

**Петр КАДЫШ,**

руководитель управления анализа долговых инструментов и деривативов, ИФК «МЕТРОПОЛЬ»

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ РОССИЙСКИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПАНИИ РЕАЛИЗУЮТ МАСШТАБНЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОГРАММЫ. МЫ ПРОВЕЛИ АНАЛИЗ С ЦЕЛЬЮ ПОНЯТЬ, КАК ФИНАНСИРОВАНИЕ ИНВЕСТИПРОЕКТОВ ОТРАЗИТСЯ НА ДОЛГОВОЙ НАГРУЗКЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТРАСЛИ, А ТАКЖЕ КАКИМ ОБРАЗОМ НА ИХ БИЗНЕС ПОВЛИЯЕТ ВВОД В СТРОЙ НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ. ПЕРЕВОД СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ НА МЕТОДОЛОГИЮ ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ RAB ЯВЛЯЕТСЯ ПОЗИТИВНЫМ ФАКТОРОМ, СНИЖАЮЩИМ КРЕДИТНЫЙ РИСК, ТАК КАК ПРЕДСТАВИТЕЛЯМ ОТРАСЛИ ГАРАНТИРОВАН ВОЗВРАТ ИНВЕСТИРОВАННОГО КАПИТАЛА И ДОХОД НА ВЛОЖЕННЫЕ СРЕДСТВА. ДРУГИМ ОСНОВНЫМ ФАКТОРОМ РОСТА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ БИЗНЕСА И СНИЖЕНИЯ КРЕДИТНОГО РИСКА В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ СЛУЖИТ ВВЕДЕНИЕ МЕХАНИЗМА ДПМ ДЛЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ (ГК). В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ВРЕМЕННОЙ ЛАГ МЕЖДУ ИНВЕСТИЦИЯМИ И ЗАПУСКОМ НОВЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ СПРОВОЦИРУЕТ РОСТ КРЕДИТНОГО РИСКА РЯДА ГК ИЗ-ЗА УВЕЛИЧЕНИЯ ИХ ДОЛГОВОЙ НАГРУЗКИ И СОХРАНЕНИЯ НИЗКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ БИЗНЕСА.



Федор КОРНАЧЕВ,
аналитик, ИФК «МЕТРОПОЛЬ»

Энергетический запас

ЭНЕРГЕТИКА В ДОЛГУ

Текушая долговая нагрузка сектора электроэнергетики находится на низком уровне как в абсолютном, так и в относительном выражении.

Однако сам по себе уровень долга не является определяющим при оценке инвесторами кредитного риска компаний¹. Важнее способность компании обслуживать данный долг. Такой показатель, как долг/EBITDA, статистически значим при определении кредитного риска компании, в то время как долг/капитал — нет. Долговая нагрузка не увеличивает (за исключением экстремальных значений) кредитный риск компании, если она показывает способность генерировать достаточный уровень доходов для обслуживания долга. При наступлении погашения долг может быть рефинансирован (что, как правило, и происходит при структуре bullet). Возможность компании работать с прибылью важнее с точки зрения оценки кредитных рисков, нежели возможность работать с низкой рентабельностью при относительно невысоком уровне долга. Последняя ситуация характеризует многие компании сектора электроэнергетики в России в настоящее время.

Данный анализ подтверждается исследованиями компании Moody's², для которой возможность обслуживать долг является одной из наиболее значимых переменных в определении кредитного риска компании. Способность компании генерировать достаточную операционную прибыль для обслуживания долга гораздо важнее с точки зрения кредитного риска, нежели уровень долговой нагрузки сам по себе.

ПРОДАЖА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (ТГК) — САМЫЙ НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНЫЙ БИЗНЕС

Самым низкорентабельным сегментом является продажа тепла (для ТГК зачастую отрицательная рентабельность по EBIT). Ситуация с отрицательной рентабельностью сформировалась в силу того, что данный бизнес, производя социально значимый для населения продукт (тепло),

¹ На основании регрессионного анализа для компаний электроэнергетики стран Латинской Америки, Восточной Европы и Азии (Emerging Asia). Результаты регрессии доступны по запросу.

² <http://www.efalken.com/papers/riskcalc.pdf>

регулируется государством. Мы не ожидаем, что рентабельность данного бизнеса может существенно улучшиться, так как топливные затраты рассчитываются по рыночному механизму, а тарифы на тепловую энергию для потребителей являются объектом государственного регулирования и устанавливаются региональными энергетическими комиссиями с учетом предельного уровня тарифов, установленного Федеральной службой по тарифам (то есть нерыночный механизм). ТГК не могут гарантированно передать увеличивающиеся топливные издержки на конечного потребителя. В настоящее время нет понимания относительно сроков отказа от существующей схемы «издержки плюс».

ПРОДАЖА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ: ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ УВЕЛИЧИВАЕТ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ БИЗНЕСА ТОЛЬКО ЧАСТИЧНО

В связи с завершением переходного периода электроэнергетического рынка РФ с 1 января 2011 г. доля электроэнергии, продаваемой по свободным (нерегулируемым) ценам, составляет 100%. Исключением являются поставки электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей. Пока не будет ясности в отношении либерализации цены для населения, рентабельность данного сегмента бизнеса будет находиться под давлением. Изначально полная либерализация рынка электроэнергии планировалась к 2014 году, однако в 2010-м данное положение было убрано из закона. Даже с учетом сохранения тарифного регулирования цен на электроэнергию для населения оптовый рынок электроэнергии был либерализован и на сегодняшний день является действенным инструментом, позволяющим компаниям

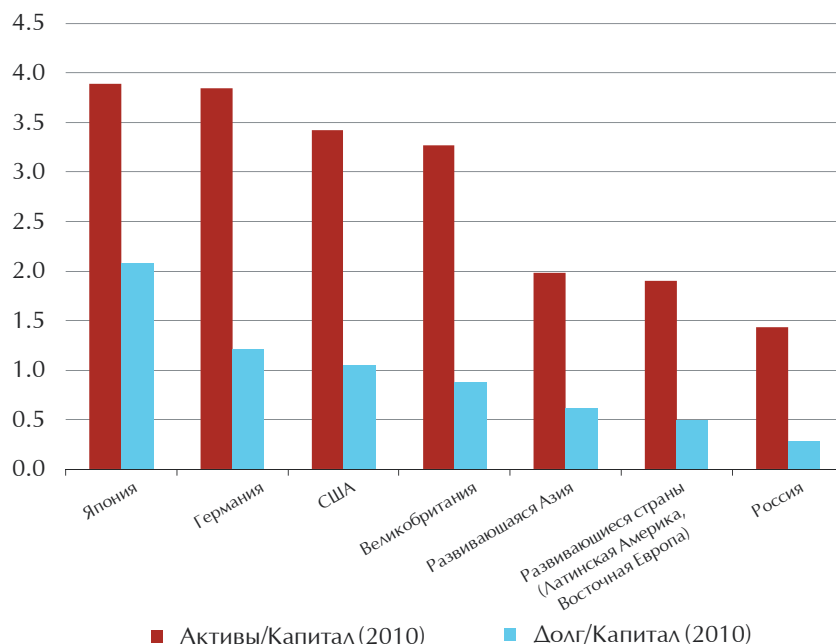


Рисунок 1
Долговая нагрузка
компаний
электроэнергетического
сектора

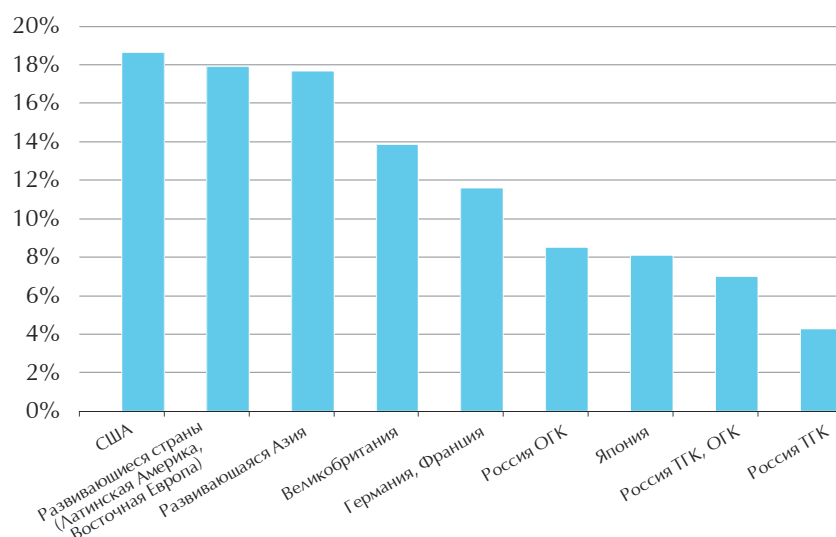
перекладывать рост переменных издержек на потребителей электроэнергии.

ПРОДАЖА МОЩНОСТИ — ОСНОВНОЙ СЕКТОР ФОРМИРОВАНИЯ ОПЕРАЦИОННОЙ ПРИБЫЛИ

Схожая ситуация сложилась и на рынке мощности. Хотя первый конкурентный отбор мощности (КОМ) был проведен, цена в абсолютном большинстве ценовых зон была установлена на уровне заданного ФАС «price cap», и нет четкой определенности относительно того, как пройдут и что покажут ближайшие КОМы, цель которых — определить стоимость мощности на четыре года вперед. Нет также и четкого понимания, сохранится ли существующая система расчета цен на старую мощность или будет существенно изменена. Однако если речь идет о новой мощности, то разработанная система ДПМ¹, на наш взгляд, является тем

Рисунок 2
Коэффициент
рентабельности
по EBIT компаний
электроэнергетического
сектора

¹ ДПМ (Договора на предоставление мощности) заключаются генерирующими компаниями в отношении новых или модернизируемых генерирующих объектов, перечень которых определяется правительством РФ. ДПМ обеспечивают, с одной стороны, обязательства поставщиков по выполнению утвержденной инвестиционной программы, а с другой — дают гарантию оплаты мощности новых (модернизированных) генерирующих объектов. ДПМ гарантируют инвестору возврат инвестированного капитала, а также определенную норму дохода на инвестированные средства. Тарифы на мощность, введенные по ДПМ, значительно превышают предельные уровни тарифов на мощность, отобранную по результатам конкурентного отбора в зонах с ограниченной конкуренцией.



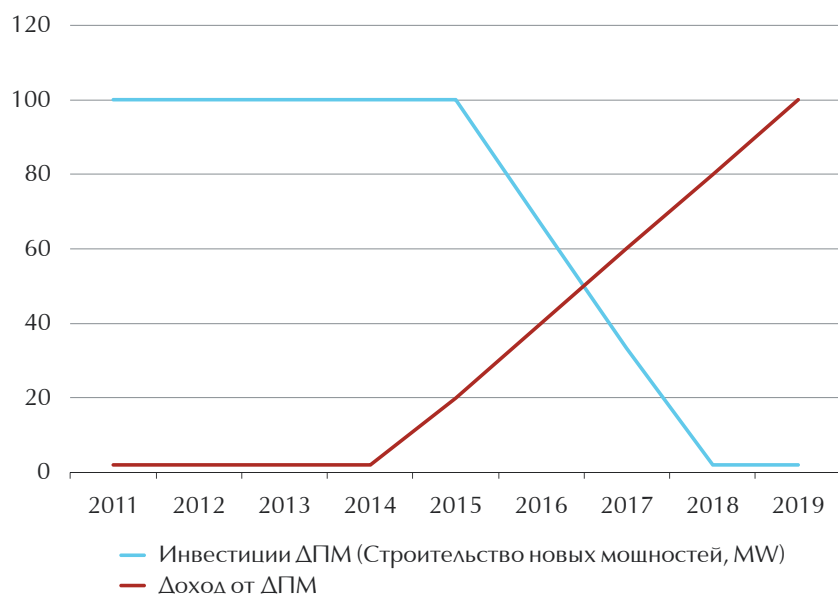


Рисунок 3
Инвестиции и доход
от ДПМ для ОГК, ТГК
(схематический график)

элементом рынка электроэнергетики и мощностей, в отношении которого на сегодняшний день существует определенность.

При отсутствии изменений действующего законодательства (мы сомневаемся, что рынок закладывает высокую вероятность перехода на RAB-регулирование тепла и либерализации рынка электроэнергетики для населения в среднесрочной перспективе) продажа новой мощности по ДПМ будет основным сегментом генерирования операционной прибыли (с высокой маржинальной доходностью), а также денежных потоков (после завершения инвестиционных программ)¹.

РAB-РЕГУЛИРОВАНИЕ — АНАЛОГ ДПМ

Система RAB-регулирования для сетевых компаний по своей структуре напоминает ДПМ. Инвестиции в основные средства приносят определенную

норму доходности, однако главное отличие заключается в сроках возврата вложенных средств.

Основными параметрами в рамках RAB-регулирования являются:

- полная величина инвестированного капитала (без учета накопленной амортизации);
- остаточная величина инвестированного капитала (за вычетом накопленной амортизации);
- базовый уровень операционных расходов;
- утвержденная инвестиционная программа компании на весь период регулирования;
- норма доходности инвестированного капитала (не что иное, как WACC).

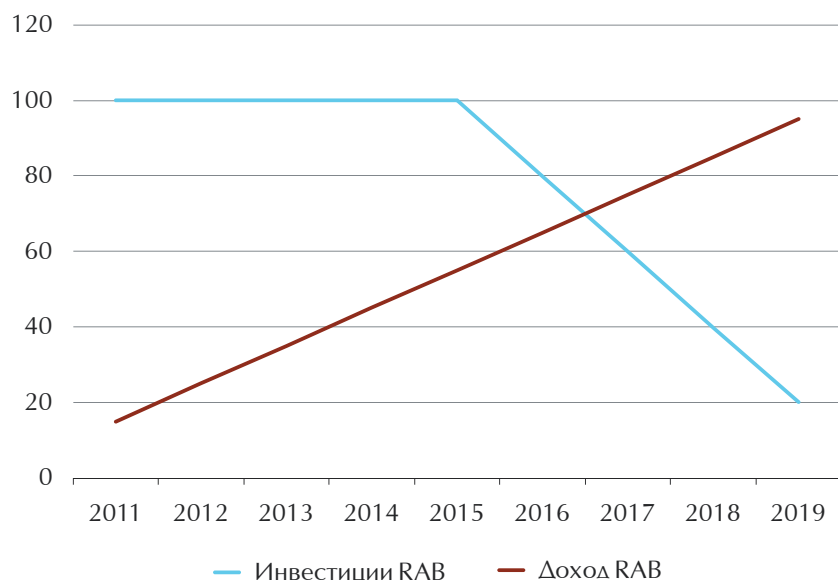
Применяя эти параметры, регулятор определяет для каждого года регуляторного периода необходимую валовую выручку сетевой компании, которая состоит из следующих частей:

- ОРЕХ (сумма операционных расходов компании, признанная регулятором);
- возврат капитала (1/35 от полной величины инвестированного капитала);
- доход на инвестированный капитал (остаточная величина инвестированного капитала, умноженная на норму доходности инвестированного капитала).

В связи с быстрым ростом тарифа на передачу электроэнергии в ряде регионов были разработаны механизмы по сглаживанию роста тарифов сетевых компаний за счет переноса части причитающихся им доходов с ближайших на последующие годы регуляторного периода, однако основное принципиальное решение о необходимости RAB-регулирования в российском электросетевом комплексе пересматривать на сегодняшний день не планируется.

СРАВНЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ СЕТЕВЫХ И ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ

Для ОГК, ТГК основные инвестиции в рамках ДПМ приходятся на 2011–2013 гг., а доход на инвестированные средства ожидается только после завершения ввода новых мощностей (ввод



¹ В любом случае фундаментально рынок мощности наиболее важен с точки зрения будущих прибылей, т. к. даже либерализованный рынок продажи электроэнергии будет компенсировать переменные (топливные издержки), в то время как рынок продажи мощности будет обеспечивать доход на вложенный капитал.

основной части новых мощностей начнется после 2013 года).

В то же время принцип RAB-регулирования для сетевых компаний позволяет начать получать доход от вложенных средств уже на следующий год после осуществления инвестиций.

Сетевые компании имеют преимущество перед генерирующими при существующей модели инвестиционных программ

Как видно на рисунках 3 и 4, несмотря на общую схожесть тарифообразования на основе RAB и механизма расчета платы генератору за новую мощность по ДПМ, сетевые компании получают возможность вернуть вложенные средства в среднем быстрее, чем генерирующие. Разница, на наш взгляд, заключается в том, что сетевые компании включают инвестиции в базу капитала, на которую, в свою очередь, начисляются доход и возврат в году, следующем за годом их фактического осуществления, в то время как генераторы начинают получать плату за мощность после сдачи в эксплуатацию генерирующего актива, который законтрактован в соответствии с ДПМ. Строительство крупных генерирующих активов, которые вошли в список ДПМ, занимает, как правило, не менее четырех лет.

Мы построили теоретическую модель, целью которой было оценить, как скоро компания заработает достаточно на уровне EBITDA, чтобы покрыть первоначальные инвестиции. При построении использовался показатель EBITDA, так как он вычисляется на основе данных, которые предоставляют официальные методики расчета тарифов RAB и платы за новую мощность в рамках ДПМ.

Согласно нашим подсчетам, взвешенный по времени период окупаемости инвестиционных проектов у сетевых компаний меньше, чем у генерирующих компаний примерно на 20%. В результате мы ожидаем снижения кредитного спреда сетевых компаний уже в краткосрочной перспективе, в то время как уменьшение кредитных спредов генерирующих компаний ожидается только через 3–5 лет.

РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ¹

Для определения факторов, влияющих на кредитные риски компаний, а также прогнозирования динамики

кредитных спредов используется следующая модель:

$$S_i = \alpha_0 + \beta_1 V1_i + \beta_2 DPM/CAPACITY_i + \varepsilon_i$$

где S_i — спред облигаций к ОФЗ соответствующей дюрации через семь дней после выхода финансовой отчетности за 2010 год (семи дней достаточно, для того чтобы рынок учел новую финансовую информацию в спредах компаний).

$V1$ — вектор финансовых показателей², долг/капитал (D/E), долг/EBIT ($D/EBIT$), чистая прибыль/выручка (NPM), коэффициент покрытия процентных расходов ($EBIT/interest\ expense$). $DPM/CAPACITY$ — общий объем мощности в соответствии с программой ДПМ по отношению к существующему объему мощности.

$V1$ может использоваться как в рамках множественного регрессионного анализа, так и по одной независимой переменной за раз (регрессии с двумя переменными).

Результаты регрессии однозначно показывают, что основные финансовые показатели влияют на кредитные спреды облигаций компаний, в то время как планируемая инвестиционная программа такого влияния не оказывает.

В долгосрочной перспективе по мере реализации инвестиционной программы кредитный спред должен уменьшаться. Сужение может составить 50–200 б.п. в зависимости от компании.

Анализ однозначно показывает, что информация в отношении ДПМ, доступная на данный момент, не учтена в кредитных спредах компаний. При этом именно реализация данной программы будет иметь наиболее значимый эффект на операционные показатели (в настоящее время статистически значимой связи между переменными $DPM/CAPACITY$ и D/E ³ нет). Другими словами, в корпоративном спреде для некоторых компаний имеется премия, которая должна снижаться по мере реализации программ ДПМ.

В долгосрочной перспективе по мере реализации ДПМ кредитный спред должен сокращаться (в большей степени для компаний с существенным вводом новых мощностей). Когда переменная $DPM/CAPACITY$ станет статистически значимой,

можно считать, что рынок учел влияние будущих прибылей на кредитные риски компаний и неоправданной премии не существует. Это должно произойти до начальной стадии успешной реализации ДПМ. Спреды могут сузиться на 50–200 б.п. в зависимости от компании. Однако в краткосрочной и среднесрочной перспективе (до 2015 года) увеличение долга для финансирования программ ДПМ без роста выручки от ДПМ может негативно сказаться на финансовых показателях и рисках метриках отдельных компаний.

- Мы не ожидаем расширения спредов для компаний с низким уровнем долга и относительно высоким уровнем рентабельности (ОГК-5, ОГК-6, «Квадра», «Кузбасэнерго-Финанс»).

- Для компаний с высоким текущим уровнем долговой нагрузки и низкой либо отрицательной рентабельностью существуют более высокие риски в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Для таких компаний было бы целесообразнее занимать средства на длинном конце (ТГК-2, компании КЭС-Холдинга).

ВЫВОДЫ

- В настоящее время инвестиционные программы не учтены в кредитном спреде облигаций компаний сектора электроэнергетики.

- По мере реализации инвестиционных программ финансовые показатели существенно улучшатся, а значит, кредитный спред облигаций компаний электроэнергетики должен снижаться.

- Мы ожидаем более быстрого сужения кредитного спреда сетевых компаний по сравнению с генерирующими компаниями ввиду более быстрого возврата вложенных средств. По нашим подсчетам, взвешенный по времени период окупаемости инвестиционных проектов у сетевых компаний меньше, чем у генерирующих компаний, примерно на 20%. ©

¹ Кросс-секционный анализ, нормальность проверена посредством *jarque berra*, стандартные отклонения скорректированы на присутствие гетероскедастичности и автокорреляции, где необходимо.

² Годовые отчеты, 2010 год.

³ Что неудивительно ввиду нахождения на начальной стадии реализации программы ДПМ.