

УДК 338.28

Ключевые аспекты и оценка рисков внедрения новой модели рынка мощности в Российской Федерации

В.И. Колибаба, С.В. Колибаба
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация;
ESC Rennes School of Business, Rennes, France
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: Существующая модель рынка мощности РФ не отвечает современным требованиям, направленным на стимулирование инвестиционной активности в электроэнергетике. НП «Совет рынка» предложил новую модель рынка мощности, в основе которой заложен механизм формирования свободных двусторонних договоров на электроэнергию и мощность (СДЭМ) между потребителями и поставщиками.

Материалы и методы: В качестве информационной базы использованы данные годовых отчетов генерирующих компаний РФ и НП «Совет рынка». Исследование проведено с использованием методов сравнительного анализа, математического моделирования и прогнозирования.

Результаты: Произведен анализ возможных последствий введения в РФ с 2015 года новой модели оптового рынка электроэнергии и мощности для субъектов электроэнергетического рынка. Выявлены риски, сопровождающие изменения модели, и возможности их минимизации.

Выводы: Результаты сравнительного анализа экономических результатов работы генерирующей компании на оптовом рынке мощности при существующей модели и прогнозной модели рынка выявили снижение экономических показателей работы компании при внедрении прогнозной модели рынка мощности. По СДЭМ, объем мощности определяется величиной потребления электроэнергии по графику поставки в пиковые часы, и соответственно, зависит от сезона года. Наиболее сложным является период с марта по сентябрь, когда снижается величина потребления электроэнергии в пиковые часы и существенно уменьшается выручка генерирующей компании по СДЭМ.

Ключевые слова: свободные двусторонние договоры, конкурентный отбор мощности, рынок на сутки вперед, балансирующий рынок мощности, вмененный пиковый контракт.

Key aspects and risk evaluation of the new model of the Russian Federation capacity market

V.I. Kolibaba, S.V. Kolibaba
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation;
ESC Rennes School of Business, Rennes, France
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Abstract

Background: The current model of the Russian Federation capacity market does not meet the modern requirements for investment stimulation in electric power industry. The nonprofit partnership «Market Council» has suggested a new model of capacity market based on a mechanism of concluding free bilateral contracts for power and capacity purchase between consumers and suppliers.

Materials and methods: Annual reports of the NP «Market Council» and Russian generating companies were used as the information database of the study which was conducted by the methods of comparative analysis, mathematical modeling and forecasting.

Results: We have analyzed the potential impact of the new wholesale electricity and capacity market model introduced in Russia in 2015 on the electricity market participants. We have also identified the risks accompanying the model change and made suggestions for risk minimization.

Conclusions: Comparative analysis has shown a reduction in the economic performance of the generating companies after the introduction of the new capacity market model. According to free bilateral contracts for power and capacity purchase, the capacity depends on electricity consumption corresponding to the electricity supply schedule in peak hours and, therefore, on the season. The most difficult period is from March to September when electricity consumption in peak hours falls and the company's revenue from free bilateral contracts significantly declines.

Key words: free bilateral contracts, competitive power takeoff, day-ahead market, balancing capacity market, imputed peak contract.

Ключевой целью реформирования электроэнергетики России является создание полноценного конкурентного оптового электроэнергетического рынка и формирование эф-

фективных розничных рынков электроэнергии, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей.

Действующая модель рынка электроэнергии и мощности, по мнению многих экспертов, обладает существенными недостатками. Среди таких недостатков называют чрезмерную «зарегулированность» рынка – ручное управление там, где должны действовать рыночные механизмы. Результатом является отсутствие стабильности, как для инвесторов энергетических компаний, так и для потребителей электроэнергетики, в частности промышленных предприятий. Также отсутствуют долгосрочные сигналы и инструменты, необходимые для развития инвестиционной активности частных электрогенерирующих компаний как субъектов электроэнергетического рынка, по модернизации действующих производственных мощностей без государственного участия. Российский рынок мощности обеспечил возмещение постоянных издержек для установленных мощностей, но, несмотря на большой приток финансового капитала, не стимулировал создание новых мощностей в 2007–2010 гг. В итоге правительство применило административное давление, чтобы обеспечить создание новых мощностей с 2011 г. Экономическая эффективность этих инвестиций сомнительна [1].

Другой проблемой является несовершенство рынка мощности: он не дает сигналов обратной связи – где и по какой цене новая генерирующая мощность будет востребована. Отсутствуют стимулы к выводу из эксплуатации неэффективного оборудования [2].

С 2015 года планируется введение новой модели рынка электроэнергии и мощности, которая, как предполагается, будет направлена на решение существующих проблем. Преобразование оптового рынка электроэнергии (мощности) должно быть направлено на создание привлекательной инвестиционной среды в электроэнергетике для запуска процессов модернизации и реновации генерирующих мощностей. При этом уровень цен на электрическую энергию должен обеспечивать баланс между требованиями привлечения необходимого объема инвестиционных ресурсов в отрасль и интересами потребителей [3]. Вариант новой модели, ориентированный на рыночные механизмы, был предложен специалистами НП «Совет рынка» [4, 5]. Базисом предлагаемой модели являются свободные двусторонние договоры на электроэнергию и мощность (СДЭМ) между потребителем и поставщиком.

Модель свободных двусторонних договоров на ОРЭМ. По итогам функционирования рынка конкурентного отбора мощности (КОМ) за последние несколько лет, потребитель оплачивает практически всю имеющуюся на рынке мощность: прогноз спроса и цена в КОМ формируются без участия потребителей, а также отсутствуют механизмы долгосрочного формирования цены на мощность вследствие договоренностей покупателя и поставщика.

Это во многом напоминает схему рынка обязательного участия в пуле при использовании метода предельного ценообразования, которая не оправдала себя в энергообъединении Англии и Уэльса.

Новая модель предполагает отмену механизма гарантированной оплаты отобранной на КОМ мощности. В соответствии с этой моделью, гарантия оплаты мощности производителям будет обеспечена только путем заключения свободных двусторонних договоров. СДЭМ являются договорами на покупку-продажу электроэнергии по цене, которая будет компенсировать полные издержки, включая стоимость мощности. Оплаченный по такому договору объем мощности будет определяться величиной потребления электроэнергии по графику поставки в пиковые часы. Рынок на сутки вперед и балансирующий рынок электроэнергии в этой модели остаются прежними, а вот принципы торговли мощностью серьезно меняются. Для стимулирования к участию в двусторонних договорах предполагается торговля отклонениями по мощности от объемов СДЭМ в рамках нового рыночного механизма – балансирующего рынка мощности.

При работе балансирующего рынка мощности потребители будут платить за превышение своего фактического потребления мощности над объемом, купленным по СДЭМ, по цене вмененного пикового контракта. Стоимость мощности по вмененному пиковому контракту будет соответствовать стоимости наиболее эффективной новой мощности, что, конечно, дороже, чем цена на мощность действующих объектов.

Собранные с потребителей средства за оплату мощности, купленной сверх СДЭМ, будут распределены на всю оставшуюся невостребованную мощность производителей. Учитывая наличие профицита генерирующей мощности над пиковым потреблением (что является необходимым условием как для обеспечения надежности, так и для запуска конкурентных рыночных отношений), платеж за не проданную по СДЭМ мощность будет значительно ниже существующей цены.

Например, покупатели заплатят сверх СДЭМ за 400 МВт по цене 300 тыс. руб., но эти средства надо будет распределить на 2000 МВт незаконтракованной мощности производителей, что составит всего 60 тыс. руб. за 1 МВт.

Данная модель свободных двусторонних договоров способствует решению существующих проблем отрасли. Новая модель имеет ряд преимуществ:

- участие потребителей в формировании цены и возможность определения цены на среднесрочную и долгосрочную перспективу;
- повышение конкуренции между разными типами генерации;

- отсутствие необходимости для органов государственной власти принимать технические и экономические решения в отношении многочисленных инвестиционных проектов в секторе генерации.

Особенности СДЭМ в части мощности.

Новая модель предполагает, что внутри зон свободных перетоков (ЗСП) ограничений на покупку и продажу мощности не существует. Однако между ЗСП мощность по договору лимитируется системными ограничениями на перетоки по сети. Величина максимально допустимой (по указанным ограничениям) поставки мощности (МДП) между ЗСП задается Системным Оператором (СО) до начала года поставки вместе с перечнем ЗСП и делится между поставщиками «ЗСП-экспортера» пропорционально их располагаемой мощности.

Разделение МДП между регулируемыми договорами (РД), СДЭМ, СДЭМ ГП одного поставщика не предписано и осуществляется по мере заключения договоров: каждый договор с покупателем другой ЗСП уменьшает соответствующую часть МДП, выделенную данному поставщику под договоры с покупателями из такой ЗСП. Для рассматриваемых договоров объем мощности отдельно в договоре не указывается и определяется «автоматически» из указанного в договоре графика потребления электроэнергии. При этом принято:

- покупатель приобрел мощность, равную среднему по рабочим дням календарного месяца часовому объему электроэнергии (согласно графику электроэнергии в договоре) в часы максимальной фактической пиковой нагрузки для субъекта РФ, в котором расположены точки поставки покупателя по договору, среди плановых часов пиковой нагрузки на этот месяц;

- продавец продал мощность, определенную аналогичным образом, как средний часовой объем электроэнергии (согласно графику электроэнергии в договоре) в те же часы максимальной фактической пиковой нагрузки для субъекта РФ, в котором расположены точки поставки покупателя по договору;

- по таким договорам продавец сразу же обеспечил резервирование проданной по договору мощности в соответствии с нормативным коэффициентом резервирования (Крез). Это означает, что в целях формирования финальных требований/обязательств поставщика при определении суммарных объемов мощности, проданных поставщиком по договорам, все проданные объемы будут увеличиваться на Крез.

Оплата мощности. Новая модель предполагает отмену КОМ. Также устанавливается плановый нормативный коэффициент резервирования на год, который рассчитывается по существующей методике определения Крез как доля мощности (%), которая должна быть в ре-

зерве для наиболее «загруженного» периода года. Определенный таким образом Крез устанавливается одинаковым на все месяцы календарного года. Резервирование проданной мощности осуществляют сами поставщики собственной мощностью или покупкой у иных генераторов. Резервирование к покупателям, согласно новой модели, больше не применяется.

Генераторы, как и в настоящее время, ежегодно аттестуют мощность для поставки. Поставленной, в том числе по договору, считается только аттестованная мощность. Если же мощность генератора не аттестована, а он заключил двусторонний договор, он должен докупить проданное количество мощности у иных поставщиков с аттестованной мощностью.

Генераторы, как и сейчас, «штрафуются» за недопоставку (неготовность) мощности. Каждый месяц поставленным считается лишь объем располагаемой мощности с учетом коэффициента готовности в данном месяце.

Мощность генераторов может быть оплачена только через двусторонние договоры или механизм балансирующего рынка мощности. Заключенные договора о предоставлении мощности (ДПМ) сохраняются неизменными. При этом в отношении мощностей по ДПМ свободные договоры не заключаются и балансирующий рынок мощности не действует.

Балансирующий рынок мощности и вмененные контракты. В целях определения цены приобретения мощности потребителями на балансирующем рынке мощности (БРМ) вводится вмененный контракт. Его смысл заключается в приобретении электроэнергии и мощности на условиях новой, наиболее эффективной мощности.

Участники-поставщики вправе до начала года подать ценовую заявку на БРМ со своей ценой пикового контракта, одинаковую по всем месяцам года. При этом возможно указать в заявке разные по цене «ступеньки», в зависимости от количества предлагаемых на БРМ пиковых контрактов (цена убывает по увеличению количества контрактов). Заявки подаются в отношении генерирующих единиц мощности.

До начала года объявляются часы в сутки потребления электроэнергии, кроме выходных дней, соответствующие плановым часам пиковой нагрузки, определенным СО на каждый месяц предстоящего года в разрезе ценовой зоны.

Фактическое потребление мощности в группе точек поставки (ГТП) участника определяется как среднее по рабочим дням календарного месяца из часовых фактических объемов потребления электроэнергии в часы максимальной фактической пиковой нагрузки для субъекта РФ, в котором расположена ГТП (или точки поставки розничного покупателя), среди плановых часов пиковой нагрузки на этот месяц.

По итогам каждого месяца для покупателя определяется объем мощности, приобретенный по всему портфелю заключенных договоров (включая ДПМ, РД), и фактическое потребление мощности. Разница приобретает/продается на балансирующем рынке мощности. Для генератора определяется объем мощности, проданный по портфелю заключенных договоров (включая ДПМ, РД), с учетом Крез (для всех договоров, кроме РД и ДПМ, объем продажи по договору для генераторов умножается на Крез ~ 1,2). Получившаяся величина вычитается из предоставленной с учетом готовности данным генератором мощности в расчетном периоде. Если разница отрицательная, поставщик в отношении этого генератора приобретает недостаток мощности на БРМ. Если разница положительная, генератор имеет право продать избыток мощности, уменьшенный на Крез, на БРМ.

Определение цены покупки и цены продажи мощности на БРМ осуществляется следующим образом. Рассчитывается часть, связанная с оплатой мощности в стоимости кВт·ч по вмененному контракту. Для этого вычисляется средневзвешенная по всем ГТП цена рынка за сутки вперед (РСВ) в соответствующие часы, и она вычитается из стоимости кВт·ч вмененного контракта. Для определения верхней цены покупки за МВт мощности на БРМ получившаяся разница, если она положительна, умножается на число часов поставки электроэнергии по вмененному контракту. В случае отрицательной разницы покупка/продажа мощности на БРМ по итогам расчетного периода не осуществляется.

Из полученных объемов и цен в заявках поставщиков на продажу составляется «лесенка» предложения, верхняя ступенька которой ограничивается верхней ценой покупки на БРМ, рассчитанной на основе вмененного контракта. Соответствующие лесенки строятся в каждой группе ЗСП, по которым различается цена вмененного контракта. Платеж на БРМ всех участников, имеющих объем мощности к покупке, определяется как сумма произведений цены за МВт мощности на БРМ и объема ступеньки из «лесенки» предложения, начиная со ступенек с наименьшими ценами и до исчерпания объема к покупке. Указанные объемы ступенек с ценой ниже верхней цены за 1 МВт мощности на БРМ называются «принятыми». Если заявки продавцов отсутствовали, то используется лишь верхняя цена за 1 МВт мощности на БРМ.

Пример. У потребителя 3 МВт мощности к покупке. Средняя цена РСВ в пиковые часы – 1 руб/кВт·ч, цена вмененного контракта – 2,5 руб/кВт·ч, платеж по такому контракту на 1 МВт – $220\,000 \cdot 2,5 = 550\,000$ руб. Верхняя цена за 1 МВт мощности на БРМ – $220\,000 \cdot (2,5 - 1) = 330\,000$ руб/МВт в месяц. Платеж за 3 МВт – $330\,000 \cdot 3 = 990\,000$ руб.

Сумма платежей всех Участников, имеющих объемы мощности к покупке в ценовой зоне (ЦЗ), распределяется на Участников, имеющих объемы мощности к продаже в этой ЦЗ (с учетом поставки из соседней ЦЗ, если она была, а договоров между ЦЗ не предусматривалось) следующим образом. Те поставщики, заявки которых образовали принятые объемы, получают за них плату по цене в заявке. Оставшаяся сумма платежей распределяется на остальных поставщиков в пропорции к их (оставшимся) объемам мощности к продаже.

Принцип ценообразования вмененного контракта. В случае, если потребитель не приобрел до момента своего фактического потребления соответствующий объем существующей мощности, единственным источником мощности для него может быть только новая мощность. Следовательно, необходимо определить экономически справедливую стоимость, по которой такая мощность, после ее ввода в эксплуатацию, могла бы быть предоставлена указанному потребителю. Для этого необходимо определить для каждого типа соответствующей мощности оптимальный режим загрузки и рассчитать цену кВт·ч, позволяющую окупить новое строительство. При расчете цены вмененного контракта возможно использовать параметры, согласованные для ДПМ.

Формула определения цены вмененного контракта определяется Правительством РФ и не подлежит изменению. Значение цены вмененного контракта определяется по указанной формуле на каждый год поставки до его начала. Цена вмененного контракта дифференцируется:

- по ценовым зонам;
- по группам ЗСП в зависимости от существующей топливной инфраструктуры (газ/уголь);
- по группам ЗСП в зависимости от существенной (более 20 %) постоянной дифференциации цен электроэнергии на РСВ.

Риски изменения модели и возможности их минимизации. К рискам изменения модели относятся:

1. *Недостаточные стимулы для участников заключать долгосрочные договоры.* Однако риск не получить оплату при избытке предложения будет стимулировать генераторов к заключению договоров.

2. *Заключение крупнейшими потребителями договоров с наиболее дешевой генерацией* (для более мелких потребителей останется только дорогая генерация). Тем не менее сохраняются РД для поставок электроэнергии населению. Кроме того, сохранение неэффективной генерации будет стимулировать строительство более эффективной ей на замену.

3. *Отказ генерирующих компаний от ремонта оборудования* как результат недос-

тата финансовых средств и, как следствие, рост числа аварий. Предполагается, что цена ОРЭМ в большинстве случаев позволит окупать операционные затраты генераторов. В случае недопоставки из-за аварии генераторы должны будут покупать электроэнергию и мощность на БРМ по цене вмененного контракта.

4. *Сохранение обслуживания потребителей в основном за ГП, рыночной власти – у генераторов.* Однако развитие конкуренции на розничном рынке и введение стандартных контрактов будет стимулировать более активное участие потребителей в торговле.

Новая модель рынка электроэнергии (мощности) имеет ряд преимуществ. Однако для генерирующих компаний новая модель содержит определенные недостатки.

Результаты сравнительного анализа выявили снижение экономических показателей работы генерирующих компаний при внедрении прогнозной модели рынка мощности. При введении новой модели рынка предполагается отмена механизма гарантированной оплаты отобранной на КОМ мощности. РД сохраняются, однако предполагается отмена КОМ. Гарантия оплаты мощности производителям будет обеспечена путем заключения свободных двусторонних договоров. По СДЭМ, объем мощности будет определяться величиной потребления электроэнергии по графику поставки в пиковые часы, соответственно, будет различным в зависимости от сезона года.

В период с сентября по март осуществляется бóльшая нагрузка энергоблоков станций по сравнению с летним периодом, однако определенный объем мощности остается неоплаченным. В летний период объемы неоплачиваемой мощности увеличиваются.

При работе балансирующего рынка мощности потребители будут платить за мощность по цене вмененного пикового контракта. Стоимость мощности по вмененному пиковому контракту будет соответствовать стоимости наиболее эффективной новой мощности. При расчете цены вмененного контракта возможно использовать параметры, согласованные для ДПМ, который равен 700 тыс. руб/МВт.

Однако в связи с тем, что средства за оплату мощности, купленной сверх СДЭМ, будут распределены на всю оставшуюся невос-

требованную мощность производителей, эта сумма будет распределена на 5000 МВт невосребованной мощности в ЗСП Центра. Таким образом, реальная выручка станций на БРМ не будет высокой.

Таким образом, очевидным является ухудшение положения генерирующих компаний на рынке мощности с введением новой модели рынка. Наиболее трудным периодом становится период с марта по сентябрь, когда снижаются величина потребления электроэнергии в пиковые часы и, соответственно, оплаченный по СДЭМ объем мощности.

Список литературы

1. **Васин А.А., Гусев А.Г.** Теоретико-игровые модели организации рынка мощности и электроэнергии // Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. – 2012. – № 6. – С. 52–62.
2. **Туменов А.А.** Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 416 с.
3. **Стофт С.** Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: пер. с англ. – М.: Мир, 2006. – 623 с.
4. **Удальцов Ю.А.** Изменение модели ОРЭМ. НП «Совет Рынка», 2013 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.np-sr.ru. Официальный сайт НП «Совет рынка».
5. **Усман Е.Ю., Шалаев А.В.** Долгосрочный рынок мощности. – М.: НП «Научно-инженерное информационное агентство», 2010. – 65 с.
6. **Петров П.** Краткий обзор изменений законодательства РФ об электроэнергетике // Энергорынок. – 2014. – № 3.

References

1. Vasin, A.A., Gusev, A.G. Teoretiko-igrovye modeli organizatsii rynka moshchnosti i elektroenergii [Game-theory models of electricity and capacity market]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Teoriya i sistemy upravleniya*, 2012, no. 6, pp. 52–62.
2. Tukenov, A.A. *Rynok elektroenergii: ot monopolii k konkurentсии* [Electricity market: from monopoly to competition]. Moscow, Energoatomizdat, 2008. 416 p.
3. Stoft, S. *Ekonomika energosistem. Vvedenie v proektirovanie rynkov elektroenergii* [Power system economics. Introduction to electricity market design: translated from English]. Moscow, Mir, 2006. 623 p.
4. Udaltsov, Yu.A. *Izmenenie modeli OREM* [Changing of the wholesale electricity and capacity market model]. Moscow, 2013. Available at: www.np-sr.ru. Ofitsial'nyy sayt NP «Sovet rynka» [Official site of the NP «Market Council»].
5. Usman, E.Yu., Shalaev, A.V. *Dolgosrochnyy rynek moshchnosti* [Long-term capacity market]. Moscow, NP «Nauchno-inzhenernoe informatsionnoe agenstvo», 2010. 65 p.
6. Petrov, P. *Kratkiy obzor izmeneniy zakonodatel'stva RF ob elektroenergetike* [Summary of changes in the Electric Power Industry legislation of the Russian Federation]. *Energorynok*, 2014, no. 3.

Колыбаба Владимир Иванович,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой экономики и организации предприятия,
e-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Колыбаба Софья Владимировна,

ESC Rennes School of Business, Rennes, France
магистрант,
e-mail: sofia.kolibaba@gmail.com