

КОНКУРЕНТНЫЙ ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ: СОСТОЯНИЕ И НОВЫЕ ВЫЗОВЫ

Н.З. БАХТЕЕВА*, Л.А. ГАЛИМЗЯНОВ**, З.В. ШАЦКИХ*

*Казанский государственный энергетический университет

** Филиал ПАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-2, г. Казань

В статье рассматриваются особенности функционирования основных сегментов оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Выявляются факторы, оказывающие влияние на конкурентоспособность генерирующих компаний. Анализируются результаты функционирования ОРЭМ, начиная с момента его полной либерализации, раскрываются достоинства и недостатки действующих рыночных механизмов.

Ключевые слова: рынок электроэнергии, рынок на сутки вперед, конкурентоспособность, рынок мощности, конкурентный отбор мощности, вынужденная генерация, договоры о предоставлении мощности.

По результатам деятельности ТЭК в 2015 году, обсуждение которых состоялось на заседании коллегии Минэнерго России в апреле текущего года, были поставлены задачи на среднесрочную перспективу. В числе ключевых задач, требующих приоритетного решения в электроэнергетике, – оптимизация модели оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) [1]. Многие эксперты признают, что реформа не решила острых проблем в отрасли: сохраняется устойчивая тенденция роста цен на электроэнергию, продолжается старение энергооборудования и растет его аварийность. Создать подлинно конкурентный рынок электроэнергии в стране пока не удалось, и этот вопрос является постоянным объектом дискуссии специалистов и объектом критики со стороны покупателей и продавцов электроэнергии.

Как известно, конкурентная модель оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) была запущена с 1 января 2011 года. Согласно Правилам функционирования ОРЭМ [2] основными участниками оптового рынка являются крупные производители и покупатели электроэнергии, а объектом торговли выступают два товара – электрическая энергия и мощность. Оптовый рынок функционирует в двух конкурентных зонах, которые получили название «ценовых зон оптового рынка»: Европейская часть РФ, включая Урал и Тюмень (первая ценовая зона) и Сибирь (вторая ценовая зона), а также в так называемых «неценовых зонах» (Дальний Восток, Республика Коми, Архангельская, Калининградская области), где полностью сохраняется тарифное регулирование. Обе ценовые зоны ОРЭМ были объединены в 29 зон свободного перетока (ЗСП), из которых 22 – в первой ценовой зоне (с 2014 г. остались 21 ЗСП) и семь – во второй. В дальнейшем, по мере развития сетей, будет происходить их укрупнение. В ценовых зонах все субъекты могут покупать и продавать электроэнергию (мощность) по свободным рыночным (нерегулируемым) ценам.

По мнению большинства экспертов (хотя их оценки не лишены критики) единственным рыночным инструментом, который демонстрирует реальные сигналы: баланс спроса и предложения, баланс топлива, является рынок на сутки вперед (РСВ). В его основу положен механизм конкурентного ценообразования – аукцион ценовых

заявок покупателей и продавцов электроэнергии. Главный критерий отбора заявок – минимизация совокупной стоимости вырабатываемой электроэнергии. Аукцион проводится коммерческим оператором (ПАО «АТС») ежедневно за сутки до реального времени и одновременно на каждый час суток. По его результатам формируются сбалансированные плановые почасовые объемы производства/потребления и определяются равновесные цены с учетом системных ограничений и потерь электроэнергии при передаче. Устранение дисбаланса между спросом и предложением осуществляется посредством покупки электроэнергии в другом сегменте оптового рынка – балансирующем рынке (БР), который, как и РСВ, основан на конкурентном ценообразовании. Заложенные в БР ценовые сигналы делают невыгодным для участников искажение плановых объемов производства/потребления и спекулирование на ценах (покупка их становится дороже, а продажа – дешевле, чем на РСВ), за исключением отклонений по внешней инициативе, обусловленных необходимостью выполнения команд Системного оператора (СО ЕЭС).

На 01.01. 2016 г., согласно реестру НП «Совет рынка», субъектами оптового рынка являются 85 продавцов и 246 покупателей электроэнергии (для сравнения: в 2011 г. их количество составляло 54 и 214 соответственно) [3]. В силу специфики электроэнергии как товара, который практически не поддается продуктовой или брэндовой дифференциации в классическом понимании, поскольку не имеет зримой формы (веса, объема и т.д.), конкуренция на РСВ носит исключительно ценовой характер. Со стороны предложения в формировании средневзвешенной цены на электроэнергию участвуют оптовые (ОГК), территориальные (ТГК) и другие независимые генерирующие компании, получившие доступ к торговой системе оптового рынка, а со стороны спроса – энергосбытовые организации и крупные промышленные потребители. На территории Республики Татарстан статус субъектов ОРЭМ получили четыре производителя электрической и тепловой энергии (ПАО «Генерирующая компания», ПАО «ТГК-16», ООО «Нижекамская ТЭЦ» и АО «ТГК Урусинская ГРЭС»), два гарантирующих поставщика (ПАО «Татэнергосбыт» и ПАО «Оборонэнергосбыт») и около семи независимых энергосбытовых организаций.

Реально конкурировать среди поставщиков способны только участники рынка, находящиеся в одинаковых стартовых условиях. Учитывая особенности крупных ГЭС (способность ГЭС оперативно изменять нагрузку, дешевизна гидроэнергии), входящих в состав оптовой гидрогенерирующей компании (ныне – ПАО «РусГидро»), государство изначально ограничило участие данной энергокомпании в формировании рыночной цены электроэнергии (электроэнергия ГЭС учитывается по ценоприниманию), тем самым «не мешая» другим участникам рынка.

Среди тепловых генерирующих компаний наиболее конкурентоспособными, при прочих равных условиях, являются те поставщики электроэнергии, которые имеют в своем составе электростанции с более низкой себестоимостью их производства. На значение данного показателя главным образом влияет структура топливного баланса этих электростанций: виды и марки топлива, структура генерирующих мощностей, удельный расход топлива на агрегатах, цена на используемое топливо. Так, на тепловых электростанциях (ТЭС), работающих по теплофикационному циклу (ТЭЦ), удельный расход условного топлива составляет порядка 230–250 г/кВт·ч, а по конденсационному (КЭС) – 320–350 г/кВт·ч [4]. В результате этого на ТЭЦ, оборудованных турбинами с отбором пара и конденсацией, наряду с существенной экономией топлива, достигаемой по теплофикационному циклу, имеется его перерасход при выработке электроэнергии по конденсационному циклу.

Экономии затрат на производство энергии, а следовательно, и повышению конкурентоспособности генерирующих компаний во многом способствует замена

паротурбинных установок (ПТУ) электростанций, работающих в конденсационном режиме, более экономичными парогазовыми (ПГУ) и газотурбинными установками (ГТУ). Если учесть, что основной объем вырабатываемой электроэнергии в Республике Татарстан приходится на ПТУ (удельный расход условного топлива составляет порядка 335г/кВт·ч), а срок эксплуатации большинства турбогенераторов – более 50 лет, то вывод напрашивается сам собой: татарстанские генераторы имеют достаточно слабые конкурентные позиции на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Из этого следует, что главным вызовом для данных субъектов ОРЭМ является повышение конкурентоспособности путем технического перевооружения, модернизации и развития генерирующих мощностей электростанций на основе новых современных технологий и оборудования. По мере возрастания в их структуре доли ПГУ и ГТУ, работающих совместно с действующей паротурбинной частью, менее экономичные электростанции переводятся в режим с меньшим коэффициентом нагрузки, а средний удельный расход топлива по отрасли постепенно снижается. Вот только один пример: ввод в действие ПГУ-220 на «Казанской ТЭЦ-2» (станция входит в состав ПАО «Генерирующая компания»), по оценкам специалистов, позволит уменьшить удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии на 23 %, а на отпуск тепловой энергии – на 4,5 % [5]. Особенно актуальным данный вопрос стоит перед Заинской ГРЭС – одной из крупнейших электростанций республики (установленная мощность – 2,2 ГВт), где основная часть электроэнергии вырабатывается по конденсационному циклу. В сложившихся условиях функционирование таких станций на рынке электроэнергии является нерентабельным: каждый реализованный кВт·ч электроэнергии будет приносить значительный убыток.

В этом смысле поучителен опыт развитых стран, где на их маржинальном рынке участвует не более 5–7% балансирующих мощностей, и конкуренция ведется среди идентичных технологий и видов топлива, например парогазовые установки (ПГУ) на газе. Кроме того, в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) проводится нормирование себестоимости и рентабельности, что исключает сверхприбыль на рынке электроэнергии. Электроэнергия ТЭЦ продается в приоритетном порядке и имеет несколько видов дотирования [6].

В целом, конкуренция на РСВ должна способствовать снижению тарифной нагрузки на потребителей, которые платят за фактический объем потребленной электроэнергии. Однако на деле этого не происходит: средняя цена на электроэнергию для конечного потребителя растет (для сравнения: в 2011 г. – 2,28 руб./кВт·ч, в 2015 г. – 3,06 руб./кВт·ч). Главная причина видится в структуре конечной цены на электроэнергию: лишь немногим более 50 % приходится на долю стоимости электроэнергии на оптовом рынке, сформированной под воздействием спроса и предложения, остальную же часть составляют тарифы на услуги по транспорту и передаче электроэнергии (более 40 %), тарифы на услуги организаций коммерческой инфраструктуры и сбытовая надбавка. Однако и на самом конкурентном оптовом рынке за анализируемый период наблюдался рост средневзвешенных цен на электроэнергию (табл.1), за исключением цен в 2015 г. в первой ценовой зоне.

Во второй ценовой зоне цены РСВ находились на более низком уровне, чем в европейской части страны (первая ценовая зона), но и они заметно выросли. Одной из причин такого роста является снижение выработки ГЭС вследствие малой водности. Именно на гидроэлектростанциях приходится существенный объем выработки электроэнергии в Сибири. Из-за снижения объемов дешевого предложения со стороны ГЭС на РСВ возрастали объемы дорогой электроэнергии угольных ТЭС, что «толкало» цены вниз.

Таблица 1

Средние индексы равновесных цен РСВ, руб./МВт·ч [7]

Зоны рынка	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Две ценовые зоны	901,41	937	1022	1083,7	1100,9
Первая ценовая зона	989,14	1001,18	1104	1163,4	1153,3
Вторая ценовая зона	566,81	704,02	718	789	914,4

При этом поставщики первой ценовой зоны не могли влиять на ситуацию из-за имевшихся ограничений на переток между зонами. Ограничения были сняты летом 2014 г. И в результате конкуренции между поставщиками первой и второй ценовых зон в 2015 г. произошло сближение нерегулируемых цен на электроэнергию – в Сибири цены выросли, в европейской части страны – снизились.

Что касается общего роста средневзвешенной цены, то основная причина этого – рост цены на топливо, прежде всего на газ, который является основным видом топлива для тепловых электростанций, с которыми конкурируют АЭС в европейской части, и ГЭС – в Сибири. На долю электро- и теплоэнергетики приходится свыше 55 % общего объема потребления газа, поставляемого на внутренний рынок. Несмотря на усилия государства по недопущению роста внутренней цены на газ до равнодоходной с экспортными поставками в Европу, цены на данный вид топлива продолжают расти. Такое повышение компенсируется повышением стоимости электроэнергии на ОРЭМ, поскольку тарифы на оптовом рынке электроэнергии компенсируют переменные расходы генерирующих компаний (т.е. топливные издержки).

Иначе устроен рынок мощности, призванный хеджировать риски неполучения поставщиком средств на покрытие условно-постоянных расходов и обеспечивать возврат инвестиций в модернизацию и строительство новых генерирующих объектов. Он состоит из нескольких сегментов, существенно различающихся по принципам ценообразования, основными из которых являются: конкурентный отбор мощности (КОМ); мощность, предоставляемая в вынужденном режиме (ВР); мощность, подлежащая обязательной покупке согласно договорам о предоставлении мощности (ДПМ).

Основой функционирования рынка мощности служит КОМ. Суть механизма КОМ заключается в том, что СО ЕЭС определяет объем спроса на мощность по ЗСП (с учетом заявок потребителей), коэффициент резервирования и порядок учета в КОМ технических параметров генерирующего оборудования. По результатам анализа экономической концентрации Федеральная антимонопольная служба (ФАС) определяет ЗСП, в которых КОМ проводится с применением предельных цен на мощность; поставщики подают ценовые заявки, формируя ценовое предложение. По итогам конкурентного отбора определяются: генерирующие объекты, мощность которых необходима в году поставки, а также цены продажи мощности для каждой ЗСП.

Теоретически данный механизм является, безусловно, рыночным, однако, на практике конкуренция на рынке мощности отсутствует и фактически осуществляется ручное управление [8]. Причина нерыночного характера КОМ – наличие доминирования в большинстве ЗСП, в результате которого устанавливается *price cap*. Спрос является фиксированным значением, соответствующим минимально необходимому объему мощности (т.е. покупатели в такой модели никак не влияют на цену мощности), а объемы предложения, превышающие указанную величину, не могут быть отобраны вне зависимости от цены предложения. В таких условиях модель стимулирования инвестиций не работает, поскольку присутствует риск оплаты покупателями на рынке второй маржинальной составляющей. К тому же,

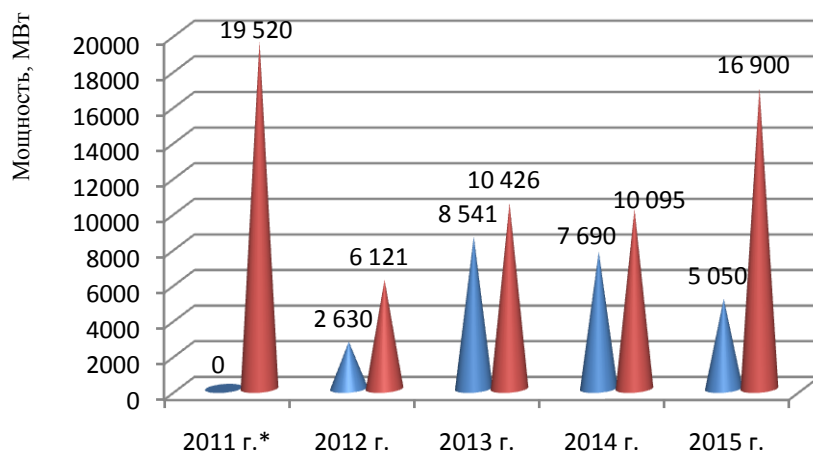
действовавшая вплоть до 2015 г. модель КОМ характеризуется как краткосрочная, поскольку отбор мощностей проводился сроком на один год вперед, что не позволяет предупредить дефицит мощности, принять участие в таком отборе еще непостроенным генерирующим объектам.

Согласно Правилам функционирования ОРЭМ [2] мощность, не прошедшая конкурентный отбор из-за слишком высокой себестоимости содержания, не оплачивается. Из-за этого генераторы теряют в среднем порядка 30% доходов [9]. Исключение составляют генераторы, которые, несмотря на низкую эффективность, принимаются Системным оператором к работе на условиях «вынужденной» генерации. При этом потребители несут дополнительную тарифную нагрузку за содержание этой вынужденной генерации. В целом по России объем «выпавших» мощностей на 2015 г., по данным СО ЕЭС, составил 15,4 ГВт, и почти в пять раз превысил уровень предыдущего года [9].

По итогам КОМ 2014 и 2015 г., проводимого СО ЕЭС на один год, пять татарстанских генераторов (ТЭС) общей мощностью 1,67 ГВт не выдержали конкуренцию с поставщиками электроэнергии из других регионов и были выдвинуты с федерального рынка энергомощностей. Это две станции ОАО «Генерирующая компания» (Казанская ТЭЦ-1 и Казанская ТЭЦ-2), Урусинская ГРЭС, Нижнекамская ТЭЦ-2 (принадлежит ОАО «Татнефть») и Казанская ТЭЦ-3 (ОАО «ТГК-16») и были вынуждены подать заявки на статус «вынужденных» генераторов.

Вынужденной признается генерация, которая не прошла конкурентный отбор, но не может быть остановлена, поскольку без нее невозможна работа отдельных участков энергосистемы или она нужна для теплоснабжения населенных пунктов. Данная ситуация является вполне типичной для российской электроэнергетики. Так, согласно Правилам ОРЭМ, все генерирующее оборудование, не отобранное в КОМ, в 2011 г. получило статус вынужденной генерации автоматически. К 2015 году, по сравнению с 2012 г., объемы вынужденной генерации, учтенные в КОМ, увеличились в 1,9 раза, а объемы мощности, поставляемой в вынужденном режиме, – примерно в 2,8 раза (см. рисунок).

Естественно, работа в вынужденном режиме создает опасность надежного энергоснабжения, вплоть до возникновения аварийных ситуаций из-за технического состояния. Согласно экспертным оценкам, в российской энергосистеме доля объектов возрастом до 30 лет составляет всего 26%, 22% – старше 50 лет и 52% – в диапазоне 31–50 лет [10]. Кроме того, данный механизм торговли мощностью не отвечает рыночным подходам и принципам экономической целесообразности. При отсутствии реальных механизмов вывода из эксплуатации неэффективной генерации и сохранении текущих правил оплаты объемы вынужденных генераций не будут снижаться. Не случайно Правительством РФ было дано распоряжение Министерству энергетики РФ по согласованию с Минэкономразвития РФ и Федеральной антимонопольной службой (ФАС) разработать предложения, предусматривающие прекращение поставки мощности в вынужденном режиме после реализации замещающих мероприятий, необходимых для обеспечения возможности вывода генерирующего объекта из эксплуатации [11].



- Объем вынужденной генерации, учтенной в КОМ, МВт;
- Объем мощности, поставляемой в вынужденном режиме, МВт

Рис. Динамика объемов вынужденной генерации мощности.

В 2015 г. была запущена новая модель КОМ на оптовом рынке, которая использует эластичную кривую спроса на мощность: чем больше мощности отобрано, тем ниже удельная цена 1 МВт. Отбор теперь производится по ценовым зонам, а не по каждой ЗСП, где формировались преимущественно локальные цены с незначительным эффектом по перетоку между ЗСП. Данные изменения позволят вывести неэффективные генерирующие мощности из эксплуатации, обеспечить оптимальную работу рынка и более конкурентное ценообразование в ценовых зонах. В условиях ДРМ с проведением отбора мощности на 4 года вперед у поставщиков и потребителей появляется реальная возможность осуществлять долгосрочное планирование операционной и инвестиционной деятельности [1]. В новой модели перечень генераторов, поставляющих мощность «в вынужденном режиме», устанавливается до проведения КОМ, соответственно мощность таких генераторов в полном объеме учитывается в составе предложения, покрывающего спрос. При этом с 2016 г. вся нагрузка за оплату вынужденных, необходимых для теплоснабжения энергоблоков возложена на регион.

Всего по результатам первого 4-летнего КОМ на 2016–2019 гг., проведенного в соответствии с Правилами ОРЭМ с учетом изменений, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.08.2015 № 893 [12], были отобраны заявки 54 поставщиков мощности, в том числе заявки татарстанских генерирующих компаний (за исключением ООО «Нижнекамская ТЭЦ»). Общий объем отобранной мощности на 2016 г. составил 196,9 ГВт, включая мощности, подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке (ДПМ и новые АЭС/ГЭС) и поставляемые в «вынужденном» режиме (общей мощностью 14,7 ГВт) [13].

Основная часть тепловых генерирующих мощностей вводится на оптовый рынок на условиях ДПМ. Для справки: ДПМ – договоры о предоставлении мощности, в соответствии с которыми поставщик обязуется построить и ввести их в эксплуатацию, а покупатель – принять и оплатить договорный объем мощности. При этом цена на мощность по ДПМ обеспечивает возврат не только эксплуатационных затрат, но и большей части капитальных затрат с учетом доходности по рыночной процентной

ставке. Перечень объектов, вводимых по ДПМ, является закрытым и утверждается Правительством РФ.

Введение данного механизма торговли на рынке мощности было продиктовано необходимостью обеспечить растущий спрос на электроэнергию, для удовлетворения которого, по оценкам разработчиков Энергетической стратегии развития России на период до 2020 г., генерирующих мощностей было явно недостаточно. Однако из-за ошибок в прогнозировании, а также в связи с сокращением энергопотребления на фоне кризиса в сочетании с вводами новых мощностей в 2003–2015 гг., в настоящий момент в энергосистеме имеется более 15 ГВт избыточных резервных мощностей, которые к 2020 г., по оценкам экспертов, увеличатся до 25 ГВт [14]. Вероятно, прежде всего по этой причине сложилось неоднозначное мнение среди экспертов, поставщиков и потребителей мощностей относительно эффективности применения ДПМ.

Большинство экспертов, включая членов Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», сходятся во мнении, что «механизм ДПМ – не рыночный, он основан на обязательствах перед государством ОГК и ТГК. Не решаются проблемы развития генерирующих объектов на базе инновационных технологий. По мере исполнения обязательств механизм ДПМ исчерпает себя. В условиях финансово-экономического кризиса ДПМ не способны обеспечить гарантированное развитие генерирующих мощностей» [15]. Вместо конкуренции за потребителя среди участников ОРЭМ организована конкуренция за возможность участия в реализации ДПМ. Без ДПМ вводится только собственная генерация у потребителя. При этом цена мощности объектов ДПМ в 5–10 раз выше, чем цена отобранной при конкурентном отборе мощности (КОМ).

Однако существует и другая точка зрения: на сегодняшний день ДПМ остается единственным работающим механизмом возврата и окупаемости инвестиций. Он доказал свою эффективность на практике: ввод энергообъектов по ДПМ уже составил 17,5 ГВт мощности ТЭС и 3,1 ГВт – АЭС. К 2020 г. будет введено еще 7,7 ГВт мощности ТЭС и 6,6 ГВт – АЭС [10].

В рамках выполнения обязательств по договорам ДПМ в декабре 2014 года осуществлен ввод ПГУ-220 на Казанской ТЭЦ-2, осуществляющей энергоснабжение Казанского энергорайона Республики Татарстан. Реализация данного инвестиционного проекта в рамках ДПМ позволяет покрыть многомиллиардные капитальные затраты, а также компенсировать условно-постоянные затраты на эксплуатацию и обслуживание данного оборудования. К тому же, строительство ПГУ-220 является решением проблемы острого дефицита электроэнергии для промышленных потребителей – предприятий нефтехимической промышленности, авиастроения, моторостроения, судостроения, коммунально-бытового сектора и сельского хозяйства. С вводом в 2018 г. ПГУ мощностью 230 МВт (сделка была заключена на вторичном рынке ДПМ) уже на другой станции – Казанской ТЭЦ-1 – риск дефицита энергомощностей в этом крупнейшем энергорайоне республики удастся свести к минимуму.

Таким образом, проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что в целом модель российского ОРЭМ является достаточно работоспособной, но требующей определенной доработки в отдельных его сегментах.

1. Реально работающим рыночным сегментом является рынок электроэнергии, и прежде всего, РСВ. Он демонстрирует рыночные механизмы формирования средневзвешенной цены на электроэнергию, компенсирует переменные затраты производителей электроэнергии. При этом конкурентоспособность участников оптового рынка со стороны предложения, учитывая ценовой характер конкуренции, обеспечивается более низкой себестоимостью производства электроэнергии. Для

усиления конкурентных позиций татарстанских поставщиков электроэнергии на РСВ главным вызовом является повышение их экономичности путем технического перевооружения, модернизации и развития генерирующих мощностей электростанций на основе новых более современных технологий и оборудования. Основные направления модернизации республиканской энергосистемы уже нашли отражение в соответствующем разделе «Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года» [16].

2. Механизмы торговли, действующие на рынке мощности, позволяют генерирующим компаниям получать оплату за прошедшую КОМ мощность, получившую статус «вынужденной генерации» или поставляемую по ДПМ, и таким образом компенсировать условно-постоянные затраты. Однако краткосрочная модель КОМ не давала долгосрочных ценовых сигналов о дефиците генерирующей мощности в том или ином регионе, а потребители не оказывали конкурентного воздействия на результаты отбора мощности. Решить данную проблему предполагается за счет введенного в 2015 г. долгосрочного КОМ, основанного на применении эластичной кривой спроса на мощность. Кроме того, у генерирующих компаний появляется возможность долгосрочного планирования своей операционной и инвестиционной деятельности, повышается их инвестиционная привлекательность.

3. Механизм торговли мощностью на основе ДПМ является гарантом возврата инвестиций и их доходности для генерирующих компаний, что особенно актуально для регионов, испытывающих серьезный дефицит в энергомощностях. В то же время неконкурентный, непрозрачный, административный порядок выбора проектов без учета балансовых требований приводит к переинвестированию и избыточной нагрузке на потребителей. Вызывает тревогу тот факт, что сегодня избыток генерирующих мощностей составляет 15 ГВт, к 2020 г., согласно экспертным оценкам, он увеличится до 25 ГВт, хотя, по данным за 2015 г., порядка 20 ГВт мощности реализовывалось в режиме вынужденной генерации.

Для реализации заложенных в модели ОРЭМ механизмов необходимо минимизировать нерыночные методы регулирования рынка и управление отраслью в «ручном режиме». Необходимо дать право собственникам генераций заключать прямые соглашения с потребителями. Наличие двусторонних договоров, если они имеют большой объем, является гарантией инвестиций в развитие мощностей, а также гарантией денежного потока для поставщиков и стабильности цен для потребителей.

Литература

1. Доклад министра энергетики РФ А.В. Новака на заседании коллегии Минэнерго России. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/4912>.
2. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности (с изменениями на 23 января 2015 года).
3. Официальный сайт НП «Совет рынка» // <http://www.np-sr.ru/>.
4. Обухов С.Г. Системы генерирования электрической энергии с использованием возобновляемых энергоресурсов: учеб. пособие /С.Г.Обухов. Томск: Изд-во Томского политех. ун-та, 2008. 140 с.
5. Ресурсоэффективность – основа повышения конкурентоспособности республики. Интервью с Ильдаром Халиковым, Премьер-министром Республики Татарстан //Межотраслевой информационно-аналитический журнал «Ресурсоэффективность в Республике Татарстан». Специальный выпуск. 2015. С. 3-5.

6. Рынок сбыта российской энергетики становится все более цивилизованным [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://izvestia.ru/news/566718>.
7. Официальный сайт Минэнерго // <http://minenergo.gov.ru/>.
8. Аналитический доклад «Анализ результатов реформы электроэнергетики и предложений по росту ее эффективности» // Институт естественных монополий, М., 2013.
9. Деловая электронная газета Татарстана «БИЗНЕС Online» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.business-gazeta.ru/>.
10. Энергорынок заработал по новым правилам // Ведомости, 8 декабря 2015 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru>.
11. Постановление Правительства РФ от 27 августа 2015 г. № 893 «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/103181/>.
12. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности с учетом изменений, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.08.2015 № 893 «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности».
13. Итоги конкурентного отбора мощности на 2016 год. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bigpowernews.ru/>.
14. Сделать своевременные выводы //Журнал об энергетике России «Энергия без границ» , № 5 (30), октябрь-ноябрь 2014 г., С. 10-13.
15. Оценка состояния рынка электроэнергетики и пути его совершенствования //Академия энергетики, № 4 (54) август 2013, с.12-27
16. Закон Республики Татарстан «Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года» от 17 июня 2015 года № 41-ЗРТ.

Summary

In article features of functioning of the main segments of the wholesale market of the electric power and power (OREM) are considered. The factors exerting impact on competitiveness of the generation companies come to light. Results of functioning of OREM, since the moment of his full liberalization are analyzed, merits and demerits of the operating market mechanisms reveal.

Keywords: the market of the electric power, the market for the days ahead, competitiveness, the market of power, competitive selection of power, the compelled generation, contracts on granting power.

Поступила в редакцию

17 мая 2016 г.

Бахтеева Наиля Закарьевна – канд. эконом. наук, доцент кафедры Экономики и организации производства (ЭОП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: bnz2013@bk.ru.

Галимзянов Ленар Алмазович – инженер по оптовому рынку Производственно-технического отдела (ПТО) филиала ПАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-2. E-mail: lenarlg85@gmail.com.

Шацких Зоя Васильевна – доцент кафедры Экономики и организации производства (ЭОП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: 2822074@mail.ru.