

Обзор эмитентов облигаций электроэнергетической отрасли (генерация)

*“Великой нацией нас делает не наше
богатство, а то, как мы его используем”
/Теодор Рузвельт/*

Январь 2009 г.



Промсвязьбанк



68667566796281707675

Грицкевич Дмитрий
Gritskevich@psbank.ru

Главный аналитик

+7 (495) 705-90-97

+7 (495) 777-10-20 доб. 70-20-14

Содержание

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	3
Оценка кредитного риска эмитентов облигаций генерирующего сектора	3
Тенденции развития генерирующих компаний	4
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ	5
Результаты реформы электроэнергетики	5
Структурные преобразования электроэнергетической отрасли	5
Рынок электроэнергии и мощности	8
Управление и регулирование отрасли	10
Реализация программы развития отрасли в условиях кризиса	13
Инвестиционная программа отрасли	13
Производство и потребление электроэнергии	18
Свободный рынок и тарифное регулирование отрасли	22
ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ ЭМИТЕНТЫ ОБЛИГАЦИЙ	26
Рекомендации по облигациям эмитентов генерирующего сектора	26
ОГК (генерирующие компании оптового рынка электроэнергии)	30
Сравнительные характеристики тепловых ОГК	30
ОГК-2	32
ОГК-3	35
ОГК-5	37
ОГК-6	39
ТГК (территориальные генерирующие компании)	41
Сравнительные характеристики ТГК	41
ТГК-1	43
ТГК-2	45
Мосэнерго (ТГК-3)	47
ТГК-4	49
ТГК-6	51
ЮГК ТГК-8	53
ТГК-10	55
РусГидро (ГидроОГК)	57
Региональные энергетические компании	59
Башкирэнерго	59
Генерирующая компания	61
Иркутскэнерго	63
Дальневосточная генерирующая компания (ДГК)	65
Якутскэнерго	67



ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Оценка кредитного риска эмитентов облигаций генерирующего сектора

- Для привлечения заемных средств на реализацию инвестиционных программ на рынок облигаций до начала финансового кризиса успешно выйти большинство крупнейших генерирующих компаний отрасли – 4 из 6 тепловых ОГК, РусГидро, 7 из 14 ТГК, Башкирэнерго, Иркутскэнерго, Генерирующая компания (Татэнерго), ДГК, Якутскэнерго.
- По итогам 9 мес. 2008 г. генерирующие компании показали достаточно слабые результаты – при росте выручки почти ни одна компания не смогла увеличить рентабельность. Из-за маловодности рек летом РусГидро не смогло в требуемых объемах вырабатывать э/э и ее недостаток компенсировали за счет ТЭС. Особенно пострадали ТГК, т.к. их эффективность в летние месяцы минимальна из-за плановых ремонтных работ и отсутствия выручки от поставок тепла. Отчасти на рентабельность повлияло снижение платежной дисциплины – у некоторых компаний рост просрочки составил более половины всей дебиторской задолженности покупателей и заказчиков.
- Долговая нагрузка ОГК и ТГК пока находится на низком уровне. Однако большинство компаний уже истратили денежные средства от СПО, и перед ними остро стоит вопрос выполнения взятых на себя обязательств по инвестиционным программам, а также рефинансирования текущего долга.
- Помимо долговой нагрузки, на оценку кредитного риска эмитентов влияет уровень возможной поддержки, которую может оказать стратегический акционер. Как показывает практика, наличие мажоритарного акционера в лице государства (госкомпании) полностью не избавляет эмитента от риска технического дефолта. Хотя в случае энергетических компаний, вероятнее всего, первыми поддержку получают госкомпании, стратегические иностранные инвесторы оказались более подготовлены к кризису, заявляя о намерении полностью реализовать свои инвестпрограммы.
- В 2009 г. из-за дефицита финансирования мы ожидаем рост числа технических размещений облигаций (в т.ч. инфраструктурных облигаций) энергокомпаний в пользу государственных банков в рамках программы по поддержке отрасли.

Эмитент	Выпуски	В обращении, млн. руб.	Дата оферты/погашения	Доходность, % год.	Чистый долг/ЕБИТДА	ЕБИТДА/%	Кредитный риск
ОГК-2	ОГК-2-1	5 000	05.07.2010	31.82	5.60	1.90	выше среднего
ОГК-3	ОГК-3-1	0	12.06.2009	8.41	-0.90	628.11	низкий
ОГК-5	ОГК-5-1	5 000	01.10.2009	20.42	1.11	11.45	низкий
ОГК-6	ОГК-6-1	5 000	22.04.2010	29.36	1.59	7.01	умеренный
ТГК-1	ТГК-1-1	4 000	16.03.2010	31.34	0.60	10.11	умеренный
ТГК-2	ТГК-2-1	3 087	01.09.2009	27.70	-13.66	-1.48	высокий
Мосэнерго (ТГК-3)	Мосэнерго-1	5 000	15.09.2009	10.96	2.45	5.55	умеренный
	Мосэнерго-2	5 000	23.02.2012	19.49			умеренный
ТГК-4	ТГК-4-1	5 000	04.06.2009	29.23	4.03	3.08	умеренный
ТГК-6	ТГК-6-Инвест-1	2 000	24.02.2009	29.33	7.08	1.57	выше среднего
ТГК-8	ЮГК ТГК-8-1	242	14.05.2009	22.95	-0.23	1.64	низкий
ТГК-10	ТГК-10-1	3 000	18.06.2009	25.21	389.90	-0.45	низкий
	ТГК-10-2	5 000	11.02.2009	32.46			низкий
РусГидро	ГидроОГК УК-1	5 000	29.06.2011	24.98	0.44	23.94	низкий
Башкирэнерго	БашкирЭн-3	1 500	19.03.2009	49.52	1.04	11.22	умеренный
Ген. Компания	ГенКомп-1	2 000	23.06.2009	10.68	0.67	38.63	низкий
Иркутскэнерго	ИркутскЭн-1	5 000	07.12.2009	-	1.25	18.01	выше среднего
ЯкутскЭн	ЯкутскЭн-2	1 200	12.03.2009	16.21	4.84	2.98	выше среднего
ДГК	ДГК-1	5 000	13.03.2009	183,03	33.73	0.54	высокий

Тенденции развития генерирующих компаний

- 💡 Более полугода российская электроэнергетическая отрасль работает в новой структуре - 30 июня 2008 г. прекратило свое существование РАО «ЕЭС России», завершено разделение монопольных и конкурентных секторов отрасли, запущен оптовый рынок электроэнергии и мощности, утверждены инвестиционные программы энергокомпаний, а в рамках их приватизации привлечены значительные инвестиции - около 850 млрд. руб.
- 💡 Несмотря на большое количество противников реформы электроэнергетики, мы склоняемся к мнению, что привлечение средств частных инвесторов для модернизации электроэнергетических мощностей и либерализация отрасли с целью повышения эффективности и надежности энергосистемы страны были необходимы.
- 💡 Начавшийся в России экономический кризис, приведший к спаду энергопотребления в декабре на 5,2%, дал понять последним оптимистам, что прогноз энергопотребления в «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года», которая явилась основой для инвестпрограмм энергокомпаний, завышен минимум в 2 раза.
- 💡 Минэнерго настаивает на соблюдении инвестпрограмм на 2008 – 2012 гг., опасаясь дефицита э/э при возобновлении роста экономики. Однако в 2009 г. министерство планирует скорректировать Генеральную схему, что приведет к изменению договоров на поставку мощности. Однако важны сами результаты корректировок, от которых будет зависеть экономическая целесообразность дальнейших огромных инвестиций в отрасль.
- 💡 В условиях кризиса генерирующие компании оказались заложниками ситуации – с одной стороны утвержденные договора на поставку мощности, несоблюдение которых грозит компаниям большими штрафами, с другой – снижение объемов энергопотребления и нехватка инвестиционных ресурсов – на фоне глобального кризиса ликвидности фондовый и долговой рынки для энергокомпаний закрыты, а имеющихся «подушек ликвидности» ОГК и ТГК может хватить только до конца I – II кв. 2009 г.
- 💡 Либерализация рынка э/э до 50% со II п/г 2009 г. может сыграть против генерирующих компаний – на фоне повышения тарифов на э/э и снижению энергопотребления цена электроэнергии на свободном рынке может опуститься ниже цены регулируемого сектора. Обостряет ситуацию снижение платежной дисциплины и рост просрочки из-за проблем крупных промышленных потребителей и ЭСК.
- 💡 Пробуксовка реформы наблюдается в секторе конкурентного отбора новой мощности – проблемы с согласованием цен на мощность с «Советом рынка» говорят об отсутствии единого понимания методики расчета цен, что делает процедуру согласования непрозрачной и нерыночной. Также на фоне постоянного роста тарифов на газ приостановлена свободная торговля газом на ЭЦП из-за разногласий Газпрома и ФАС. Таким образом, де-факто, при либерализации цен на э/э свободные рынки мощности и газа остаются несформированными.
- 💡 Учитывая инфраструктурную и социальную роль энергокомпаний в экономике страны, государство декларирует всестороннюю поддержку отрасли, требуя от компаний исполнения взятых ранее на себя обязательств по вводу мощностей. Также правительство намерено сохранить темпы либерализации рынка э/э и мощности и рост тарифов энергетиков.
- 💡 Мы позитивно оцениваем решения Правительства по поддержке электроэнергетики и отказ от замораживания инвестпрограмм энергокомпаний. Однако дальнейшее развитие отрасли будет напрямую зависеть от глубины и продолжительности кризиса, а также оперативности реагирования государства на системные проблемы отрасли. Мы считаем, что прямая поддержка государства реализации инвестпрограмм, стимулирующих работу многих смежных отраслей – это один из лучших методов борьбы с кризисом в стране.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ

Результаты реформы электроэнергетики

Структурные преобразования электроэнергетической отрасли

Российская энергосистема является четвертой в мире по производству и потреблению электроэнергии после США, Китая и Японии. Электроэнергетический сектор России состоит из более 440 тепловых и гидроэлектростанций и 10 атомных электростанций совокупной установленной мощностью около 212 ГВт, что составляет порядка 5%-6% мировых генерирующих мощностей. В 2008 г. электростанциями России было выработано 1 023,3 млрд. кВтч электроэнергии и отпущено 497,9 млн. Гкал тепла.

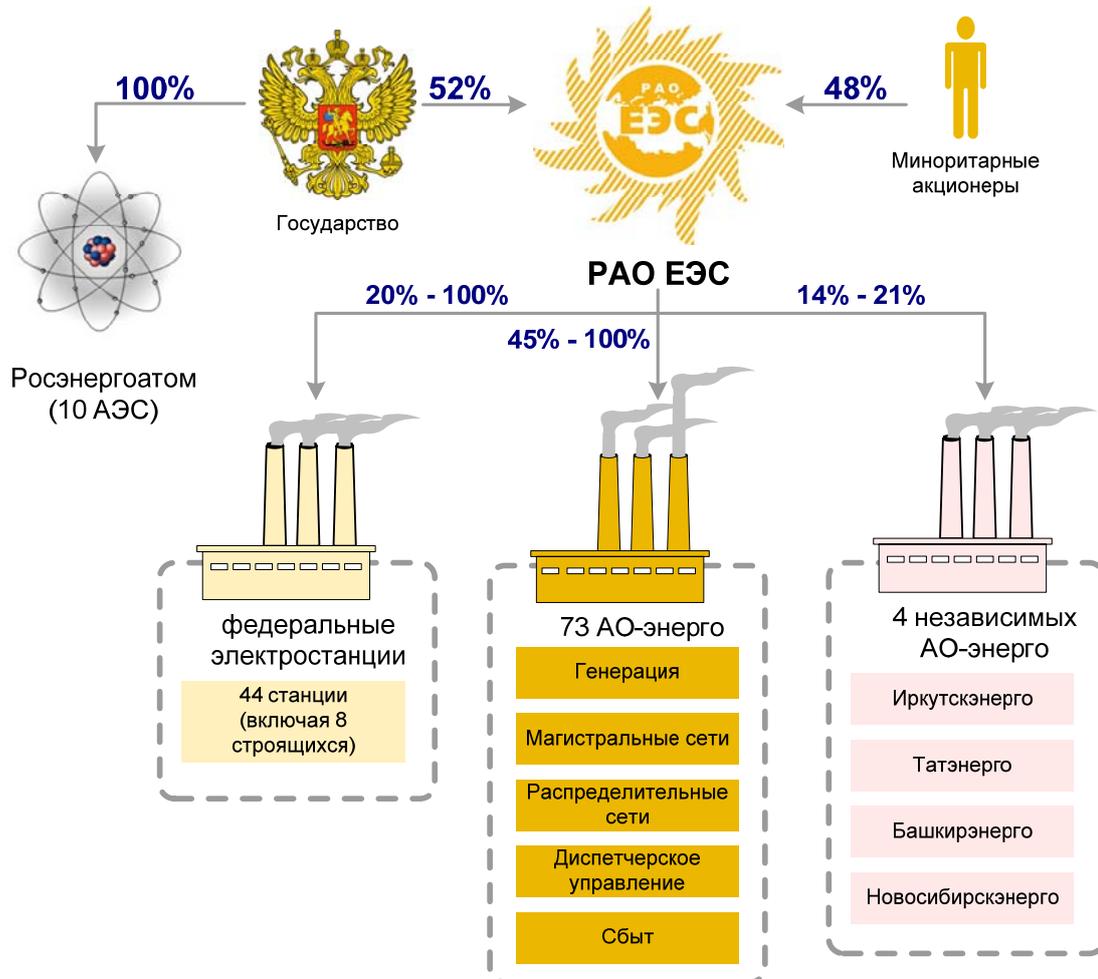
С 2000 г. российская электроэнергетическая отрасль претерпела значительные изменения – 30 июня 2008 г. прекратило свое существование вертикально-интегрированная монополия – РАО «ЕЭС России», завершено разделение естественномонопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) секторов отрасли, запущен оптовый рынок электроэнергии (э/э) и мощности, и в соответствии с планом идет процесс его либерализации, в рамках приватизации электроэнергетических активов привлечены значительные инвестиции в отрасль (порядка 850 млрд. руб.).

Необходимость в столь масштабной реформе отрасли остро встала после 1998 г., когда стало очевидно, что производство электроэнергии и надежность энергосистемы в целом не отвечает потребностям растущей экономики страны. Наметившаяся стагнация в отрасли еще в 1980-х гг., в 1990-е гг. перешла в острую фазу – практически остановился процесс обновления мощностей, показатели эффективности работы компаний отрасли упали до минимума, отсутствовали стимулы к их повышению и энергосбережению электроэнергии потребителями, наблюдались частые перебои с энергоснабжением, резко выросла вероятность крупных аварий. Так, по состоянию на 2006 г. доля устаревших генерирующих мощностей на электростанциях России составляла 39% при среднем возрасте оборудования 30,5 лет, в т.ч. 64,2% по ОГК и 38% по ТГК. Износ основных фондов электросетевого хозяйства составлял 40,5%, в т. ч. оборудования подстанций – 63,4%.

Мировой опыт реформирования электроэнергетики показывает, что ввиду неэффективности все крупнейшие экономики уже отказались от вертикально-интегрированной монопольной структуры отрасли и стали выделять в отрасли сегменты конкуренции и либерализовывать рынки электроэнергии. В российском варианте для вывода электроэнергетической отрасли на качественно новый уровень необходимо было реализовать масштабную инвестиционную программу, которую невозможно реализовать только за счет бюджета или повышения тарифов ввиду риска возникновения социальной напряженности. Привлечение частных инвестиций было невозможно без реструктуризации вертикальной интеграции единой энергетической системы России и демонополизации секторов отрасли. Таким образом, целью начатой реформы энергетики в 2000 г. стало с одной стороны, выполнение масштабной инвестиционной программы отрасли с привлечением частных инвестиций, и с другой – повышение эффективности и надежности энергосистемы страны.

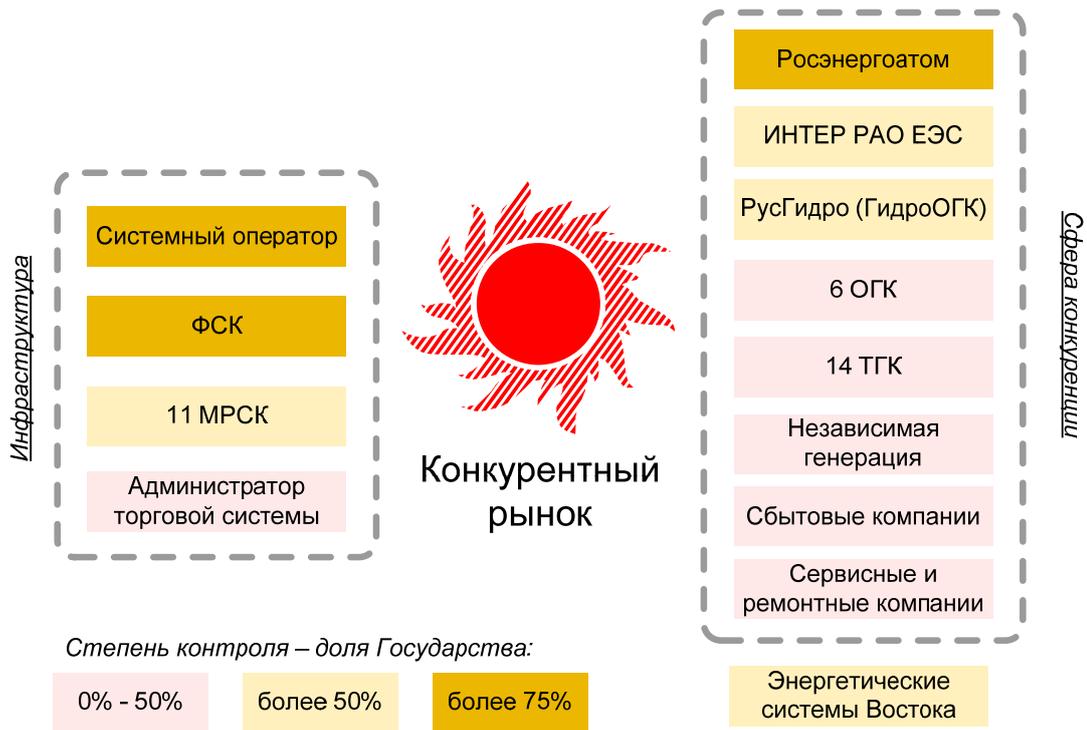
До начала структурных преобразований электроэнергетическая отрасль включала в себя РАО «ЕЭС России» (около 74% всей установленной мощности страны), «Росэнергоатом», объединяющий 10 АЭС (11%) и ряд формально независимых от РАО «ЕЭС России» энергетических компаний и станций (15%). Структура самого РАО «ЕЭС России» была унаследована от министерства энергетики СССР и состояла из 73 региональных

вертикально-интегрированных энергокомпаний – АО-энерго, включающих в себя генерацию, передачу по сетям, диспетчеризацию и сбыт электроэнергии. В самой конструкции энергетики эта вертикальная интеграция обладала одним крайне коварным и неотъемлемым свойством. Территориально замкнутая вертикальная интеграция исключала возможность конкуренции и заинтересованность поставщика в работе на потребителя, тем самым подрывая эффективность отрасли в целом. Также в РАО ЕЭС входило Центральное диспетчерское управление (ЦДУ), сети высокого напряжения и федеральные электростанции (ГРЭС).



Структура электроэнергетической отрасли до начала реформы
Источник: РАО ЕЭС

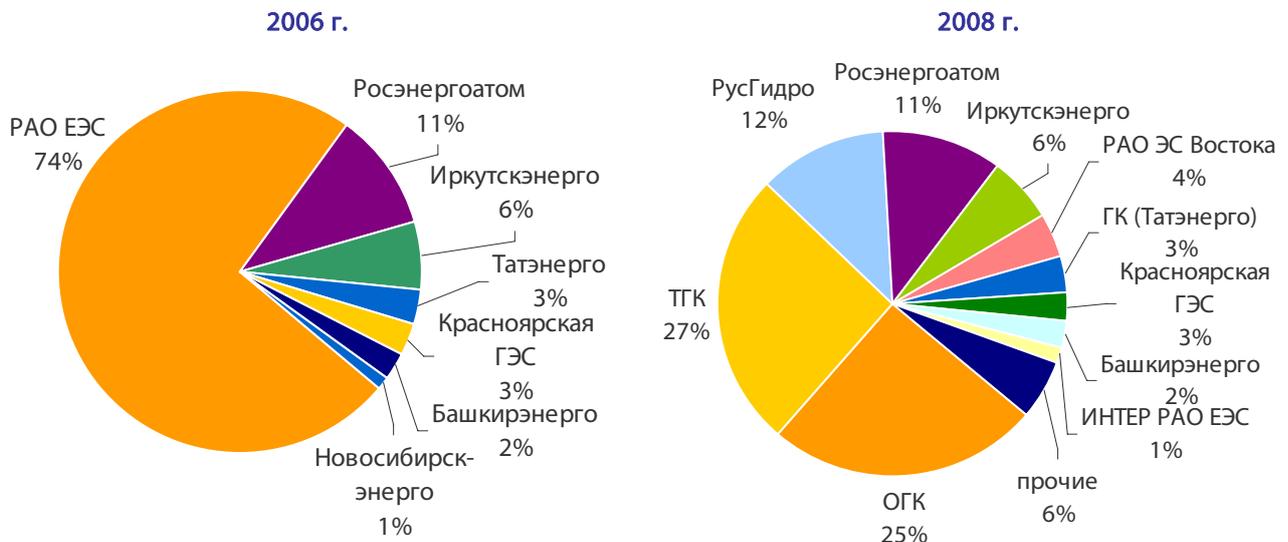
Реструктуризация отрасли и непосредственно РАО «ЕЭС России» предполагала разделение на монопольные (инфраструктура и управление) и конкурентные сектора (генерация, сбыт и сервис). При этом в монопольном секторе контроль преимущественно останется у государства, в конкурентных секторах должна преобладать частная собственность. Все федеральные электростанции, а также генерация АО-энерго были объединены в оптовые и территориальные генерирующие компании (ОГК и ТГК), гидрогенерирующие активы - в ОАО «РусГидро» (прежнее название «ГидроОГК»), управление зарубежными активами было переведено на «ИНТЕР РАО ЕЭС», «ФСК» объединило сети высокого напряжения (магистральные сети), 11 «МРСК» - распределительные сети. Также из структуры АО-энерго были выделены сбытовые, ремонтные и сервисные компании. Региональное диспетчерское управление было переведено на единую компанию – ОАО «Системный оператор ЕЭС». В связи с изолированностью энергосистемы Дальнего Востока все энергоактивы данного региона были переданы ОАО «РАО ЭС Востока».



Новая структура электроэнергетической отрасли
Источник: РАО ЕЭС

30 июня 2008 г. компания РАО «ЕЭС России» прекратила свое существование – в ходе разделения активов были сформированы новые компании, специализирующиеся на определенных видах деятельности и контролирующие соответствующие профильные активы. На текущий момент завершена реструктуризация практически всех региональных вертикально-интегрированных энергетических компаний отрасли, а вновь созданные компании целевой структуры отрасли успешно работают на рынке.

Новыми крупнейшими генерирующими компаниями по размеру установленной мощности стали РусГидро, 6 ОГК, РАО ЭС Востока, ИНТЕР РАО ЕЭС и 14 ТГК. В результате на ОГК приходится 25% установленной мощности зоны централизованного электроснабжения, на ТГК – 27%, РусГидро – 12%.



Структура генерирующих компаний по установленной мощности
Источник: данные компаний, расчеты Промсвязьбанка

Рынок электроэнергии и мощности

Структура энергосистемы России неоднородна из-за наличия ограничений пропускной способности сетей. Ввиду невозможности создания единого российского оптового рынка э/э и мощности, ЕЭС России была поделена на «ценовые зоны», где непосредственно функционирует конкурентный рынок э/э и мощности, и «неценовые зоны», на территории которых сохраняются регулируемые отношения.

Европейская и уральская часть ЕЭС России относится к первой ценовой зоне, ко второй ценовой зоне относится Сибирская часть ЕЭС. Разделение конкурентного сектора на 2 ценовые зоны связано как с ограничениями пропускной способностью сетей, так и значительной разницей по составу генерирующих мощностей – в Сибирской части ЕЭС преобладают гидрогенерирующие мощности, поэтому стоимость э/э в I и II зонах может достигать двукратной разницы. Таким образом, свободная торговля э/э и мощностью ведется отдельно по 2-м ценовым зонам.



Ценовые зоны: Первая ценовая зона (1) – европейская и уральская часть ЕЭС России; Вторая ценовая зона (2) – сибирская часть ЕЭС России.

Неценовые зоны (3): Дальний Восток, Коми, Архангельская область, Калининградская область, энергосистемы которых имеют ограниченную электрическую связь с ЕЭС России. (3.1.) – изолированные энергосистемы

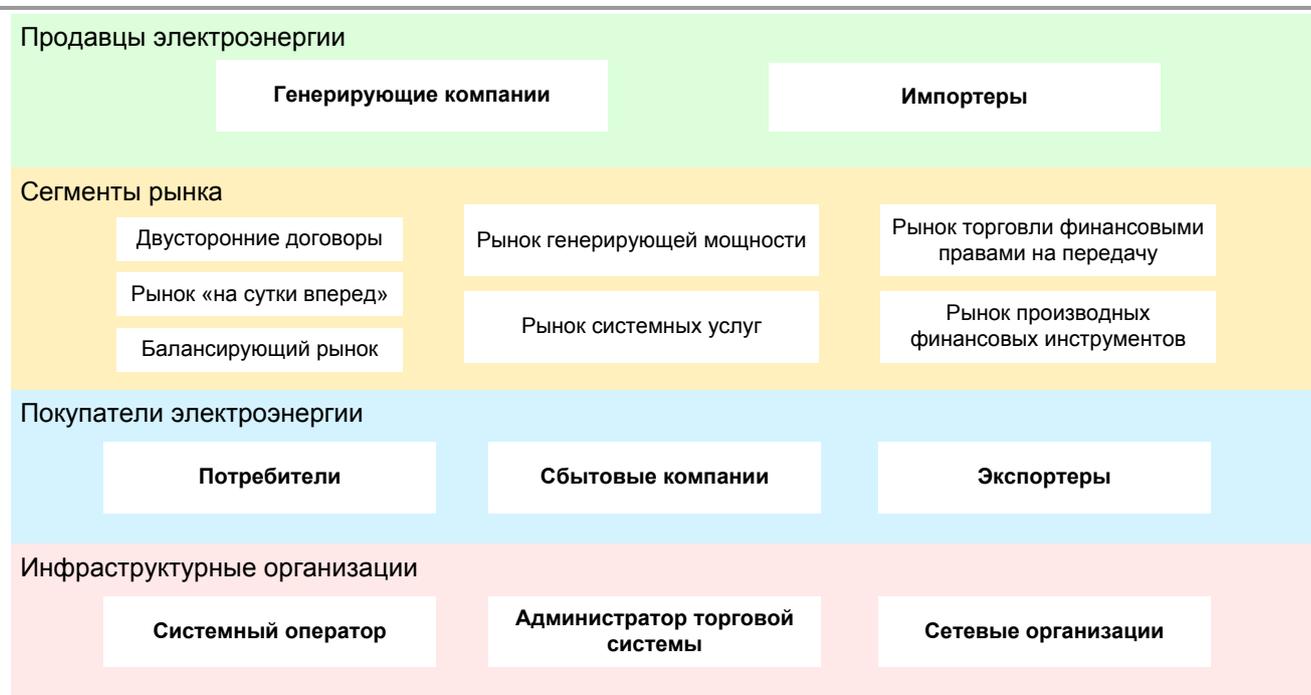
Ценовые зоны электроэнергетической отрасли
Источник: РАО ЕЭС

Одним из ключевых этапов реформы стало создание конкурентного нового оптового рынка электроэнергии (мощности) (НОРЭМ), и его запуск 1 сентября 2006 г. Субъектами НОРЭМ выступают поставщики электроэнергии (генерирующие компании и импортеры электроэнергии) и покупатели – крупные производственные потребители, сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям (в т.ч. населению) и экспортеры электроэнергии. Все субъекты в новой модели становятся участниками единого рынка и конкурируют за полный объем выработки/потребления электроэнергии на основе поданных ими ценовых заявок. В качестве инфраструктурных компаний выступают ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», выполняющее функции управления и администрирования ЕЭС России, ОАО «АТС», являющееся единой торговой площадкой



НОРЭМ и сетевые организации, осуществляющие передачу электроэнергии.

Модель НОРЭМ, помимо рынка регулируемых двусторонних договоров, включает в себя конкурентный биржевой рынок (рынок «на сутки вперед»), рынок мощности, балансирующий рынок, рынок системных услуг. В перспективе планируется запуск рынка форвардных контрактов, рынка опционов, рынка системных услуг и прочих вспомогательных рынков, обслуживающих работу энергосистемы.



Структура нового оптового рынка электроэнергии
Источник: РАО ЕЭС

Новая модель оптового рынка электроэнергии предполагает преобразование регулируемого сектора торговли в систему регулируемых долгосрочных договоров между продавцами и покупателями электроэнергии. Соответственно цены на электроэнергию в рамках этих договоров регулируются Федеральной службой по тарифам. За счет ежегодного сокращения объемов электроэнергии, торгуемой на рынке по регулируемым ценам, новая модель позволяет перейти к полностью свободному рынку к 1 января 2011 г. (за исключением э/э, потребляемой населением). Таким образом, в переходной модели рынка непокрытые регулируемыми договорами объемы электроэнергии торгуются по свободным ценам – при заключении свободных двусторонних договоров и покупки э/э на рынке «на сутки вперед» (РСВ).

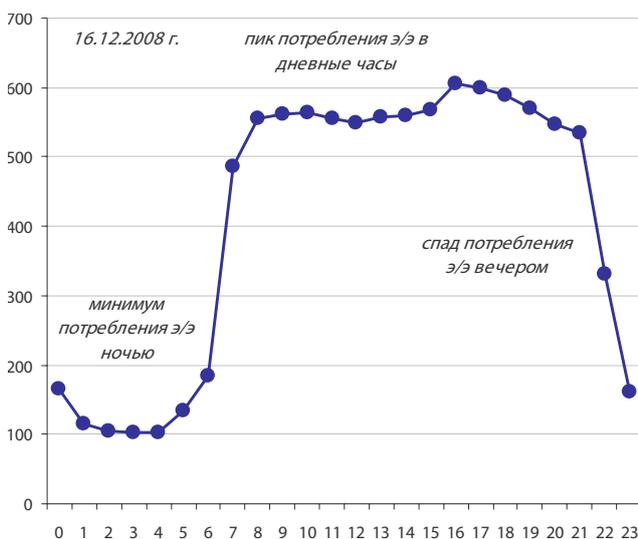
В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. В рамках торгов на РСВ «Администратор торговой системы» проводит конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии. В случае отклонений от запланированных на РСВ объемов поставок э/э участники покупают или продают их на балансирующем рынке, где цены, как правило, выше рынка РСВ. Таким образом, полный переход к свободному рынку э/э к 2011 г. позволит «Системному оператору» планировать режимы производства и потребления электроэнергии в системе, а также планировать генерирующим компаниям режимы загрузки мощностей, что позволит повысить эффективность производства э/э.

Отдельным сегментом НОРЭМ является рынок мощности, запуск которого состоялся 1 июля 2008 г. Смысл торговли мощностью заключается в том, что покупатель оплачивает поддержание требуемого уровня готовности необходимых ему мощностей, что повышает

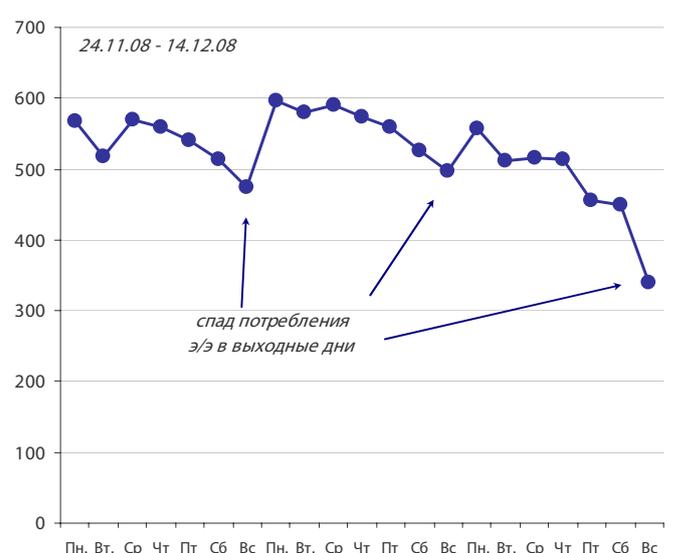
надежность энергоснабжения и снижает риски инвесторов в электроэнергетике. По аналогии с рынком э/э ранее вся мощность оплачивалась по тарифам ФСТ в рамках регулируемых договоров. При этом тариф на электроэнергию покрывает затраты, связанные с ее производством (в основном топливные затраты), а тариф на мощность покрывает затраты, связанные с поддержанием генерирующих мощностей в работоспособном состоянии (постоянные издержки). Около 40% выручки генерирующих компаний приходится на продажу э/э и 60% - составляет выручка от продажи мощности.

Полная либерализация рынка мощности повысит как надежность энергосистемы в целом, так и позволит вести долгосрочную работу с потребителями по вводу новых зарезервированных мощностей. Также для повышения инвестиционной привлекательности энергетики все новые мощности, введенные после 2007 г., будут работать только по свободным нерегулируемым ФСТ ценам.

Важность функционирования свободного рынка электроэнергии и мощности состоит в его способности через адекватные рыночные ценовые «сигналы» показывать, какие регионы испытывают дефицит в генерирующих и сетевых мощностях и где необходимо строительство и модернизация электростанций и сетевых объектов. Таким образом, сигналы свободного рынка являются экономическим обоснованием для принятия инвестиционных решений в электроэнергетической отрасли.



Индекс равновесных цен на покупку э/э (часовой)
Источник: АТС



Индекс равновесных цен на покупку э/э (дневной)
Источник: АТС

При рассмотрении внутредневных «сигналов», рынок отражает спрос на э/э в течение операционных суток - ночной спад, дневной максимум и вечерний спад. Введение, например, почасовых тарифов как в Европе, позволит значительно сгладить данный график и снять пиковые нагрузки на энергосистему в течение суток. Недельный график также отражает естественное изменение нагрузки - каждые выходные дни наблюдается естественное снижение цены.

Управление и регулирование отрасли

Техническое управление работой Единой энергетической системы Российской Федерации и обеспечение ее надежного функционирования осуществляет ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» («СО ЕЭС»). Также «СО ЕЭС» отвечает за исполнение обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничном рынке электрической энергии.



Структура управления Системного оператора единой энергосистемой страны выстроена в соответствии с территориально-административным делением России, консолидированной в единую вертикаль управления. ЕЭС России состоит из 7 объединенных энергосистем, в каждой из которой находится по соответствующему объединенному диспетчерскому управлению (ОДУ). На уровне субъектов федерации управление ведется 57 региональными диспетчерскими управлениями (РДУ). Реформа РАО ЕЭС позволила консолидировать в вертикальную систему ранее фактически независимые друг от друга уровни управления - Центральное диспетчерское управление федерального уровня, 7 ОДУ и 57 РДУ, входящих в состав соответствующего АО-энерго.



Объединенные энергосистемы ЕЭС России
Источник: СО ЕЭС

В целом же энергосистема России называется «единой» весьма условно – из-за ограниченных возможностей магистральных сетей свободный переток электроэнергии между ОЭС и ряда регионов внутри ОЭС весьма затруднен. Так, ОЭС Востока работает практически полностью изолированно от ЕЭС России, режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС достигается за счет перетоков мощности только в размере до 2 млн. кВт по транзиту Сибирь – Урал – Центр.

Административное регулирование отрасли после ликвидации РАО ЕЭС ведется недавно созданным в составе Правительства РФ Министерством энергетики России совместно с Ростехнадзором, ФАС и ФСТ при непосредственном участии рыночного регулятора в лице НП «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (НП «Совет рынка»).

Минэнерго является центром межведомственной консолидации действий электроэнергетической отрасли, и отвечает за разработку правил работы оптового и розничного рынка э/э (мощности), системы отраслевых стандартов, лицензирование, и управление госкомпаниями. Ростехнадзор отвечает за соответствие требований экологической и технической безопасности. ФАС осуществляет контроль сделок M&A в сфере электроэнергетики и за соблюдением антимонопольного законодательства.

НП «Совет рынка», объединяющее всех субъектов оптового рынка, обеспечивает функционирование коммерческой инфраструктуры оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) - участвует в подготовке правил оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности; разрабатывает и утверждает регламенты оптового рынка,

ведет реестр субъектов оптового рынка, осуществляет разрешение споров на рынке, осуществляет контроль деятельности Системного оператора, а также контроль за соблюдением участниками оптового рынка правил ОРЭМ.

Государственное регулирование отрасли



Регулирование электроэнергетической отрасли
Источник: РАО ЕЭС

На уровне розничного рынка центром саморегулирования отрасли выступает НП «Гарантирующих поставщиков и Энергосбытовых компаний» (НП «ГП и ЭСК»). Задачами НП является организация взаимодействия участников на оптовом и розничном рынках электроэнергии, а также формирование предложений по энергосбытовой деятельности для включения в нормативные правовые акты, регулирующие отношения на рынке электроэнергии.

Подобная структура управления отрасли, включающая государственный уровень и рыночный уровень саморегулирования, показала свою жизнеспособность после ликвидации РАО ЕЭС. Хотя безусловным испытанием системы регулирования отрасли станет преодоление форс-мажорных ситуаций, связанных с экономическим кризисом – пересмотр инвестиционных программ генерирующими компаниями, возникновение значительных просрочек и неплатежей по поставленной энергии на оптовом и розничном рынках, закрытие кассовых разрывов энергосбытовых компаний и т.п.

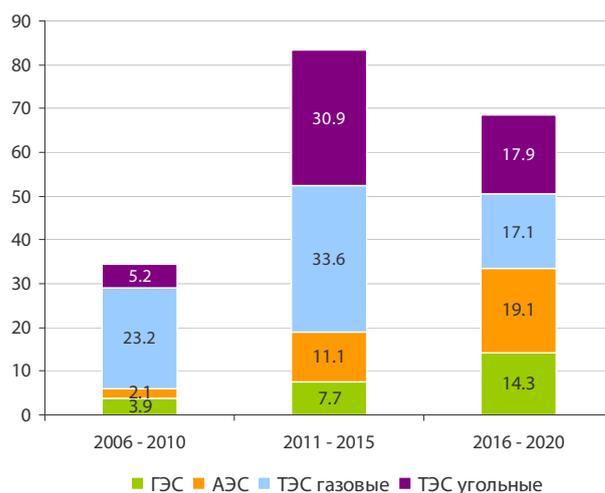
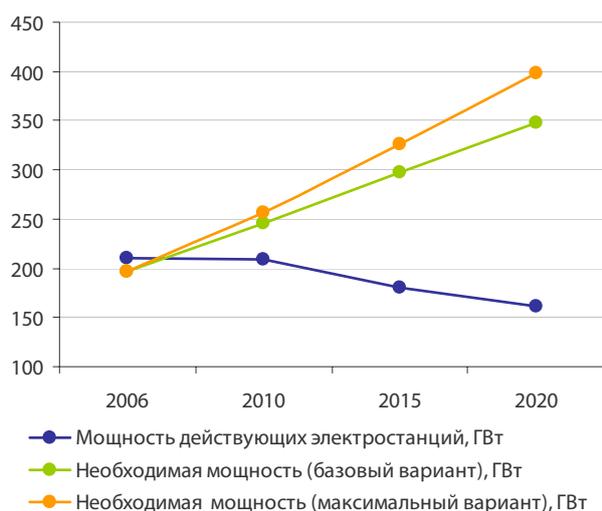


Реализация программы развития отрасли в условиях кризиса

Инвестиционная программа отрасли

Основой реформы электроэнергетики и, по сути, обоснованием необходимости масштабных инвестиций в отрасль является «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» (далее Генеральная схема). В Генеральную схему, в соответствии с решениями Правительства, в качестве базового варианта заложен прогноз прироста электропотребления на 4,1% в год и 5,2% в год - при максимальном варианте. Таким образом, необходимая установленная мощность электростанций России для обеспечения заданного объема электропотребления к 2020 г. должна составить 347,4 ГВт в базовом сценарии и 397,7 ГВт – в максимальном. При этом в период до 2020 г. предусматривается снижение на 51,8 ГВт действующих мощностей, которые отработали свой ресурс, в результате чего к 2020 г. может возникнуть дефицит генерирующих мощностей в 186,1 ГВт и 236,4 ГВт соответственно при разных сценариях. График действующей и необходимой установленной мощности получил неформальное название «Крест Чубайса».

В соответствии с прогнозируемым дефицитом генерации была разработана инвестиционная программа по вводу новых мощностей в базовом и максимальном сценарии – ввод 34,4 ГВт в 2006 – 2010 гг., 83,3 (111,8) ГВт в 2011 – 2015 гг. и 68,4 (90,2) ГВт в 2016 – 2020 гг.



Потребность в генерирующей мощности, ГВт
Источник: Генеральная схема

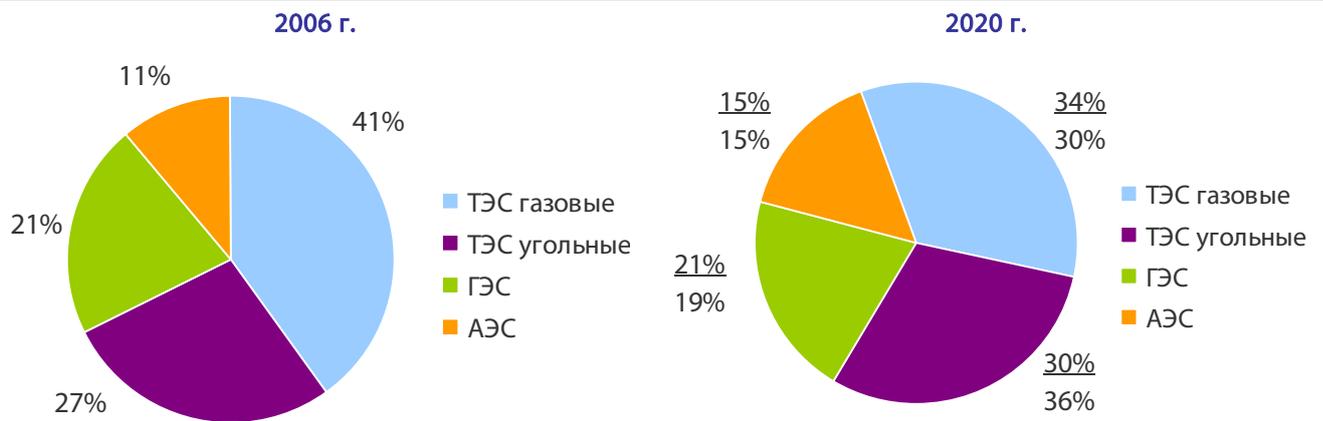
Прогноз ввода мощностей (базовый вариант), ГВт
Источник: Генеральная схема

Реализация инвестиционной программы по Генеральной схеме должна изменить структуру российской энергетики по установленной мощности, а также топливного баланса. К 2020 г. доля газовых ТЭС должна снизиться с текущих 41% - до 30% - 34% (в зависимости от сценария), угольных ТЭС – наоборот, увеличиться с 27% - до 30% - 36%, доля АЭС должна вырасти до 15%. В соответствии с этим доля потребления газа в топливном балансе к 2020 г. должна снизиться с 68% до 56%, а доля угля вырасти с 25% - до 39%.

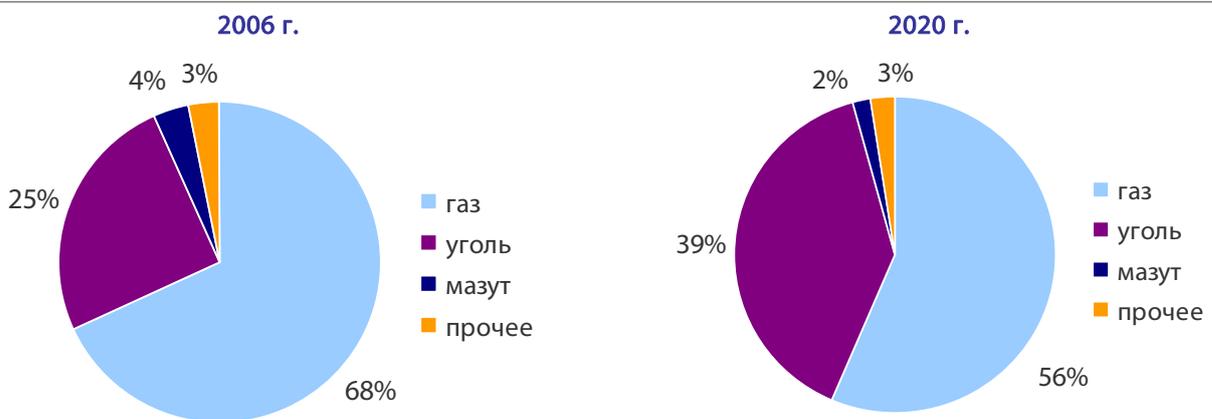
Смещение приоритетов в сторону угольной генерации не случайно – преобладание газа в топливном балансе (в европейской части России доля газа доходит до 85%) грозит энергетической безопасности страны. Еще одним фактом в пользу угольной генерации является поэтапное повышение внутренних тарифов на газ к 2011 г. до уровня экспортных цен без учета стоимости транзита и экспортной пошлины – по нашим оценкам рост тарифов за 2007 – 2011 гг. составит 185%. По оценке «СУЭК», при запланированном повышении газовых тарифов в 2009 г. угольные ТЭС будут эффективнее газовых на Урале при выработке э/э, а в 2010 г. – уже в Европейской части РФ.

Также стоит учесть, что Газпром, контролирующий около 80% поставок газа для российской энергетики, без возможности быстрого наращивания добычи должен обеспечивать экспортные поставки газа в ущерб внутренним потребителям. Страховкой от этого риска являются 5-тилетние договоры «take or pay» на поставку газа, по которым при любой выборке газа энергетика должны оплатить минимум 90% заявленного объема. При этом обеспеченность газом новых ТЭС зачастую остается под вопросом.

Однако массовый переход на уголь электростанций просто не возможен - перевод станций с одного вида топлива на другой технологически сложно осуществить, а строительство угольных станций с применением современных технологий (для повышения КПД станций и соблюдения экологических норм) значительно дороже газовых ТЭС. Также велика транспортная составляющая в стоимости угля, поэтому на текущий момент целесообразно строить угольные станции только рядом с местами добычи энергетических углей.



Структура установленной мощности (базовый /максимальный вариант)
Источник: Генеральная схема



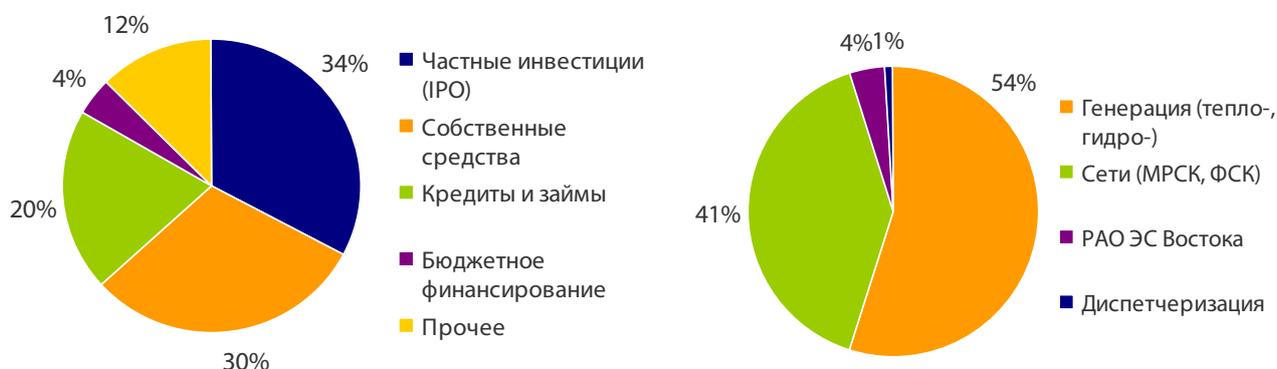
Структура потребляемого топлива (базовый вариант), т.у.т.
Источник: Генеральная схема

На основе разработанной стратегии развития российской электроэнергетики в Генеральной схеме были утверждены сначала инвестиционные программы самого Холдинга РАО ЕЭС на 2006 – 2010 гг., а затем 5-тилетние программы энергокомпаний на 2008 – 2012 гг. В рамках инвестиционной программы до 2012 гг. общей стоимостью 4 376 млрд. руб. планируется ввести в эксплуатацию 43,9 ГВт мощностей. При этом, 54% средств инвестпрограммы будет направлено на генерирующие мощности, 41% - на обновление сетевого хозяйства, еще около 3% - на модернизацию энергосистемы Востока.

По замыслу энергореформы значительную долю средств инвестиционной программы должны обеспечить частные инвестиции – дополнительные эмиссии генерирующих

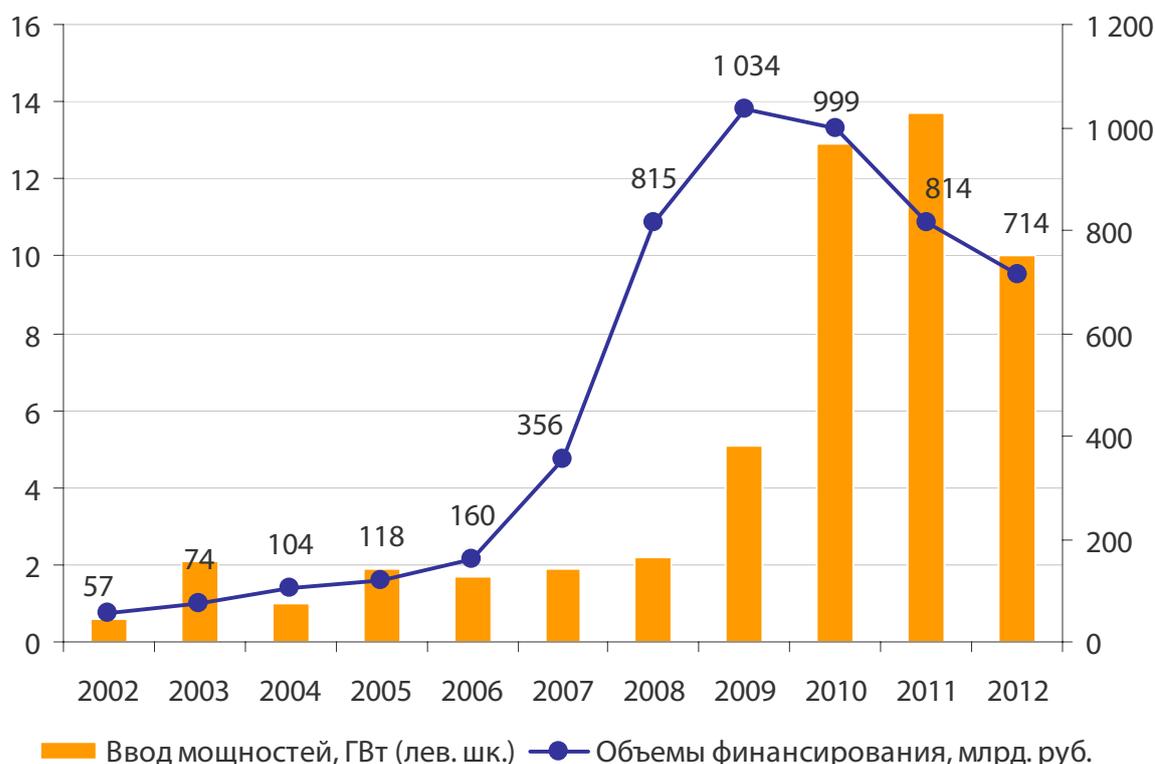


компаний с привлечением стратегических инвесторов и продажи государственных долей в генерирующих, сбытовых, сервисных и прочих компаниях. Стоит отметить, что средства от SPO идут на выполнение инвестпрограммы самой ОГК/ТГК, а средства от продажи пакетов акций, принадлежащих на долю государства – на финансирование инвестпрограмм государственных энергетических предприятий, в т.ч. МРСК, ФСК, РАО ЭС Востока.



Источники финансирования инвестпрограммы
Источник: РАО ЭЭС

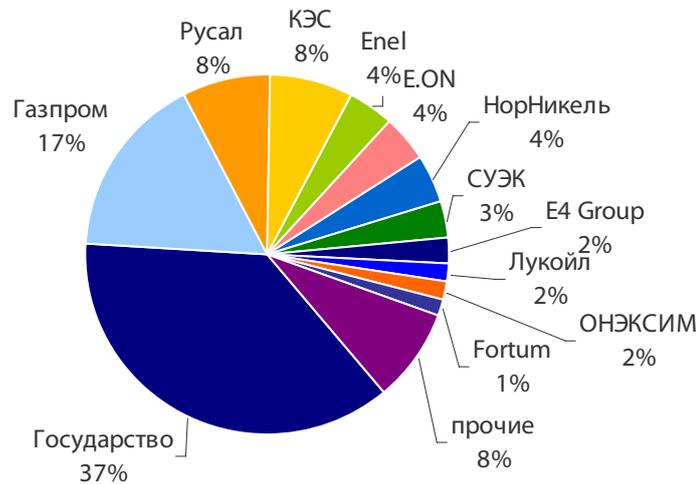
Направления расходования средств
Источник: РАО ЭЭС



Инвестиционная программа энергокомпаний на 2008 - 2012 гг.
Источник: РАО ЭЭС

От продажи активов удалось выручить порядка 850 млрд. руб. из запланированных 1 433 млрд. руб. Не смогли найти нового владельца только ОГК-1 и ряд энергосбытовых компаний, в частности, Мосэнергосбыт, Алтайская, Саратовская, Петербургская и Тамбовская сбытовые компании, которые были переданы на баланс ОАО «РАО «Энергетические системы Востока». Акции ОГК-1 были переданы РусГидро (23%) и ФСК ЭЭС (43%). Также не завершена доэмиссия и продажа государственной доли ТГК-11 - «Нефть-актив» (дочерняя компания «Роснефти») через суд заблокировала проведение данных сделок, хотя ранее покупателем доли ТГК-11 была признана E4 Group Михаила Абызова.

В результате продажи энергоактивов в отрасль пришли новые стратегические инвесторы, в т.ч. иностранные энергетические холдинги – Enel, E.ON, Fortum. Значительно изменилась структура контроля российской генерации – по нашей оценке, доля государства снизилась до 37%, Газпром стал владельцем порядка 17% генерирующих мощностей, Русал и КЭС – по 8%, на долю Enel, E.ON, Норильского Никеля приходится по 4% всех мощностей. В целом итоги проведенных распродаж можно считать успешными – многие инвесторы на первых аукционах не жалели денег на доли в ОГК и ТГК, чему способствовала благоприятная рыночная конъюнктура. Также средства от SPO, уплаченные новыми инвесторами, фактически оставались в компании и шли на ее инвестиционную программу.



Структура владения генерирующими мощностями (по факту контроля), 2008 г.
Источник: данные компаний, расчеты Промсвязьбанка

Следующим по объему источником финансирования инвестпрограммы энергокомпаний являются собственные средства в виде амортизационных отчислений – 1 321 млрд. руб. (30% инвестпрограммы). Рост амортизационных отчислений должен обеспечивать растущий объем выручки за счет повышения тарифов на электроэнергию, мощность и тепло для всех типов потребителей. Также по замыслу реформы дефицит электроэнергетических мощностей должен вызвать рост цен на э/э и мощность на открытом рынке.

Порядка 20% инвестиционной программы (886 млрд. руб.) должно быть реализовано на заемные средства. Однако, в частности, генерирующие компании, получившие значительные средства от SPO, не спешили брать кредиты и выходить на публичные долговые рынки. При этом из-за резко возросшего спроса на услуги смежных отраслей по реализации инвестиционной программы энергетики, к которому отрасли энергетического машиностроения, строительства энергетической инфраструктуры, инженерии и пр. из-за продолжительной стагнации оказались просто не готовы, производственная инфляция стала увеличиваться ускоренными темпами. В результате, по различным оценкам, стоимость ввода генерирующих мощностей выросла с заложенных в программу РАО «ЕЭС» \$800 и \$1200 за кВт установленной мощности соответственно газовой и угольной генерации до \$1200 и \$1800.

Однако со II п/г 2008 г. из-за финансового кризиса ситуация резко изменилась – многие контракты по закупке оборудования и строительству мощностей были заключены по завышенным ценам и «подушек ликвидности» ОГК и ТГК может хватить только до конца 2008 г. – I п/г 2009 г. При этом капитализация энергетических компаний упала в 5 – 7 раз, что сделало невозможным привлечение средств с помощью новых доэмиссий; из-за кризиса ликвидности банки отказывали энергокомпаниям в кредитовании долгосрочных проектов, долговой рынок также оказался закрыт для новых размещений.



При этом реформа электроэнергетики предусматривает финансовую ответственность генерирующих компаний за срыв сроков своих инвестпрограмм – в типовом договоре на предоставление мощности на оптовый рынок прописаны штрафы за неисполнение генерирующей компанией взятых обязательств в размере до 25% от величины инвестиционной программы. Ухудшает положение некоторых новых собственников генерирующих компаний тот факт, что покупки компаний велись на кредитные деньги, которые из-за сжатия долговых рынков сейчас нужно возвращать. Ко всему этому можно добавить явно завышенные прогнозы по энергопотреблению в Генеральной схеме, повышение тарифов на газ, падение платежной дисциплины.

В октябре Совет производителей электроэнергии России направил письмо первому вице-премьеру Игорю Сечину с просьбой о выделении субсидированных кредитов на сумму около \$50 млрд. (1 350 млрд. руб.) под ставку 11% для финансирования их масштабных инвестиционных программ, значительно больше объемов заемных источников финансирования, предусмотренных всей инвестпрограммой энергетики на 2008 – 2012 гг. Позднее Президент «КЭС-холдинга» Михаил Слободин более скромно оценил нехватку средств - около 440 млрд. руб.

Безусловно, авторы реформы российской электроэнергетики не могли предвидеть столь масштабный экономический кризис, и в текущей ситуации позитивен тот факт, что государство не оставляет энергокомпании один на один с появившимися проблемами – Минэнерго подготовило предложение о помощи энергетикам. Министерство оценило потребности государственных энергетических компаний на следующий год в 146 млрд. руб. Это, конечно, гораздо меньше ранее заявленных объемов самими энергетиками, но государство в рамках этой суммы решило поддерживать и частные энергокомпании, что как минимум временно разрешит их финансовые трудности. Рассматривать заявки энергетиков ВЭБ, Сбербанк, ВТБ и Газпромбанк все же будут в приоритетном порядке.

В конце декабря Правительство опубликовало «Перечень системообразующих организаций», которые могут рассчитывать на финансовую помощь государства. Из 295 предприятий различных отраслей из сектора электроэнергетики в список попало 36 компаний.

Перечень системообразующих организаций электроэнергетической отрасли

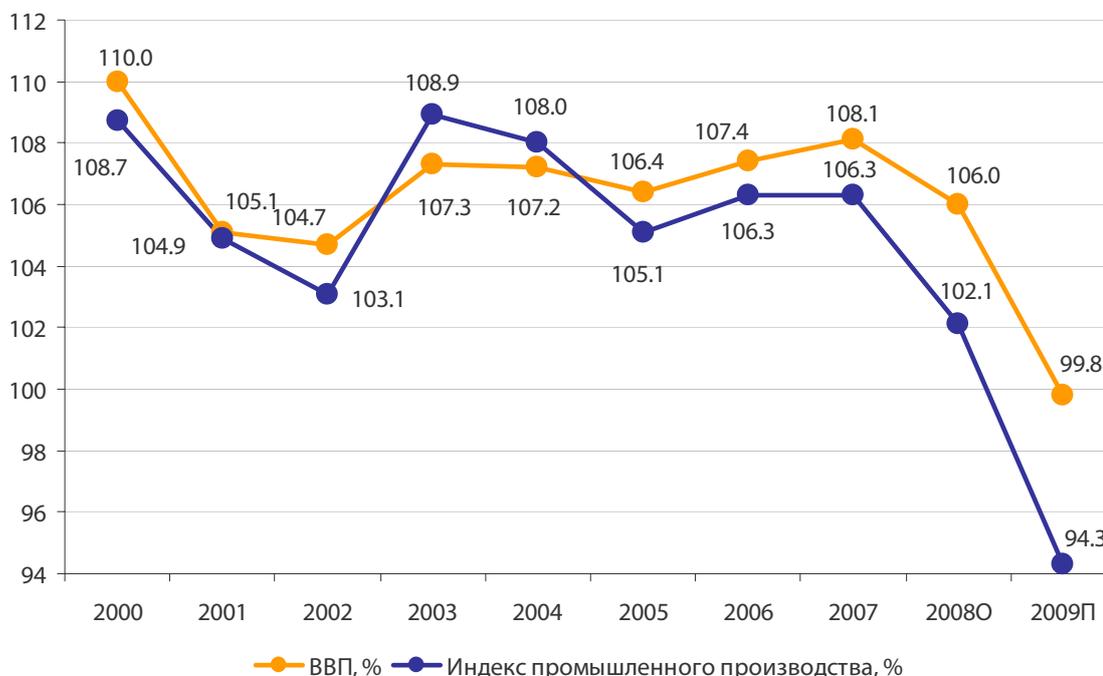
1. ОАО "ФСК ЕЭС"	19. ОАО "ОГК-3"
2. ОАО "РусГидро"	20. ОАО "ОГК-4"
3. ГК "Росатом"	21. ОАО "ОГК-5"
4. ОАО "Интер РАО ЕЭС"	22. ОАО "ОГК-6"
5. ОАО "Холдинг МРСК"	23. ОАО "ТГК-1"
6. ОАО "Иркутская сетевая компания"	24. ОАО "ТГК-2"
7. ОАО "Ленэнерго"	25. ОАО "Мосэнерго" (ТГК-3)
8. ОАО "МОЭСК"	26. ОАО "ТГК-4"
9. ОАО "Тюменьэнерго"	27. ОАО "ТГК-5"
10. ОАО "Евросибэнерго" включая ОАО "Иркутскэнерго"	28. ОАО "ТГК-6"
11. ОАО "РАО "Энергетические системы Востока"	29. ОАО "ТГК-7"
12. ОАО "Комплексные энергетические системы" (КЭС)	30. ОАО "ТГК-8"
13. ОАО "Татэнерго"	31. ОАО "ТГК-9"
14. ОАО "Башкирэнерго"	32. ОАО "ТГК-10"
15. ОАО "Якутэнерго"	33. ОАО "ТГК-11"
16. Объединенный институт ядерных исследований	34. ОАО "ТГК-12"
17. ОАО "ОГК-1"	35. ОАО "ТГК-13"
18. ОАО "ОГК-2"	36. ОАО "ТГК-14"

Источник: Правительство РФ (www.government.ru)

В Перечень системообразующих организаций попали все крупнейшие предприятия электроэнергетической отрасли, что говорит о пристальном внимании государства к данному сектору. Предприятия из списка могут рассчитывать на кредитование по госгарантиям, субсидирование процентной ставки, докапитализацию, реструктуризацию недоимки и тарифную поддержку. Для получения помощи компании обязаны предоставлять Правительству антикризисные планы действий и любую информацию о текущем положении. Хотя вице-премьер Игорь Шувалов подчеркнул, что включение предприятия в список не является гарантией финансовой помощи, учитывая инфраструктурную важность и социальную ответственность электроэнергетической отрасли, мы ожидаем, что при необходимости поддержка будет оказана практически всем компаниям из перечня.

Производство и потребление электроэнергии

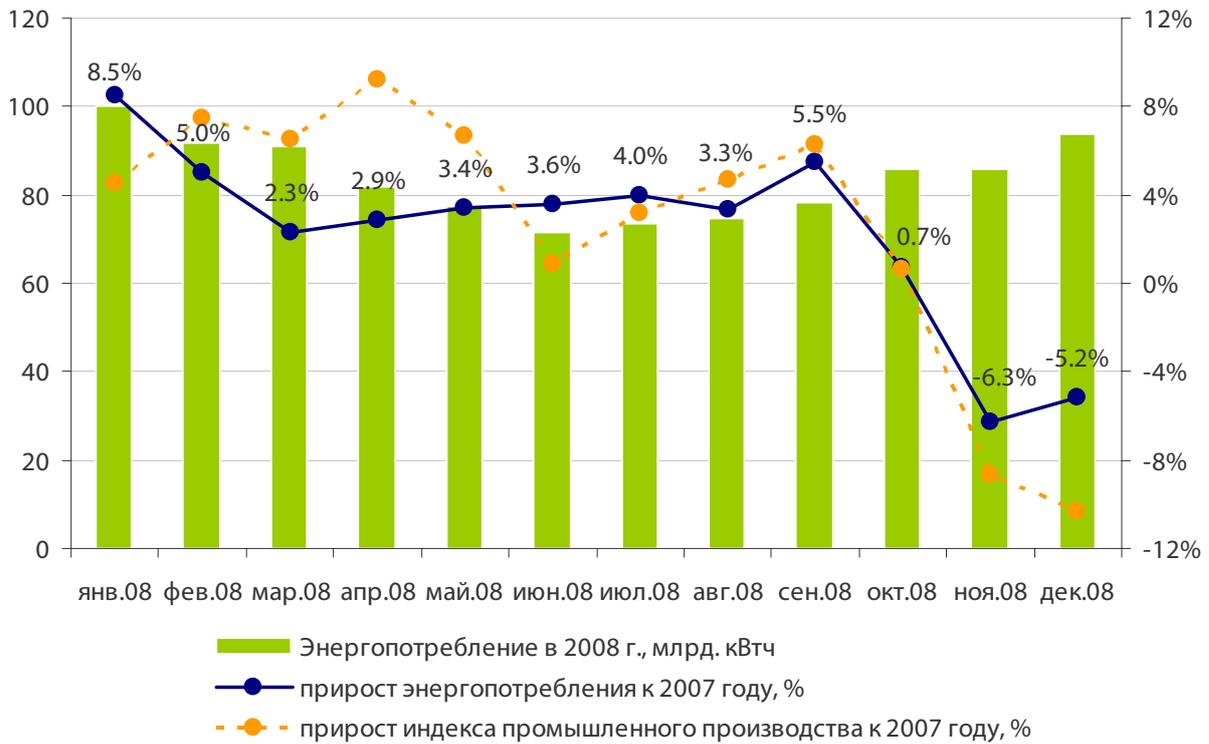
В 2008 г. электростанциями России было выработано 1 023,3 млрд. кВтч электроэнергии (+2,4% к 2007 г.), потребление энергии составило 1 006,4 млрд. кВтч. (+1,9% к 2007 г.). Практически вся производимая на территории России э/э идет на внутреннее потребление, положительное экспортно-импортное сальдо э/э незначительно и составляет порядка 1,65% от производимой энергии.



Прирост ВВП и промышленного производства, %
 Источник: МЭР, Росстат, расчеты Промсвязьбанка

Среди крупнейших стран мира российская экономика является наиболее энергоемкой - с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций на долю промышленности приходится 62% всей потребляемой электроэнергии; доля домохозяйств в потреблении составляет только 16%. В связи с этим динамика производства и потребления э/э неразрывно связана с динамикой промышленного производства и ВВП страны в целом.

Мировой кризис дошел до российского реального сектора экономики - в ноябре 2008 г. Росстат зафиксировал снижение промышленного производства на 8,7%, а в декабре уже на 10,3%. Для сравнения снижение энергопотребления за ноябрь в России, по данным АПБЭ, составило 6,3%, в декабре - 5,2%. Минэкономразвития в 2009 г. ожидает снижение ВВП на 0,2% при снижении промышленного производства за год на 5,7%. В свою очередь Минэнерго РФ в 2009 г. прогнозирует динамику энергопотребления в коридоре от -2% до +1%, а «Совет рынка» ожидает снижение энергопотребления на 4-8%.



Потребление электроэнергии, млрд. кВтч
Источник: АПБЭ, МЭР, Росстат, расчеты Промсвязьбанка



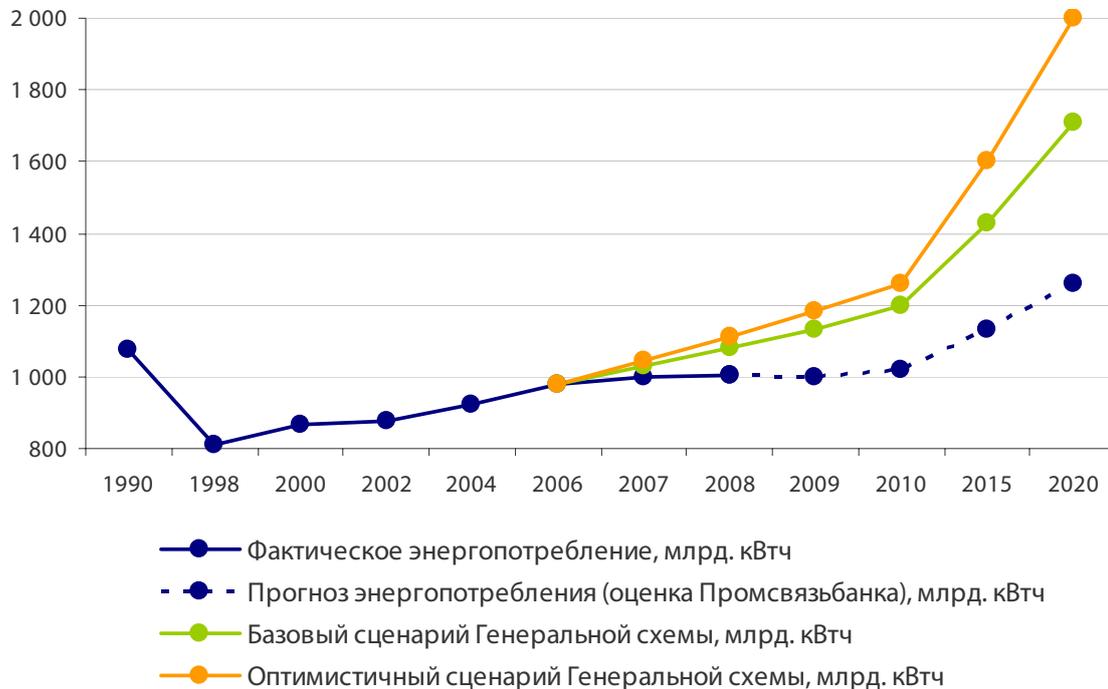
Структура производства э/э, 2008 г.
Источник: АПБЭ

Структура потребления э/э, 2006 г.
Источник: АПБЭ

Напомним, что Генеральная схема размещения объектов энергетики до 2020 г., на основе которой рассчитывались все инвестиционные программы компаний электроэнергетики, предполагает ежегодный рост энергопотребления в базовом варианте на уровне 4,1%, а в максимальном – 5,2%. Если раньше при стабильном росте энергопотребления с 1998 г. на 2,3% ежегодно большинство экспертов говорило, что данные прогнозы завышены, то сейчас, когда начался спад, данные значения просто недостижимы в ближайшем будущем.

В частности, своеобразным уровнем сопротивления является уровень энергопотребления 1990 г. – 1 074 млрд. кВтч. В течение экономического роста, начатого в 1998 г. промышленность работала на еще советских мощностях, обновляя только совсем устаревшее оборудование (кстати, заменяя его на более энергосберегающее) и наверстывая прежние объемы производства. Чтобы темпы роста энергопотребления после «пробития» уровня 1990 г. были в 2 раза выше исторически сложившихся (4,1% или 5,2% в год), строительство новых крупных и средних промышленных предприятий должно быть на уровне лучших пятилеток в годы индустриализации СССР, что в условиях текущей российской экономики, нацеленной на быстрый оборот инвестиционных средств, просто

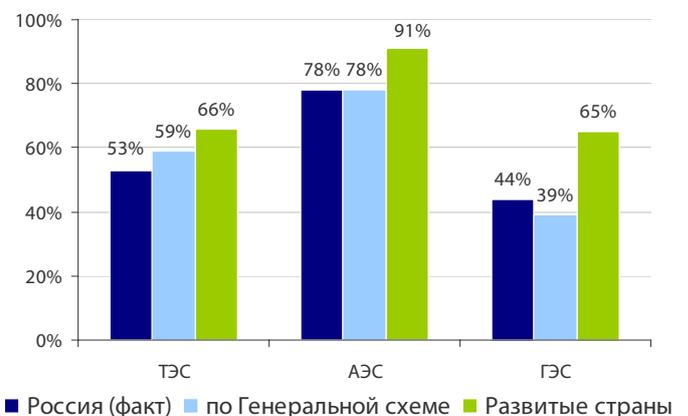
невозможно. Более того в условиях ежегодного удорожания электроэнергии и ее дефицита в ряде регионов многие промышленные предприятия и коммунальные организации ведут работу по энергосбережению. Так, например, Москва в результате реализации Городской целевой программы «Энергосбережение в г. Москве на 2009–2013 гг.» планирует сократить потребляемую мощность города к 2013 г. на 1 500 МВт – 13% текущей мощности Мосэнерго.



Потребление электроэнергии, млрд. кВтч
 Источник: РАО ЕЭС, Генеральная схема, расчеты Промсвязьбанка

За 2008 г. энергопотребление составило 1 006 млрд. кВтч. (+1,9% к 2007 г.). Из-за начала кризиса подвели последние месяцы 2008 г. – в ноябре спад энергопотребления составил 6,3%, в декабре – 5,2%. В 2009 г. вероятно снижение потребления на 0,9% - до 997 млрд. кВтч. При начале восстановления экономики в конце 2009 г. мы прогнозируем дальнейший рост энергопотребления не более исторически сложившегося уровня за 1998 – 2007 гг. - 2,3% в год. Таким образом, к 2020 г. потребление электроэнергии составит порядка 1 260 млрд. кВтч (1 710 млрд. кВтч - при базовом сценарии Генеральной схемы и 2 000 млрд. кВтч – при оптимистичном).

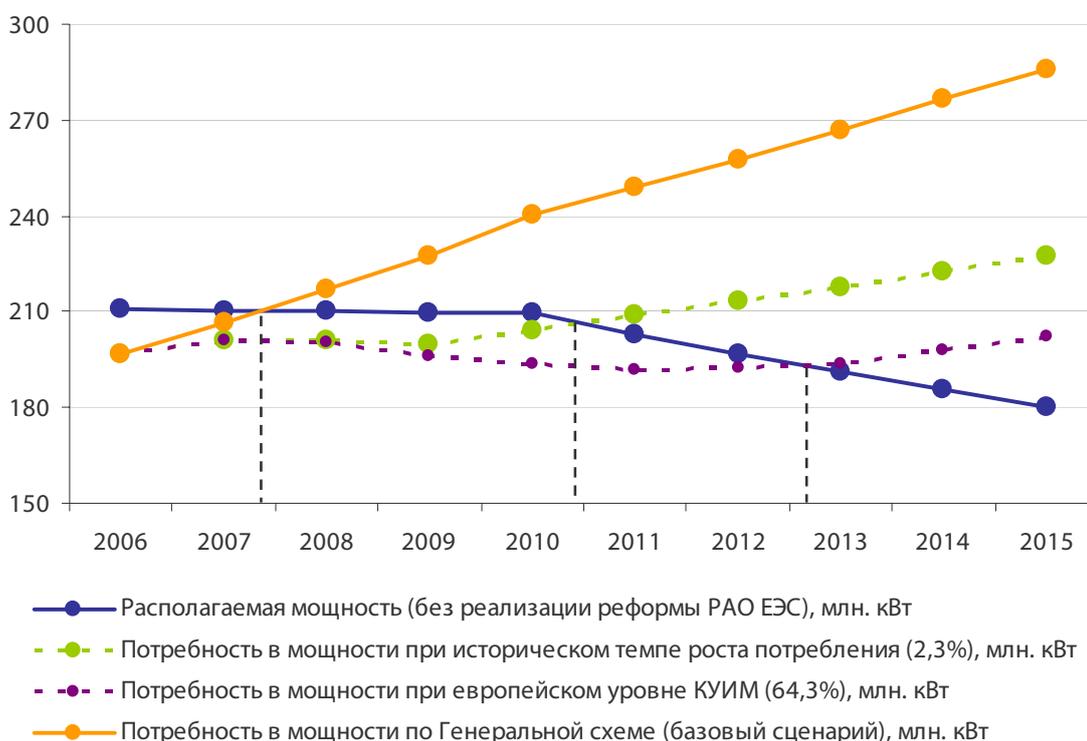
Складывается впечатление, что рассчитанные в Генеральной схеме прогнозы (в т.ч. с помощью РАО ЕЭС), были призваны ускорить реализацию реформы электроэнергетики, которая испытывала значительное давление со стороны ее противников. Хотя точка невозврата реформы уже пройдена, в этой ситуации все же возникает вопрос – нужна ли была эта реформа? Мы склоняемся к выводу, что нужна. Во-первых, существовавшая структура отрасли не отвечала требованиям конкуренции и эффективности, а во-вторых, отрасль действительно нуждалась в значительных инвестициях.



КИУМ, %
 Источник: Эксперт, Генеральная схема



Если анализировать знаменитый «крест Чубайса» - график потребности в генерирующей мощности, то согласно Генеральной схеме, энергетический коллапс должен был произойти в 2008 г. Если бы реформа так и не началась, то при историческом темпе роста потребления на уровне 2,3% в год, дефицит генерирующих мощностей мог бы возникнуть уже ближе к 2011 г. В случае постепенного повышения крайне низкого для российской генерации коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) за счет не столь масштабных инвестиций в сети и ремонт генерирующего оборудования, то дефицит мог бы проявиться не раньше 2013 г. (низкий уровень КИУМ российской генерации связан с устаревшим оборудованием, а также сетевым хозяйством, не позволяющими во многих регионах по максимуму использовать возможности генераторов по выработке э/э). Безусловно, это только приближенные расчеты, не учитывающие высокий риск аварийности изношенной энергосистемы, а также острый недостаток электросетевой инфраструктуры для нормального развития экономики. Однако и они подтверждают необходимость реформы.



«Крест Чубайса» в условиях мирового кризиса

Источник: РАО ЕЭС, Генеральная схема, расчеты Промсвязьбанка

В текущих условиях, когда реформа вошла в активную инвестиционную стадию и прошла точку невозврата, необходимо адекватное понимание на уровне государства дальнейшего развития отрасли с поправкой на мировой экономический кризис. Многие компании, в т.ч. Газпром (владеет ОГК-2, ОГК-6, Мосэнерго, ТГК-1), обращались к государству с просьбой согласовать изменения инвестиционных программ генерирующих компаний – как минимум сдвинуть по срокам ввод большинства новых объектов. При этом Минэнерго настаивает на соблюдении объемов инвестиционных программ.

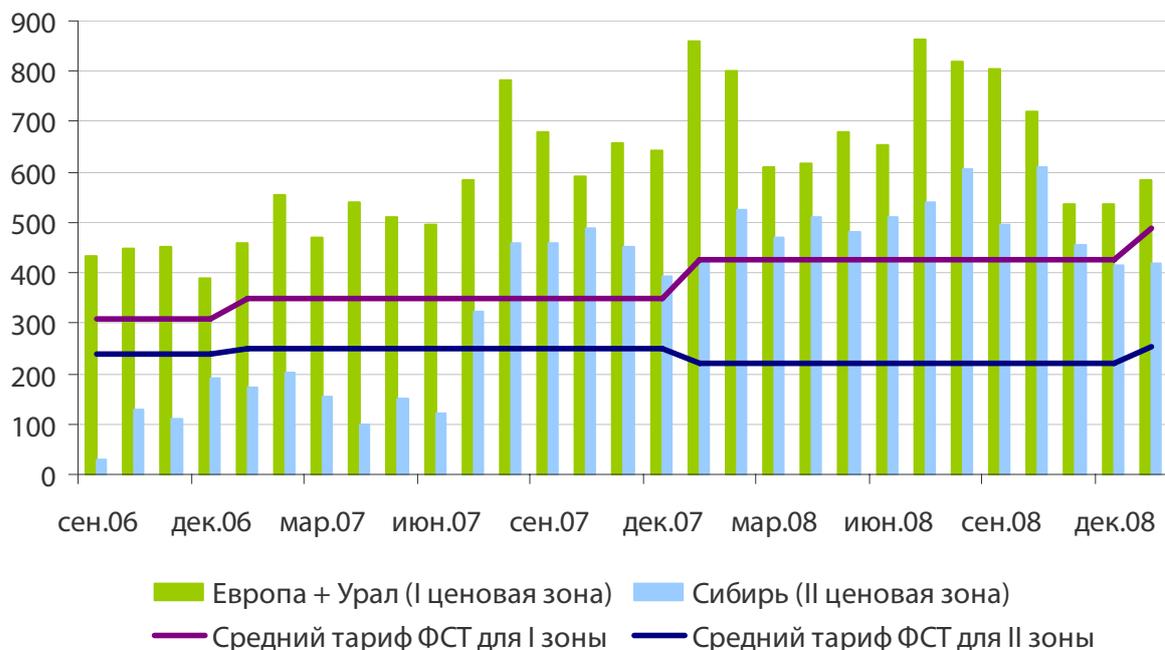
Все же вице-премьер РФ Игорь Сечин заявил, что в течение 2009 г. министерство планирует скорректировать Генеральную схему размещения энергообъектов, что должно привести к изменению договоров на поставку новой мощности и корректировке инвестиционных программ. Однако важны сами результаты корректировки, которые снова могут оказаться необоснованно оптимистичными. Именно от адекватности пересмотра Генеральной схемы будет зависеть экономическая целесообразность дальнейших огромных инвестиций в электроэнергетику.

Таким образом, мы считаем, что Генеральная схема нуждается в значительных корректировках. При этом мы поддерживаем решения Правительства по продолжению реализации начатых инвестпроектов – при восстановлении экономического роста энерго мощностей может не хватить.

Позитивное влияние кризиса на дальнейшее развитие электроэнергетики мы видим в охлаждении цен на ввод новых мощностей. Также кризис позволит привести в соответствие с реальностью прогнозы развития отрасли. Одновременно прямая поддержка энергокомпаний в выполнении ими инвестиционных программ, стимулирующих работу многих смежных отраслей – это один из лучших методов борьбы со спадом экономики и ростом безработицы во время кризиса. Еще по оценкам РАО ЕЭС, рост спроса в смежных отраслях благодаря реформе к 2010 г. по сравнению с 2006 г. должен увеличиться по генерирующему оборудованию для нужд ОГК и ТГК в 8 раз, по строительным материалам для ТЭС и ГЭС – в 4,5 раза, по НИОКР в тепловой энергетике – в 4 раза, по услугам строительства и монтажа – в 8 раз. При этом потребление газа должно вырасти на 30%, угля – на 40%. Все задействованные отрасли экономики формируют до 50% ВВП страны. Таким образом, поддержка реальных секторов экономики через реализацию инвестиционных программ по строительству и модернизации энергетических мощностей намного эффективнее, чем накачка ликвидностью банковской системы. Как показала практика, средства через банки просто не доходят до реального сектора – в условиях падения курса рубля банки просто конвертируют их в валюту.

Свободный рынок и тарифное регулирование отрасли

В соответствии с реформой электроэнергетики основой конкуренции и повышения эффективности отрасли должен стать свободный рынок электроэнергии и мощности. Благодаря поэтапной либерализации рынка полный переход от регулируемых тарифов к свободным ценам должен произойти 1 января 2011 г. (за исключением э/э для населения) На текущий момент по свободным ценам продается порядка 30% электроэнергии.



Динамика цены на э/э (РСУ), руб./МВтч
Источник: АТС, РАО ЕЭС

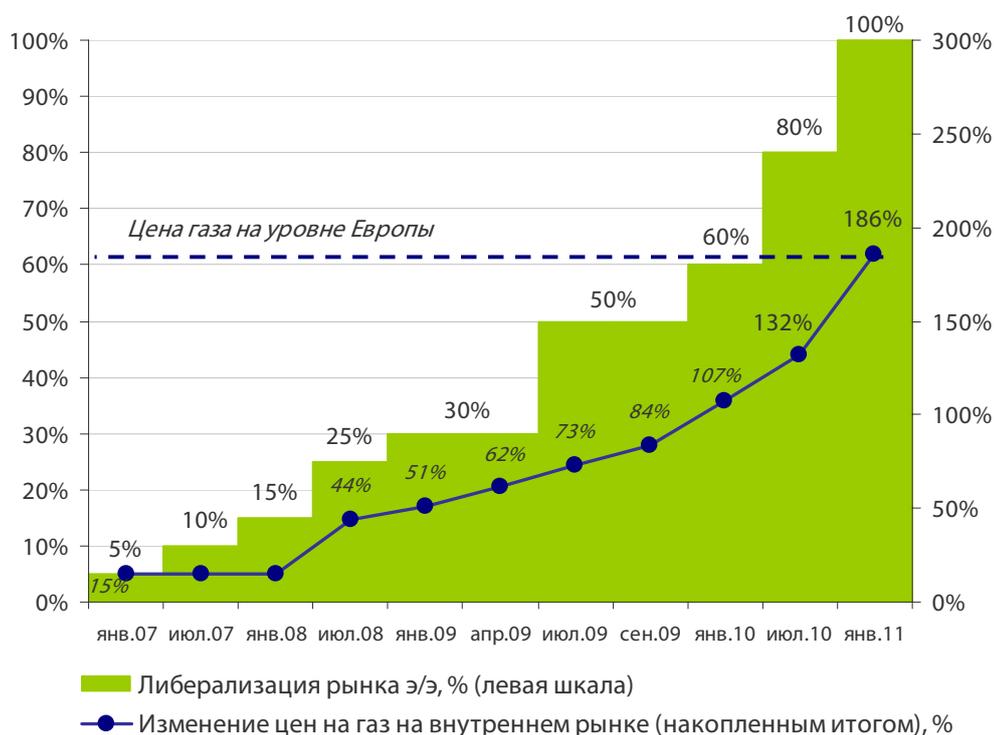
Свободные торги на рынке э/э проводятся с сентября 2006 г. С этого момента динамика цен стала наиболее точным индикатором реального спроса на электроэнергию. Всплески цен на



э/э можно наблюдать летом в периоды ремонтных кампаний на ТЭС, а также зимой из-за значительного снижения температуры. Текущее снижение цен по обеим ценовым зонам началось с октября, когда начался значительный спад промышленного производства и установилась аномально теплая погода. По оценкам АТС, при исключении температурного фактора текущее снижение цен на электроэнергию вызвано именно кризисом и связанным с ним спадом энергопотребления. В I ценовой зоне стоимость э/э в декабре 2008 г. составила 535 руб./МВтч, что на 16,7% ниже декабря 2007 г., а по сравнению с пиком июля 2008 г. (862 руб./МВтч) снижение составило 38,0%. Во II ценовой зоне снижение цены к пику в октябре 2008 г. (608 руб./МВтч) составило 31,5% - до 416 руб./МВтч.

Финансирование инвестиционных проектов энергокомпаний должно идти, в том числе, за счет повышения тарифов на э/э и мощность. Несмотря на многочисленные просьбы со стороны нефтяных и металлургических компаний не повышать тарифы на электроэнергию и приостановить либерализацию рынка, Правительство решило не вносить изменения в темпы либерализации рынка и не менять ранее запланированное повышение тарифов – на 19% для промышленности и на 25% - для населения. По данным ФСТ, средний рост тарифов на э/э для генерирующих компаний составит 18,1%, для РусГидро - 31%.

На фоне роста тарифов, при снижающемся энергопотреблении, генерирующие компании могут недополучить часть прибыли из-за дальнейшей либерализации рынка – со II п/г 2008 г. половина электроэнергии будет продаваться по свободным ценам. Таким образом, рост либерализации рынка до 50% в условиях кризиса может привести к снижению свободной цены на э/э ниже тарифов ФСТ.



Этапы либерализации рынка электроэнергии и изменение тарифов на газ
Источник: РАО ЕЭС, ФСТ

На фоне понижательного тренда свободных цен на э/э тарифы на газ в течение 2009 г. будут повышены на 27,7%. К 2011 г. (к моменту полной либерализации оптового рынка э/э) внутренняя цена на газ будет на уровне экспортных цен без учета стоимости транзита и экспортной пошлины. На 2009 г. Правительство лишь растянуло повышение цен по кварталам, следуя ранее утвержденному плану - с 1 января цены на газ для промышленности вырастут на 5%, во II квартале - на 7%, в III квартале - на 7%, в IV квартале - на 6,2%.

Безусловно, не совсем ясна логика поднятия внутренних цен на газ до уровня Европы, где своего газа практически нет (Россия – один из лидеров по объему запасов и добычи газа). При топливном балансе, в котором доминирует газ (68%), повышение внутренних цен на топливо будет болезненно отражаться на рентабельности генерирующих компаний. Свободная торговля газом также предусматривается реформой – в качестве биржевой площадки экспериментальных торгов выступает ЭТП ООО «Межрегионгаз».

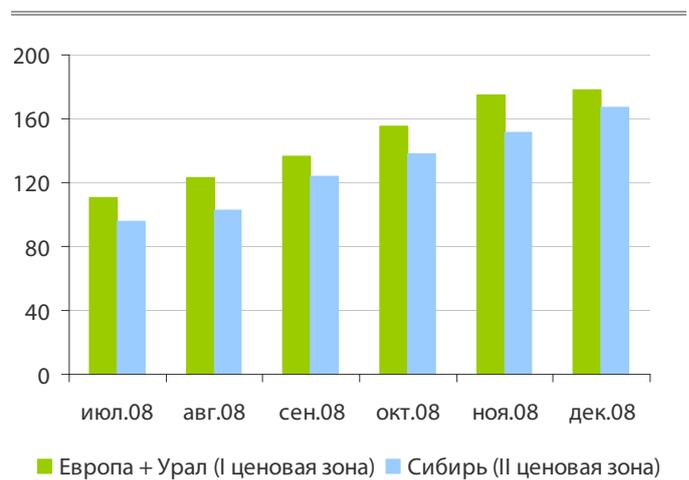
Биржевая торговля газом началась в ноябре 2006 года в формате эксперимента «5+5» - на долю Газпрома и независимых производителей в продаже газа приходились равные объемы - по 5 млрд. куб. м в год. В 2007 г. эксперимент был признан удачным и продлен на 2008 г. За прошедший год объем торгов на ЭТП составил более 6 млрд. куб. м газа. Однако, как пишет «Ъ», с начала 2009 г. торги на бирже не проводятся – проект постановления о проведение торгов на постоянной основе отказывается согласовывать ФАС, которая потребовала внести в текст поправку, разрешающую потребителям, имеющим долгосрочные контракты с Газпромом, продавать на ЭТП излишки газа, купленные по регулируемым ценам. Газпрому этот не выгоден – при постоянном росте тарифов на газ при снижении его потребления объем «излишек» в течение года может только расти и обвалить свободные цены на газ. Так, в декабре цены на ЭТП были ниже регулируемых цен Газпрома. Энергетикам, безусловно, будет выгодно включение данной поправки в постановление.

Таким образом, как такового рынка газа в России на сегодняшний момент просто нет – во-первых, на долю биржевых торгов приходятся незначительные объемы – около 4% от всего потребляемого газа ТЭС (основной объем газа энергетикам Газпром поставляет по контрактам, а сверхлимитный газ реализует по штрафным тарифам), а, во-вторых, при монопольном положении Газпрома в отрасли говорить о рыночном ценообразовании достаточно сложно. В результате при полной либерализации рынка э/э велик риск возникновения ценовых перекосов в цене на газ и электроэнергию, убытки от которых могут лечь или на плечи энергетиков в виде снижения рентабельности или потребителей в виде высоких цен на э/э.

Торговля мощностью на оптовом рынке была запущена 1 июля 2008 г. В среднем по 2 ценовым зонам цена мощности с июля по декабрь, по данным АТС, выросла на 61% - до 178 тыс. руб. за 1 МВт в месяц для I зоны и 167 руб. за 1 МВт в месяц (+75%) для II ценовой зоны.

Вся новая мощность (не учтенная в энергобалансе 2007 г.) должна торговаться на свободном рынке. Однако цены на нее, подаваемые энергокомпаниями, каждое полугодие должен утверждать НП «Совет рынка». Отличие цен на новую мощность от старой заключается в разных методиках расчета – в цену новых мощностей

закладываются инвестиционные затраты, что позволяет инвестору в течение определенного периода времени вернуть вложенные средства и получить прибыль. Максимальная цена новой мощности, утвержденная летом 2008 г. составила 320 тыс. руб. за 1 МВт в месяц (заявки Мосэнерго). В декабре 2008 г. в результате 3-х недельного обсуждения заявок по новой мощности на 2009 г. «Совет рынка» утвердил цены в коридоре от 400 тыс. руб. до 800 тыс. руб. за МВт. По данным СМИ, цена в заявках Мосэнерго и ОГК-1 превышала 500 тыс. руб./МВт, а ООО «Ноябрьская парогазовая электростанция» подало заявку с ценой 1,3 млн.



Средневзвешенная цена мощности, тыс. руб. за 1 МВт
Источник: АТС



руб./МВт. При этом «Совет рынка» стремился снизить цену до уровня предыдущего КОМа (конкурентный отбор мощности) - 340 тыс. руб. за 1 МВт.

Текущее противостояние генераторов и «Совета рынка» в вопросе цены новой мощности говорит об отсутствии единого понимания методики расчета цен, что делает процедуру согласования непрозрачной и нерыночной. В такой ситуации риску подвержены, как и инвесторы, которые могут не окупить строящиеся мощности, так и конечные потребители, на плечи которых могут лечь завышенные тарифы на электроэнергию. Сейчас в более уязвимой ситуации находятся именно инвесторы, которые связаны подписанными договорами на предоставление мощности, несоблюдение которых грозит большими штрафами. Если не будет разработано более прозрачных механизмов конкурентного отбора мощности и компромисс не будет найден, это отпугнет новых инвесторов в электроэнергетическую отрасль. В частности, Мосэнерго уже заявило, что может приостановить реализацию инвестпроектов из-за отсутствия понятных правил оценки стоимости заявок – в декабре «Совет рынка» утвердил цену на новую мощность на треть ниже запрашиваемой. Это может стать опасным прецедентом для других компаний и поставить под угрозу срыва всю инвестиционную программу отрасли.

Еще одной проблемой косвенно связанной с рынком э/э энергии, о которой необходимо упомянуть, является резкое снижение платежной дисциплины и рост уровня просрочки. Рост неплатежей начался с розничного рынка, после чего отдельные гарантирующие поставщики стали систематически не исполнять обязательства по расчетам на оптовом рынке электроэнергии и мощности. По данным «Совета рынка», задолженность участников оптового рынка электроэнергии выросла к 20 января 2009 г. до 20,4 млрд. руб.

К проблемам снижения энергопотребления и просрочек оплаты э/э крупными промышленными потребителями из-за финансовых затруднений прибавилась структурная проблема рынка – кассовые разрывы энергосбытовых компаний стало нечем покрывать. Дело в том, что ЭСК за поставленную энергию рассчитываются с оптовым рынком в текущем месяце потребления, а розничные потребители, как правило, оплачивают счета в следующем месяце. Возникающие при этом кассовые разрывы ранее покрывались краткосрочными займами, которые в условиях кризиса банки перестали выдавать и рефинансировать. Таким образом, если не принять меры, проблемы ЭСК перерастут в глобальную цепочку неплатежей - Минэнерго заявило, что в настоящее время ведет работу с госбанками по организации помощи сбытовым компаниям.

В целом, для генерирующих компаний позитивны факты сохранения темпов либерализации рынка, повышения тарифов ФСТ и оперативного реагирования государства на проблемы энергетиков, однако неотработанный механизм конкурентного отбора мощности может нарушить саму идею возврата инвестиций на вложенный капитал, отпугнув новые частные инвестиции в отрасль.

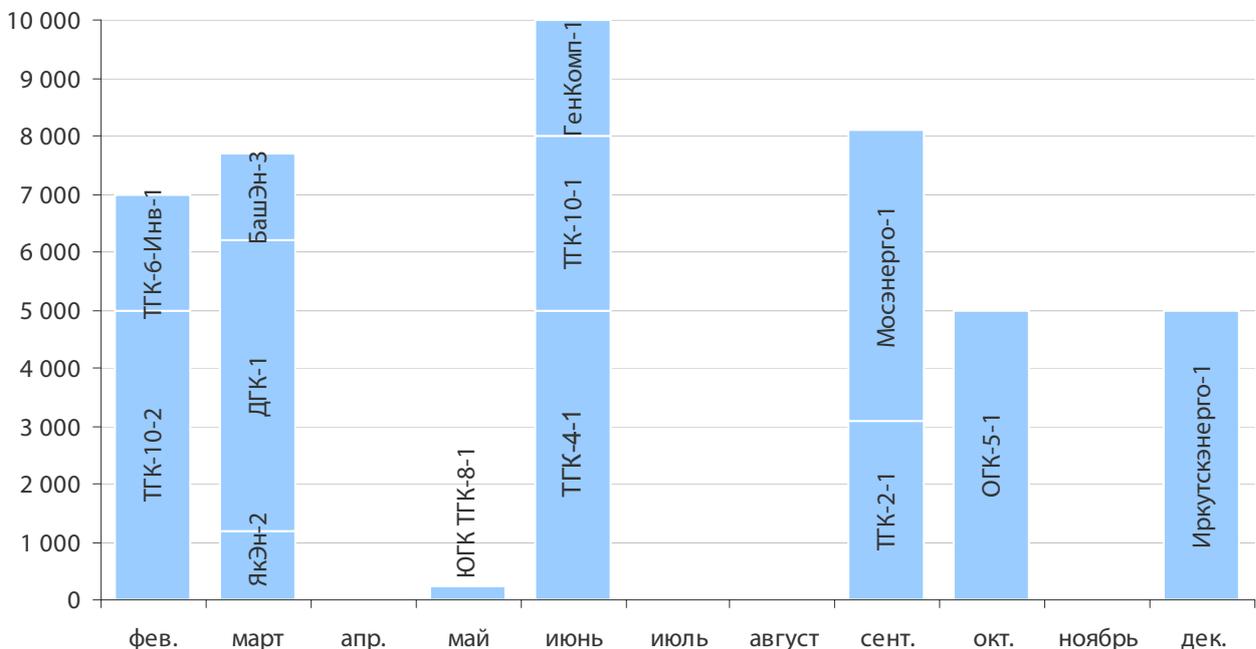
ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ ЭМИТЕНТЫ ОБЛИГАЦИЙ

Рекомендации по облигациям эмитентов генерирующего сектора

С начала активной фазы инвестиционной программы энергетики до начала финансового кризиса на рынок облигаций успело выйти большинство крупнейших генерирующих компаний отрасли – 4 из 6 тепловых ОГК, РусГидро, 7 из 14 ТГК, а также независимые энергокомпании Башкирэнерго, Иркутскэнерго и Генерирующая компания (генерирующие активы Татэнерго), компании входящие в холдинг РАО ЭС Востока – Дальневосточная генерирующая компания, Якутскэнерго.

Учитывая важную роль электроэнергетики в экономике России, энергокомпании представляют особый интерес для инвесторов, как эмитенты, находящиеся на особом контроле у государства. При нестабильной экономической ситуации и серии дефолтов на рынке облигаций поиск надежных эмитентов и мониторинг их финансового состояния выходят на первый план для инвесторов.

Безусловно, пока идет активное ослабление рубля, и доллар является самым доходным инструментом на финансовом рынке, рублевые облигации представляют ограниченный интерес для инвесторов. Однако оценивая ситуацию на валютном рынке, а также заявления чиновников, можно предположить, что основной этап девальвации рубля пройден, и скоро тренд российской валюты может измениться. В этом случае изрядно подешевевшие бумаги эмитентов с хорошим кредитным качеством и небольшой дюрацией будут пользоваться спросом. Стоит отметить, что на 2009 г. через оферты должны будут пройти 13 генерирующих компаний общим объемом 43,0 млрд. руб. ОГК-3 по офертам в 2007 - 2008 гг. уже полностью выкупила облигационный заем с рынка, а оставшийся в обращении объем займа ЮГК ТГК-8 после оферты 03.06.2008 г. на текущий момент составляет 242 млн. руб.



Оферты по облигациям генерирующих компаний в 2009 г., млн. руб.

Источник: Cbonds.Info, оценка Промсвязьбанка

Оцениваемый нами кредитный риск генерирующих компаний по исполнению своих обязательств по облигациям в большей степени зависит от 2 основных факторов – долговой нагрузки эмитента и поддержки, которую гипотетически может оказать стратегический акционер. При этом многие из компаний уже истратили денежные средства, привлеченные в



ходе SPO, а у большинства их запас ограничивается выполнением инвестиционной программы до конца I – II кв. 2009 г.

Что касается государственной поддержки, то, как показывает практика, наличие мажоритарного акционера в лице государства полностью не избавляет компанию от риска дефолта. Так, уже допустили технические дефолты компании, фактически находящиеся под контролем государства - ФГУП «РСК «МиГ», ОАО «Моторостроитель», а также ряд компаний, конечным бенефициаром которых является Московская область. В случае энергетических компаний, вероятнее всего, первыми поддержку получают государственные компании. Однако нельзя исключать вероятность технического дефолта, например, энергокомпаний Газпрома, имеющих гигантскую общую инвестпрограмму и необходимость в значительном рефинансировании средств в 2009 г. При этом, стратегические иностранные инвесторы оказались более подготовлены к кризису, заявляя о намерении в полной мере реализовать свои инвестиционные программы по строительству новых мощностей.

Финансовые показатели эмитентов, млн. руб.

Эмитент	Акционер	Деньги + КФВ	Дол-ые займы	Крат-ые займы	Выручка	ЕБИТДА	Чистый долг *	ЧД/ЕБИТДА	ЕБИТДА /%	Кредитный риск
ОГК-2	Газпром	3 023	4 995	2 507	30 130	857	6 403	5,60	1,90	выше среднего
ОГК-3	НорНикель	58 130	0	1 001	27 826	3 106	-3 732	-0,90	628,11	низкий
ОГК-5	Enel	488	5 186	222	32 042	3 341	4 941	1,11	11,45	низкий
ОГК-6	Газпром	7 369	2 918	789	31 904	1 653	3 499	1,59	7,01	умеренный
ТГК-1	Газпром	1 643	2 290	501	21 723	1 585	1 268	0,60	10,11	умеренный
ТГК-2	Синтез	339	3 997	4 676	16 400	-468	8 517	-13,66	-1,48	высокий
Мосэнерго (ТГК-3)	Газпром	15 200	15 191	1 331	66 079	4 586	14 997	2,45	5,55	умеренный
ТГК-4	ОНЭКСИМ	8 309	3 658	2 719	19 395	1 165	6 265	4,03	3,08	умеренный
ТГК-6	КЭС	11 208	2 704	1 211	14 257	386	3 641	7,08	1,57	выше среднего
ТГК-8	Лукойл	10 897	242	72	11 889	422	-130	-0,23	1,64	низкий
ТГК-10	Fortum	41 524	8 128	0	16 268	-62	-32 233	389,90	-0,45	низкий
РусГидро	Государство	24 424	17 786	349	45 499	22 379	13 123	0,44	23,94	низкий
БашкирЭн	Башкирский ТЭК	2 164	1 500	2 480	46 682	2 536	3 514	1,04	11,22	выше среднего
Ген. Компания	Татарстан	1 221	2 050	0	22 926	1 919	1 711	0,67	38,63	низкий
ИркутскЭн	БазЭл	115	0	6 821	22 541	4 035	6 718	1,25	18,01	выше среднего
ЯкутскЭн	Государство	326	4 544	2 024	8 742	968	6 251	4,84	2,98	выше среднего
ДГК	Государство	1 217	14 687	11 468	24 688	578	26 011	33,73	0,54	высокий

* - не учитывает при расчете размер краткосрочных финансовых вложений

Источник: данные компаний, расчеты Промсвязьбанка

В текущих условиях высокой волатильности и отсутствия самого понятия «справедливая рыночная цена» облигации, говорить об оценке текущих спредов в количественном выражении не имеет смысла. В нашем анализе мы хотели бы дать общие рекомендации по облигациям генерирующих компаний, ориентируясь на их текущую доходность и кредитное качество эмитентов.

Параметры облигаций генерирующих компаний

Облигация, выпуск	В обращении, млн. руб.	Дата погашения	Дата оферты	Дюрация, дней	Цена, % ном.	Купон, % год.	Доходность, % год.
ОГК-2-1	5 000	05.07.2010		507	75,48	7,70	31,82
ОГК-3-1	0	09.12.2011	12.06.2009	143	-	8,20	-
ОГК-5-1	5 000	29.09.2011	01.10.2009	247	92,50	7,50	20,42
ОГК-6-1	5 000	19.04.2012	22.04.2010	434	79,96	7,55	29,36
ТГК-1-1	4 000	11.03.2014	16.03.2010	397	80,16	7,75	31,34
ТГК-2-1	3 087	30.08.2011	01.09.2009	215	92,00	11,00	27,7
Мосэнерго-1	5 000	13.09.2011	15.09.2009	231	98,06	7,54	10,96
Мосэнерго-2	5 000	18.02.2016	23.02.2012	969	75,02	7,65	19,49
ТГК-4-1	5 000	31.05.2012	04.06.2009	135	93,42	7,60	29,23
ТГК-6-Инвест-1	2 000	21.02.2012	24.02.2009	35	98,46	10,00	29,33
ЮГК ТГК-8-1	242	10.05.2012	14.05.2009	114	96,00	8,00	22,95
ТГК-10-1	3 000	17.06.2010	18.06.2009	149	94,00	7,60	25,21
ТГК-10-2	5 000	06.02.2013	11.02.2009	22	98,83	9,75	32,46
ГидроОГК УК-1	5 000	29.06.2011		808	72,44	8,10	24,98
БашкирЭн-3	1 500	09.03.2011	19.03.2009	58	95,00	8,30	49,52
ГенерирКомп-1	2 000	21.06.2011	23.06.2009	154	99,52	9,25	10,68
ИркутскЭн-1	5 000	28.11.2013	07.12.2009	-	-	15,50	-
ДГК-1	5 000	08.03.2013	13.03.2009	57	83,25	10,50	183,03
ЯкутскЭно-2	1 200	08.03.2012	12.03.2009	51	99,03	8,59	16,21

Источник: данные ММВБ 21.01.2008 г., расчеты Промсвязьбанка

Важным моментом при оценке доходности является возможность использовать облигацию в качестве обеспечения по сделкам РЕПО с ЦБ. Из анализируемых компаний в ломбардный список ЦБ входят только облигации Мосэнерго (ТГК-3).

Из числа бумаг с дюрацией больше 1 года привлекательные доходности показывают облигации энергокомпаний Газпрома - ТГК-1, ОГК-2 и ОГК-6 – порядка 30%. При примерно одинаковом кредитном качестве эмитентов (немного хуже у ОГК-2) спред к кривой Газпрома в 17 п.п. является завышенным. Из более длинных бумаг остаются интересными облигации Мосэнерго с доходностью 20%, включенные в ломбардный список ЦБ. При этом премия в 5 п.п. бумаг ГидроОГК с дюрацией 2,2 г. к Мосэнерго, по нашему мнению, недостаточна на фоне более коротких и доходных ТГК-1, ОГК-6 и ОГК-2.

Стратегией инвестирования в короткие облигации остается покупка бумаг с дисконтом и предъявления их к оферте (погашению). При «низком» и «умеренном» кредитном риске в данном сегменте интересны оба выпуска облигаций ТГК-10, бумаги ТГК-4, ЮГК ТГК-8, чуть меньше – ОГК-5. При этом мы не рекомендуем на текущем этапе входить в облигации ТГК-2 и ТГК-6 ввиду значительных рисков. Эмиссии Якутскэнерго и Генерирующей компании низколиквидны, что не отражает их текущей стоимости.

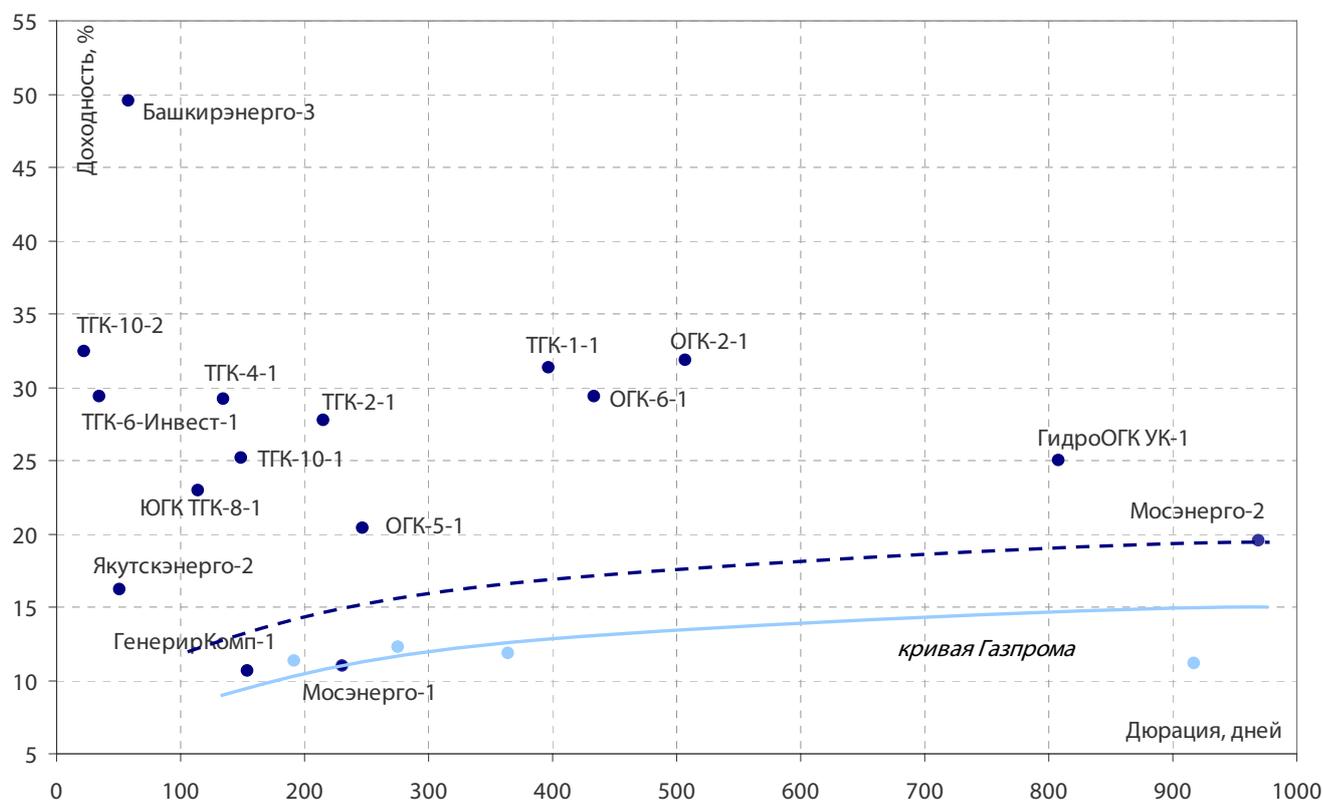
Также интересной идеей могут стать облигации Башкирэнерго – мы считаем, что риски основных акционеров (компаний Башкирского ТЭКа и конечного бенефициара Урала Рахимова) могут оказаться сильно преувеличенными. Таким образом, в качестве более рискованной инвестиции с доходностью около 50% и офертой в марте 2009 г. можно рекомендовать облигации Башкирской энергосистемы.

Для высокорискованных инвесторов могут быть интересны облигации ДГК с доходностью 183% к оферте 13.03.2009 г. - компания имеет крайне высокую долговую нагрузку. ДГК, как стратегическая электроэнергетическая компания Дальневосточного региона, скорее всего,



будет обеспечена господдержкой. Однако велика вероятность технического дефолта, продолжительность которого будет зависеть только от оперативности государства. Также данный прецедент может использоваться как способ давления на СУЭК по вопросу реформирования структуры РАО ЭС Востока.

Короткие облигации Мосэнерго (ТГК-3) можно рассматривать только в качестве обеспечения по сделкам с ЦБ.



Карта доходности облигаций генерирующих компаний
 Источник: данные ММВБ 21.01.2008 г., оценка Промсвязьбанка

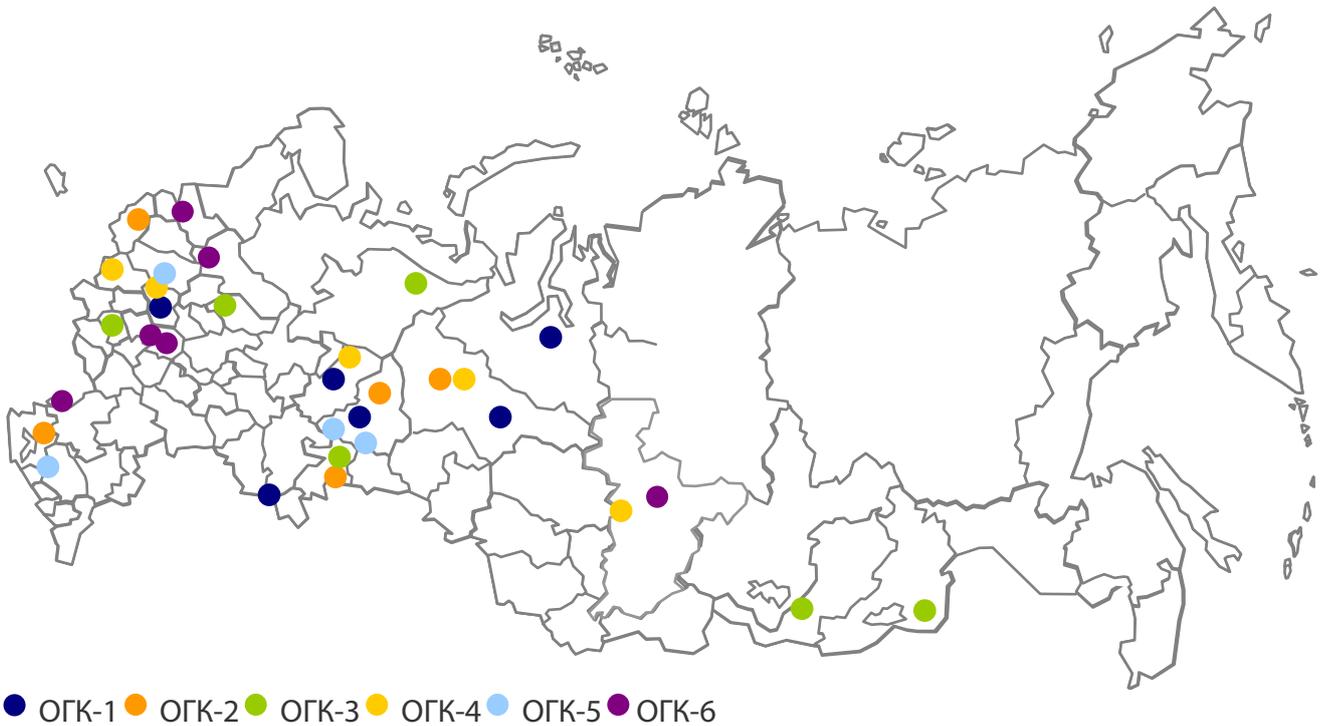
В связи с дефицитом финансирования инвестиционных программ генерирующими компаниями в 2009 г. мы ожидаем рост числа технических размещений облигаций (в т.ч. инфраструктурных облигаций) в пользу государственных банков в рамках программы по поддержке энергокомпаний. Ранее Минэнерго оценило потребности энергетиков в размере 146 млрд. руб. Уже зарегистрированы эмиссии у ТГК-1 (5 млрд. руб.), Мосэнерго (2 выпуска по 5 млрд. руб.), ОГК-5 (4 выпуска биржевых облигаций по 2 млрд. руб.) – всего на 23 млрд. руб. Также о планах по размещению облигаций заявляли в РусГидро (9 млрд. руб.) и ДГК (5 млрд. руб.).

При предложении первичных эмиссий инвесторам по предварительной оценке мы рекомендуем обратить внимание на бумаги Мосэнерго, которые в перспективе должны быть включены в ломбардный список ЦБ.

ОГК (генерирующие компании оптового рынка электроэнергии)

Сравнительные характеристики тепловых ОГК

Каждая ОГК объединяет станции, находящиеся в различных регионах страны, благодаря чему минимизированы возможности монопольных злоупотреблений. Тепловые ОГК, будучи независимыми друг от друга, становятся основными конкурентами на оптовом рынке электроэнергии. Их свободная конкуренция друг с другом и другими генерирующими компаниями (в том числе крупнейшим игроком оптового рынка – РусГидро) будет в значительной мере формировать рыночные цены.



Расположение станций ОГК
Источник: РАО ЕЭС

Так как при формировании ОГК основным критерием стало территориальное распределение станций и размер установленной мощности, итоговый состав активов ОГК значительно отличается друг от друга по возрастным характеристикам и используемому топливу, что в значительной мере влияет на их эффективность.

Сравнительные характеристики ОГК

ОГК	Собственник	Установленная мощность, МВт	Выработка э/э, млн. кВтч (9М'08)	КИУМ, %	Расход УТ на отпущенную э/э, г/кВт.	Инвест-программа, млрд. руб.	Вводимая мощность, МВт
ОГК-1	ФСК, РусГидро	9 531	38 380	61%	330	140,3	2 710
ОГК-2	Газпром	8 695	36 774	64%	345	112,5	2 920
ОГК-3	НорНикель	8 497	24 943	46%	335	90,6	2 135
ОГК-4	E.ON	8 630	41 054	72%	327	76,0	2 400
ОГК-5	Enel	8 672	31 185	55%	338	75,0	1 770
ОГК-6	Газпром	9 052	29 419	49%	361	57,0	1 270

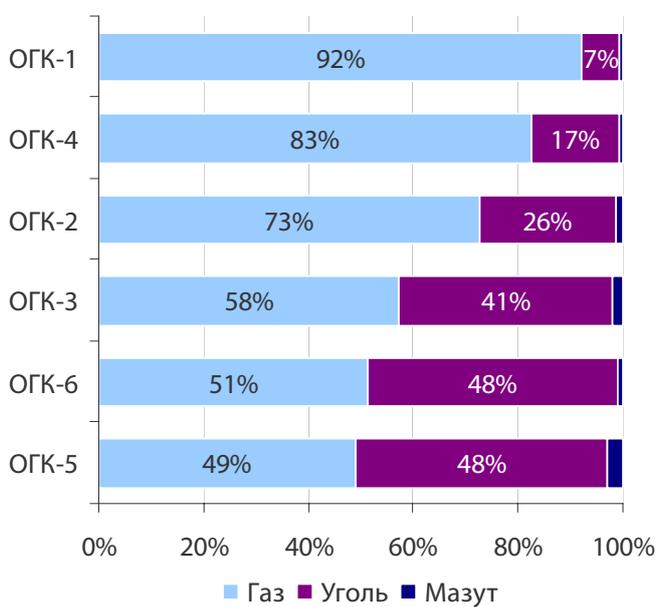
Источник: данные компаний

Наиболее сбалансированы по топливному балансу ОГК-5, ОГК-6 и ОГК-3, что делает

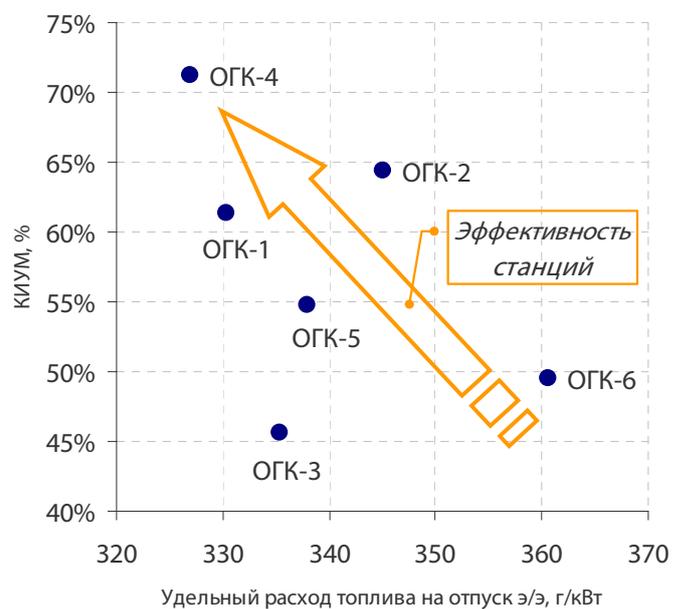


компании менее восприимчивыми к росту цен на отдельные виды топлива, а также снижает риски топливной безопасности генерации. При этом значительная доля газа в структуре топливных балансов ОГК-1, ОГК-4 и ОГК-2 нивелируется близостью крупнейших станций компаний к газовым и нефтяным месторождениям, что отчасти удешевляет использование данного вида топлива.

Основными показателями эффективности генерирующих компаний являются коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) и удельный расход топлива на единицу отпуска электроэнергии. Если удельный расход топлива, как правило, зависит от возраста и эффективности технологий генерирующего оборудования, то КИУМ также может зависеть от пропускной возможности передающих сетей, что не сможет повысить выработку электроэнергии станциями при модернизации оборудования без реализации инвестиционных программ ФСК и МРСК. В соответствии с рассмотренными показателями наиболее эффективной является ОГК-4 при значительном отставании ОГК-6 и ОГК-3.



Структура топливного баланса ОГК
Источник: данные компаний



Эффективность работы ОГК по выработке э/э
Источник: данные компаний

Также необходимо отметить, что дальнейшее развитие компаний и динамика изменения их долговой нагрузки во многом определена объемами инвестпрограмм ОГК – наиболее масштабные программы у ОГК-1 и ОГК-2, более консервативные у ОГК-6, ОГК-5 и ОГК-4.

ОГК-2
Кредитный риск: выше среднего


Облигация	ОГК-2, 1
Поручитель	ООО «ОГК-2 Финанс»
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	05.07.2007
Срок обращения	3 года
Оферта	-
Котировки bid/offer	78,0 / 80,0
Доходность	31,82%
Купон	7,70%
Организатор	НОМОС-БАНК

В состав ОАО «ОГК-2» включены Псковская ГРЭС, Серовская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1 и Троицкая ГРЭС. Общая установленная мощность ОГК-2 составляет 8 695 МВт. Газпрому принадлежит 54,9% акций компании.

Электростанции ОАО «ОГК-2» в январе-сентябре 2008 г. выработали 36,77 млрд. кВтч э/э, что на 4,7% больше, чем за аналогичный период 2007 г. Отпуск электроэнергии за тот же период также увеличился – рост составил 4,8% - до 34,94 млрд. млн. кВтч.

За 9 мес. 2008 г. ОГК-2 получило убыток в размере 219 тыс. руб. против прибыли в 343,9 млн. руб. годом ранее. При этом рост выручки и себестоимости компании за отчетный период составил 24,4% и 25% соответственно. Основной причиной полученного убытка является рост прочих расходов в 4,2 раза – до 980 млн. руб. В целом рентабельность ОГК-2 характеризуется низкими показателями – практически нулевая рентабельность чистой прибыли, активов и капитала при рентабельности EBITDA всего 2,8%. По итогам сентября 2008 г. из-за снижения рентабельности и роста чистого долга показатели долговой нагрузки ОГК-2 находятся на высоком уровне для генерирующих компаний: показатель чистый долг/EBITDA – 5,6х, EBITDA/% - 1,9х. Также отмечен рост дебиторской задолженности в 5,5 раз по сравнению с началом 2008 г. за счет выданных авансов на финансирование объектов капитального строительства (Ставропольская ГРЭС, Троицкая ГРЭС). При этом просроченная задолженность за 9 мес. 2008 г. увеличилась в 2,9 раза – до 823 млн. руб., в т.ч. покупателей и заказчиков – до 554 млн. руб.

ОГК-2 имеет достаточно дорогостоящую инвестиционную программу, в соответствии с которой к 2012 г. должны быть введены мощности на 2920 МВт - 2 пылеугольных блока на Троицкой ГРЭС (1320 МВт), 2 парогазовых блока на Ставропольской ГРЭС (800 МВт) и 2 блока на Серовской ГРЭС (800 МВт). Общий объем инвестиций составит более 140 млрд. руб., из которых 70-80 млрд. руб. - заемные средства. В числе источников финансирования инвестпроектов ОГК-2 ранее была заложена допэмиссия акций объемом около 50-40 млрд. руб. На 30.09.2008 г. у компании находилось на депозитах порядка 2 млрд. руб. и еще в деньгах – 1 млрд. руб. - этих средств ОГК-2 должно было хватить до конца 2008 г.

Помимо ОГК-2 (56,6%), Газпром контролирует Мосэнерго (53,47%), ТГК-1 (46,4%) и ОГК-6 (60%), инвестиционные программы которых также необходимо реализовывать. По словам главы правления Газпрома Алексея Миллера, планируемый объем вложений на 2009 г. по всем энергокомпаниям холдинга составит около 100 млрд. руб. Хотя ранее одним из вариантов финансирования Газпром рассматривал проведение СПО этих компаний, позже в СМИ появлялись сообщения об отказе от проведения допэмиссий.

Газпром также отмечал, что допэмиссии могут пройти только в том случае, если государство не поддержит монополию путем льготного кредитования или не согласится на сокращение инвестпрограмм. Что касается последнего, то ОГК-2 уже согласовала с «Системным оператором» план по оптимизации своей инвестпрограммы - предполагается отказаться от



реализации проекта по вводу новых мощностей на Ставропольской ГРЭС, а ввод новых мощностей на Серовской ГРЭС планируется перенести с 2011-2012 гг. на 2012-2013 гг., на Троицкой ГРЭС - с 2011-2012 гг. на 2013-2014 гг. Также Минэнерго заявляло о том, что может поддержать отсрочку проектов. При неоднократных заявлениях Правительства о бескомпромиссном выполнении инвестпрограмм сказывается мощное лобби Газпрома.

В начале декабря представители ОГК-2 заявляли, что ни один банк (ни отечественный, ни зарубежный) не выразил готовности кредитовать инвестпроекты компании под любые проценты. Однако уже в середине месяца Алексей Миллер заявил, что все договоренности по кредитам уже достигнуты и Газпром подтверждает выполнение абсолютно всех инвестпроектов.

Еще одной проблемой ОГК-2 являются судебные разбирательства по «золотым парашютам», причиной которых стал уход с поста гендиректора компании Михаила Кузичева совместно со всей менеджерской командой и решение о выплате всем уволившимся менеджерам компенсаций в размере 557 млн. руб. Данные средства оказались бы не лишними в текущей ситуации компании.

В целом, высокая долговая нагрузка компании и недостаток инвестиционных средств частично нивелируется контролем Газпрома, который, судя по сообщениям СМИ, уже оказывает активную поддержку эмитенту.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	8 960	8 758	9 354	9 287	-0,7%
Внеоборотные активы	10 307	10 884	14 517	12 964	-10,7%
Дебиторская задолженность	2 717	2 519	5 007	27 254	444,4%
КФВ	542	595	20 103	1 925	-90,4%
Деньги	1 172	675	1 577	1 098	-30,3%
Оборотные активы	6 768	6 401	28 958	32 936	13,7%
Всего активов	17 076	17 285	43 475	45 899	5,6%
Собственные средства	9 579	9 833	34 478	34 547	0,2%
Долгосрочные займы	2 661	5 092	5 189	4 995	-3,7%
Краткосрочные займы	2 922	0	1 600	2 507	56,7%
Кредиторская задолженность	169	2 206	2 064	3 604	74,7%
Всего пассивов	17 076	17 285	43 475	45 899	5,6%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	8 259	24 215	33 759	30 130	24,4%
Валовая прибыль	852	891	1 119	989	11,0%
ЕБИТДА	668	1 274	1 181	857	-32,7%
Прибыль до налогов	408	537	426	325	-39,5%
Чистая прибыль	147	344	39	0	-100,1%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	4 410	4 417	5 212	6 403	22,8%
Чистый долг/активы	0,26	0,26	0,12	0,14	16,4%
Капитал/займы	1,72	1,93	5,08	4,61	-9,3%
Чистый долг/выручка	0,53	0,14	0,15	0,16	3,2%
Чистый долг/ЕБИТДА	6,60	2,60	4,41	5,60	27,0%
ЕБИТДА/%	7,10	3,98	2,70	1,90	-29,6%
Рентабельность активов	0,9%	2,7%	0,1%	0,0%	-0,1 п.п.
Рентабельность капитала	1,5%	4,7%	0,1%	0,0%	-0,1 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	8,1%	5,3%	3,5%	2,8%	-0,7 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	1,8%	1,4%	0,1%	0,0%	-0,1 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка

Сильные стороны

- контроль Газпрома – крупнейшей государственной монополии; заявления Миллера о достигнутых соглашениях с банками по кредитам энергокомпаниям;
- возможность оптимизации инвестпрограммы ОГК-2.

Основные риски

- нет окончательного решения по инвестиционной программе и источникам ее финансирования;
- достаточно высокая долговая нагрузка (чистый долг/EBITDA – 5,6х, EBITDA/% - 1,9х);
- значительная потребность в денежных средствах для реализации инвестпрограммы – возможен дальнейший рост долга.



ОГК-3

Кредитный риск: низкий

Облигация	ОГК-3, 1
Поручитель	ЗАО «Бизнес-Эффект»
Объем выпуска	3 000 млн. руб.
Объем в рынке	выкуплен по офертам
Дата размещения	15.12.2006
Срок обращения	5 лет
Дата погашения	09.12.2011
Организатор	Газпромбанк

ОАО «ОГК-3» объединяет 6 электростанций (Костромская ГРЭС, Печорская ГРЭС, Черепетская ГРЭС, Харанорская ГРЭС, Гусиноозерская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС) установленной электрической мощностью 8 357 МВт. Основным акционером ОГК-3 является ОАО «ГМК «Норильский Никель» с долей 65%, в котором 75% принадлежит «Интерросу», а 25% - ОК «РусАл».

За 9 месяцев 2008 г. по РСБУ ОГК-3 показала впечатляющие результаты – при росте выручки на 21% - до 27,83 млрд. руб. по сравнению с 9 мес. 2007 г., показатель EBITDA увеличился в 6 раз – до 3,1 млрд. руб., а чистая прибыль - в 4,6 раза – до 5,1 млрд. руб. Однако на столь существенный рост финансовых результатов повлиял процентный доход (4,5 млрд. руб.), полученный от размещения свободных денежных средств (73,8 млрд. руб. на 31.12.2007 г.) и не является следствием повышения эффективности деятельности ОГК-3.

В 2007 г. при размещении допэмиссии ОГК-3 привлекла 81,72 млрд. руб. от стратегического инвестора - Норильского Никеля. Данные средства должны идти на выполнение инвестиционной программы ОГК-3, которая оценивается в 90 млрд. руб. при увеличении мощности станций на 2 135 МВт. Основной объем средств еще не был использован и на 30.09.2008 г. на балансе ОГК-3 было 58,1 млрд. денежных средств (в т.ч. КФВ). По заявлению финансового директора ОГК-3 Дмитрия Катиева, компании как минимум до 2012 г. не потребуются значительные заемные средства, а для избежания обесценения свободных рублевых средств ОГК-3 конвертировала 15,7 млрд. руб. в доллары (по среднему курсу 27,65 руб.). Вместе с тем при возникновении необходимости Росбанк готов предоставить ОГК-3 кредиты на общую сумму до 20 млрд. руб.

Таким образом, на 30.09.2008 г. ОГК-3 имела отрицательное значение чистого долга при наличии на балансе только краткосрочного займа на 1 млрд. руб. (облигации, выпущенные в конце 2006 г. на 3 млрд. руб. ранее были выкуплены по офертам).

Однако достаточно спорной оказалась стратегия развития ОГК-3, одобренная советом директоров компании в октябре 2008 г., которая направлена на создание диверсифицированного холдинга, включающего активы газовой и альтернативной энергетики. ОГК-3 уже закрыло сделку по приобретению акций ОАО «РУСИА Петролеум» у Jarford Enterprises Inc. Стратегией также предусмотрена покупка 35% Plug Power у Smart Hydrogen и 100% ООО «Т-Инвест». Конечным бенефициаром сделок является Интеррос, который сможет выручить от продажи активов около \$600 млн. В результате, с одной стороны, ОГК-3 действительно в долгосрочной перспективе сможет повысить свои конкурентные преимущества, однако, с другой – Интеррос, реализуя свою финансовую стратегию, ставит под угрозу выполнение инвестпрограммы ОГК-3. Хотя в ОГК-3 заявили, что инвестпрограмма будет выполнена в полном объеме, покупка активов на средства от СПО расходится со стратегией реализации инвестиционных программ, разработанной РАО ЕЭС.

Пока не решен вопрос с выделением энергоактивов Норильского Никеля в отдельную компанию, ключевым активом в которой должен стать пакет акций ОГК-3, а остальные энергоактивы было планировалось продать (были проданы только 1,7% акций ОГК-5 за \$106

млн. итальянской Enel). В целом же решение вопроса о выделении ОГК-3 никак не повлияет на кредитное качество компании. По задумке Интерроса это могло повысить ликвидность и капитализацию ОГК-3, что в текущих условиях маловероятно.

Несмотря на ряд корпоративных рисков, кредитное качество ОГК-3 остается на высоком уровне – даже с учетом новых приобретений средств ОГК-3 должно хватить до конца 2009 г. – середины 2010 г., когда ожидается улучшение состояния мировых финансовых рынков.

Сильные стороны

- стратегический контроль сильного акционера – Норильского Никеля;
- создание диверсифицированного холдинга на базе ОГК-3, включающего активы газовой и альтернативной энергетики;
- значительный объем денежных средств на балансе ОГК-3;
- низкий уровень долга.

Основные риски

- нецелевое использование свободных денежных средств, предназначенных исключительно на финансирование инвестиционной программы ОГК-3.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	14 121	13 601	14 000	13 611	-2,8%
Внеоборотные активы	15 630	15 737	17 248	27 500	59,4%
Дебиторская задолженность	2 841	5 040	5 140	11 393	121,7%
КФВ	7	76 726	73 750	53 396	-27,6%
Деньги	331	1 381	2 134	4 734	121,8%
Оборотные активы	5 779	85 738	83 502	72 054	-13,7%
Всего активов	21 409	101 475	100 750	99 554	-1,2%
Собственные средства	15 357	97 490	98 701	95 481	-3,3%
Долгосрочные займы	597	0	0	0	0,0%
Краткосрочные займы	105	105	0	1 001	-
Кредиторская задолженность	2 015	1 920	1 847	2 785	50,8%
Всего пассивов	21 409	101 475	100 750	99 554	-1,2%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	17 590	23 005	33 015	27 826	21,0%
Валовая прибыль	864	2 535	3 345	3 081	21,5%
ЕБИТДА	1 521	514	914	3 106	504,0%
Прибыль до налогов	610	1 826	3 354	6 722	268,0%
Чистая прибыль	857	1 113	2 324	5 125	360,4%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	371	-1 276	-2 134	-3 732	74,9%
Чистый долг/активы	0,02	-0,01	-0,02	-0,04	77,0%
Капитал/займы	21,88	923,39	-	95,30	-100,0%
Чистый долг/выручка	0,02	-0,04	-0,06	-0,10	55,6%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,24	-1,86	-2,33	-0,90	-61,4%
ЕБИТДА/%	8,89	2,79	4,33	628,11	14413,1%
Рентабельность активов	4,0%	1,5%	2,3%	6,9%	4,6 п.п.
Рентабельность капитала	5,6%	1,5%	2,4%	7,2%	4,8 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	8,6%	2,2%	2,8%	11,2%	8,4 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	4,9%	4,8%	7,0%	18,4%	11,4 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ОГК-5

Кредитный риск: низкий



Облигация	ОГК-5, 1
Поручитель	ООО «ОГК5 Финанс»
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	05.10.2006
Срок обращения	5 лет
Оферта	05.10.09, цена: 100
Котировки bid/offer	93,5 / 96,0
Доходность	20,42%
Купон	7,50%
Организатор	Газпромбанк, КИТ Финанс
Рейтинг	Moody's Ba3/Стабильный 17.10.2006

ОАО «ОГК-5» объединяет Конаковскую ГРЭС, Невинномысскую ГРЭС, Среднеуральскую ГРЭС и Рефтинскую ГРЭС. Суммарная установленная мощность компании составляет 8 672 МВт по выработке электроэнергии и 2 242 Гкал/ч по выработке тепла. Крупнейшим акционером компании является Enel - владеет 55,7% уставного капитала ОГК-5. Также ЕБРР владеет 5,2% компании, Газоэнергетическая компания - 5%, Росимущество - 25%.

Enel Sp.A. - одна из крупнейших в Европе энергетических компаний, производит и поставляет электроэнергию и газ в Европе, Северной Америке и Латинской Америке. Выручка компании за 9 мес. 2008 г. составила 45,3 млрд. евро, EBITDA – 11,3 млрд. евро, чистая прибыль – 4,98 млрд. евро. Помимо контроля в ОГК-5 Enel принадлежит 40% консорциума ООО «Энинефтегаз» (переименовано в ООО «Северная энергия»), а также 49,5% крупнейшей частной российской энергосбытовой компанией ООО «Русэнергосбыт».

За 9 мес. 2008 г. отпуск электроэнергии ОГК-5 увеличился на 20,1% - до 31 185 млн. кВтч по сравнению с аналогичным периодом 2007 г. Причиной роста отпуска энергии стала маловодность рек в середине года, что привело к перераспределению нагрузки в сторону тепловой генерации. Соответственно выручка ОГК-5 за отчетный период увеличилась на 30% - до 32,0 млрд. руб., показатель EBITDA вырос на 3,3% - до 3,3 млрд. руб. Однако компания показала снижение чистой прибыли на 19,5% - до 913,0 млн. руб. Снижение показателя обусловлено единоразовыми затратами компании, связанными с организационной реструктуризацией. Несмотря на некоторое снижение показателей рентабельности, они все равно остались на уровне гораздо выше, чем показатели других тепловых ОГК и ТГК – рентабельность EBITDA составила 10,4%, чистой прибыли – 2,9%.

Инвестпрограмма ОГК-5 до 2012 г. составляет 75 млрд. руб. и предусматривает ввод 1 770 МВт новых мощностей (около 40 млрд. руб. будут направлены на модернизацию действующих энергоблоков). Примечателен тот факт, что в отличие от государственного Газпрома, представители Enel и ОГК-5 не раз заявляли, что компания намерена выполнить свою инвестпрограмму в полном объеме в соответствии с обозначенными в ней сроками, не исключив, что в связи с кризисом ОГК-5 может пересмотреть приоритеты в реализации инвестпроектов в пользу модернизации и повышения КПД действующих мощностей.

В настоящее время ОГК-5 реализует два новых проекта по вводу 800 МВт мощности к 2010 г. Суммарный объем инвестиций в эти проекты составляет 30 млрд. руб., из них около 30% уже освоены. По заявлениям Enel, у ОГК-5 может возникнуть небольшая потребность в кредитовании, однако основную часть инвестпрограммы компания планирует покрыть за счет собственной прибыли. В ближайшее время Enel предоставит ОГК-5 кредит на 50 млн. евро на 3-4 месяца для поддержания компании в условиях кризиса. Также, по данным Sбonds, ранее ОГК-5 зарегистрировала 4 выпуска биржевых облигаций общим объемом 8 млрд. руб., и при появлении возможности будет готова их разместить в течение 2009 г. При этом на балансе по итогам сентября денежные средства от SPO уже были потрачены.

Пока компания имеет низкую долговую нагрузку – чистый долг/ЕВITDA- 1,1х, ЕВITDA/% - 11,5х, однако при дальнейшей реализации инвестпрограммы долг будет расти. При этом мы высоко оцениваем кредитное качество ОГК-5 – в условиях текущей ситуации компанию готов поддержать основной акционер Enel, а выполнение инвестиционной программы в полном объеме по модернизации и вводу новых мощностей создаст конкурентные преимущества эмитенту в долгосрочной перспективе. При этом уровень корпоративного управления и контроля над издержками Enel гораздо выше по сравнению с другими компаниями сектора.

Сильные стороны

- поддержка мажоритарного акционера в лице Enel;
- высокая эффективность ОГК-5 по сравнению с другими компаниями тепловой генерации;
- готовность акционеров выполнять инвестпрограмму ОГК-5 в полном объеме, что создаст дополнительные конкурентные преимущества эмитенту в будущем;
- низкая долговая нагрузка

Основные риски

- ухудшение экономической ситуации в мире; возникновение финансовых проблем у Enel.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	29 526	29 282	30 556	31 485	3,0%
Внеоборотные активы	31 911	32 803	34 583	35 800	3,5%
Дебиторская задолженность	3 378	6 586	9 140	16 189	77,1%
КФВ	13 052	8 630	7 160	21	-99,7%
Деньги	193	2 058	815	466	-42,8%
Оборотные активы	19 343	20 122	19 974	19 987	0,1%
Всего активов	51 254	52 924	54 558	55 787	2,3%
Собственные средства	43 529	44 388	45 109	46 023	2,0%
Долгосрочные займы	5 090	5 184	5 091	5 186	1,9%
Краткосрочные займы	531	0	0	222	-
Кредиторская задолженность	1 954	2 857	3 101	3 037	-2,1%
Всего пассивов	51 254	52 924	54 558	55 787	2,3%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	25 899	24 665	33 465	32 042	29,9%
Валовая прибыль	917	2 394	2 540	2 729	14,0%
ЕВITDA	2 766	3 234	3 762	3 341	3,3%
Прибыль до налогов	904	1 996	2 032	1 422	-28,8%
Чистая прибыль	571	1 134	1 804	913	-19,5%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	5 428	3 126	4 276	4 941	15,6%
Чистый долг/активы	0,11	0,06	0,08	0,09	13,0%
Капитал/займы	7,74	8,56	8,86	8,51	-3,9%
Чистый долг/выручка	0,21	0,10	0,13	0,12	-9,5%
Чистый долг/ЕВITDA	1,96	0,72	1,14	1,11	-2,4%
ЕВITDA/%	14,97	11,30	9,88	11,45	15,9%
Рентабельность активов	1,1%	2,9%	3,3%	2,2%	-1,1 п.п.
Рентабельность капитала	1,3%	3,4%	4,0%	2,6%	-1,4 п.п.
Рентабельность ЕВITDA	10,7%	13,1%	11,2%	10,4%	-0,8 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	2,2%	4,6%	5,4%	2,9%	-2,5 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ОГК-6

Кредитный риск: умеренный



Облигация	ОГК-6, 1
Поручитель	ООО «ОГК Финанс»
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	26.04.2007
Срок обращения	5 лет
Оферта	29.04.10, цена: 100
Котировки bid/offer	96,0 / 99,3
Доходность	29,36%
Купон	7,55%
Организатор	ЮниКредит Банк, Росбанк

ОАО «ОГК-6» объединяет Киришскую ГРЭС, Красноярскую ГРЭС-2, Новочеркасскую ГРЭС, Рязанскую ГРЭС, ГРЭС-24 и Череповецкую ГРЭС суммарной установленной мощностью 9 052 тыс. МВт. Газпром через ЗАО «Газэнергопром-Инвест» и ОАО «Центрэнергохолдинг» владеет свыше 60% уставного капитала компании.

За 9 мес. 2008 г. ОГК-6 опубликовала достаточно слабую финансовую отчетность по МСФО. Несмотря на рост выручки на 24,7% по сравнению с 9 мес. 2007 г. - до 31,904 млрд. руб., ОГК-6 получила убыток на операционном уровне – 277,3 млн. руб. Причиной стал опережающий рост цен на топливо (уголь и газ) в II и III кв. по сравнению с ростом тарифов компании в 2008 г. Также отмечают в компании заметное увеличение объема ремонтных и эксплуатационных затрат, что было в основном обусловлено увеличением загрузки оборудования – КИУМ увеличился с 43% в 2007 г. до 49% в 2008 г. ОГК-6 в 2008 г. увеличила выработку электроэнергии на 14% - до 38 857 млн. кВт ч, доля газа в топливном балансе компании сократилась с 55,2% до 51,3%, доля угля выросла с 44% до 47,7%.

Чистая прибыль ОГК-6 за отчетный период составила 281,25 млн. руб., что в 4,1 раза меньше, чем за аналогичный период прошлого года (1 162,5 млн. руб.). Фактически положительное значение чистой прибыли удалось получить только за счет процентов по депозитам, размещенных в банках в объеме 7,16 млрд. руб. (средства допэмиссии). При этом размер долга компании составляет только 3,7 млрд. руб., т.е. фактическое значение чистого долга отрицательно.

Инвестиционная программа ОГК-6 на 2007-2011 гг. общей стоимостью 57,2 млрд. руб. предусматривает ввод новых мощностей на 1 270 МВт. Новая инвестиционная программа на 2008 – 2012 гг. предполагает ввод 1 880 МВт, что гораздо скромней программ большинства других ОГК. Хотя ситуация по ОГК-6 гораздо спокойней благодаря наличию значительных денежных средств, чем с финансированием инвестпрограммы ОГК-2, при активной инвестиционной фазе данных средств может хватить только до июля – сентября 2009 г. Таким образом, все генерирующие компании Газпрома имеют примерно одинаковые риски по финансированию инвестпрограмм (см. комментарий по ОГК-2).

В целом же низкая долговая нагрузка ОГК-6 нивелируется низкой эффективностью компании по выработке э/э и получением убытков от основной деятельности. Также наличие одного акционера ставит кредитный риск ОГК-6 на один уровень с ОГК-2.

Сильные стороны

- контроль Газпрома – крупнейшей государственной монополии;
- наличие на 30.09.2008 г. значительных свободных денежных средств (7,26 млрд. руб.);
- рост КИУМ, повышение эффективности генерации.

Основные риски

- нет окончательного решения по инвестиционным программам энергокомпаний Газпрома;
- эффективность ОГК-6 все еще остается самой низкой среди всех ОГК;
- убыточность ОГК-6 на операционном уровне в соответствии с отчетностью по МСФО за 9 мес. 2008 г.

МСФО	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	28 854	29 838	31 568	37 001	17,2%
Внеоборотные активы	29 255	30 209	32 173	37 859	17,7%
Дебиторская задолженность	1 142	3 851	1 700	4 548	167,6%
КФВ	0	0	14 920	7 162	-52,0%
Деньги	143	127	648	207	-68,0%
Оборотные активы	4 463	7 178	21 234	16 893	-20,4%
Всего активов	33 689	37 387	53 407	54 753	2,5%
Собственные средства	19 077	19 404	40 683	40 709	0,1%
Долгосрочные займы	0	5 191	0	2 918	-
Краткосрочные займы	6 515	4 590	5 000	789	-84,2%
Кредиторская задолженность	2 412	2 528	2 635	5 638	114,0%
Всего пассивов	33 689	37 387	53 407	54 753	2,5%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	28 644	25 584	35 334	31 904	24,7%
Валовая прибыль	-400	2 274	2 532	-187	-108,2%
ЕБИТДА	9 317	4 655	5 679	1 653	-64,5%
Прибыль до налогов	5 891	2 361	2 320	213	-91,0%
Чистая прибыль	4 091	1 163	1 547	281	-75,8%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	6 372	9 655	4 352	3 499	-19,6%
Чистый долг/активы	0,19	0,26	0,08	0,06	-21,6%
Капитал/займы	2,93	1,98	8,14	10,98	35,0%
Чистый долг/выручка	0,22	0,28	0,12	0,08	-33,2%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,68	1,56	0,77	1,59	107,2%
ЕБИТДА/%	9,48	11,93	10,03	7,01	-30,1%
Рентабельность активов	12,1%	4,1%	2,9%	0,7%	-2,2 п.п.
Рентабельность капитала	21,4%	8,0%	3,8%	0,9%	-2,9 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	32,5%	18,2%	16,1%	5,2%	-10,9 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	14,3%	4,5%	4,4%	0,9%	-3,5 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ТГК (территориальные генерирующие компании)

Сравнительные характеристики ТГК

Территориальные генерирующие компании (ТГК) объединяют электростанции нескольких соседних регионов, не вошедшие в ОГК – преимущественно теплоэлектроцентрали, вырабатывающие не только электричество, но и тепло. Таким образом, станции ТГК в отличие от ОГК расположены относительно компактно на обслуживаемой территории и реализуют потребителям не только электроэнергию, но и тепло. Всего в процессе реформы было создано 14 ТГК, которые характеризуются значительной разницей по установленным мощностям – от 11,5 тыс. МВт ТГК-3 (Мосэнерго) до 0,6 тыс. МВт ТГК-14.

ТГК	Собствен- ник	Электрич. мощность, МВт	Выработка э/э, млн. кВтч (9М'08)	КИУМ э/э, %	Тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка т/э, тыс. Гкал (9М'08)	КИУМ т/э, %	Вводимая мощность, МВт
ТГК-1	Газпром	6 278	19 670	64%	14 754	17 386	18%	4 414
ТГК-2	Синтез	2 583	7 568	45%	12 471	13 620	17%	1 490
ТГК-3	Газпром	11 500	46 818	62%	34 600	41 000	18%	4 248
ТГК-4	ОНЭКСИМ	3 348	9 203	42%	17 632	18 389	16%	1 422
ТГК-5	КЭС	2 467	7 860	48%	9 040	7 439	13%	384
ТГК-6	КЭС	3 113	9 301	45%	10 689	11 454	16%	544
ТГК-7	КЭС	6 880	19 770	44%	31 083	32 226	16%	455
ТГК-8	Лукойл	3 602	10 662	45%	13 334	10 513	12%	1 548
ТГК-9	КЭС	3 315	11 742	54%	16 866	34 125	31%	1 746
ТГК-10	Fortum	2 785	13 509	74%	10 014	12 718	19%	2 270
ТГК-11	E4 Group	2 026	8 096 *	46%	8 202	9 508	18%	488
ТГК-12	СУЭК	4 375	17 530	61%	8 745	10 144	18%	1 097
ТГК-13	СУЭК	2 518	10 048	61%	7 009	9 760	21%	472
ТГК-14	РЖД	633	2 365 *	43%	2 708	5 425 *	23%	46

*- данные за 2007 г.

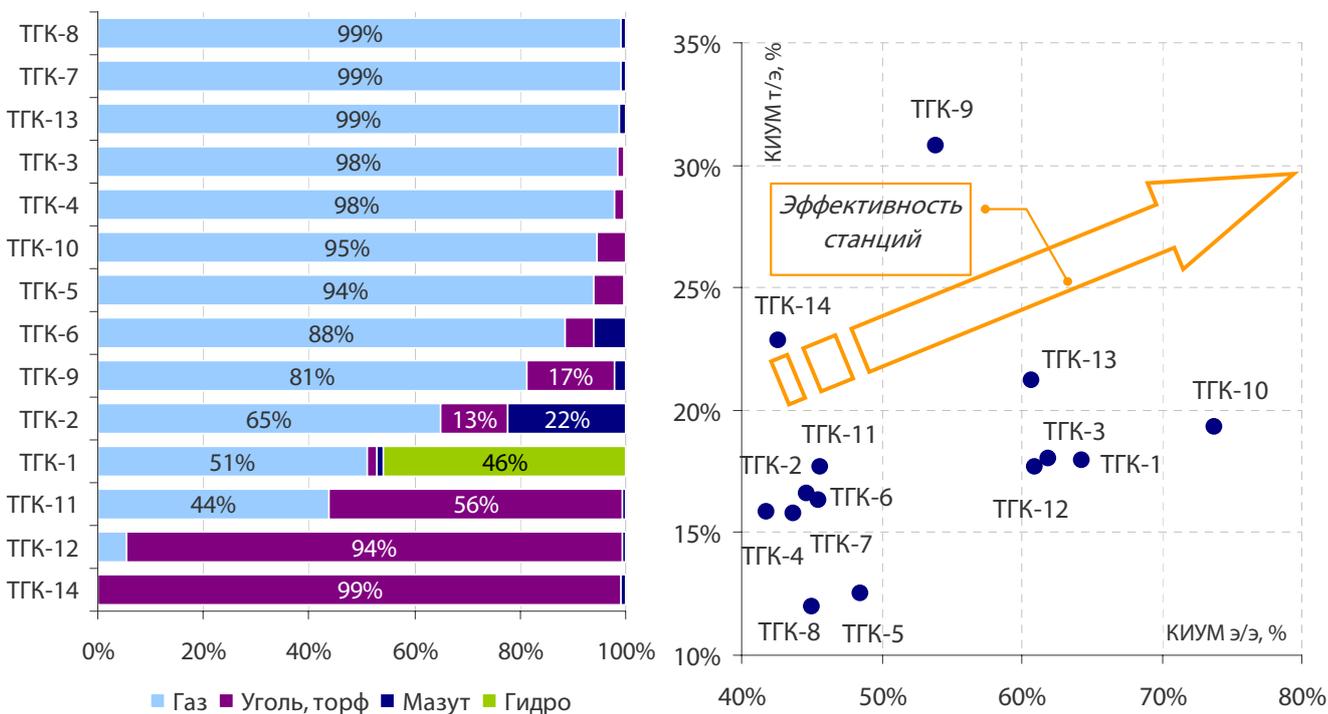
Источник: данные компаний

В структуре выручки ТГК до 50% приходится на реализацию теплоэнергии потребителям. С одной стороны это позволяет диверсифицировать бизнес энергокомпаний, с другой – несет дополнительные риски. Во-первых, реформа предполагает только тарифное регулирование тепловой энергии, что не позволит данному сектору участвовать в конкурентном ценообразовании. Это связано с техническими возможностями передачи тепловой энергии. Во-вторых, практически все тепловые сети, переданные на баланс ТГК (а также арендованные) имеют износ до 80%, что требует значительных капитальных вложений в ремонт сетей, а также является причиной частых аварий и значительной потери тепла при его передаче потребителям.

В связи со структурой бизнеса выручка и финансовые показатели эффективности ТГК в более значительной степени подвержены сезонным факторам. Так как реализация тепла ведется в I и IV кварталах, а пик ремонтных работ на тепловых сетях приходится на лето, II и III кварталы, как правило, менее эффективные в работе ТГК и зачастую убыточны.

Также в связи с началом экономического кризиса из-за резкого роста просроченной дебиторской задолженности в большей степени страдают ТГК, т.к. помимо электричества оказываются в большей зависимости от реализации тепла населению.

Структура топливного баланса ТГК в основном определяется территориальным расположением компании, в частности близостью к местам добычи энергетического угля. В основном в топливном балансе ТГК преобладает газ, при этом ТГК-11, ТГК-12 и ТГК-14 характеризуются преобладающей долей использования угля.



Структура топливного баланса ТГК
Источник: данные компаний

Эффективность работы ТГК по выработке э/э и т/э
Источник: данные компаний

Уникальной компанией является ТГК-1, в балансе которой 46% приходится на мощности относительно небольших гидроэлектростанций, расположенных на подконтрольной ТГК территории. В свою очередь значительная доля использования мазута ТГК-2 (около 22%) значительно снижает экономическую эффективность станций компании – на единицу выработки энергии мазут является самым дорогим топливом и обычно используется только как резервный вид топлива.

По коэффициенту использования установленной электрической и тепловой мощности основная масса ТГК имеет значения КУИМ в пределах: 43% - 48% по э/э и 12% - 18% по т/э. При этом КУИМ т/э ТГК из-за более высокой температуры в 2008 г. оказался значительно ниже, чем в 2007 г. Фактически только ТГК-9 удалось сохранить КУИМ т/э на таком же высоком уровне, как и годом ранее (31%). Среди наиболее эффективных по КУИМ ТГК – ТГК-10, ТГК-1, ТГК-13, ТГК-3, ТГК-12.

Также как и в случае с ОГК, эффективность дальнейшего развития ТГК и динамика изменения их долговой нагрузки во многом определена объемами их инвестпрограмм – наиболее масштабные программы у подконтрольных Газпрому ТГК-3 (Мосэнерго) и ТГК-1.



ТГК-1

Кредитный риск: умеренный

Облигация	ТГК-1, 1
Поручитель	ООО «ТГК-1 Финанс»
Объем выпуска	4 000 млн. руб.
Дата размещения	20.03.2007
Срок обращения	7 лет
Оферта	18.03.10, цена: 100
Котировки bid/offer	79,01 / 84,99
Доходность	31,34%
Купон	7,75%
Организатор	Райффайзенбанк

ОАО «ТГК-1» является ведущим производителем и поставщиком электрической и тепловой энергии в Северо-западном регионе России, объединяя 55 электростанций Санкт-Петербурга, Ленинградской и Мурманской областей и Республики Карелия. Общая установленная электрическая мощность ТГК-1 составляет 6 278,4 МВт, тепловая - 14 754 Гкал/ч. Также 90,24% обыкновенных акций Мурманской ТЭЦ находятся в доверительном управлении компании. Совокупная доля гидрогенерации в установленной мощности - 46%. Газпром контролирует около 47% ТГК-1 (28,69% акций принадлежит Газпрому, 17,67% в его интересах владеет ООО «Русские энергетические проекты»), основными миноритариями являются Fortum Power and Heat Oy (25,66%) и ГМК «Норильский никель» (5,6%).

Основными конкурентными преимуществами ТГК-1 является значительная доля гидрогенерации в мощностях компании, а также возможность частично экспортировать э/э в Финляндию и Норвегию. За 9 месяцев 2008 г. выручка компании составила 21,7 млрд. руб., что на 20,6% больше, чем годом ранее. Показатель EBITDA увеличился на 28,9% - до 1,59 млрд. руб., убыток компании сократился 5,6 раза - до 128 млн. руб. При этом по сравнению с 9 мес. 2007 г. рентабельность EBITDA ТГК-1 выросла на 0,42 п.п. В целом на фоне повышения рентабельности компания демонстрирует динамику прошлого года - убыточность в II и III кварталах. По итогам 2008 г. ТГК-1 ожидает получить прибыль 200 млн. руб.

По объему вводимой мощности к 2012 г. инвестиционная программа ТГК-1 обгоняет даже Мосэнерго (ТГК-3) - 4 414 МВт ТГК-1 против 4 248 МВт Мосэнерго. По сообщениям генерального директора ТГК-1 запланировала инвестиционную программу на 2009 год в размере 40 млрд. руб. при инвестициях в 2008 г. порядка 19,5 млрд. руб. - в 2009 г. компания закончит реконструкцию трех крупных станций в Петербурге — ТЭЦ-7, ТЭЦ-17 и первой очереди ТЭЦ-14. По данным ТГК-1, основным источником финансирования программы могут стать заимствования и размещение допэмиссии. При этом средства от СПО компания уже истратила, а привлечь заемные средства на текущий момент достаточно затруднительно. Хотя ВТБ Северо-Запад открыл ТГК-1 две кредитные линии объемом 1 млрд. руб. и 500 млн. руб., данных средств будет явно недостаточно. Также из-за кризиса компания отложила размещение облигаций на 5 млрд. руб. Однако Алексей Миллер заявил, что все договоренности по кредитам для выполнения инвестиционных программ энергокомпаний Газпрома уже достигнуты (см. комментарий по ОГК-2). При этом пока совет директоров окончательно не утвердил программу.

Также как и в инвестпрограмме ОГК-2, в ТГК-1 есть спорные проекты, которые Газпром хочет пересмотреть. Так, параллельно проекту на Первомайской ТЭЦ идет строительство Юго-Западной ТЭЦ, и по оценкам «Газпрома», мощности обеих станций будут не востребованы. Также проект строительства мощностей ТЭЦ-21 идет параллельно строительству ТЭЦ «Парнас», которое ведет Евросибэнерго. При этом Газпром заявляет, что не сможет обеспечить газом эти электростанции. С одной стороны сокращение инвестпрограммы ТГК-1 может негативно сказаться на конкурентных преимуществах компании в будущем, однако,

если расчеты Газпрома верны, это позволит избежать ввода избыточных мощностей и сконцентрироваться на первоочередных проектах компании.

Определенные риски мы видим в неполном контроле Газпрома над ТГК-1, что может повлечь несогласованные действия акционеров компании – Газпрома и Fortum. Вместе с тем S&P отмечает тот факт, что акционеры имеют значительные ресурсы и демонстрируют готовность развивать бизнес компании, имея долгосрочные стратегии в российской электроэнергетике. Также Газпром озвучивал планы о выкупе по оферте доли Норникеля.

Сильные стороны

- наличие крупных акционеров в капитале компании – Газпром, Fortum;
- значительная доля гидрогенерации в мощностях компании, а также возможность экспорта электроэнергии в Финляндию и Норвегию;
- рост рентабельности по сравнению с 9 мес. 2007 г.

Основные риски

- нет окончательного решения по инвестиционным программам энергокомпаний Газпрома;
- выполнение инвестпрограммы ТГК-1 на 2009 г. полностью зависит от возможности привлечь заемные средства в необходимом объеме.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	30 097	29 190	33 431	33 194	-0,7%
Внеоборотные активы	34 081	36 366	40 471	47 526	17,4%
Дебиторская задолженность	3 840	8 631	12 575	20 994	66,9%
КФВ	6	6	17 956	120	-99,3%
Деньги	644	9 289	2 007	1 523	-24,1%
Оборотные активы	6 966	20 335	35 024	25 343	-27,6%
Всего активов	41 048	56 701	75 495	72 869	-3,5%
Собственные средства	29 956	29 227	62 457	62 400	-0,1%
Долгосрочные займы	1 735	5 544	5 192	2 290	-55,9%
Краткосрочные займы	4 672	7 903	828	501	-39,5%
Кредиторская задолженность	3 696	12 832	5 748	6 068	5,6%
Всего пассивов	41 048	56 701	75 495	72 869	-3,5%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	20 503	18 016	26 195	21 723	20,6%
Валовая прибыль	325	202	851	515	155,3%
ЕБИТДА	975	1 230	2 353	1 585	28,9%
Прибыль до налогов	726	-474	441	178	-137,6%
Чистая прибыль	598	-717	124	-128	460,2%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	5 762	4 158	4 013	1 268	-68,4%
Чистый долг/активы	0,14	0,07	0,05	0,02	-67,3%
Капитал/займы	4,68	2,17	10,37	22,36	115,5%
Чистый долг/выручка	0,28	0,17	0,15	0,04	-71,4%
Чистый долг/ЕБИТДА	5,91	2,54	1,71	0,60	-64,8%
ЕБИТДА/%	9,93	4,08	6,42	10,11	57,6%
Рентабельность активов	1,5%	-1,7%	0,2%	-0,2%	-0,4 п.п.
Рентабельность капитала	2,0%	-3,3%	0,2%	-0,3%	-0,5 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	4,8%	6,8%	9,0%	7,3%	-1,7 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	2,9%	-4,0%	0,5%	-0,6%	-1,1 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ТГК-2

Кредитный риск: высокий



Облигация	ТГК-2, 1
Объем выпуска	4 000 млн. руб.
Объем в рынке	3 087 млн. руб.
Дата размещения	16.09.2008
Срок обращения	3 года
Оферта	08.09.09, цена: 100
Котировки bid/offer	80,0 / 95,0
Доходность	27,70%
Купон	10,95%
Организатор	Росбанк, Газэнергопромбанк

ОАО «ТГК-2» - крупнейшая энергетическая компания Севера России, объединяющая генерирующие активы Архангельской, Вологодской, Костромской, Новгородской, Тверской и Ярославской областей (всего 16 ТЭЦ, 13 котельных 5 предприятия тепловых сетей). Общая установленная электрическая мощность ТГК-2 составляет 2,582 тыс. МВт, установленная тепловая мощность - 12,473 тыс. Гкал/ч. Мажоритарным акционером ТГК-2 является Группа «Синтез», владеющая через ООО «Корес Инвест» 43,3% акций компании.

Основная проблема эффективности ТГК-2 – это высокая доля использования мазута в Архангельской генерации, в результате чего в топливном балансе компании на его потребление приходится 22%, еще 65% на газ и 13% на уголь и торф. Использование мазута является неэффективным, а при резком росте цен на нефтепродукты в 2008 г. его использование оказалось крайне убыточным. Инвестиционная программа ТГК-2 предусматривает снижение доли мазута при увеличении потребления угля и газа.

В результате за 9 мес. 2008 г. ТГК-2 получила убыток в размере 1,48 млрд. руб., показатель EBITDA также оказался отрицательным – 468 млн. руб. Выручка компании увеличилась на 65% по сравнению с аналогичным периодом 2007 г. за счет присоединения Архангельской генерации в 2007 г. к ТГК-2. В разрезе структуры баланса вызывает опасения резкий рост просроченной дебиторской задолженности – на 30.09.2008 г. просрочка составила 3,52 млрд. руб., что составляет 69% от задолженности покупателей и заказчиков. Также, если учитывать облигационный заем ТГК-2 как краткосрочную задолженность (оферта предусмотрена в сентябре 2009 г.), размер краткосрочного долга составит 7,76 млрд. руб. – рефинансировать такой объем долга непросто в текущих кризисных условиях.

Не до конца понятны источники финансирования инвестиционной программы ТГК-2 в 2009 г. – средства от допэмиссии (около 9 млрд. руб.) были использованы еще в 2008 г., а получение новых займов зачастую зависит только от возможностей акционеров – по данным меморандума на 2009 г. запланированы инвестиции в размере 14,5 млрд. руб.

Усугубляет ситуацию корпоративный конфликт и необходимость исполнения оферты по выкупу акций миноритариев, на что может потребоваться около 13 млрд. руб. «Корес Инвест», купивший в начале 2008 г. госдолю и допэмиссию за 16 млрд. руб., является совместным предприятием Группы «Синтез» (принадлежит сенатору от Чувашии Леониду Лебедеву) и германского энергоконцерна RWE. Покупка была оплачена Группой «Синтез», а RWE в сентябре вышел из проекта в связи с рыночной ситуацией. Для уклонения от оферты Лебедев подал иск в арбитражный суд Москвы о признании недействительной покупки его компанией более 30% акций ТГК-2 у ПАО «ЕЭС России» (заседание состоится 29.05.2009 г.). Практически одновременно Синтез подал иск на сумму \$1,41 млрд. в Лондонский международный арбитражный суд против германской RWE в связи с нарушением компанией своих обязательств по совместному приобретению акций ТГК-2. В случае даже частичного удовлетворения иска Синтеза, это позволит нести солидарную ответственность по

исполнению оферты миноритариям вместе с RWE.

В целом, положение ТГК-2 достаточно непростое – при убытке за 9 мес. 2008 г. в 1,48 млрд. руб., компании необходимо рефинансировать в 2009 г. 7,76 млрд. руб. и найти средства на инвестпрограмму в размере 14,5 млрд. руб. Привлечение кредитов на текущий момент сильно затруднено, а помощь основного акционера не очевидна – исполнение оферты Группой «Синтез» на 13 млрд. руб. находится под вопросом. Проблемы с финансированием проектов Синтеза косвенно подтверждаются безвозмездной передачей 100% акций ОАО «Юго-Западная ТЭЦ», в которое Группа уже вложила 3 млрд. руб., Правительству Санкт-Петербурга. Средства, затраченные Синтезом на реализацию проекта, должны быть возвращены после запуска станции (ввод первой очереди ТЭЦ ранее был запланирован на IV кв. 2009 г.). Таким образом, мы считаем, что без прямой государственной поддержки ТГК-2 не обойтись.

Основные риски

- слабое финансовое состояние компании;
- необходимость рефинансирования значительной суммы долга;
- источники средств на выполнение инвестпрограммы находятся под вопросом;
- корпоративный конфликт с RWE, необходимость исполнения оферты Группой «Синтез» по выкупу акций миноритариев.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	6 212	12 628	12 715	12 362	-2,8%
Внеоборотные активы	7 806	14 860	14 917	17 970	20,5%
Дебиторская задолженность	3 576	4 362	5 361	13 047	143,4%
КФВ	277	565	202	183	-9,3%
Деньги	68	119	231	156	-32,4%
Оборотные активы	5 134	7 086	8 212	15 312	86,5%
Всего активов	12 939	21 945	23 128	33 282	43,9%
Собственные средства	8 082	13 048	13 252	20 810	57,0%
Долгосрочные займы	0	670	670	3 997	496,6%
Краткосрочные займы	3 352	5 406	6 006	4 676	-22,1%
Кредиторская задолженность	916	1 927	2 315	2 689	16,2%
Всего пассивов	12 939	21 945	23 128	33 282	43,9%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	4 466	9 941	16 580	16 400	65,0%
Валовая прибыль	121	131	305	-1 228	-1036,4%
ЕБИТДА	476	808	1 519	-468	-157,9%
Прибыль до налогов	76	-180	111	-1 673	831,7%
Чистая прибыль	1	-184	20	-1 480	706,6%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	3 283	5 956	6 446	8 517	32,1%
Чистый долг/активы	0,25	0,27	0,28	0,26	-8,2%
Капитал/займы	2,41	2,15	1,98	2,40	20,9%
Чистый долг/выручка	0,74	0,45	0,39	0,39	0,2%
Чистый долг/ЕБИТДА	6,89	5,53	4,24	-13,66	-421,9%
ЕБИТДА/%	2,69	2,53	3,37	-1,48	-143,9%
Рентабельность активов	0,0%	-1,1%	0,1%	-5,9%	-6,0 п.п.
Рентабельность капитала	0,0%	-1,9%	0,2%	-9,5%	-9,7 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	10,7%	8,1%	9,2%	-2,9%	-12,1 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	0,0%	-1,8%	0,1%	-9,0%	-9,1 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



Мосэнерго (ТГК-3)

Кредитный риск: умеренный



Облигация	Мосэнерго, 1	Мосэнерго, 2
Объем выпуска	5 000 млн. руб.	5 000 млн. руб.
Дата размещения	19.09.2006	02.03.2006
Срок обращения	5 лет	10 лет
Оферта	15.09.09, цена: 100	01.03.12, цена: 100
Котировки bid/offer	91,0 / 99,25	72,0 / 80,0
Доходность	10,96%	19,49%
Купон	7,54%	7,65%
Организатор	Газпромбанк	Газпромбанк
Рейтинг	S&P ВВ/Стабильный	20.08.2008

ОАО «Мосэнерго» (ТГК-3) – крупнейшая компания сектора тепловой генерации. Является основным производителем электрической и тепловой энергии для Московского региона, на 66% обеспечивая потребности Москвы в тепловой энергии и на 69% - потребности Москвы и Московской области в электроэнергии. В структуру Мосэнерго входят 17 электростанций установленной электрической мощностью 11,5 тыс. МВт и тепловой - 34,6 тыс. Гкал/ч. Основным акционером компании является Газпром (53,7%).

Выручка Мосэнерго по МСФО за 9 мес. 2008 г. выросла на 24,3% по сравнению с аналогичным периодом 2007 г. и составила 66,1 млрд. руб. Благодаря росту рентабельности по сравнению с 9 мес. 2007 г. компания сократила чистый убыток в 5,5 раз с 2,17 млрд. руб. до 393 млн. руб., в т.ч. убыток за III кв. сократился на 30,7% по сравнению с аналогичным периодом 2007 г.

В декабре Мосэнерго ввело в эксплуатацию новый парогазовый энергоблок на ТЭЦ-27 электрической мощностью 450 МВт и тепловой - 300 Гкал/ч. КПД установки может достигать 51% (в паросиловом цикле – 38%). Это третий объект последнего поколения, введенный в последние годы, что позволит повысить эффективность Мосэнерго в целом.

Гендиректор Мосэнерго Виталий Яковлев сообщил, что объем инвестиционной программы компании на 2009 г. планируется в размере 16 - 19 млрд. руб. При этом компания имеет около 13 млрд. руб. свободных денежных средств (на 30.09.2008 г. – 15,2 млрд.). Для покрытия дефицита Мосэнерго планирует продать непрофильные активы - комплекс зданий в Москве, включая театр, дом культуры и штаб-квартиру компании (Мосэнерго планирует переехать в бывший «Нефтяной дом» РАО «ЕЭС России»). Безусловно, сейчас не лучшее время для продажи недвижимости, однако, учитывая сравнительно небольшой объем дефицита средств (в масштабах Мосэнерго), срочная продажа активов не обязательна.

Однако остается нерешенным вопрос по поводу цен на мощность новых объектов Мосэнерго. Компания приняла оперативное решение о приостановке строительства четырех энергоблоков (ПГУ-420 на ТЭЦ-12, 16, 20 и 25), сочтя заниженной цену, утвержденную на конкурентном отборе мощности в декабре 2008 г. - утвержденные цены на мощность Мосэнерго оказались одними из самых низких (370 – 402 тыс. руб. за МВт). Отсутствие отработанных процедур расчета и утверждения цен на мощность на КОМе привело к тому, что Мосэнерго было вынуждено, по сути, саботировать выполнение инвестпрограммы и создало опасный прецедент для других генерирующих компаний.

По итогам 9 мес. 2008 г. долговая нагрузка Мосэнерго находилась на комфортном уровне – показатель чистый долг/ЕБИТДА (не учитывает денежные средства на депозитах) составлял 2,5х, более 92% в структуре долга – долгосрочные средства. Мы не ожидаем роста уровня долга в 2009 г., т.к. основной объем средств на инвестпрограмму у Мосэнерго есть. Если компании не удастся реализовать непрофильные активы, то рост долговой нагрузки будет незначительным за счет роста выручки и ЕБИТДА. При этом Алексей Миллер заявил, что все

договоренности по кредитам для выполнения инвестиционных программ энергокомпаний Газпрома уже достигнуты (см. комментарий по ОГК-2). Также у Мосэнерго зарегистрированы два облигационных займа по 5 млрд. руб. каждый – если конъюнктура рынка не улучшится, вполне могут быть проведены технические размещения в пользу Газпрома или дружественных госструктур.

Помимо высокого фундаментального качества эмитента, облигации Мосэнерго входят в ломбардный список ЦБ, являясь ликвидным активом.

Сильные стороны

- наличие мажоритарного акционера в лице Газпрома;
- наличие основной суммы средств на инвестиционную программу на 2009 г.;
- невысокий уровень долга; за счет роста операционных показателей компании в 2009 г. существенного роста долговой нагрузки не ожидается;

Основные риски

- нет окончательного решения по инвестиционным программам энергокомпаний Газпрома;
- приостановка реализации проектов, составляющих около 50% стоимости инвестпрограммы компании на 2009 г. из-за несогласия с ценами на мощность.

МСФО	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	59 679	123 690	131 036	137 048	4,6%
Внеоборотные активы	60 240	125 263	133 917	149 034	11,3%
Дебиторская задолженность	4 921	10 629	11 566	13 614	17,7%
КФВ	0	16 649	15 201	13 675	-10,0%
Деньги	5 729	16 768	11 136	1 525	-86,3%
Оборотные активы	15 718	55 819	51 108	36 265	-29,0%
Всего активов	75 958	181 082	185 025	185 299	0,1%
Собственные средства	39 114	133 409	135 660	135 305	-0,3%
Долгосрочные займы	0	17 051	129	15 191	11676,0%
Краткосрочные займы	580	591	17 476	1 331	-92,4%
Кредиторская задолженность	7 347	9 588	10 950	13 813	26,1%
Всего пассивов	75 958	181 082	185 025	185 299	0,1%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	67 243	53 164	78 598	66 079	24,3%
Валовая прибыль	12 944	482	231	1 849	283,6%
ЕБИТДА	16 867	2 724	8 583	4 586	68,4%
Прибыль до налогов	12 692	-2 020	1 494	-327	-83,8%
Чистая прибыль	8 596	-2 172	837	-393	-81,9%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	-5 149	874	6 469	14 997	1615,9%
Чистый долг/активы	-0,07	0,00	0,03	0,08	1576,9%
Капитал/займы	67,44	7,56	7,71	8,19	8,3%
Чистый долг/выручка	-0,08	0,01	0,08	0,17	1280,5%
Чистый долг/ЕБИТДА	-0,31	0,24	0,75	2,45	919,2%
ЕБИТДА/%	39,59	4,56	23,45	5,55	21,7%
Рентабельность активов	11,3%	-1,6%	0,5%	-0,3%	-0,8 п.п.
Рентабельность капитала	22,0%	-2,2%	0,6%	-0,4%	-1,0 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	25,1%	5,1%	10,9%	6,9%	-4,0 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	12,8%	-4,1%	1,1%	-0,6%	-1,7 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ТГК-4

Кредитный риск: умеренный



Облигация	ТГК-4, 1
Поручитель	ООО «Энергобизнес»
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	07.06.2007
Срок обращения	5 лет
Оферта	10.06.09, цена: 100
Котировки bid/offer	93,0 / 96,5
Доходность	29,23%
Купон	7,60%
Организатор	Газпромбанк

ОАО «ТГК-4» работает в центральной России, объединяя генерирующие мощности Белгородской, Брянской, Воронежской, Калужской, Курской, Липецкой, Орловской, Рязанской, Смоленской, Тамбовской и Тульской областей - 26 электростанций электрической мощностью 3 323,8 МВт и тепловой - 17 782,9 Гкал, 661 котельную. Мажоритарным акционером компании является Группа «ОНЭКСИМ», владея 48,4% акций ТГК-4 (50% от числа голосующих акций). В середине августа 2008 г. 10,96% акций ТГК-4 приобрел международный расчетно-клиринговый депозитарий Clearstream Banking S.A. (Люксембург).

Группа «ОНЭКСИМ» - инвестиционный фонд, управляющий активами Михаила Прохорова более чем на \$25 млрд. (собственные данные), в том числе около 30% Полюс золота, 14% US Rusal, 48,5% ТГК-4, 30% Открытых инвестиций, 100% страховой компании «Согласие»

По итогам 9 мес. 2008 г. ТГК-4 показала нейтральные результаты – по сравнению с 9 мес. 2007 г. компания смогла увеличить выручку на 17,8% - до 19,4 млрд. руб. и сократить убыток на 53,3% - до 34 млн. руб. при снижении показателя EBITDA до 1,16 млрд. руб. (-13,8%). Однако ТГК-4, как и многие компании отрасли, страдает от роста просроченной дебиторской задолженности от покупателей и заказчиков, которая по итогам 9 мес. 2008 г. достигла 1 млрд. руб. или 50% от задолженности.

Инвестиционная программа ТГК-4 2007 - 2010 гг. в объеме 36,7 млрд. руб. предполагает ввод 667 МВт новых мощностей, а 5-летняя инвестиционная программа на 2008-2012 гг. включает ввод 1 422 МВт мощности. В ноябре 2008 г. председатель совета директоров компании Юлия Басова заявляла о планах корректировки инвестиционной программы из-за спада энергопотребления в ряде регионов. При этом дефицит инвестпрограммы составляет порядка 15 - 20 млрд. руб., и компания начнет его ощущать в середине или во второй половине 2009 г. Пока финансирование программы в основном идет за счет средств допэмиссии – на 30.09.2008 г. остаток средств составлял 8,2 млрд. руб.

Стоит отметить, что оферта по облигационному займу приходится как раз на середину 2009 г., когда денежные средства, скорее всего, будут уже потрачены. В этом случае компании придется надеяться на получение кредита в госбанке или поддержку основного акционера - Михаила Прохорова.

ОНЭКСИМ до сих пор не исполнил оферту по обязательному выкупу акций ТГК-4 у миноритариев. Хорошим предлогом для уклонения от оферты стал приказ ФСТ России от 08.10.2008 г. о включении ТГК-4 в реестр субъектов естественных монополий, в отношении которых осуществляется государственное регулирование и контроль. В результате Onexim Group Limited подал иск к Onexim Holdings Limited (оба офшора ОНЭКСИМ) о признании недействительным обязательного предложения о выкупе акций ТГК-4, которое было сделано 14.07.2008 г. миноритарным акционерам. Ближайшее рассмотрение иска состоится 18 февраля. При отказе по иску ОНЭКСИМУ предстоит выкупить акции на 25,64 млрд. руб.

При этом в СМИ появилась информация об урегулировании конфликта с несколькими миноритарными акционерами ТГК-4 – ФСК и РусГидро уже получили деньги за акции, предъявленные к оферте.

Мы не считаем, что эта сумма станет существенной для Прохорова – по различным оценкам за продажу доли в компании «КМ инвест» Владимиру Потанину и блокирующего пакета акций «Норильского никеля» UC Rusal бизнесмен выручил около \$8 млрд., еще \$2-3 млрд. он должен получить от UC Rusal весной текущего года. Последней сделкой ОНЭКСИМа стала продажа 100%-ной доли в УК «Росбанк» ее менеджменту. При наличии такой денежной позиции ОНЕКСИМ становится даже более надежным акционером, чем Газпром (если, конечно не учитывать уход от выполнения обязательств по оферте).

Сильные стороны

- наличие сильного мажоритарного акционера Группы ОНЕКСИМ Михаила Прохорова;
- перспективный регион работы ТГК-4 – Центральная Россия.

Основные риски

- дефицит средств на инвестиционную программу у ТГК-4 ожидается в середине 2009 г. и может совпасть с исполнением оферты по облигациям компании;
- значительная просрочка по дебиторской задолженности.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	15 242	14 870	17 440	16 208	-7,1%
Внеоборотные активы	18 177	20 076	20 596	23 238	12,8%
Дебиторская задолженность	2 350	3 853	5 458	7 792	42,8%
КФВ	12	0	16	8 196	50466,5%
Деньги	471	347	237	112	-52,5%
Оборотные активы	5 022	6 161	7 648	18 037	135,8%
Всего активов	23 198	26 237	28 243	41 275	46,1%
Собственные средства	16 670	16 346	16 752	32 817	95,9%
Долгосрочные займы	2 741	5 045	5 178	3 658	-29,4%
Краткосрочные займы	2 216	3 126	4 815	2 719	-43,5%
Кредиторская задолженность	1 216	1 330	1 037	1 532	47,8%
Всего пассивов	23 198	26 237	28 243	41 275	46,1%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	8 161	16 471	24 255	19 395	17,8%
Валовая прибыль	1 405	1 592	2 896	1 799	13,0%
ЕБИТДА	1 230	1 351	2 533	1 165	-13,8%
Прибыль до налогов	723	121	856	197	63,5%
Чистая прибыль	480	-72	384	-34	-53,3%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	4 485	7 824	9 756	6 265	-35,8%
Чистый долг/активы	0,19	0,30	0,35	0,15	-56,1%
Капитал/займы	3,36	2,00	1,68	5,15	207,0%
Чистый долг/выручка	0,55	0,36	0,40	0,24	-39,8%
Чистый долг/ЕБИТДА	3,65	4,34	3,85	4,03	4,7%
ЕБИТДА/%	8,68	3,99	5,30	3,08	-41,8%
Рентабельность активов	2,1%	-0,4%	1,4%	-0,1%	-1,5 п.п.
Рентабельность капитала	2,9%	-0,6%	2,3%	-0,1%	-2,4 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	15,1%	8,2%	10,4%	6,0%	-4,4 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	5,9%	-0,4%	1,6%	-0,2%	-1,8 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ТГК-6

Кредитный риск: выше среднего



Облигация	ТГК-6-Инвест, 1
Поручитель	ОАО «Дзержинская ТЭЦ»
Объем выпуска	2 000 млн. руб.
Дата размещения	27.02.2007
Срок обращения	5 лет
Оферта	27.02.09, цена: 100
Котировки bid/offer	97,46 / 98,4
Доходность	29,33%
Купон	10,00%
Организатор	Райффайзенбанк, НОМОС-БАНК

ОАО «ТГК-6» объединяет генерирующие мощности Владимирской, Ивановской, Мордовской, Нижегородской и Пензенской областей, в состав которых входят 14 ТЭЦ, 1 ГРЭС и 3 котельных. Суммарная установленная электрическая мощность ТГК-6 составляет 3 112,5 МВт, тепловая - 10 688,8 Гкал/ч, общая протяженность магистральных тепловых сетей (включая арендованные) - 772 км. Стратегическим акционером ТГК-6 является ОАО «КЭС-Холдинг», владеющее более 50% акций компании.

За 9 мес. 2008 г. ТГК-6 продемонстрировала слабую отчетность – валовой убыток компании составил 382 млн. руб., чистый убыток – 252 млн. руб. Показатель EBITDA составил всего 386 млн. руб. при рентабельности – 2,7%. Финансовые результаты за отчетный период не сопоставимы с результатами за прошедшие годы, т.к. в качестве единой операционной компанией ТГК-6 работает только с октября 2007 г., когда было завершено формирование компании присоединением Дзержинской и Игумновской ТЭЦ.

В сентябре 2008 г. в рамках оптимизации структуры управления энергетическими активами, которыми владеет «КЭС-Холдинг», генерирующие и теплосетевые мощности ТГК-6 были переданы под управление дивизиону «Генерация Центра». Всего в КЭС-Холдинге созданы 6 дивизионов по направлениям деятельности: «Генерация Урала» (входят генерирующие мощности ТГК-9 и ТГК-5), «Генерация Центра» (ТГК-6), «Генерация Волги» (ТГК-7), «Трейдинг» (управляет загрузкой генерирующих мощностей), «Ритейл» (объединяет 6 энергосбытовых компании и 12 газораспределительных организаций (бренд «ГАЗЭКС»)), «Развитие мощностей» (реализация инвестиционных проектов ТГК).

В результате КЭС-Холдинг, входящий в Группу «Ренова» Виктора Вексельберга, представляет собой вертикально-интегрированный энергохолдинг. Подобная структура позволяет оптимизировать издержки и использовать эффект синергии объединенной энергетической компании. В частности, предполагается осуществлять централизованные закупки в единой Торгово-закупочной системе КЭС-Холдинга, единое управление реализацией инвестиционных программ ТГК, финансовую гибкость при использовании и привлечение средств. К 2010 г. КЭС планируют осуществить перевод подконтрольных ТГК на единую акцию.

Эффективность КЭС, как нового собственника генерирующих активов, подтверждается намерением реализовать в 2009 г. программу оптимизации своей деятельности. Глава компании Михаил Слободин сообщил, что оптимизация затрат коснется как операционной, так и инвестиционной деятельности КЭС-Холдинга - в течение 2-3 лет холдинг сконцентрируется на оптимизации за счет организационных и административных решений, а также на выполнении работ по повышению эффективности с низкими капиталовложениями.

Позитивным моментом является заявление КЭС-Холдинга о намерении выполнить инвестпрограмму ТГК-6 в полном объеме, несмотря на кризис. В рамках реализации

первоочередных проектов инвестиционной программы до 2012 г. ТГК-6 должна ввести 427 МВт новых мощностей. До конца 2010 г. компания должна реализовать 3 крупных проекта по реконструкции Новогорьковской, Игумновской и Сормовской ТЭЦ, вложив 20 млрд. руб.

В целом, несмотря на слабые финансовые результаты ТГК-6, мы позитивно оцениваем дальнейшее развитие компании благодаря комплексному подходу основного акционера. Мы также ожидаем, что ТГК-6 Инвест сможет без проблем пройти очередную оферту 27.02.09 г. – на 30.09.2008 г. на балансе компании оставалось порядка 11 млрд. руб., которые вряд ли будут потрачены до февраля 2009 г. В противном случае расчет по облигациям будет произведен за счет средств других ТГК, входящих в структуру холдинга.

Сильные стороны

- наличие сильного мажоритарного акционера в лице КЭС-Холдинга В. Вексельберга;
- повышение эффективности компании в будущем за счет оптимизации структуры управления и деятельности КЭС-Холдинга в целом;
- наличие значительных объемов денежных средств на балансе ТГК-1 позволят успешно пройти оферту по облигационному выпуску в феврале 2009 г.;

Основные риски

- слабые финансовые результаты компании по итогам 9 мес. 2008 г.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.				к 2007 г.	
Основные средства	17	7 458	11 197	10 733	-4,1%
Внеоборотные активы	23 705	13 649	14 922	15 833	6,1%
Дебиторская задолженность	39	1 293	2 033	4 150	104,2%
КФВ	0	397	27	10 934	40548,5%
Деньги	1	260	67	273	305,5%
Оборотные активы	43	3 277	3 720	17 113	360,0%
Всего активов	23 748	16 926	18 642	32 946	76,7%
Собственные средства	23 707	13 382	12 652	26 760	111,5%
Долгосрочные займы	0	685	1 843	2 704	46,7%
Краткосрочные займы	0	1 567	1 585	1 211	-23,6%
Кредиторская задолженность	41	849	1 431	1 217	-14,9%
Всего пассивов	23 748	16 926	18 642	32 946	76,7%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.				к 9М'07	
Выручка	300	6 191	11 350	14 257	130,3%
Валовая прибыль	32	-431	74	-382	-11,4%
ЕБИТДА	13 243	6 552	7 603	386	-94,1%
Прибыль до налогов	13 240	6 550	6 907	-287	-104,4%
Чистая прибыль	13 233	6 619	6 851	-252	-103,8%
Основные финансовые коэффициенты				к 2007 г.	
Чистый долг, млн. руб.	-1	1 992	3 360	3 641	8,4%
Чистый долг/активы	0,00	0,12	0,18	0,11	-38,7%
Капитал/займы	-	5,94	3,69	6,84	85,2%
Чистый долг/выручка	0,00	0,24	0,30	0,19	-35,3%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,00	0,23	0,44	7,08	1501,8%
ЕБИТДА/%	-	105,33	57,47	1,57	-97,3%
Рентабельность активов	55,7%	52,1%	36,8%	-1,0%	-37,8 п.п.
Рентабельность капитала	55,8%	65,9%	54,2%	-1,3%	-55,5 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	4417,9%	105,8%	67,0%	2,7%	-64,3 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	4414,4%	106,9%	60,4%	-1,8%	-62,2 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ЮГК ТГК-8

Кредитный риск: низкий



Облигация	ЮГК ТГК-8, 1
Поручитель	ООО "ЮГК-Инвест"
Объем выпуска	3 500 млн. руб.
Объем в рынке	242 млн. руб.
Дата размещения	17.05.2007
Срок обращения	5 лет
Оферта	18.05.09, цена: 100
Котировки bid/offer	94,15 / 99,9
Доходность	22,95%
Купон	8,00%
Организатор	ИГ КапиталЪ, Райффайзенбанк

ОАО «Южная генерирующая компания ТГК-8» объединяет генерирующие мощности Астраханской, Волгоградской, Ростовской области, Ставропольского края, Республики Дагестан, а также владеет 66,9% акций ОАО «Кубанская генерирующая компания». В состав ТГК-8 входит 13 ТЭЦ, 2 ГРЭС, 4 ГЭС и 6 котельных. Установленная электрическая мощность компании составляет 3,601 тыс. МВт, тепловая - 13,366 тыс. Гкал/ч. Через дочерние Группа «ЛУКОЙЛ» владеет более 95% уставного капитала ЮГК ТГК-8. В настоящее время идет процесс консолидации долей в компании, результатом которой станет преобразование ЮГК ТГК-8 из ОАО в ООО в качестве дочерней компании ЛУКОЙЛа.

Финансовые показатели ТГК-8 по итогам 9 мес. 2008 г. практически полностью повторили итоги работы компании за 9 мес. 2007 г. – выручка составила 11,9 млрд. руб., убыток – 391 млрд. руб., показатель EBITDA несколько вырос и составил 422 млн. руб. В целом, деятельность ТГК-8 характеризуется практически нулевой рентабельностью по чистой прибыли по итогам года. Также компания отличается крайне низкой платежной дисциплиной потребителей региона – на долю просроченной дебиторской задолженности покупателей и заказчиков приходится 71% - 2,2 млрд. руб. Для повышения эффективности компании и снижения издержек ТГК-8 рассматривает возможность сокращения численности персонала на 10-12% в середине 2009 г.

Совокупный долг ТГК-8 составляет всего 314 млн. руб., из которого 242 млн. руб. – оставшиеся облигации в обращении после оферты в июне 2008 г. При этом, остатки денежных средств от СПО на 30.09.2008 г. составляли 11 млрд. руб., и, по словам начальника главного управления энергетики ЛУКОЙЛа Александра Смирнова, инвестпрограмма ТГК-8 на 2009 г. полностью обеспечена финансовыми средствами.

Также по данным Александра Смирнова, в рамках инвестиционной программы ТГК-8 планирует перенести сроки строительства одной из ТЭЦ за 2014 г., мощности которой (155 МВт) оказались невостребованными. Доля отложенной мощности в общем объеме первоочередных проектов (около 900 МВт) незначительна, поэтому это не повлияет на долгосрочное развитие компании, однако позволит высвободить средства на текущие проекты ТГК-8.

Учитывая наличие финансовых ресурсов на реализацию инвестпрограммы на 2009 г. и потенциальную поддержку стратегического инвестора – ЛУКОЙЛа – кредитные риски по ТГК-8 минимальны и определяются рисками самого ЛУКОЙЛа.

Сильные стороны

- наличие сильного мажоритарного акционера - ЛУКОЙЛа;
- повышение эффективности компании в будущем за счет оптимизации издержек;
- наличие финансовых ресурсов на реализацию инвестпрограммы на 2009 г.;
- низкий уровень долга.

Основные риски

- слабые финансовые результаты компании по итогам 9 мес. 2008 г.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	10 662	11 668	13 238	12 655	-4,4%
Внеоборотные активы	11 756	16 285	23 210	18 573	-20,0%
Дебиторская задолженность	2 499	3 335	4 883	10 559	116,2%
КФВ	0	97	16 354	10 453	-36,1%
Деньги	404	103	513	444	-13,5%
Оборотные активы	4 925	5 537	22 949	23 119	0,7%
Всего активов	16 681	21 822	46 159	41 692	-9,7%
Собственные средства	11 049	14 792	39 209	39 385	0,4%
Долгосрочные займы	719	3 640	3 535	242	-93,1%
Краткосрочные займы	2 775	1 396	1 000	72	-92,8%
Кредиторская задолженность	2 034	1 789	2 188	1 622	-25,9%
Всего пассивов	16 681	21 822	46 159	41 692	-9,7%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	14 556	11 890	17 054	11 889	0,0%
Валовая прибыль	-150	-233	98	-233	0,0%
ЕБИТДА	417	348	1 132	422	21,3%
Прибыль до налогов	21	-434	221	-429	-1,1%
Чистая прибыль	41	-396	28	-391	-1,2%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	3 091	4 932	4 022	-130	-103,2%
Чистый долг/активы	0,19	0,23	0,09	0,00	-103,6%
Капитал/займы	3,16	2,94	8,65	125,30	1349,3%
Чистый долг/выручка	0,21	0,31	0,24	-0,01	-103,5%
Чистый долг/ЕБИТДА	7,42	10,64	3,55	-0,23	-106,5%
ЕБИТДА/%	2,65	1,34	3,29	1,64	-50,1%
Рентабельность активов	0,2%	-2,4%	0,1%	-1,3%	-1,4 п.п.
Рентабельность капитала	0,4%	-3,6%	0,1%	-1,3%	-1,4 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	2,9%	2,9%	6,6%	3,5%	-3,1 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	0,3%	-3,3%	0,2%	-3,3%	-3,5 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



ТГК-10

Кредитный риск: низкий



Облигация	ТГК-10, 1	ТГК-10, 2
Поручитель	ООО «ТГК-10-Финанс»	
Объем выпуска	3 000 млн. руб.	5 000 млн. руб.
Дата размещения	21.06.2007	18.02.2008
Срок обращения	3 года	5 лет
Оферта	22.06.09, цена: 100	13.02.09, цена: 100
Котировки bid/offer	94,16 / 94,50	98,75 / 98,95
Доходность	25,21%	32,46%
Купон	7,60%	9,75%
Организатор	ОТКРЫТИЕ, Райффайзенбанк, Тройка Диалог	Тройка Диалог

Производственные станции ОАО «ТГК-10» расположены на Урале и в Западной Сибири - в Тюменской и Челябинской областях, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком АО. В состав ТГК-10 входят 8 ТЭЦ общей электрической мощностью 2 773 МВт и тепловой - более 13 600 Гкал/час. Мажоритарным акционером ТГК-10 является финский Fortum, который после завершения выкупа акций у миноритариев по оферте получил 93,4% компании.

За 9 мес. 2008 г. выручка ТГК-10 выросла по сравнению с 9 мес. 2007 г. всего на 4% - до 16,3 млрд. руб. Значительный рост показала рентабельность на уровне валовой прибыли, которая выросла почти на 70% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Отрицательный показатель EBITDA связан со значительным объемом процентов к получению (1,29 млрд. руб.), которые исключаются при расчете данного показателя. А выросший убыток до 110 млн. руб. стал следствием роста прочих расходов до 2,18 млрд. руб. Таким образом, в плане сокращения основных издержек компания продемонстрировала положительную динамику.

Общий объем инвестиционной программы компании до 2012 г. оценивается примерно в 2,5 млрд. евро (400 млн. евро из этой суммы уже было израсходовано в 2007-2008 гг.). В результате к 2013 г. установленная мощность компании увеличится на 2 300 МВт. Инвестиции на 2009 г. запланированы в размере 17,5 млрд. руб. При этом на 30.09.2008 г. на балансе компании находилось порядка 40 млрд. руб. – средств от допэмиссии, а также 8 млрд. руб. – средства двух облигационных займов, оферты по которым состоятся в феврале и июне 2009 г. В соответствии с графиком инвестиций, опубликованном на сайте ТГК-10, даже с учетом погашения по офертам 100% облигационных займов, компания обеспечена денежными средствами как минимум до III кв. 2010 г.

Также в 2009 г. мы ожидаем повышения эффективности работы ТГК-10 – Fortum, являясь одним из ведущих электроэнергетических концернов Финляндии и Скандинавии, зарекомендовала себя в качестве профессионального управляющего электроэнергетическими активами. По сообщениям компании, Fortum ведет активную работу по интеграции ТГК-10 в группу Fortum. Также в компании реализуется программа по повышению эффективности, результатом которой станет дополнительный доход в размере до 100 млн. евро в год к 2011 г.

Сильные стороны

- наличие сильного мажоритарного акционера – концерна Fortum;
- повышение эффективности компании за счет сокращения издержек и интеграции ТГК-10 в корпоративную структуру Fortum;
- наличие значительных финансовых ресурсов на реализацию инвестпрограммы;

Основные риски

- слабые финансовые результаты компании по итогам 9 мес. 2008 г.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	14 259	15 350	13 400	12 941	-3,4%
Внеоборотные активы	18 318	17 939	19 744	21 894	10,9%
Дебиторская задолженность	2 741	4 690	6 675	13 398	100,7%
КФВ	0	76	102	1 163	1042,9%
Деньги	431	3 521	1 890	40 361	2035,2%
Оборотные активы	4 742	10 062	10 518	56 994	441,9%
Всего активов	23 060	28 001	30 262	78 888	160,7%
Собственные средства	20 130	19 900	21 694	68 288	214,8%
Долгосрочные займы	0	3 063	3 007	8 128	170,3%
Краткосрочные займы	1 220	2 153	3 528	0	-100,0%
Кредиторская задолженность	1 558	2 693	1 793	2 091	16,6%
Всего пассивов	23 060	28 001	30 262	78 888	160,7%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	9 746	15 638	24 214	16 268	4,0%
Валовая прибыль	552	449	1 040	760	69,3%
ЕБИТДА	970	995	1 660	-62	-106,2%
Прибыль до налогов	466	94	392	412	339,3%
Чистая прибыль	322	-86	96	-110	28,7%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	789	1 695	4 644	-32 233	-2002,1%
Чистый долг/активы	0,03	0,06	0,15	-0,41	-775,1%
Капитал/займы	16,50	3,82	3,32	8,40	120,2%
Чистый долг/выручка	0,08	0,08	0,19	-1,49	-1928,5%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,81	1,28	2,80	389,90	30434,7%
ЕБИТДА/%	89,95	11,28	11,76	-0,45	-104,0%
Рентабельность активов	1,4%	-0,4%	0,3%	-0,2%	-0,5 п.п.
Рентабельность капитала	1,6%	-0,6%	0,4%	-0,2%	-0,6 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	9,9%	6,4%	6,9%	-0,4%	-7,3 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	3,3%	-0,5%	0,4%	-0,7%	-1,1 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



РусГидро (ГидроОГК)

Кредитный риск: низкий



Облигация	УК ГидроОГК, 1
Поручитель	ОАО "РусГидро"
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	05.07.2006
Срок обращения	5 лет
Оферта	-
Котировки bid/offer	72,0 / 73,5
Доходность	24,98%
Купон	8,10%
Организатор	КИТ Финанс
Рейтинг	S&P: BBB-/Стабильный 08.12.08 г.

ОАО «РусГидро» объединяет более 50 российских гидростанций общей установленной мощностью 25 336,6 МВт. РусГидро – лидер в производстве энергии на базе возобновляемых источников, развивающий генерацию на основе энергии водных потоков, морских приливов, ветра и геотермальной энергии; является 2 по величине гидрогенерирующей компанией в мире. Доля государства в уставном капитале РусГидро составляет 60,37%, доля миноритарных акционеров - 39,63%.

За 9 мес. 2008 г. РусГидро выработало 60 285,8 млн. кВтч электрической энергии, что составляет 94,2% от плана. Снижение объема выработки э/э связано с неблагоприятной гидрологической обстановкой в бассейнах большинства водохранилищ и маловодностью рек к началу осенне-зимнего периода 2008-2009 гг. В I квартале РусГидро ожидает повышенного притока воды в Волжско-Камский каскад ГЭС, который составляет около 40% мощности компании. КИУМ компании составил 36,2%.

Отчетность компании по РСБУ за 9 мес. 2008 г. показала значительный рост рентабельности РусГидро - рентабельность EBITDA составила 49,2%, чистой прибыли – 27,1%. Благодаря использованию возобновляемых источников энергии, РусГидро - самая эффективная компания отрасли. Выручка РусГидро за отчетный период составила 45,5 млрд. руб., EBITDA – 22,4 млрд. руб., чистая прибыль – 12,3 млрд. руб. При этом отчетность компании за 9 мес. 2008 г. не сопоставима с отчетностью за 9 мес. 2007 г., т.к. фактически единая операционная структура РусГидро была окончательно сформирована 01.07.2008 г.

Инвестиционная программа РусГидро до 2012 г. самая масштабная в отрасли - 600 млрд. руб. (окончательно пока не утверждена). На 2008 г. программа утверждена в размере 55,5 млрд. руб., что на 30% ниже плана. Инвестпрограмма на 2009 г. утверждена на уровне 79,58 млрд. руб. (+43% к 2008 г.) и вводом 145 МВт генерирующих мощностей. В I кв. 2009 г. инвестиции составят 14 млрд. руб. В текущем году РусГидро будет финансировать приоритетные стройки: Загорскую ГАЭС-2, Бурейскую ГЭС, Кашхатау ГЭС и пр.

Долговая нагрузка компании остается на низком уровне – на 30.09.2008 г., показатель чистый долг/EBITDA составил всего 0,44х, EBITDA/% - 23,9х. По заявлениям менеджмента, РусГидро не планирует привлекать кредиты по текущим рыночным ставкам и не испытывает в этом острой потребности – ближайшее значимое погашение будут в 2010 г. При этом, средства от реализации непрофильных активов, переведенных на баланс РусГидро (21,71% ОГК-1, ряд ЭСК), должны были пойти на инвестпрограмму компании, и продажа их на текущий момент невозможна из-за рыночной конъюнктуры. Данные источники финансирования в 2009 г. могут быть замещены выпуском инфраструктурных облигаций в объеме 9 млрд. руб. - Минэнерго РФ уже подготовило предложение в Правительство о выделении компании господдержки на 2009 г. Также в связи с кризисом, РусГидро сосредоточится на повышении операционной эффективности и снижении издержек - менеджмент компании уже заявил о

намерении сократить 17% персонала.

В результате 2 допэмиссий, основной объем которых будет выкупать государство, РусГидро планирует привлечь 26 млрд. руб. Размещение первого допвыпуска на 10 млрд руб. завершится 18 февраля 2009 г., размещение второго состоится в течение 2009 г. В проекте бюджета РФ на 2009 г. предусмотрены средства для внесения в уставный капитал РусГидро в объеме 9,65 млрд. руб. Учитывая рыночную ситуацию, скорее всего, государство увеличит объем средств и полностью выкупит допэмиссии РусГидро.

Сильные стороны

- РусГидро – государственная гидрогенерирующая компания России, выполнение инвестиционной программы которой является приоритетной задачей государства;
- высокая рентабельность компании;
- отсутствие необходимости значительных объемов рефинансирования долга в 2009 г.;

Основные риски

- гигантский масштаб инвестиционной программы, выполнение которой полностью зависит от поддержки государства.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	2 681	2 954	3 063	239 009	7703,7%
Внеоборотные активы	128 751	135 006	129 426	338 754	161,7%
Дебиторская задолженность	22 636	32 098	48 450	71 185	46,9%
КФВ	6 098	10 048	14 118	19 412	37,5%
Деньги	88	5 124	1 906	5 012	163,0%
Оборотные активы	28 892	47 407	64 615	96 955	50,1%
Всего активов	157 643	182 413	194 041	435 710	124,5%
Собственные средства	141 735	148 973	176 755	406 005	129,7%
Долгосрочные займы	14 300	15 800	15 800	17 786	12,6%
Краткосрочные займы	278	355	465	349	-25,1%
Кредиторская задолженность	521	16 435	1 021	10 621	940,5%
Всего пассивов	157 643	182 413	194 041	435 710	124,5%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	5 494	31 709	41 798	45 499	43,5%
Валовая прибыль	-458	7 903	8 504	16 928	114,2%
ЕБИТДА	1 512	10 320	10 866	22 379	116,8%
Прибыль до налогов	1 492	10 312	10 884	17 516	69,9%
Чистая прибыль	1 504	8 358	8 616	12 317	47,4%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	14 490	11 032	14 359	13 123	19,0%
Чистый долг/активы	0,09	0,06	0,07	0,03	-50,2%
Капитал/займы	9,72	9,22	10,87	22,39	142,8%
Чистый долг/выручка	2,64	0,26	0,34	0,22	-17,1%
Чистый долг/ЕБИТДА	9,58	0,80	1,32	0,44	-45,1%
ЕБИТДА/%	4,84	10,92	8,36	23,94	119,1%
Рентабельность активов	1,0%	6,1%	4,4%	3,8%	-0,6 п.п.
Рентабельность капитала	1,1%	7,5%	4,9%	4,0%	-0,9 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	27,5%	32,5%	26,0%	49,2%	23,2 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	27,4%	26,4%	20,6%	27,1%	6,5 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



Региональные энергетические компании

Башкирэнерго

Кредитный риск: выше среднего



Облигация	Башкирэнерго, 3
Поручитель	ООО "Башкирская сетевая компания"
Объем выпуска	1 500 млн. руб.
Дата размещения	04.04.2006
Срок обращения	5 лет
Оферта	23.03.09, цена: 100
Котировки bid/offer	95,0 / 97,0
Доходность	49,52%
Купон	8,30%
Организатор	ВТБ

ОАО «Башкирэнерго» - одна из крупнейших региональных энергетических систем России. Установленная электрическая мощность компании составляет 5 139,2 МВт, тепловая мощность - 17 393,9 Гкал/ч. В составе генерирующих мощностей Башкирэнерго входит 1 ГРЭС, 11 ТЭЦ, 2 ГЭС, 5 ГТУ, 7 газопоршневых агрегатов, 1 ветроэлектростанция и 8 малых ГЭС. В топливном балансе компании 92,5% приходится на газ, 7,5% – на мазут и уголь. Акционеры компании - ОАО «АНК «Башнефть» (11,63% акций), ОАО «Ново-Уфимский НПЗ» (11,63%), ОАО «Уфанефтехим» (12,98%), ОАО «Уфимский НПЗ» (11,63%). В ноябре 2008 г. ФАС РФ запретила сделку по продаже 21,27% Башкирэнерго - в мае 2008 г. РАО ЕЭС продало данный пакет акций Башкирэнерго компании Юнитрейд, представляющей интересы КЭС Холдинга. Таким образом, 21,27% акций Башкирэнерго были переданы на баланс ФСК ЕЭС.

ООО «Башкирская генерирующая компания» (дочернее предприятие Башкирэнерго, созданное в 2006 г. в рамках реформы по разделению активов) за 9 мес. 2008 г. выработало 16 856,93 млн. кВт ч электроэнергии, что соответствует показателю 9 мес. 2007 г (+0,4%). Выручка Башкирэнерго за отчетный период увеличилась на 19,6% - до 46,7 млрд. руб. при снижении показателя EBITDA до 2,5 млрд. руб. (-34,8%) и чистой прибыли – до 1,4 млрд. руб. (-48,7%). Также отмечается значительный рост просроченной дебиторской задолженности покупателей и заказчиков, которая на 30.09.2008 г. составила 2,7 млрд. руб. (58% от задолженности).

Текущая инвестиционная программа Башкирэнерго предусматривает строительство генерирующих и распределительных мощностей. Крупнейшим проектом компании является строительство парогазовой ТЭЦ-5 в г. Уфе электрической мощностью 440 МВт (2 ПГУ-220). Ввод ТЭЦ в эксплуатацию намечен на 2011 г. На 2008 г. компанией планировались инвестиции в размере 4 593 млн. руб. Основными источниками называлась амортизация, прибыль и привлеченные средства для осуществления технического присоединения потребителей к сетям Башкирэнерго. Объем инвестиций на 2009 г. компания не называет, хотя можно ожидать, что значительного роста капитальных вложений по сравнению с 2008 г. не произойдет.

По итогам 9 мес. 2008 г. чистый долг Башкирэнерго составлял 3,5 млрд. руб. при относительно низких показателях долговой нагрузки - чистый долг/EBITDA – 1,0х, EBITDA/% - 11,2х. В марте компании предстоит пройти оферту по облигационному выпуску объемом 1,5 млрд. руб. В целом, у нас не возникает сомнений в способности Башкирэнерго успешно пройти оферту.

Однако определенные риски вызывают основные акционеры компании – предприятия Башкирского ТЭКа. В конце 2008 г. АФК «Система» стала управляющим предприятиями Башкирского ТЭКа, которая владеет блоком пакетом акций в данных компаниях. Контрольным пакетом владеют структуры, близкие к сыну президента Башкирии Уралу Рахимову. Акции 6

компаний Башкирского ТЭКа в настоящий момент находятся под арестом, поскольку ФНС пытается взыскать их в пользу государства из-за неправомерных сделок с акциями компаний. Однако 26 января в Федеральном арбитражном суде представитель межрегиональной инспекции № 1 подал ходатайство об отзыве исков, что говорит о скором окончании дела. В перспективе это позволит Системе довести долю в предприятиях Башкирского ТЭКа до контрольной. Однако на текущий момент поддержка мажоритарных акционеров при возникновении проблем с финансированием инвестпроектов и/или погашением долгов Башкирэнерго ограничена.

Сильные стороны

- невысокий уровень долга (чистый долг/ЕБИТДА – 1,0х, ЕБИТДА/% - 11,2х);
- относительно небольшая инвестиционная программа (оценочно);
- отсутствие необходимости значительных объемов рефинансирования долга в 2009 г. (облигационный заем – 1,5 млрд. руб.);

Основные риски

- поддержка мажоритарных акционеров при возникновении проблем с финансированием инвестпроектов и/или погашением долгов ограничена;
- существует риск неисполнения оферты из-за судебных разбирательств по искам ФНС.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	2 003	745	720	702	-2,5%
Внеоборотные активы	34 136	33 096	32 727	32 936	0,6%
Дебиторская задолженность	4 697	5 890	5 686	7 166	26,0%
КФВ	599	1 605	1 138	1 698	49,3%
Деньги	399	479	600	466	-22,3%
Оборотные активы	7 455	9 074	8 463	9 977	17,9%
Всего активов	41 591	42 170	41 190	42 913	4,2%
Собственные средства	33 325	35 652	34 754	35 248	1,4%
Долгосрочные займы	2 000	1 500	1 500	1 500	0,0%
Краткосрочные займы	1 300	1 345	1 615	2 480	53,6%
Кредиторская задолженность	3 914	2 438	2 232	2 359	5,7%
Всего пассивов	41 591	42 170	41 190	42 913	4,2%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	37 732	39 037	53 881	46 682	19,6%
Валовая прибыль	2 039	3 594	4 491	3 458	-3,8%
ЕБИТДА	9 785	3 892	3 391	2 536	-34,8%
Прибыль до налогов	9 059	3 637	3 045	2 271	-37,6%
Чистая прибыль	8 770	2 797	1 900	1 436	-48,7%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	2 901	2 366	2 515	3 514	48,5%
Чистый долг/активы	0,07	0,06	0,06	0,08	45,9%
Капитал/займы	10,10	12,53	11,16	8,86	-29,3%
Чистый долг/выручка	0,08	0,05	0,05	0,06	24,2%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,30	0,46	0,74	1,04	127,9%
ЕБИТДА/%	42,55	23,96	15,01	11,22	-53,2%
Рентабельность активов	21,1%	8,8%	4,6%	4,5%	-0,1 п.п.
Рентабельность капитала	26,3%	10,5%	5,5%	5,4%	-0,1 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	25,9%	10,0%	6,3%	5,4%	-0,9 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	23,2%	7,2%	3,5%	3,1%	-0,4 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



Генерирующая компания

Кредитный риск: низкий



Облигация	Генерирующая компания, 1
Поручитель	ОАО "Татэнерго"
Объем выпуска	2 000 млн. руб.
Дата размещения	24.06.2008
Срок обращения	3 года
Оферта	01.07.09, цена: 100
Котировки bid/offer	95,99 / 99,85
Доходность	10,68%
Купон	9,25%
Организатор	Банк Зенит, Банк Российский Кредит

ОАО «Генерирующая компания» является дочерней компанией ОАО «Татэнерго» и объединяет все генерирующие мощности Татарстана. Установленная электрическая мощность компании составляет 6 975 МВт (ТЭС – 5770 МВт -82,72%, Нижнекамская ГЭС – 1205 МВт - 17,28%), тепловая мощность – 15 032 Гкал/ч. Основным акционером Татэнерго – Республика Татарстан.

Татэнерго наряду с Башкирэнерго, Иркутскэнерго и Новосибирскэнерго относится к т. н. независимым энергокомпаниям, которые в рамках реформирования отрасли приобретают ряд преференций. Несмотря на то, что по закону юридически реформирование естественных электроэнергетических монополий происходит с выделением компаний по виду деятельности, независимые энергокомпании фактически сохраняют вертикально интегрированную структуру – от генерации до распределения и сбыта электрической и тепловой энергии конечным потребителям.

За 9 мес. 2008 г. выручка Генерирующей компании составила 22,9 млрд. руб., что на 16% больше аналогично периода 2007 г. Показатель EBITDA снизился на 27,9% - 1,9 млрд. руб., чистая прибыль показала снижение на 33,3% - до 1,05 млрд. руб. Соответственно рентабельность EBITDA снизилась до 8,4%, чистой прибыли – до 4,6%.

Долговая нагрузка Генерирующей компании остается на низком уровне и составляет 2,05 млрд. руб. – долг полностью сформирован размещенным ранее облигационным займом (на балансе материнской Татэнерго долгов нет). При этом чистый долг/EBITDA составляет 0,67х, EBITDA/% - 38,36х. Таким образом, невысокая долговая нагрузка Татэнерго позволяет собственными силами пройти оферту по займу в июне 2008 г.

В рамках реализации инвестиционной программы Татэнерго, компания заручилась поддержкой Правительства Татарстана - премьер-министр Татарстана Рустам Минниханов заявлял, что отрасль электроэнергетики остается приоритетной для республики и Татарстан не отказывается от модернизации Татэнерго. При этом Татэнерго в ходе реализации инвестиционной программы может обратиться за поддержкой в министерство энергетики РФ и Внешэкономбанк (ВЭБ).

Ранее совокупная инвестиционная программа Татэнерго на 2008-2015 гг. оценивалась в 98,3 млрд. руб. (включает в себя инвестиции в генерацию и распределительные сети). Основными источниками финансирования программы должны стать амортизация (20,4 млрд. руб.) и прибыль (17,3 млрд. руб.). Дефицит собственных источников (60,6 млрд. руб.) должны покрыть заемные средства и средства от SPO акций «Генерирующая компания» и «Сетевая компания».

В целом, учитывая невысокий уровень долга Генерирующей компании и Татэнерго, а также потенциальную поддержку Правительства Республики Татарстан, мы оцениваем кредитное качество эмитента на высоком уровне.

Сильные стороны

- потенциальная поддержка Правительства Республики Татарстан;
- невысокий уровень долга (чистый долг/ЕБИТДА – 0,67х, ЕБИТДА/% - 38,36х);

Основные риски

- выполнение инвестпрограммы в значительной степени зависит от кредитования со стороны госбанков.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	6 393	6 281	7 074	7 005	-1,0%
Внеоборотные активы	7 314	7 946	8 651	9 178	6,1%
Дебиторская задолженность	1 231	2 063	2 548	3 201	25,6%
КФВ	8	68	68	883	1198,1%
Деньги	32	510	312	338	8,4%
Оборотные активы	2 229	3 530	3 759	5 797	54,2%
Всего активов	9 542	11 476	12 410	14 975	20,7%
Собственные средства	7 699	9 252	10 085	10 896	8,0%
Долгосрочные займы	0	0	0	2 050	-
Краткосрочные займы	501	500	0	0	0,0%
Кредиторская задолженность	1 330	1 691	1 935	1 366	-29,4%
Всего пассивов	9 542	11 476	12 410	14 975	20,7%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	22 314	19 745	27 410	22 926	16,1%
Валовая прибыль	749	2 385	3 554	1 666	-30,1%
ЕБИТДА	1 023	2 661	3 821	1 919	-27,9%
Прибыль до налогов	561	2 176	3 285	1 478	-32,1%
Чистая прибыль	357	1 578	2 409	1 052	-33,3%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	469	-10	-312	1 711	-17917,9%
Чистый долг/активы	0,05	0,00	-0,03	0,11	-13755,2%
Капитал/займы	15,36	18,50	-	5,32	-71,3%
Чистый долг/выручка	0,02	0,00	-0,01	0,06	-15445,8%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,46	0,00	-0,08	0,67	-4599,5%
ЕБИТДА/%	246,57	71,87	77,62	38,63	195,1%
Рентабельность активов	3,7%	18,3%	19,4%	9,4%	-10,1 п.п.
Рентабельность капитала	4,6%	22,7%	23,9%	12,9%	-11,0 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	4,6%	13,5%	13,9%	8,4%	-5,5 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	1,6%	8,0%	8,8%	4,6%	-4,2 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



Иркутскэнерго

Кредитный риск: выше среднего



ИРКУТСКЭНЕРГО

Облигация	Иркутскэнерго, 1
Поручитель	ООО "Иркутскэнергофинанс"
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	04.12.2008
Срок обращения	5 лет
Оферта	07.12.09, цена: 100
Котировки bid/offer	-
Доходность	16,04%
Купон	15,50%
Организатор	Газпромбанк
Рейтинги	S&P B-/Негативный 20.01.2009 Moody's B3/Негативный 23.12.2008

ОАО «Иркутскэнерго» - одна из крупнейших российских энергокомпаний. Установленная мощность ее электростанций составляет 12,88 тыс. МВт, в том числе мощность ГЭС – 9 тыс. МВт, мощности по выработке тепловой энергии - 13 тыс. Гкал/ч. Группа En+ (энергетическое подразделение «Базового элемента») контролирует более 50% «Иркутскэнерго», государству принадлежит 40% акций.

Иркутскэнерго за 9 мес. 2008 г. выработала 44,69 млрд. кВт ч электроэнергии, что на 4,9% превышает показатель 9 мес. 2007 г. За отчетный период выручка компании выросла на 17,7% - до 22,5 млрд. руб., рост показателя EBITDA составил 62,8% (4,0 млрд. руб.), чистая прибыль составила 1,8 млрд. руб., что в 2 раза превышает показатель 9 мес. 2007 г. Показала рост и рентабельность компании – рентабельность EBITDA увеличилась до 17,9%, чистой прибыли – до 7,9%. Благодаря значительной доле гидрогенерации (около 70%) в установленной мощности Иркутскэнерго, эффективность компании значительно выше тепловых ОГК и ТГК. Однако рост финансовых показателей сдерживают низкие тарифы на э/э: крупнейшим потребителем э/э является Российский алюминий, акционеры которого не заинтересованы в росте тарифов.

В конце 2008 г. резка обострилась ситуация с долгами Иркутскэнерго – краткосрочный долг компании составил 7,9 млрд. руб. с погашением только в январе 2009 г. 2,5 млрд. руб. (данные S&P). Также в соответствии с законодательством, Иркутскэнерго была объявлена оферта на выкуп акций у миноритариев в связи с реорганизацией компании (разделение по видам деятельности), в результате которой было предъявлено акций на 3,1 млрд. руб. Иркутскэнерго не смогло в срок выкупить свои акции у акционеров, не одобривших реорганизацию (срок выкупа завершился 19 ноября), и компания продлила выкуп до конца января 2009 г. Таким образом, с учетом оферты Иркутскэнерго должно в январе выплатить 5,6 млрд. руб. В результате агентство S&P снизило рейтинг компании до B-/Негативный, Moody's – до B3/Негативный.

Все же компании удалось в кратчайшие сроки привлечь финансирование - Росбанк и Газпромбанк открыли Иркутскэнерго кредитные линии на общую сумму 3,4 млрд. руб. сроком на 1 год, и Газпромбанком было проведено техническое размещение облигаций на 5 млрд. руб., что частично решило финансовые проблемы компании на ближайший год (на текущий момент эмиссия облигаций приостановлена ФСФР без объяснения причин). Однако из-за привлечения коротких денег Иркутскэнерго в конце 2009 г. придется рефинансировать порядка 8,4 млрд. руб.

Однако компания испытывает дефицит средств на масштабную инвестиционную программу – в начале 2008 г. она оценивалась в 107 млрд. руб., из которых 96,5 млрд. руб. было рассчитано получить за счет дополнительной эмиссии акций (которая так и не состоялась), 11 млрд. – за счет займов. Среди источников финансирования инвестпрограммы, помимо

собственных средств, генеральный директор компании Андрей Коновалов ранее отмечал возможность размещения облигаций в 2009 г. на 3-5 млрд. руб. и проведения допэмиссии после уточнения объема инвестпрограммы - в связи с мировым кризисом Иркутскэнерго скорректировало сроки выполнения программы, отложив реализацию ряда проектов на 2-3 года. По нашему мнению, возможность размещения облигаций при текущей рыночной конъюнктуре может быть только в пользу государственных банков, а средств на выкуп акций при SPO у структур БазЭла нет – компания сама испытывает проблемы с рефинансированием текущих долгов. Таким образом, кредитное качество Иркутскэнерго полностью зависит от поддержки государства и государственных банков

Сильные стороны

- одна из крупнейших энергокомпаний России, высокая эффективность деятельности;
- государство уже оказало оперативную финансовую поддержку компании через Газпромбанк;

Основные риски

- значительные объемы рефинансирования средств в конце 2009 г. (около 8,4 млрд. руб.);
- масштабная инвестиционная программа, реализация которой практически полностью зависит от поддержки государства;
- поддержка мажоритарного акционера Базового элемента ограничена.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	24 316	23 468	23 584	26 725	13,3%
Внеоборотные активы	50 376	52 131	53 646	60 009	11,9%
Дебиторская задолженность	3 331	3 048	3 439	6 056	76,1%
КФВ	90	61	9	13	42,8%
Деньги	288	427	28	103	270,5%
Оборотные активы	5 550	5 283	5 054	8 904	76,2%
Всего активов	55 926	57 414	58 700	68 913	17,4%
Собственные средства	50 924	51 450	52 024	57 247	10,0%
Долгосрочные займы	0	0	0	0	-
Краткосрочные займы	1 043	2 096	2 222	6 821	207,0%
Кредиторская задолженность	3 640	3 169	4 061	4 239	4,4%
Всего пассивов	55 926	57 414	58 700	68 913	17,4%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	23 251	19 144	27 660	22 541	17,7%
Валовая прибыль	2 831	3 075	4 603	4 098	33,3%
ЕБИТДА	3 786	2 478	3 630	4 035	62,8%
Прибыль до налогов	2 139	1 280	1 998	2 613	104,1%
Чистая прибыль	1 433	846	1 302	1 788	111,3%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	755	1 669	2 194	6 718	302,6%
Чистый долг/активы	0,01	0,03	0,04	0,10	235,4%
Капитал/займы	48,81	24,55	23,42	8,39	-65,8%
Чистый долг/выручка	0,03	0,07	0,08	0,22	241,9%
Чистый долг/ЕБИТДА	0,20	0,51	0,60	1,25	147,2%
ЕБИТДА/%	79,70	30,17	21,84	18,01	-40,3%
Рентабельность активов	2,6%	2,0%	2,2%	3,5%	1,3 п.п.
Рентабельность капитала	2,8%	2,2%	2,5%	4,2%	1,7 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	16,3%	12,9%	13,1%	17,9%	4,8 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	6,2%	4,4%	4,7%	7,9%	3,2 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



Дальневосточная генерирующая компания (ДГК)

Кредитный риск: высокий



Облигация	ДГК, 1
Поручитель	ООО "Спецпроект"
Объем выпуска	5 000 млн. руб.
Дата размещения	14.03.2008
Срок обращения	5 лет
Оферта	18.03.09, цена: 100
Котировки bid/offer	82,8 / 85,0
Доходность	183,03%
Купон	10,50%
Организатор	КИТ Финанс, Росбанк

ОАО «ДГК» объединяет генерирующие активы Хабаровского и Приморского края, Амурской области, Еврейской автономной области и южного района Республики Саха (Якутия). Установленная электрическая мощность ДГК составляет 5 850 МВт, выработка электроэнергии в 2008 г. составила 20,7 млрд. кВт-часов, отпуск тепла - 21,7 млн. Гкал. В топливном балансе ДГК на уголь приходится 92%, на газ - 6% и мазут - 2%. ДГК является дочерней компанией ОАО «Дальневосточная энергетическая компания», входящей в свою очередь в Холдинг ОАО «РАО ЭС Востока».

ОАО «ДГК» функционирует как операционная компания с 01.01.2007 г. По итогам 9 мес. 2008 г. выручка компании увеличилась на 11,4% - до 24,7 млрд. руб. при этом валовой убыток составил 615 млн. руб. против прибыли годом ранее. Показатель EBITDA сократился по сравнению с 9 мес. 2007 г. до 578 млн. руб. В отчетном периоде возросла долговая нагрузка компании - чистый долг с начала 2008 г. увеличился на 35,2% - до 26,0 млрд. руб., из которых 16,5 млрд. руб. с учетом облигационного займа приходится на краткосрочный долг. Обостряется ситуация с резким ростом долга потребителей за э/э и тепло перед «РАО ЭС Востока», который на начало 2009 г. компания оценивает в 8,75 млрд. руб. - около 50% долга приходится на население и предприятия ЖКХ.

Инвестиционная программа ДГК на 2008 - 2012 гг. оценивается в 69,38 млрд. руб. и предполагает ввод 760 МВт. В 2009 г. объем инвестиций должен составить 19,1 млрд. руб. Значительным источником финансирования инвестпрограммы должна стать ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 г.», которая предусматривает финансирование объектов энергетики региона в объеме 152 млрд. руб. Также при текущем финансовом положении в 2009 г. ДГК, скорее всего, придется привлекать заемные средства на инвестиционную программу. Общий объем инвестиционной программы РАО ЭС Востока, планируемой к реализации в 2009 - 2013 гг., составляет более 190 млрд. руб.

Мы считаем, что основной кредитный риск ДГК заключается в структуре владения компанией. Реформа РАО ЕЭС предусматривало государственное владение дальневосточными энергоактивами с долей более 50%. На текущий момент крупнейшими акционерами ДЭК (владеет 100% ДГК) являются РАО ЭС Востока (51,03%) и СУЭК (24,47%). При этом доля государства в РАО ЭС Востока с учетом доли ООО «Газоэнергетической компании» (структура Газпрома) составляет 63,2%. Таким образом, прямая доля государства в ДГК составляет всего 32,3%. Дальнейшее реформирование РАО ЭС Востока предполагает провести консолидацию таким образом, что РАО ЭС Востока получит 100% в дочерних обществах, а миноритарии «дочек» станут акционерами материнской компании. Для этого необходимо, во-первых, договориться с миноритариями, основным из которых является СУЭК (по информации СМИ компания выступила против подобной консолидации), а, во-вторых, чтобы довести долю РАО ЭС Востока до 50% + 1 акция, увеличить УК компании.

Увеличение УК планируется из средств ФЦП - ориентировочно 25-30 млрд. руб.

Таким образом, пока до конца не ясны источники финансирования инвестпрограммы ДГК и рефинансирования текущего долга. Также из-за несогласия миноритариев РАО ЭС Востока и, в частности ДГК, может не получить в срок государственные инвестиции, предусмотренные при увеличении капитала РАО ЭС Востока. При этом в январе 2009 г. Совет директоров ДГК принял решение разместить облигационный заем 2-й серии на 5 млрд. руб. При этом в текущих условия размещение облигаций возможно лишь в пользу государства.

Сильные стороны

- крупнейшая энергокомпания Дальневосточного региона;
- стратегическая цель государства по получению контроля над энергетическими активами РАО ЭС Востока.

Основные риски

- значительные объемы рефинансирования средств в 2009 г. (около 16,5 млрд. руб.);
- слабое финансовое состояние по итогам 9 мес. 2008 г.;
- не завершено структурное реформирование электроэнергетических активов региона, возможно возникновение корпоративных конфликтов со стороны миноритариев.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	32 315	32 532	33 870	33 216	-1,9%
Внеоборотные активы	32 326	38 009	39 086	43 831	12,1%
Дебиторская задолженность	946	11 583	10 063	11 051	9,8%
КФВ	0	0	0	1 071	-
Деньги	13	23	185	145	-21,5%
Оборотные активы	960	15 448	13 875	17 380	25,3%
Всего активов	33 285	53 456	52 961	61 211	15,6%
Собственные средства	628	30 805	31 472	29 644	-5,8%
Долгосрочные займы	1 474	3 967	3 701	14 687	296,9%
Краткосрочные займы	352	15 298	13 843	11 468	0,0%
Кредиторская задолженность	0	2 830	3 487	4 987	43,0%
Всего пассивов	33 285	53 456	52 961	61 211	15,6%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	1	22 160	32 222	24 688	11,4%
Валовая прибыль	-47	841	2 132	-615	-173,1%
ЕБИТДА	-56	2 393	3 729	578	-75,8%
Прибыль до налогов	-56	-508	594	-2 237	340,4%
Чистая прибыль	-45	-631	37	-1 828	189,9%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	1 813	19 243	17 359	26 011	35,2%
Чистый долг/активы	0,05	0,36	0,33	0,42	18,0%
Капитал/займы	0,34	1,60	1,79	1,13	-29,1%
Чистый долг/выручка	-	0,65	0,54	0,79	21,3%
Чистый долг/ЕБИТДА	-32,33	6,03	4,66	33,73	459,2%
ЕБИТДА/%	-	2,64	2,95	0,54	-79,4%
Рентабельность активов	-0,1%	-1,6%	0,1%	-4,0%	-4,1 п.п.
Рентабельность капитала	-7,1%	-2,7%	0,1%	-8,2%	-8,3 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	-	10,8%	11,6%	2,3%	-9,3 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	-	-2,8%	0,1%	-7,4%	-7,5 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка



Якутскэнерго

Кредитный риск: выше среднего



Облигация	Якутскэнерго, 2
Объем выпуска	1 200 млн. руб.
Дата размещения	15.03.2007
Срок обращения	5 лет
Оферта	23.03.09, цена: 100
Котировки bid/offer	85,0 / 98,6
Доходность	16,21%
Купон	8,59%
Организатор	ТрансКредитБанк
Рейтинг	Fitch BB+/Негативный 16.01.2009

ОАО «Якутскэнерго» является производителем тепловой и электрической энергии и осуществляет ее передачу, распределение и продажу на розничном рынке на территории Республики Саха (Якутия). Якутскэнерго, помимо электросетевого хозяйства, объединяет гидрогенерирующие активы (Виллюйская ГЭС) и газовые станции (Якутская ГРЭС, Якутская ТЭЦ). Кроме того, 164 станции работают на дизельном топливе, 129 из которых объединены в дочерней компании «Сахаэнерго», специализирующейся на малой энергетике. Установленная электрическая мощность Якутскэнерго составляет 2 051 МВт, тепловая - 2 287 Гкал. Основные акционеры компании - РАО ЭС Востока (47,39%) и СУЭК (25,48%).

Электростанции Якутскэнерго в 2008 г. произвели 4 105,9 млн. кВтч электрической энергии, что на 2,2% больше показателя 2007 г. При этом по итогам 9 мес. 2008 г. по сравнению с аналогичным периодом 2007 г. выручка компании сократилась на 7,4% - до 8,7 млрд. руб. Показатель EBITDA за отчетный период вырос на 32,7% - до 968 млрд. руб., убыток сократился на 35,4% - до 321 млн. руб.

Долговая нагрузка компании находится на достаточно высоком уровне: показатель чистый долг/EBITDA составляет 4,8х, EBITDA/% - 3,0х. Объем краткосрочного долга с учетом облигаций составляет порядка 3,2 млрд. руб. из 6,3 млрд. совокупного долга.

В январе 2009 г. Fitch присвоило Якутскэнерго рейтинг на уровне «BB+», прогноз «негативный». Агентство отмечает, что Правительство РФ предоставляет компании ежегодные субсидии (300 млн. руб. в 2008 г.), и, вероятно, в 2009 г. часть инвестиционной программы компании будет финансироваться государством. Суммарный объем инвестиций Якутскэнерго на 2008-2015 гг. оценивается в 34 млрд. руб. «Негативный» прогноз по рейтингам компании отражает негативный прогноз по долгосрочному рейтингу РФ.

Инвестиционная программа Якутскэнерго направлена в большей степени на расширение электросетевого хозяйства, а также снижения доли мощностей, работающих на мазуте за счет строительства станций, использующих уголь и газ, а также ГЭС.

Аналогично структуре собственности ОАО «ДГК» (см. комментарий по ОАО «ДГК») государство не имеет в прямом владении контрольного пакета акций компании. Значительному снижению кредитного риска Якутскэнерго могла бы способствовать консолидация под началом РАО ЭС Востока. Однако на текущий момент непонятно, когда данный процесс будет завершен.

Сильные стороны

- ключевая энергокомпания Якутии;
- стратегическая цель государства по получению контроля над энергетическими активами РАО ЭС Востока.

Основные риски

- значительные объемы рефинансирования средств в 2009 г. (около 6,3 млрд. руб.);
- слабое финансовое состояние по итогам 9 мес. 2008 г.;
- не завершено структурное реформирование электроэнергетических активов региона, возможно возникновение корпоративных конфликтов со стороны миноритариев.

РСБУ	2006	9М'07	2007	9М'08	%%
Основные показатели баланса, млн. руб.					к 2007 г.
Основные средства	11 945	11 677	10 494	12 412	18,3%
Внеоборотные активы	14 580	15 243	14 275	17 065	19,5%
Дебиторская задолженность	4 022	4 733	4 411	5 353	21,4%
КФВ	8	0	0	9	-
Деньги	123	155	90	317	251,4%
Оборотные активы	6 092	6 802	5 984	7 690	28,5%
Всего активов	20 672	22 045	20 259	24 755	22,2%
Собственные средства	14 049	13 498	12 799	15 330	19,8%
Долгосрочные займы	1 866	3 731	3 081	4 544	47,5%
Краткосрочные займы	1 940	1 900	1 405	2 024	0,0%
Кредиторская задолженность	2 209	2 291	2 337	2 148	-8,1%
Всего пассивов	20 672	22 045	20 259	24 755	22,2%
Основные показатели прибылей и убытков, млн. руб.					к 9М'07
Выручка	13 306	9 440	13 695	8 742	-7,4%
Валовая прибыль	-37	-407	12	7	-101,7%
ЕБИТДА	712	729	929	968	32,7%
Прибыль до налогов	-485	-504	-263	-327	-35,0%
Чистая прибыль	310	-497	69	-321	-35,4%
Основные финансовые коэффициенты					к 2007 г.
Чистый долг, млн. руб.	3 682	5 476	4 396	6 251	14,1%
Чистый долг/активы	0,18	0,25	0,22	0,25	1,7%
Капитал/займы	3,69	2,40	2,85	2,33	-2,6%
Чистый долг/выручка	0,28	0,44	0,32	0,54	23,3%
Чистый долг/ЕБИТДА	5,17	5,63	4,73	4,84	-14,0%
ЕБИТДА/%	2,08	2,78	2,63	2,98	7,3%
Рентабельность активов	1,5%	-3,0%	0,3%	-1,7%	-2,0 п.п.
Рентабельность капитала	2,2%	-4,9%	0,5%	-2,8%	-3,3 п.п.
Рентабельность ЕБИТДА	5,4%	7,7%	6,8%	11,1%	4,3 п.п.
Рентабельность чистой прибыли	2,3%	-5,3%	0,5%	-3,7%	-4,2 п.п.

Источник: данные компании, расчеты Промсвязьбанка

ОАО «Промсвязьбанк»

109052, Москва,
ул. Смирновская, 10, стр. 22

**Круглосуточная
информационно-справочная служба банка:**

8 800 555-20-20 (звонок из регионов РФ бесплатный)
+7 (495) 787-33-34

Инвестиционный департамент

т.: +7 (495) 777-10-20 доб. 70-53-03, 70-20-00
ф.: +7 (495) 777-10-20 доб. 70-47-37
E-mail: ib@psbank.ru


Руководство

Зибарев Денис Александрович Zibarev@psbank.ru	Руководитель департамента	70-47-77
Тулинов Денис Валентинович Tulinov@psbank.ru	Руководитель департамента	70-47-38
Субботина Мария Александровна Subbotina@psbank.ru	Заместитель руководителя департамента	70-47-33

Аналитическое управление

Бобовников Андрей Игоревич Bobovnikov@psbank.ru	Начальник отдела	70-47-31
Монастыршин Дмитрий Владимирович Monastyrshin@psbank.ru	Заместитель начальника отдела	70-20-10
Шагов Олег Борисович Shagov@psbank.ru	Заместитель начальника отдела	70-47-34
Крусткалн Ян Эдуардович Krustkaln@psbank.ru	Главный аналитик	70-47-32
Грицкевич Дмитрий Александрович Gritskevich@psbank.ru	Главный аналитик	70-20-14
Жариков Евгений Юрьевич Zharikov@psbank.ru	Ведущий аналитик	70-47-35
Захаров Антон Александрович Zakharov@psbank.ru	Аналитик	70-47-75

Управление торговли и продаж

Панфилов Александр Сергеевич Panfilov@psbank.ru	Синдикация и продажи	Прямой: +7(495)705-90-97 icq 150-506-020 +7(495)777-10-20 доб. 70-20-13
Павленко Анатолий Юрьевич APavlenko@psbank.ru	Треjder	Прямой: +7(495)705-90-69 или icq 329-060-072 +7(495)777-10-20 доб. 70-47-23
Рыбакова Юлия Викторовна Rybakova@psbank.ru	Треjder	Прямой: +7(495)705-90-68 или icq 119-770-099 +7(495)777-10-20 доб. 70-47-41
Пинаев Руслан Валерьевич pinaev@psbank.ru	Треjder	Прямой: +7(495)705-97-57 или +7(495)777-10-20 доб. 70-20-23

Настоящий информационно-аналитический обзор предоставляется исключительно в информационных целях и не содержит рекомендаций или предложений о совершении сделок. ОАО «Промсвязьбанк» уведомляет, что использование представленной информации не обеспечивает защиту от убытков или получение прибыли. ОАО «Промсвязьбанк» и его сотрудники не несут ответственности за полноту и точность предоставленной информации, а также последствия её использования, и оставляют за собой право пересмотреть её содержание в любой момент без предварительного уведомления.

Настоящим уведомляем всех заинтересованных лиц о том, что при подготовке обзора использовалась информация, полученная из сети Интернет, а также других открытых источников информации, рассматриваемых нами на момент публикации как достоверные.

ОАО «Промсвязьбанк», Москва, ул. Смирновская, 10, т.: 777-10-20, web-сайт: www.psbank.ru
Аналитическое управление Инвестиционного Департамента, т. 777-10-20(доб. 704733), e-mail: ib@psbank.ru