энергетическая политика и мониторинг рынков электроэнергии, газа, угля и нефти; коммуникации и межинституциональные отношения; международное взаимодействие и расширение	Рабочая группа При региональном координирующем органе Pentalateral Energy Forum (PLEF) по устранению законодательных барьеров	
Технологическое регулирование		Северо-американский Совет по надежности North American Reliability Council (NERC) – саморегулируемая Неправительственная организация. Установление, приведение в исполнение обязательных стандартов надежности и мониторинг надежности.	Объединение европейских сетевых операторов ENTSO-E кооперация между национальными сетевыми/системными операторами, развитие трансграничной сети. Агентство по кооперации энергетических регуляторов при Европейской Комиссии (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER)	Рабочие группы при региональном координирующем органе Pentalateral Energy Forum (PLEF) по оптимизации пропускной способности Магистральных сетей, безопасности электроснабжения	

Структура рынка, системный оператор	Региональный системный оператор и администратор регионального рынка, Ente Operador Regional (EOR)	Системные Операторы пулов	Региональные Сетевые/Системные Операторы	Региональные Сетевые/Системные Операторы	Региональные Сетевые/Системные Операторы
Антимонопольное регулирование			Исполнительное агентство по конкуренции и инновациям при Европейской Комиссии (Executive Agency for Competitiveness and Innovation – EACI)		
Тарифное регулирование	Региональный регулятор,	Нет	Подразделение по внутреннему энергетическому рынку в Директорате энергетики Европейской Комиссии Формирование общеевропейского рынка на трех уровнях: сети и региональные инициативы; оптовые рынки; розничные рынки.	Нет	Нет

Обеспечение торговых операций	Региональный системный оператор и администратор регионального рынка, Ente Operador Regional (EOR) Единый региональный рынок электроэнергии (MER) состоит из: - рынка твердых и нетвердых контрактов, - рынка «на сутки вперед» - рынка реального времени для краткосрочных сделок	Нет. Торговля в рамках пулов	Нет	Рынок включает следующие сегменты: • Рынок двусторонних договоров; • Спотовый рынок (биржа ErexSpot); •Корректирующий рынок	Рь сл се • П д д • С (C •К Р • П в (C .
--------------------------------------	---	------------------------------	-----	--	--

Источник: Обобщено и систематизировано автором на основе открытых данных соответствующих стран, 2013 г.

Сравнение перспективных моделей трансформации рынка электроэнергии и мощности в России

	Модель двусторонних договоров	Модель ДПМ-штрих	Долгосрочный КОМ
<p>Формирование объективной экономически обоснованной цены мощности</p>	<p>Торговля мощностью производится в двух секторах – по двусторонним договорам и на балансирующем рынке мощности (БРМ). «Свободные» двусторонние договоры в этой модели на самом деле являются не свободными, а вынужденными. Участники принуждаются к заключению договоров, поскольку в противном случае они получают невыгодные условия на БРМ. В результате цены договоров определяются не объективными экономическими факторами, а арбитражем с ценами БРМ и поведенческими факторами участников (склонностью к риску поставщиков и потребителей, использованием монопольного положения</p>	<p>Цены мощности по ДПМ и отбор проектов по ДПМ определяются не рыночной конкуренцией, а административными решениями. В результате цены оказываются завышенными, а состав мощностей, вводимых по ДПМ, не оптимальным.</p>	<p>Долгосрочный КОМ, в котором участвуют как существующие, так и новые и модернизируемые мощности, позволяет отобрать оптимальный состав мощностей, соответствующий минимуму суммарных затрат, и сформировать объективную экономически обоснованную цену мощности.</p>

	поставщиками и т.д.). Это может делать цены необъективными и непредсказуемыми (цены могут либо повышаться до высокого предельного уровня, определяемого ценовыми параметрами БРМ, либо снижаться практически до нуля).		
Формирование ценового сигнала для инвестиций в новые мощности и модернизацию и для вывода мощностей из эксплуатации	Поскольку цена мощности в этой модели не является объективной экономически обоснованной, она не может служить ценовым сигналом для инвестиций и для вывода из эксплуатации.	Поскольку инвестиционные решения принимаются административно в обход конкурентного отбора, ценовой сигнал для инвестиций не формируется.	Цена долгосрочного КОМ, в котором участвуют как существующие, так и новые и модернизируемые мощности, формирует ценовой сигнал для инвестиций и для вывода мощностей из эксплуатации.
Обеспечение балансовой надежности	Ликвидация заблаговременного конкурентного отбора мощности и, следовательно, отсутствие заблаговременных обязательств по поставке мощности приводит к невозможности обеспечить балансовую надежность энергосистемы.	При нерыночных административных решениях о вводе и модернизации мощностей государственные и крупные частные компании, как показывает предшествующий опыт, обладает достаточными возможностями для лоббирования вводов избыточных объемов мощности (включая АЭС и ГЭС). Это приводит к неоправданно высоким показателям балансовой надежности и,	На долгосрочном КОМ отбирается оптимальный состав генерирующих мощностей который обеспечивает поддержание необходимого уровня балансовой надежности при минимальных суммарных затратах.

		следовательно, к завышенным ценам для потребителей.	
Возможность осуществления антимонопольного регулирования, необходимого из-за большой концентрации собственности на генерирующие мощности	Антимонопольное регулирование не может производиться при заключении двусторонних договоров с непубличными переговорными ценами.	Для существующих мощностей антимонопольное регулирование осуществляется за счет контроля экономической обоснованности ценовых заявок поставщиков мощности в конкурентном отборе мощности.	Для всех мощностей антимонопольное регулирование осуществляется за счет контроля экономической обоснованности ценовых заявок поставщиков мощности в конкурентном отборе мощности.
Корректность территориального отбора генерирующих мощностей с учетом ограничений пропускной способности сети	Предлагается производителям заключать договоры в своей ЗСПМ, либо в соседней ЗСПМ в пределах выделенной доли пропускной способности связи между зонами. Такой подход существенно ограничивает возможности передачи мощности через транзитные зоны с корректным учетом пропускных способностей связей по всей траектории передачи мощности.	Алгоритм одновременного конкурентного отбора мощности по всем ЗСПМ позволяет оптимально отбирать генерирующие мощности с корректным учетом всех ограничений передачи мощности между ЗСПМ.	Алгоритм одновременного конкурентного отбора мощности по всем ЗСПМ позволяет оптимально отбирать генерирующие мощности с корректным учетом всех ограничений передачи мощности между ЗСПМ.
Возможность дифференциации оплаты мощности существующих и новых мощностей в переходном периоде для снижения	В двусторонней торговле дифференциация оплаты мощности существующих и новых генерирующих мощностей невозможна.	Дифференциация оплаты мощности существующих и новых генерирующих мощностей производится за счет того, что существующие мощности	Возможно ввести дифференциацию оплаты мощности существующих и новых генерирующих мощностей по результатам единого

финансовой нагрузки на потребителей		оплачиваются по сравнительно низким ценам КОМ, а новые мощности по высоким ценам ДПМ. Однако при этом финансовая нагрузка на потребителей увеличивается из-за завышенных цен ДПМ.	конкурентного отбора мощности, например, за счет введения различных предельных цен для существующих и новых мощностей.
--	--	---	--

Источник: Обобщено и систематизировано автором на основе открытых данных, 2013 г.

Схема 1

Основные функционирующие модели рынка электроэнергии и мощности за рубежом.

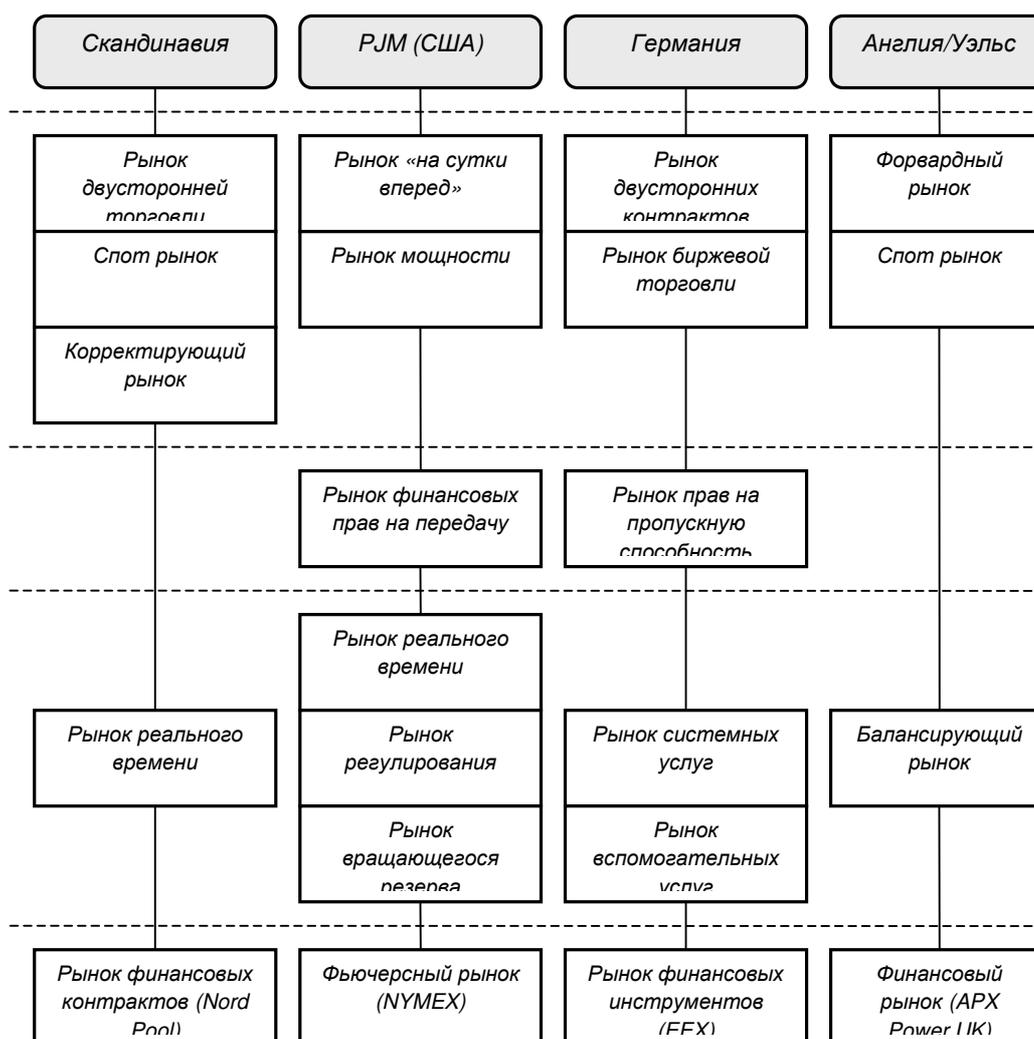


Таблица 3

Инвестиционные электроэнергетические проекты в России, 2013-2015 гг.

Проект	Год ввода	Направление инвестиций	Прирост установленной мощности, МВт
ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»			
Пермская ГРЭС: Строительство энергоблока №4 на базе ПГУ-410	2015	Новое строительство	410*
Строительство двух энергоблоков мощностью по 225 МВт на Черепетской ГРЭС (бл.№8,9)	2013-2014	Новое строительство	450
Строительство Энергетического комплекса Южноуральская ГРЭС-2 (бл.№1)	2013	Новое строительство	400
Строительство Джубгинской ТЭС (бл.№1, 2)	2013	Новое строительство	180
Строительство Энергетического комплекса Южноуральская ГРЭС-2 (бл.№2)	2014	Новое строительство	400
Строительство Энергетического комплекса Южноуральская ГРЭС-2 (бл.№3)	2015	Новое строительство	400**
ЗАО «Нижевартовская ГРЭС»			
Строительство энергоблока 3.1	2013	Новое строительство	410
Строительство энергоблока 3.2	2015	Новое строительство	410***
ОАО «ТГК-11»			
Модернизация турбины Р-50-130 ст. № 13 на Омской ТЭЦ-3	2013	ТПиР	10
Модернизация турбины ПТ-80-130 ст. № 1 на Омской ТЭЦ-5	2014	ТПиР	18
Модернизация турбины ПТ-80-130 ст. № 2 на Омской ТЭЦ-5	2015	ТПиР	18
Установка новой турбины Т-120 вместо ПТ-50-130 ст.№10 на Омской ТЭЦ-3	2015	ТПиР	120
Экибастузская ГРЭС-2			
Расширение и реконструкция ЭГРЭС-2 с установкой блока ст. №3	2014	Новое строительство	500
Строительство электростанции в Грузии	2 015	Новое строительство	100
ИТОГО			3 826 МВт

* - в соответствии с Распоряжением Правительства РФ №1637-р от 10.09.2012 мощность энергоблока увеличена до 800 МВт.

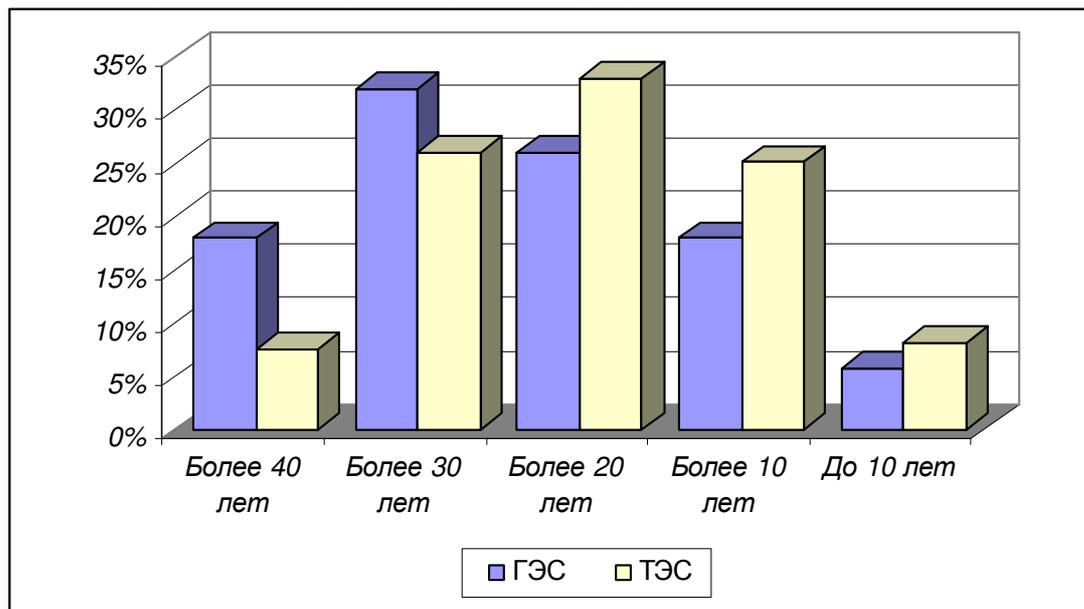
** - в соответствии с Распоряжением Правительства РФ №1637-р от 10.09.2012 проект перенесён на Верхнетагильскую ГРЭС (строительство энергоблока мощностью 420 МВт).

*** - в соответствии с Распоряжением Правительства РФ №1637-р от 10.09.2012 проект перенесён на Пермскую ГРЭС.

Источник: Обобщено и систематизировано автором на основе открытых данных, 2013 г.

Диаграмма 1.

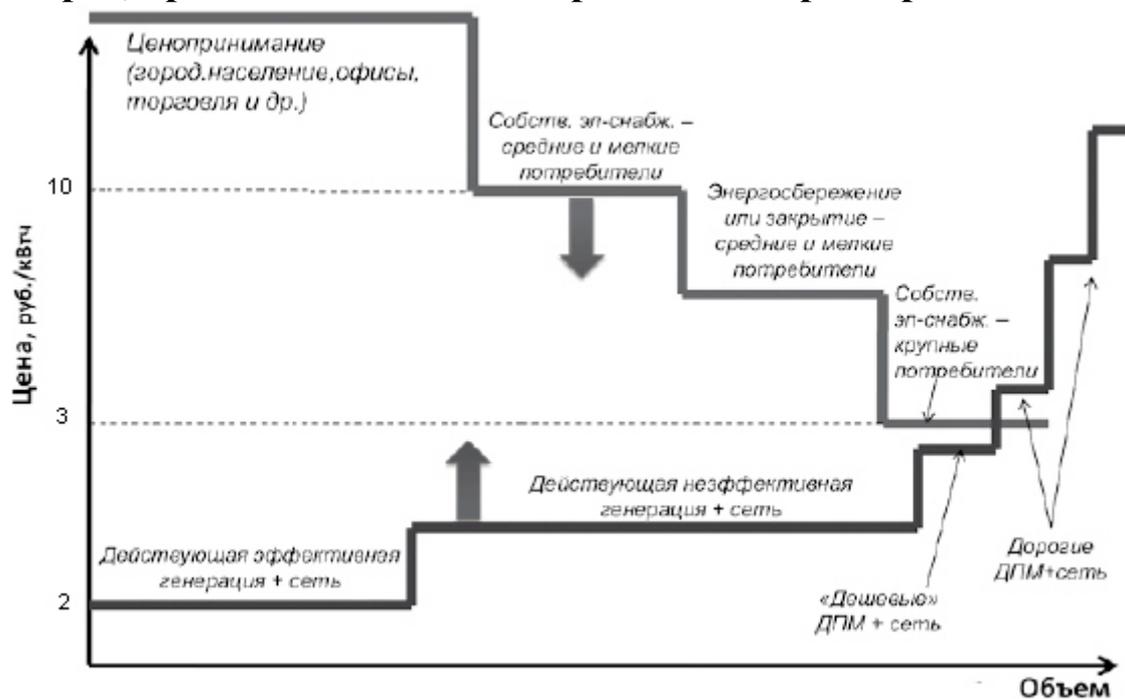
Возрастная структура генерирующих мощностей в РФ, %



Источник: Электроэнергетика России 2000-2012гг. // INFO-Line. – 2013.

Рис. 1

Спрос, предложение и цена на рынке электроэнергии и мощности



Источник: Материалы конференции «Электроэнергетика РФ: текущий статус, возможные сценарии, развилки выбора, целевое видение» ВШЭ, май 2013 г.

Рис. 2.

Основные формы стимулирования потребителей к эффективному использованию энергии

Ошибка! Закладка не определена.

Источник: Обобщение автора, 2013 г.

Рис. 3 и 4.

География ОРЭМ - ценовые зоны и зоны свободного перетока мощности ОРЭМ

Ценовые зоны оптового рынка



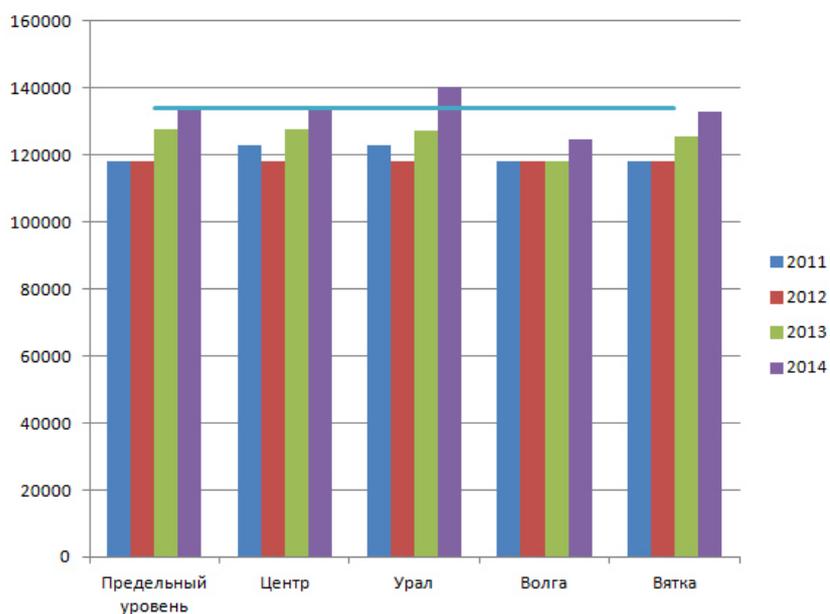
Зоны свободного перетока мощности оптового рынка



Источник: составлено автором по материалам «Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации» М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка», М. 2012

Диаграмма 2

Динамика изменения цены на мощность в Первой ценовой зоне

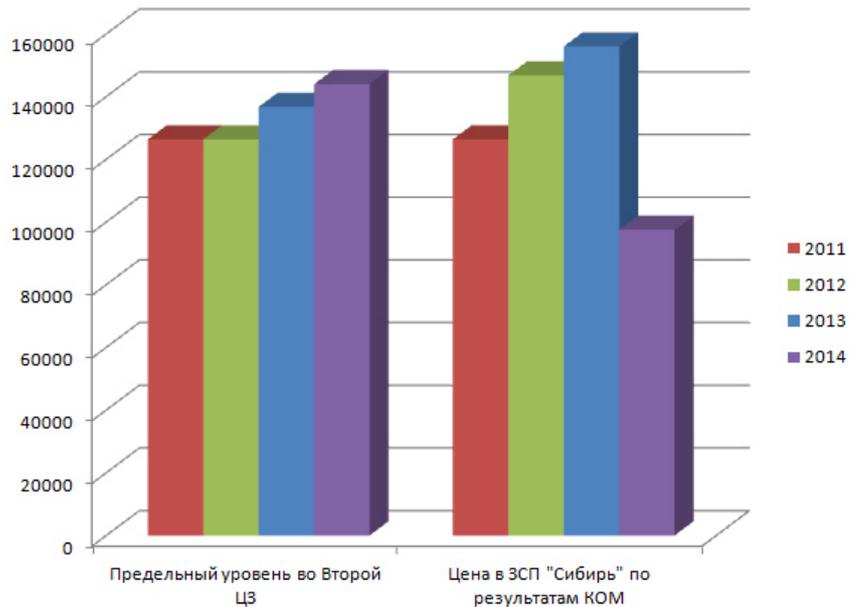


	Пределный уровень в Первой ЦЗ	Центр	Урал	Волга	Вятка
2011	118125	123000	123000	118125	118125
2012	118125	118100	118118	118125	118125
2013	127837	127656	127100	117999	125330
2014	134000	133829	140356	124599	132872

Источник: согласно данным ФАС Мониторинг рынка мощности 2011-2014 годы

Диаграмма 3

Динамика изменения цены на мощность во Второй ценовой зоне

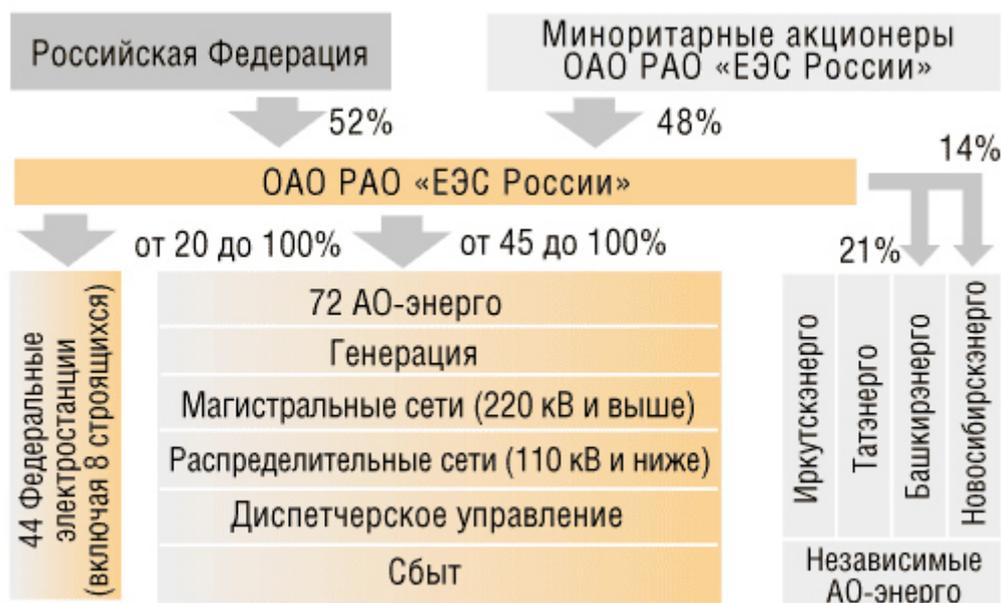


	2011	2012	2013	2014
Предельный уровень во Второй ЦЗ	126368	126368	136757	144000
Цена в ЗСП «Сибирь» по результатам КОМ	126368	146787	156000	97505

Источник: согласно данным ФАС Мониторинг рынка мощности 2011-2014 годы

Рисунок 5

Структура электроэнергетической отрасли до реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России»



Источник: РАО ЕЭС России

Рисунок 6

Структура электроэнергетической отрасли после реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России»



Источник: РАО ЕЭС России

Рисунок 7

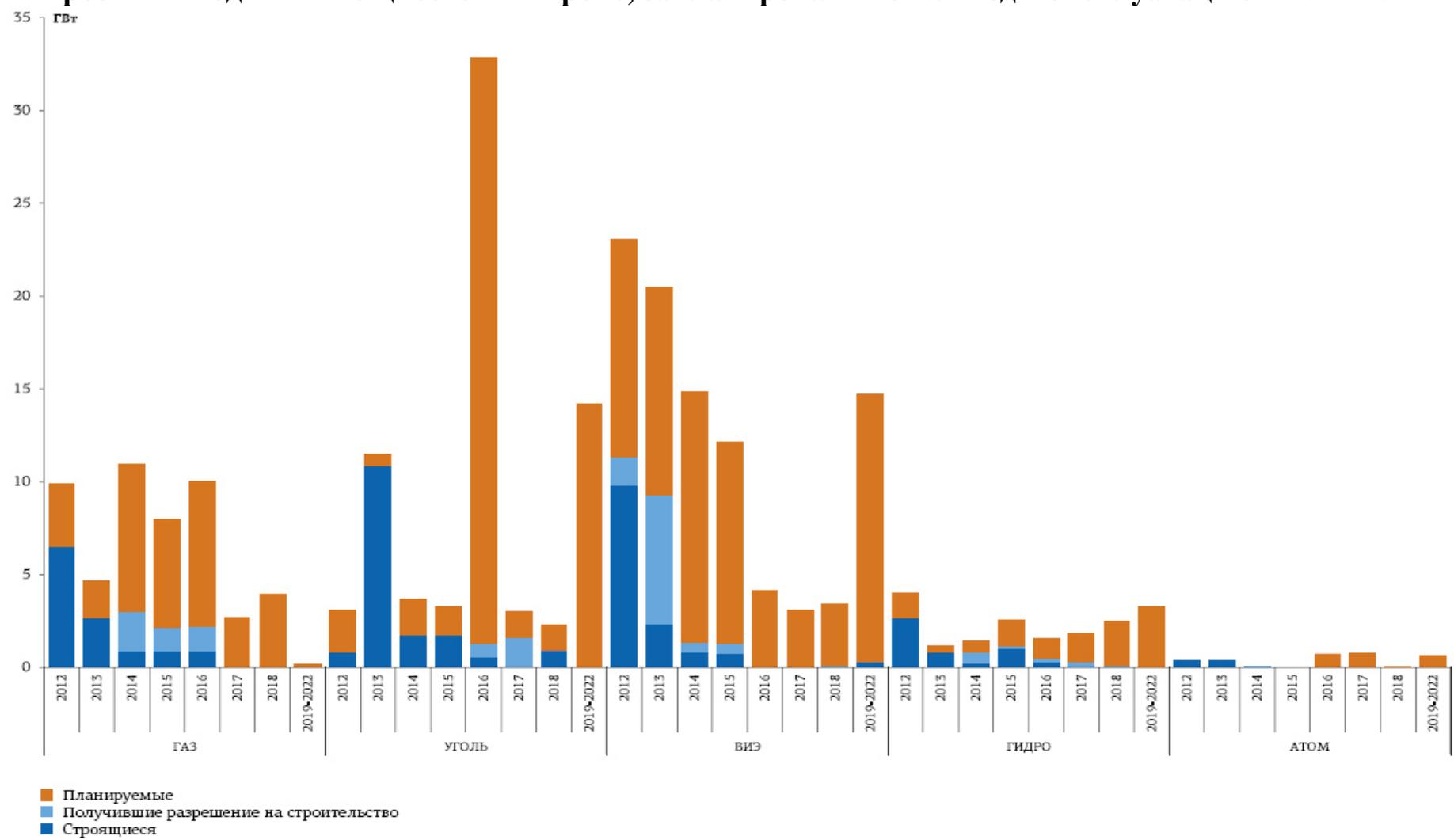
Регулирование отрасли после реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России»



Источник: авторское обобщение регуляторной практики, 2013 г.

Диаграмма 4

Проекты вводимых мощностей в Европе, запланированные на ввод в эксплуатацию в 2012-2022 гг.



Источник: Enerdata, 2012.

Совместная работа энергосистем России и стран Балтии в синхронном режиме



Источник: Министерство энергетики РФ, 2013 г. Режим электронного доступа: http://minenergo.gov.ru/cooperation/russia_eu/russia_baltia/index.php

Существующее межгосударственное взаимодействие на примере электроэнергетических рынков государств ЕЭП



Источник: Совет по изучению производительных сил (СОПС), март 2013

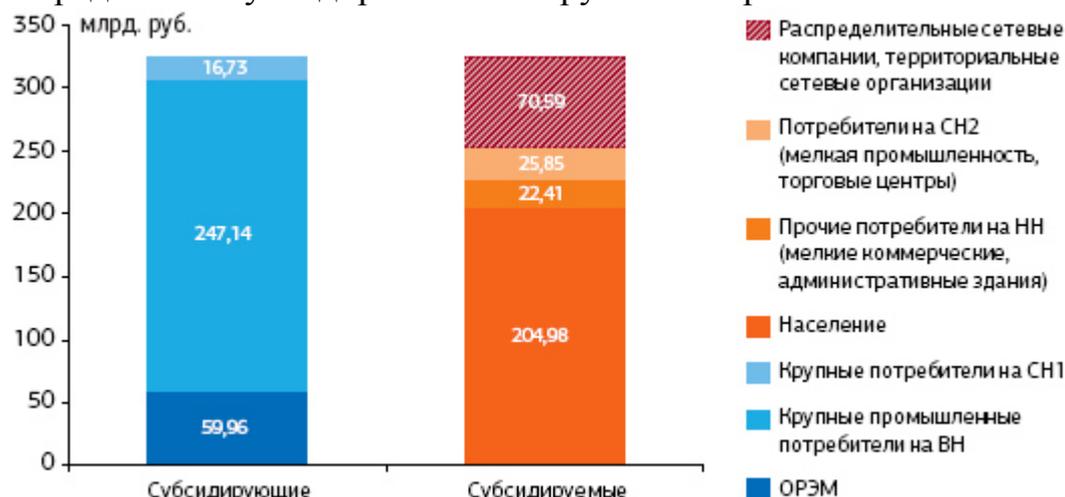
Рисунок 10.

Итоговая схема взаимодействия электроэнергетических рынков государств ЕЭП к 2016 г.



Источник: Совет по изучению производительных сил (СОПС), март 2013

Распределение субсидирования по группам потребителей в 2011 г.



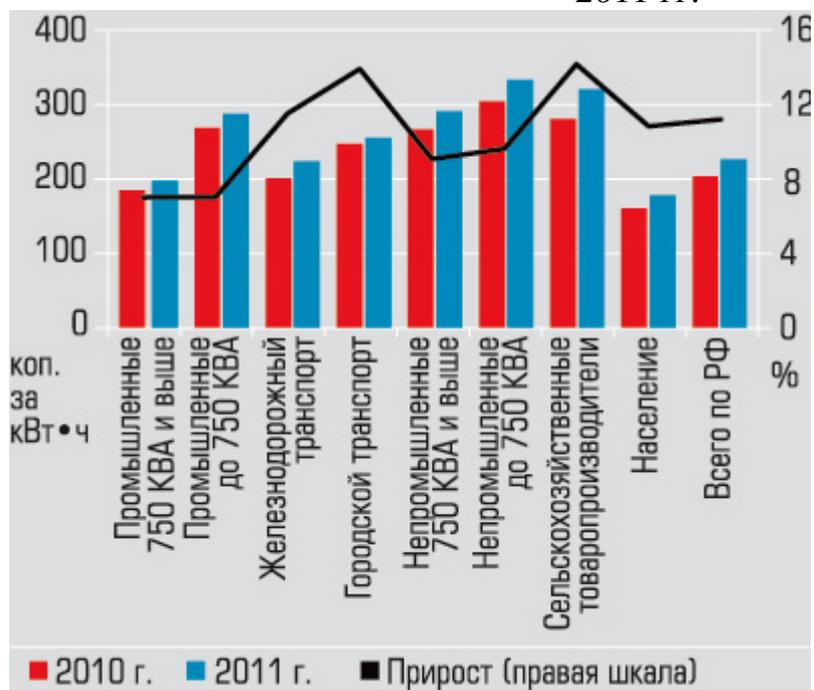
Источник: Энергетический центр бизнес-школы Сколково, 2013 г. Режим электронного доступа: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEneC_Cross_Subsidization.pdf

Цена на электроэнергию для промышленности, 2008 – 2012 гг.



Источник: Разработка предложений по оптимизации ценообразования на электроэнергию для промышленных потребителей в России. ТПП РФ. Режим электронного доступа: http://www.tpprf.ru/ru/committee/kommet/komMet_ps/index.php?id_12=42918

Средние цены на электроэнергию для разных групп потребителей в 2010-2011 гг.



Источник: Нигматулин Б.И. Не гоните народ на баррикады. Журнал Эксперт: 19.04.2013
 Режим доступа: <http://expert.ru/expert/2013/16/ne-gonite-narod-na-barrikady/>