



Ирина Золотова

заместитель директора по ценообразованию и экономике в электроэнергетике
Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике

Мощный мегаватт

В настоящее время в России существуют два рынка: рынок электроэнергии и рынок мощности и, следовательно, два товара, обращающихся на них¹.

Целью рынка мощности является, с одной стороны, обеспечение необходимого уровня надежности в энергосистеме, что означает наличие готовой к выработке мощности в объеме, достаточном для снабжения потребителей в любой момент времени, с другой — сглаживание резких колебаний цен на рынке электроэнергии.

Таким образом, мощность представляет собой особый товар — готовность в каждый момент времени приступить к выработке электроэнергии установленного качества и в необходимом количестве. В связи с этим, очевидно, что должны быть решены следующие задачи:

- готовность электростанций, присутствующих на рынке, к выра-

ботке электроэнергии в периоды, когда они не загружены системным оператором;

- системный вывод из эксплуатации генерирующих объектов (иными словами мощности не должны выводиться из эксплуатации в количестве, которое может повлиять на надежность энергосистемы);

- рынок должен привлекать проекты строительства новых и реконструкции существующих электростанций, чтобы покрывать рост потребления и вывод из эксплуатации устаревшего оборудования.

В соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности в 2011 г. реализация мощности осуществлялась:

- по договорам купли-продажи, заключенным по итогам КОМ (отобранная по результатам конкурентного отбора мощность);
- по свободным договорам купли-продажи — СДМ (при условии, что мощность отобрана на КОМ);
- по договорам о предоставлении мощности — ДПМ («новая» мощность тепловой генерации) и договорам купли-продажи мощности новых атомных станций и гидроэлектростанций;
- по регулируемым договорам (РД).

В продаже также участвовала мощность генерирующих предприятий, отнесенных к объектам, поставляющим электроэнергию в вынужденном режиме (станции, мощность которых не отобрана на КОМ и в отношении которых в установленном порядке не получено разрешение о выводе из эксплуатации, например, в связи с тем, что от их работы зависит теплоснабжение по-

¹ Следует заметить, что отдельный рынок мощности в дополнение к рынку электроэнергии существует далеко не во всех странах. Примером «рынка без оборота мощности» являются рынки Великобритании и Nord Pool (в этом рынке участвуют Норвегия, Швеция, Финляндия, Дания, Германия, Эстония).

требителей или стабильность всей энергосистемы).

Структура реализации мощности в ценовых зонах оптового рынка по секторам в 2011 г., показана на рис. 1 и 2.

По сравнению с 2010 г. объем мощности, продаваемой по регулируемым ценам, в 2011 г. сократился на 40%, что обусловлено дальнейшей либерализацией рынка мощности, при этом доля либерализации рынка мощности меньше, чем электроэнергетики. Прогнозируемые объемы либерализации рынка мощности и электроэнергетики представлены в таблице.

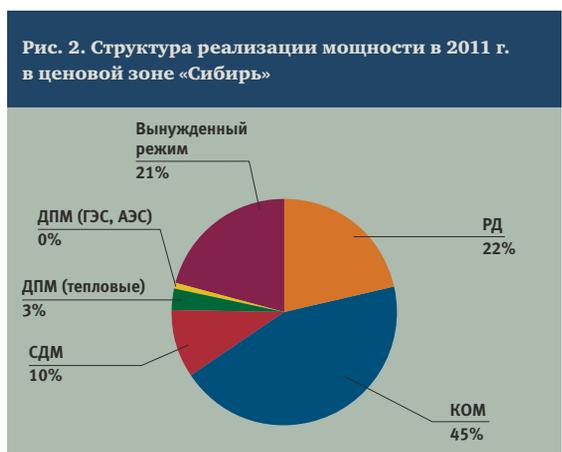
Если принять во внимание тот, факт, что цены «вынужденных» генераторов регулируются ФСТ России, то фактический объем либерализации рынка мощности (особенно во Второй ценовой зоне «Сибирь», где доля «вынужденных» генераторов составляла 21%) будет еще ниже (60—65%).

Цены на мощность, реализуемую в соответствии с видом заключенных договоров, различны. При этом очевидно, что вновь вводимая мощность (ДПМ) существенно дороже «старой». Цены на мощность, продаваемую в 2011 г. в ценовых зонах оптового рынка по секторам, представлены на рис. 3. Во Второй ценовой зоне мощность, «уходящая» по ДПМ, значительно дешевле, чем в Первой ценовой зоне, в связи с преобладанием в зоне «Сибирь» «объектов ДПМ»,

относящихся не к вновь вводимым мощностям, а к объектам модернизации действующего оборудования (капитальные затраты на новое строительство больше, чем на проведение мероприятий по модернизации и реконструкции).

В 2011 г. вследствие продолжающейся либерализации рынка электроэнергии и мощности, а также реализации с середины 2011 г. мер правительства по сдерживанию темпов роста тарифов в электроэнергетике средневзвешенные по всем секторам рынка цены на мощность снизились относительно 2010 г. в обеих ценовых зонах. Падение в среднем по двум ценовым зонам составило 11,8%. При этом ожидаемый в начале 2011 г. темп прироста средневзвешенной цены на мощность на оптовом рынке в целом за год достигал 4%.

Также относительно 2010 г. снизились (-16,2%) цены на электрическую мощность, продаваемую по регулируемым договорам. Данная тенденция обусловлена исключением из регулируемых тарифов атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом» и гидроэлектростанций ОАО «РусГидро», утвержденных на 2011 г., средств (резерв) на развитие АЭС и инвестиционной составляющей из прибыли (эти средства предусмотрены в виде отдельных ставок, устанавливаемых ФСТ России). В связи с этим в 2011 г. произошло сокращение тарифов РД атомных электростанций ОАО «Концерн Росэнергоатом» и гидроэлек-



тростанций ОАО «РусГидро» на 36,9 и 46,6% соответственно.

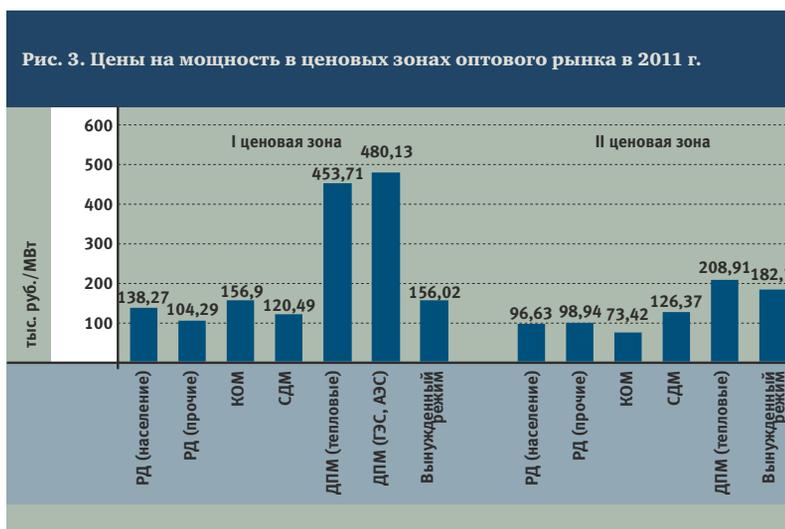
Конкурентный отбор мощности (КОМ)

Цена мощности, определяемая в ходе конкурентного отбора, устанавливается в границах зон свободного перетока (ЗСП)², при этом при

Либерализация рынка электроэнергетики и мощности, %

Либерализация рынка	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Электроэнергетики	85	86	86	87	87
Мощности	78	79	81	82	84
Всего оптового рынка	83	84	84	85	86
Справочно: прогноз Минэкономразвития России	76	76	76	76	76

² Зона свободного перетока электрической энергии (мощности) — зона в оптовом рынке электрической энергии (мощности), внутри которой в базовых условиях отсутствуют существенные системные ограничения в течение 30% времени в течение месяца (определенного часа) — сайт ОАО «СО ЕЭС», Глоссарий <http://so-ups.ru>



наличии в ЗСП слабой конкуренции между поставщиками мощности ФАС России может ввести для данной ЗСП предельную цену мощности (*price cap*), выше которой цена в заявках поставщиков подниматься не может.

В 2011 г. цены мощности были ограничены во всех ЗСП за исключением ЗСП «Центр» и «Урал». В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 238³ на 2011 г. в зонах свободного перетока, для которых вводится *price cap*, предельная цена для Первой ценовой зоны (Европейская часть России и Урал) составила 118,1 тыс. руб./МВт в мес., для Второй (Сибирь) — 126,4 тыс. руб./МВт в мес.

Одним из основных отличий КОМ на 2012 г. от предыдущего года можно считать то, что КОМ без применения предельного уровня цены за мощность проводился в трех ЗСП («Центр», «Урал» и «Сибирь»), при этом общее количество ЗСП было сокращено — ЗСП «Хакасия» была присоединена к ЗСП «Сибирь», а ЗСП «Серово-Богословский узел» — к ЗСП «Урал».

Величины предельного уровня цены на мощность для КОМ на 2012 г. были установлены Распоряжением Правительства РФ от 18.08.11 № 1461-р на уровне 2011 г.

При проведении конкурентного отбора мощности в ЗСП, в которых не применяется предельный уро-

вень цены, существуют определенные условия, которые должны выполнять поставщики при подаче заявок:

- если поставщик на территории ЗСП владеет более 15% всей установленной мощности генерации, то на определенный объем мощности он обязан подать ценопринимательские заявки⁴. При этом объем мощности, в отношении которого подается такая заявка и на который указывается конечная цена, не должен превышать 15% общего объема всей установленной мощности в данной ЗСП;
- ценовые заявки, составляющие 15% наиболее дорогого предложения (при отборе на 2011 г. доля для ЗСП ценовой зоны «Сибирь» была равна 10%), не формируют маржинальную цену КОМ.

В ЗСП, в которых КОМ проходил без применения *price cap*, сложилась следующая цена на мощность на 2012 г.:

- ЗСП «Сибирь» — 146 787,92 руб./МВт в месяц;
- ЗСП «Урал» — 118 118 руб./МВт в месяц;
- ЗСП «Центр» — 118 100 руб./МВт в месяц;

Мощность генерирующих объектов, в отношении которых указанная в заявке цена была выше маржинальной, и при этом такие объекты были все равно отобраны Системным оператором на КОМ (за счет необходимых системе технических параметров), оплачивается по цене, установленной для них ФСТ России.

Прогноз

Сколько будет стоить 1 МВт мощности? В настоящее время, когда износ основного энергетического оборудования крайне высок и составляет порядка 60%, необходимость масштабной и глубокой модернизации российской электро-

³ Постановление Правительства РФ от 13.04.10 № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода».

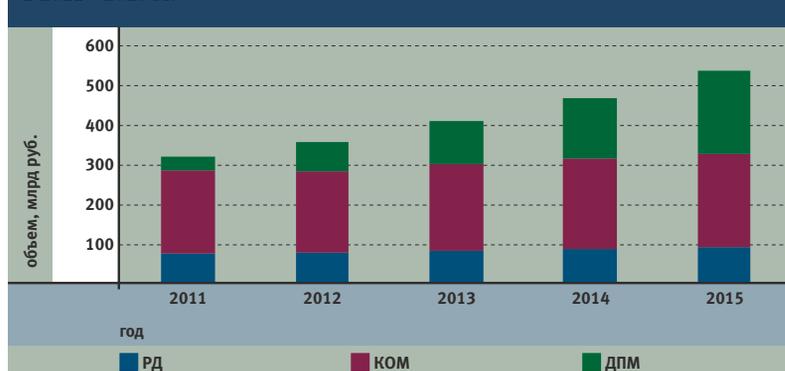
⁴ Ценовая заявка участника оптового рынка без указания цены отражает намерение участника рынка продать указанный в заявке объем мощности по сложившейся в результате конкурентного отбора цене.

энергетики не вызывает сомнений. Обновление основных фондов требует соответствующих капитальных затрат, что неизбежно ведет к росту цен (рис. 4).

Именно цена «новой» мощности будет определять уровень цен на мощность на оптовом рынке. На рис. 5 приведена прогнозная динамика реализации мощности на оптовом рынке по основным составляющим (РД, КОМ, ДПМ). Максимальный объем вводов мощности по ДПМ в соответствии с принятыми решениями приходится на период 2013—2016 гг. К 2015 г. доля стоимости мощности, реализуемой по ДПМ, в общей стоимости мощности достигнет 35%.

Среднегодовой прогнозный темп прироста цены мощности на оптовом рынке в 2012—2015 гг. составит порядка 11—15%, что приведет к увеличению розничной цены на электрическую энергию (с учетом стоимости мощности) для конечных потребителей на 1—1,7% (прирост только из-за фактора «стоимость мощности на оптовом рынке»). При этом очевид-

Рис. 5. Динамика реализации электрической мощности на оптовом рынке в 2011—2015 гг.



но, что осуществление капитальных затрат сейчас позволит минимизировать переменные издержки в перспективе.

В заключение можно отметить, что объем мощности, вводимой и реализуемой по ДПМ, — это примерно 15% от всей потребности в новых мощностях до 2030 г. (в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2030 г., разработанной ЗАО «АПБЭ» по поручению Минэнерго и в целом одобренной Правительством РФ, сум-

марная потребность во вводах генерирующих мощностей оценивается в 173 ГВт). Поэтому важно, заработают ли другие механизмы реализации «новой» мощности, например конкурсный механизм инвестиционных проектов в электроэнергетике, который, с одной стороны, должен быть привлекательным для инвесторов, а с другой — должен привести к снижению удельных капитальных затрат на строительство и, следовательно, к удешевлению энергии у розничного потребителя. Э Р

