

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЫНОЧНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

КУЧАЕВ А.И., ВЕД. АНАЛИТИК ИФИ, 13 июня 2013 г.

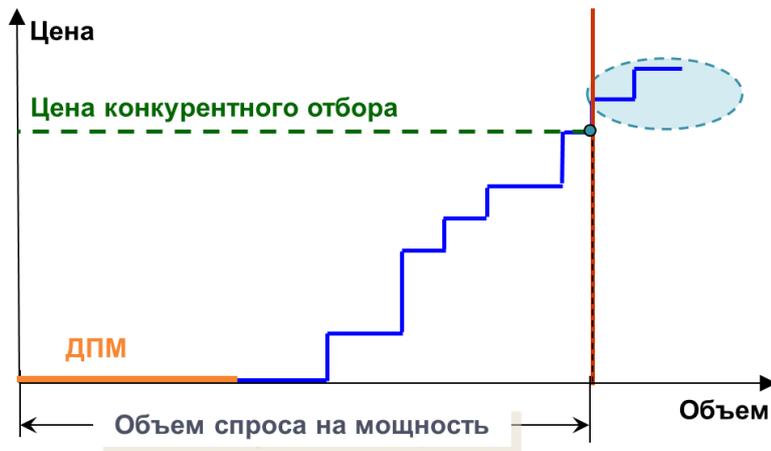
В 2016 г. истекает срок действия инвестиционных программ в области генерации электроэнергии, реализуемых в рамках договоров на поставку мощности (ДПМ). ДПМ стали удобным механизмом для привлечения инвестиций, поскольку, с одной стороны, гарантировали окупаемость вложений для инвесторов, а с другой стороны, позволили государству планировать и поддерживать избыток генерирующих мощностей, необходимый для устойчивой работы всей энергосистемы.

Недостатком схемы ДПМ является отсутствие механизма защиты интересов потребителей электроэнергии (здесь в первую очередь подразумеваются участники оптового рынка), в частности, в вопросе стоимости генерируемого электричества. Формально в ДПМ данный вопрос возникает при утверждении инвестиционного проекта, но впоследствии никаких механизмов по его регулированию не предусмотрено.

Как известно, оптовый рынок электроэнергии, на котором участвуют генерирующие компании (генераторы), основан на раздельной продаже электричества (рынок на сутки вперед, РСВ) и мощности (конкурентный отбор мощности, КОМ). Генераторы получают фиксированные на год выплаты за мощность, которые должны компенсировать их условно-постоянные издержки, а также ежедневно продают выработанную электроэнергию. Ситуация при этом такова, что стоимость действующих мощностей, которую можно оценить исходя из капитализации генерирующих компаний, заметно ниже стоимости, требующейся для реализации новых проектов. Поэтому для привлечения инвестиций была реализована схема ДПМ, в которой регулятивным образом (по определенной формуле на основе данных инвестиционного проекта) устанавливаются повышенные выплаты за мощность на долгосрочный период, компенсируя тем самым существующую разницу. По данным на 2013 г., средняя стоимость мощности по ДПМ составила порядка 0,6 млн руб./МВт, в то время как на КОМ цена колебалась в диапазоне 0,12-0,16 млн руб./МВт.

КОМ представляет собой рыночный механизм, действующий по маргинальному принципу – все мощности, ценовые заявки по которым превышают уровень, уравнивающий перспективный спрос и предложение, остаются вне рынка. Цена за мощность устанавливается единой по замыкающей заявке. Генераторы по ДПМ участвуют на КОМ с «нулевой» заявкой, т.е. получают приоритет перед другими.

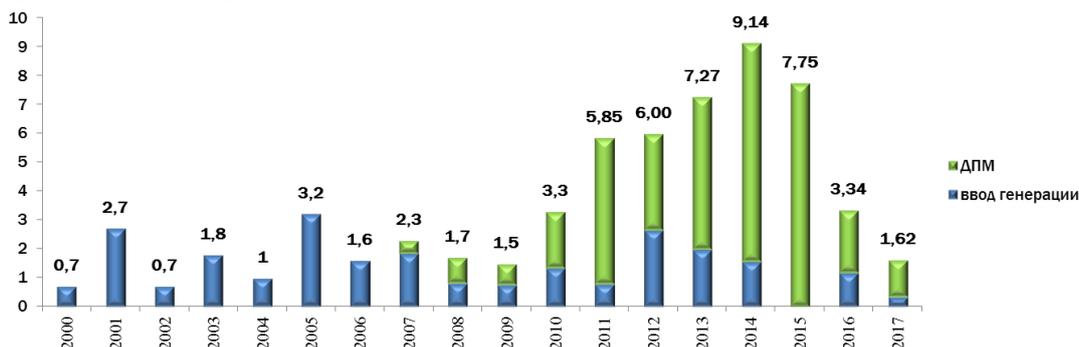
Принцип определения цены на рынке КОМ



Такая схема (маржинальный КОМ и регулирование ввода по ДПМ) предполагает более-менее точное прогнозирование долгосрочного баланса спроса и предложения. В противном случае возможно развитие ситуации, когда новая мощность по ДПМ, являющаяся заведомо дорогой, будет вытеснять с рынка более дешевую, приводя к необоснованному росту цен. Такое будет происходить, если объем ввода начнет превышать рост спроса и объем вывода устаревшей мощности.

К сожалению, сейчас складывается именно такая ситуация. Программа инвестиций через ДПМ предполагает ввод до конца 2016 г. 138 объектов ТЭС (прирост установленной мощности – 25,2 ГВт) и 6 объектов АЭС и ГЭС (прирост установленной мощности – 11,2 ГВт) суммарной мощностью 36,4 ГВт.

Прогнозный график ввода мощностей



По данным торгов на КОМ на 2013 г., 16 ГВт уже введено (около 10% от всей торгуемой мощности), и в следующие три-четыре года должно быть еще введено около 20 ГВт. При этом в соответствии со Схемой развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 гг. запланирован вывод только 10 ГВт, что в совокупности с неоптимистичным макроэкономическим прогнозом грозит заметным переизбытком мощностей на рынке.

Но главная проблема здесь в том, что данный риск существовал в схеме ДПМ изначально, но при этом механизма для его нейтрализации продумано не было. Сейчас в данном вопросе вся власть и ответственность находятся в руках регулятора, хотя для рисков

рыночной природы более естественным было бы максимально переложить их на участников – производителей и потребителей.

Примерно в таком контексте на сегодняшний день продвигается идея перевода взаимоотношений генераторов и оптовых покупателей на двухсторонние договоры. Однако в условиях квазиравновесного рынка, обусловленного необходимостью поддерживать переизбыток генерирующих мощностей и являющегося неотъемлемой особенностью электроэнергетической отрасли, существует высокий риск развития ситуации, когда цена будет определяться исходя из доминирующего положения одной из сторон, нежели отражать объективную экономическую картину. Формирование рынка в условиях некорректных сигналов будет затруднено, и вновь потребуются серьезное регуляторное вмешательство.

Альтернативным вариантом могло бы стать применение в рамках ДПМ рыночных механизмов, которые позволили бы риски капитализировать и распределять среди участников с помощью рыночных инструментов. Это решило бы многие задачи – от учета интересов потребителей до формирования долгосрочных рыночных сигналов, способствующих государству и потенциальным инвесторам более точно представлять ситуацию в отрасли. Далее мы обозначим некоторые существующие проблемы и после предложим инструмент, который может быть использован для их решения.

1. В текущей схеме ДПМ государство с точки зрения рисков занимает нейтральную позицию. Фактически большая часть рисков перекладывается с инвестора на потребителя, поскольку выплаты за мощность полностью учитываются в цене. Поэтому необходимо наличие механизма, который бы ясно показывал, какую ответственность берет на себя инвестор перед потребителем. В первую очередь это касается вопроса стоимости генерируемого электричества.

2. Объем платежей по ДПМ рассчитывается на основе долгосрочного прогноза цен на электроэнергию и сырье, что на временном отрезке, исчисляемом десятком лет, сделать очень сложно. Из-за этого постоянно возникает необходимость в корректировке, которая осуществляется регулятивным способом и, как следствие, представляет собой риск для инвестора.

3. Цена на РСВ определяется через рыночный механизм, но тем не менее подвержена косвенному регулированию. Действительно, если говорить о целевой общей выручке как о величине, привязанной к определенной норме рентабельности, то регулирование цен на рынке КОМ фактически приводит к регулированию на рынке РСВ. Поскольку же платежи по ДПМ привязаны к прогнозу цен на РСВ, то доходность проекта получается зависимой от действий регулятора.

4. В схеме ДПМ закладывается средневзвешенная стоимость капитала на уровне 14% и при этом структура инвестиций никак не учитывается. Соответственно, если инвестор имеет доступ к недорогим кредитным ресурсам, он может заметно увеличить свою доходность в проекте. Например, если ставка по кредиту – 8%, а доля используемых кредитных средств – 70%, то ожидаемая доходность инвестора составит – 32% (с учетом налога на прибыль).

ТОВАРНО-СЫРЬЕВЫЕ ОБЛИГАЦИИ

Для решения этих проблем могут быть использованы товарно-сырьевые облигации (ТСО). По сути это обычные облигации, но их параметры «привязаны» к ценам на определенные сырьевые товары. Для наглядности рассмотрим пример облигации, величина купона которой рассчитывается по формуле $r = r_0 + \alpha(p - p_0)$, где r_0 – ставка по аналогичным облигациям, α , p_0 – фиксированные параметры, а p – средняя цена на электричество за истекший период. Таким образом, если $p > p_0$, эмитент выплачивает держателю облигации определенную премию, связанную с «высокими» ценами на электроэнергию. Если, наоборот, $p < p_0$, купон платится с дисконтом.

Допустим на момент выпуска p_0 – ожидаемая средняя цена электроэнергии за период обращения (с поправками на дисконтирование и риск), тогда стоимость товарной облигации совпадает со стоимостью обычной облигации. Если фактическая средняя цена в итоге совпадет с ожидаемой (т.е. средний купонный доход будет одинаковым по обеим облигациям), тогда эффект от использования ТСО будет состоять в перераспределении денежных потоков в соответствии с колебаниями цен на электричество. И поэтому если, например, эмитент облигации – производитель электроэнергии, а владелец – потребитель, то они могут снизить влияние волатильности цены с пользой для обеих сторон.

Если же фактическая средняя цена будет отличаться от ожидаемой, тогда итоговая прибыль (или убыток) одной из сторон, связанная с указанным отличием, будет перераспределена между производителем и потребителем в определенной пропорции.

Таким образом, ТСО позволяет осуществлять обмен ценовыми рисками, что может быть использовано для решения вышеперечисленных проблем. Так, если обязать использовать в схеме ДПМ заемные средства в форме товарно-сырьевых облигаций, это позволит, во-первых, дополнительно к установленным выплатам за мощность «зафиксировать» (в определенном объеме) доходную часть генераторов, что разрешит более гибко контролировать их рентабельность, а также прогнозировать общие затраты оптовых потребителей на закупку электроэнергии (КОМ+РСВ).

Известно, рынок РСВ, как и КОМ, построен по маржинальному принципу, и поэтому цена продажи электроэнергии для прошедших отбор генераторов не зависит от величины их заявок, а устанавливается по замыкающей котировке. Фиксирование цены в ТСО позволит избежать зависимости финансового результата от действия третьих участников, а также ограничит желание строить дешевую генерацию вблизи дорогой.

Во-вторых, чем больше доля заемных средств, привлекаемых для финансирования проекта, тем больше объем генерации, который подпадает под действие ТСО. И чем ближе этот объем к диапазону колебаний отпускаемой генерации, тем выше вероятность со стороны генератора взять на себя дополнительные ценовые риски и тем меньше привлекательность таких облигаций. Поэтому использование ТСО позволит ограничить увеличение доли долгового финансирования с целью повышения доходности проекта.

В-третьих, если инвестор столкнется с ситуацией, когда долговое финансирование по проекту слишком дорогое (высокое r_0), но при этом он уверен в эффективности своего

проекта, он имеет возможность за счет уменьшения p_0 ($p_0^{\text{эфф}} < p_0$) получить более низкую ставку $r_0^{\text{эфф}} = r_0 - \alpha(p_0 - p_0^{\text{эфф}}) < r_0$.

Еще одним плюсом использования ТСО может стать возможность для генератора захеджировать риски, связанные со стоимостью сырья, добавив в формулу для расчета купона соответствующие котировки. Это, в частности, может оказаться актуальным для ТЭС, экономика которых сильно зависит от стоимости природного газа, цены на который регулируются.

Более того, для каждого конкретного инвестиционного проекта можно подобрать свою сырьевую часть купонной формулы, которая будет учитывать как особенности проекта, так и интересы потенциальных приобретателей ценных бумаг.

Участниками размещения ТСО могут быть как участники оптового рынка, так и конечные потребители электроэнергии, а также, поскольку цена на электричество является одним из факторов, определяющих развитие экономики в долгосрочном периоде, пенсионные фонды. В последнем случае это действительно может оказаться актуальным. Во-первых, технический риск дефолта проекта низок благодаря тем же гарантиям государства. А во-вторых, высокая корреляция цены на электроэнергию и инфляции позволит снизить влияние инфляционного фактора на растущий дефицит пенсионного фонда.

Согласно Программе модернизации электроэнергетики России до 2020 г., в модернизацию генерирующих мощностей необходимы инвестиции в объеме 6,8 трлн руб. При этом рассматривается возможность применения аналога ДПМ. Если предположить, что по данной схеме будет проинвестировано 50%, и доля заемного финансирования составит 50%, то максимальный объем рынка ТСО может быть оценен в 1,7 трлн руб.

Если сюда добавить модернизацию электросетевого хозяйства, объем инвестиций в который оценивается в 4,5 трлн. руб., а механизм инвестирования осуществляется по RAB-схеме (аналог ДПМ), тогда рынок ТСО может достигнуть 2,8 трлн. руб.

Такая емкость рынка, с одной стороны, позволит привлечь широкий круг заинтересованных участников и будет формировать репрезентативный сигнал потенциальным инвесторам, а с другой стороны, ограничит возможности регулятора принимать сиюминутные решения. Стабильность рынка потребует более последовательной и предсказуемой государственной политики в области электроэнергетики.