



## Условия выпуска

Эмитент	ОАО ТГК-1
Объем, млрд руб.	5
Погашение	2014 г.
Оферта	1-2 года
Ставка купона	16,75%-18%
Организаторы	Газпромбанк, Газэнергопромбанк

► **Сильная структура акционеров.** Крупнейшим акционером ТГК-1 является Газпром, блокирующий пакет – у Fortum. Хотя доля Газпрома в капитале компании на настоящий момент меньше контрольной, мы полагаем, что в «экстренных случаях» ТГК-1 сможет рассчитывать на поддержку со стороны газовой монополии, для которой генерация является стратегическим направлением бизнеса.

► **ТГК-1: уникальная структура мощностей.** Около половины совокупной установленной мощности ТГК-1 приходится на гидрогенерацию. Это обеспечивает низкую себестоимость производства электроэнергии и, как следствие, самую высокую норму прибыли среди всех ТГК. Кроме того, ГЭС имеют приоритет по загрузке при планировании объемов выработки Системным оператором, что обеспечивает меньшую чувствительность объемов производства к колебаниям спроса на электроэнергию. По итогам первого квартала снижение выработки ТГК-1 было наименьшим среди всех ТГК и ОГК.

► **Тепловые станции: относительно высокое качество активов.** Крупнейшие тепловые станции ТГК-1, оперирующие в Санкт-Петербурге, характеризуются относительно высокой топливной эффективностью: средний показатель удельных расходов топлива по ТГК-1 – один из самых низких по отрасли. В результате, ТЭЦ ТГК-1 успешно конкурируют с крупными ГРЭС в холодный период, когда они функционируют в теплофикационном режиме.

► **Инвестиционная программа: рисков меньше...** Реагируя на очевидное сокращение будущих темпов роста энергопотребления, ТГК-1 более чем втрое сократила объем инвестиционной программы на текущий год. При этом риски применения штрафных санкций к компании на наш взгляд невелики.

► **...но определенный рост долговой нагрузки неизбежен.** В 2009 году долговая нагрузка вырастет – существенная часть инвестиционной программы будет профинансировано за счет заемных средств. По прогнозам компании, в терминах Долг / EBITDA кредитное плечо увеличится с 1.2x в 2008 г. до 3.2x на конец текущего года.

## ОАО ТГК-1: основные операционные и финансовые показатели

	1 кв 2009 г.	Рост, % к 1 кв 2008 г.	2008 г.	Рост, % к 2007 г.	2007 г.
Выработка электроэнергии, млн кВтч*	7 804	-1,7%	26 926	3,2%	26 101
Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал*	10 961	6,1%	26 342	-1%	26 742
Выручка, млн руб.	11 982	19,5%	31 127	18,8%	26 195
ЕБИТДА, млн руб.	3 610	106,5%	3 929	43%	2 744
Рентабельность ЕБИТДА	30%	13 п.п.	13%	3 п.п.	10%
Чистая прибыль, млн руб.	1 720	99,1%	231	86%	124
Финансовый долг, млн руб.	7 890		4 792		6 021
Долг/ЕБИТДА	1,34		1,22		2,19
Денежные средства	1 288		1 191		2 007

Источник: данные Компании, расчеты Газпромбанка  
\* с учетом показателей ОАО «Мурманская ТЭЦ»



## Кредитное качество ТГК-1: «плюсы»...

- ▶ **Уникальная структура мощностей...** Около половины совокупной установленной мощности ТГК-1 приходится на дешевую гидрогенерацию, что дает компании существенное конкурентное преимущество на энергорынке Северо-Западного региона.
- ▶ **...Обеспечивающая «приоритетную» загрузку.** Гидроэлектростанции, наравне с АЭС, имеют приоритетный статус по загрузке при планировании объемов производства Системным оператором. Как следствие, объемы выработки электроэнергии ТГК-1 менее чувствительны к колебаниям спроса.
- ▶ **Довольно высокая эффективность тепловых станций.** Крупнейшие тепловые генерирующие активы ТГК-1 характеризуются довольно высокой топливной эффективностью на фоне других станций ОЭС Северо-Запада. В целом по отрасли компания входит в тройку наиболее эффективных с точки зрения удельных расходов топлива ТГК.
- ▶ **Северо-Западный регион – относительно меньший по сравнению с другими ОЭС спад потребления.** По ОЭС Северо-Запада темпы падения спроса на электроэнергию в конце 2008 – 2009 гг. были ниже, чем в других крупных регионах, что, как мы полагаем, связано с меньшей концентрацией наиболее пострадавших от кризиса производств (машиностроение, металлургия).
- ▶ **Сильная структура акционеров.** Крупнейшим акционером ТГК-1 является Газпром, блокирующий пакет – у Fortum. Газпром ранее озвучивал планы в перспективе консолидировать контрольный пакет ТГК-1. Хотя компания не подпадает под определение «существенной дочерней компании» (principal subsidiary) и, как следствие, под условия кросс-дефолта по публичному долгу Газпрома, мы полагаем, что в «экстренных случаях» компания сможет рассчитывать на поддержку со стороны газовой монополии, для которой генерация является стратегическим направлением бизнеса.

## ...и «минусы»

- ▶ **Низкий коэффициент загрузки мощностей.** Несмотря на довольно высокую эффективность генерирующих активов, коэффициент использования установленной мощности ТГК-1 ниже среднего по отрасли.
- ▶ **«Тепловой» сегмент бизнеса: небольшая добавленная стоимость** Существенную долю продаж всех ТГК формирует реализация тепловой энергии. В отличие от рынка электроэнергии, перспективы либерализации рынка тепла пока не ясны. ТГК несут дополнительную нагрузку в виде инвестиций в модернизацию устаревших тепловых сетей. С другой стороны, производство тепла одновременно с электроэнергией (в теплофикационном режиме) обеспечивает многим станциям высокую эффективность по расходу топлива, делая их конкурентоспособными на рынке.
- ▶ **Устаревшие мощности некоторых станций и существенные потребности в инвестициях.** Как и в случае с другими генерирующими компаниями отрасли, «качественная» структура активов ТГК-1 довольно неоднородна, и включает в себя ряд устаревших низкоэффективных мощностей. При этом, изначальный объем инвестпрограммы, утвержденный для компании, был одним из крупнейших среди всех ТГК на фоне ожиданий заметного роста энергопотребления в регионе. Стоит отметить, что в текущих условиях планы по капвложениям пересматриваются в сторону понижения. При этом у компании нет формальных обязательств по исполнению инвестпрограммы в прежнем объеме, озвученном до кризиса.



## ТГК-1: основные факты

*ТГК-1 входит в «тройку» крупнейших ТЭК по установленной мощности*

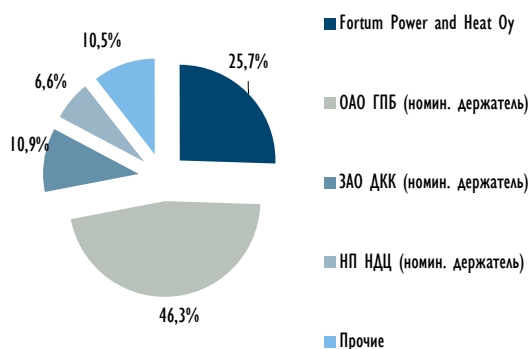
ТГК-1 объединяет в своем составе 55 электростанций и входит в тройку крупнейших территориальных генерирующих компаний по установленной электрической мощности, которая составляет 6 267 МВт (6 279 МВт включая Мурманскую ТЭЦ). Совокупная установленная тепловая мощность станций превышает 13,4 тыс. Гкал/ч (14,5 Гкал/ч включая Мурманскую ТЭЦ).

*Крупнейшие акционеры — Газпром и Fortum*

ТГК-1 работает в четырех регионах — Санкт-Петербурге, Ленинградской и Мурманской областях и Республике Карелия. Кроме того, ТГК-1 экспортирует электроэнергию в Финляндию и Норвегию.

Крупнейшими акционерами ТГК-1 являются ОАО Газпром и финский концерн Fortum. Газпром на данный момент контролирует 28,7% акций (номинальный держатель — Газпромбанк). Согласно информации, приведенной в проспекте последнего выпуска еврооблигаций Газпрома (размещен в апреле текущего года), газовый холдинг в настоящее время находится в процессе увеличения своей доли в энергокомпании до 46,4%: в декабре 2008 была внесена частичная оплата за 17,7% пакет акций ТГК-1. Кроме того, в этом же документе Газпром декларировал намерения получить контрольную долю в ТГК-1, выкупив акции у миноритариев — хотя стоит отметить, что эти намерения пока не нашли подтверждения в последних публичных высказываниях представителей Газпрома.

ТГК-1: состав акционеров на 31/03/2009



Источник: данные Компании

*Получение прямого контроля со стороны газовой монополии — не ключевой фактор: ТГК-1 не попадает под условие кросс-дефолта по публичному долгу Газпрома...*

Мы полагаем, что непосредственное получение Газпромом контроля над ТГК-1 не является ключевым моментом с точки зрения кредитного качества. Даже если контроль будет приобретен, энергокомпания юридически не подпадает под определение «существенной дочерней компании» (principal subsidiary), неисполнение обязательств которой может вызвать кросс-дефолт по публичному долгу Газпрома: доля ТГК-1 в совокупной выручке или активах меньше установленного «порога существенности» в 5%.

*...но может рассчитывать на поддержку со стороны материнской структуры в случае возникновения финансовых трудностей*

Таким образом, в отличие от некоторых других компаний, обращающихся на публичном долговом рынке и входящих в Группу Газпром (например, Газпром нефти), обязательства ТГК-1 формально нельзя считать «производными» на риск Газпрома. В то же время участие в российской энергетической отрасли является одним из стратегических направлений бизнеса газовой монополии. На наш взгляд, это дает достаточно веские основания полагать, что в случае возникновения серьезных финансовых затруднений компания может рассчитывать на поддержку со стороны материнской структуры — если не в виде прямых вливаний в акционерный капитал, то, по крайней мере, в виде предоставления гарантий по банковским кредитам. Мы считаем, что этот фактор должен учитываться при оценке доходности нового выпуска.



## Активы: гидрогенерация – главный «плюс»

ТГК-1 от остальных генерирующих компаний, образованных в результате реформирования российской электроэнергетики, отличается уникальным набором станций, почти половину из которых (по установленной мощности) составляют ГЭС.

### ТГК-1: структура установленной электрической мощности и выработки э/э

	Установленная мощность, МВт	Выработка, млн кВт/ч		
		2006 г.	2007 г.	2008 г.
ГЭС	2 857	11 852	13 207	13 523
Доля, %	46%	50%	51%	50%
Тепловые станции	3 411	11 749	12 857	13 365
Доля, %	54%	50%	49%	50%
Итого	6 267	23 602	26 063	26 888

Источник: данные компаний, расчеты ГПБ

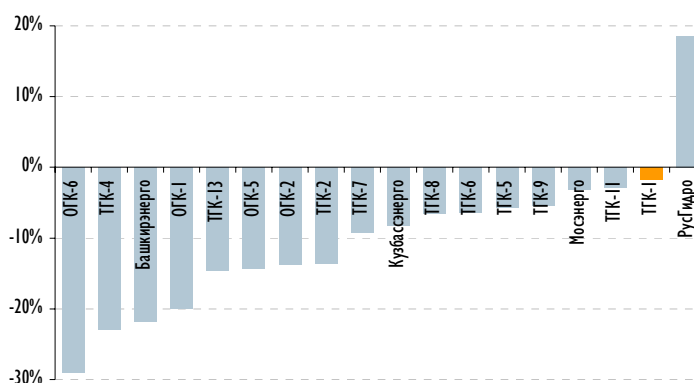
*Гидрогенерация: дешевая энергия и приоритетная загрузка мощности*

Наличие гидрогенерирующих мощностей является важным фактором конкурентоспособности компании. Во-первых, гидростанции в отсутствие затрат на топливо дают очевидное преимущество с точки зрения издержек производства, положительный эффект которого на общую рентабельность бизнеса увеличивается по мере роста продаж на «свободном рынке», учитывая разницу между низкими тарифами ГЭС и свободными ценами.

Во-вторых, гидрогенерирующие мощности, наравне с атомными, имеют приоритет по загрузке при планировании объемов выработки Системным оператором. Как следствие, загрузка ГЭС не зависит от спроса и в первую очередь определяется естественными условиями – в частности, «уровнем водности» рек.

Независимость ГЭС от спроса приобретает наибольшую важность в текущих условиях снижения энергопотребления в стране в результате кризиса. Как показывает статистика объемов выработки по отрасли в первом квартале, единственной компанией, показавшей почти 20%-ый рост производства, стала РусГидро, что является прямым следствием более высокой полноводности рек в текущем году и, как следствие, перераспределения доли рынка в пользу гидрогенерации на фоне общего падения спроса. Выработка ТГК-1 в первом квартале снизилась, но благодаря существенной доле ГЭС в структуре мощности снижение было минимальным среди всех ТГК и ОГК.

### Изменение объемов выработки российскими генерирующими компаниями, I кв. 2009 г. к I кв. 2008 г., %:



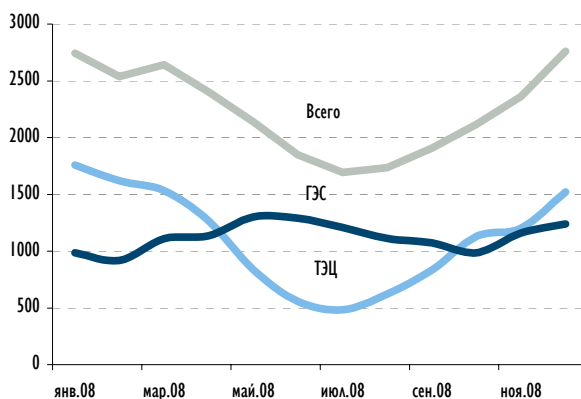
Источник: данные компаний, расчеты ГПБ

*ГЭС ТГК-1 компенсируют падение выработки ТЭС в теплое время года*

В-третьих, сочетание тепловых мощностей и гидрогенерации сглаживает характерные для генераторов сезонные колебания выработки и выручки. Тепловые станции имеют наибольшую загрузку в течение отопительного периода, когда они работают в теплофикационном режиме с довольно высокими показателями топливной эффективности. Пик загрузки ГЭС, напротив, приходится на теплое время года, когда выработка тепловых станций снижается.



## Выработка э/э ГЭС и ТЭЦ ТГК-1 в 2008 году:



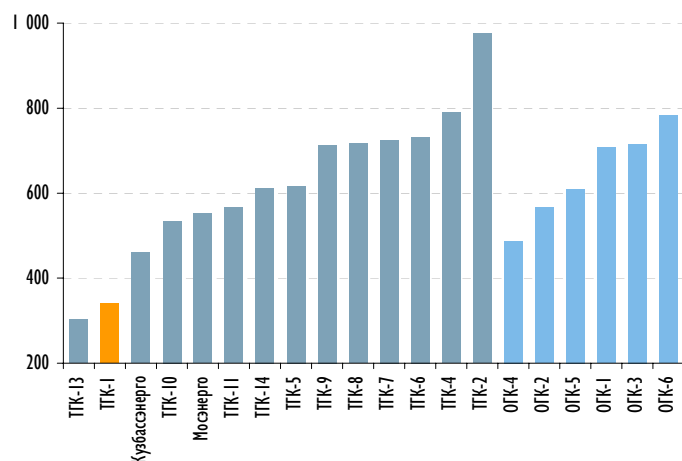
Источник: данные Компании

Регулируемые тарифы на электроэнергию, вырабатываемую ГЭС, существенно ниже уровня, устанавливаемого для тепловых станций. Как следствие, средний по компании тариф на 2009 год находится на довольно низком уровне – порядка 340 руб / МВтч (один из самых низких среди всех ТГК и ОГК).

*Компания реализует электроэнергию и мощность ГЭС в «свободном» сегменте рынка и, как следствие, лидирует среди всех ТГК по уровню рентабельности*

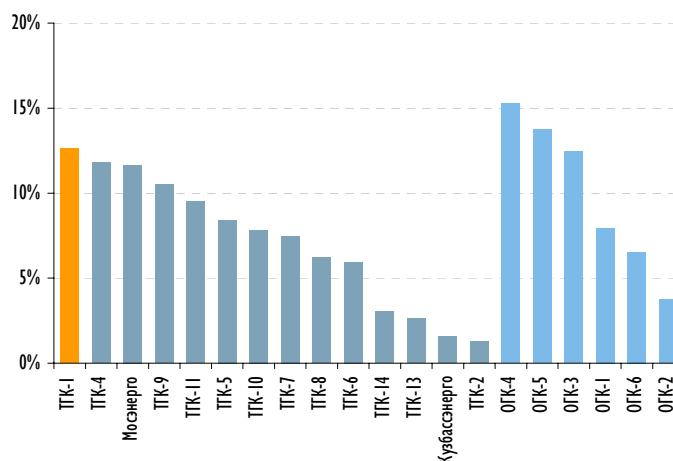
Вместе с тем компания реализует электроэнергию и мощность ГЭС в «свободном» сегменте рынка по ценам, значительно превышающим установленный тариф. Как следствие, ТГК-1 лидирует среди всех ТГК по уровню рентабельности.

## ТГК и ОГК: средний тариф на электроэнергию на 2009 год, руб / МВтч



Источник: данные компаний, расчеты ГПБ

## ТГК и ОГК: рентабельность по EBITDA в 2008 году, %



Источник: данные компаний, расчеты ГПБ

### Тепловые станции: относительно высокая эффективность, загрузка мощности – чуть ниже среднего по отрасли

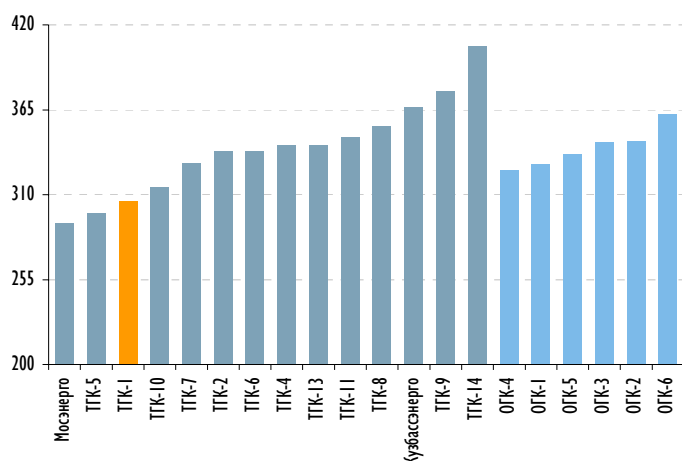
Основная часть гидростанций ТГК-1 расположена в Карельской и Мурманской областях, большинство же ТЭЦ, включая крупнейшую Южную ТЭЦ-22 мощностью 800 МВт, находятся в г. Санкт-Петербург.

Структура тепловых мощностей ТГК-1 неоднородна с точки зрения возраста и эффективности станций, что, впрочем, является характерной особенностью всех ТГК (мы приводим справку по основным характеристикам генерирующих мощностей в Приложении 1). В то же время крупнейшие станции (Южная ТЭЦ-22, Северная ТЭЦ-21, Выборгская ТЭЦ-17, Правобережная ТЭЦ-5, Василеостровская ТЭЦ-7) характеризуются относительно высокой эффективностью с точки зрения средних удельных расходов топлива (УРТ). Как следствие, общий показатель УРТ по ТГК-1 – один из самых низких по отрасли и уступает лишь Мосэнерго и ТПК-5.

*Средний показатель удельных расходов топлива по ТГК-1 – один из самых низких по отрасли*

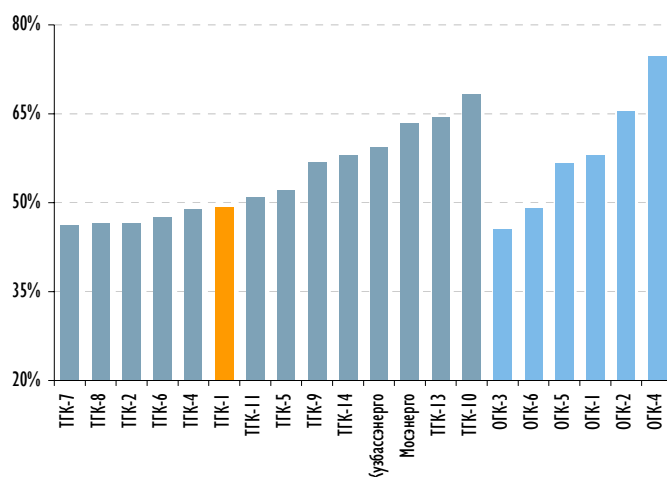


ТГК и ОГК: средний удельный расход топлива, г/кВтч



Источник: данные компаний, Ай Ти Энерджи Аналитика, расчеты ГПБ

ТГК и ОГК: коэффициент использования установленной мощности, 2008



Источник: данные компаний, расчеты ГПБ

Преимущества относительно высокой эффективности крупнейших станций для ТГК-1 ограничиваются невысоким показателем загрузки: коэффициент использования установленной мощности в 2008 году был чуть ниже среднего уровня по всем ТГК.

Стоит отметить, что по некоторым крупным станциям, оперирующим в Санкт-Петербурге и обеспечивающим существенную долю выработки, уровень загрузки был заметно выше среднего по ТГК-1 – в «северной столице», как и в Москве, наблюдается дефицит энерго мощностей.

#### Средний КИУМ по ТГК-1 и КИУМ по тепловым станциям

Станция	КИУМ 2008
<b>ТГК-1 всего</b>	<b>49%</b>
в т.ч. тепловые станции:	
Василеостровская ТЭЦ - 7	78%
Центральная ТЭЦ	63%
Северная ТЭЦ - 21	55%
Южная ТЭЦ - 22	53%
Автовская ТЭЦ - 15	52%
Выборгская ТЭЦ - 17	46%
Правобережная ТЭЦ - 5	45%
Первомайская ТЭЦ - 14	35%
Дубровская ТЭС - 8	16%

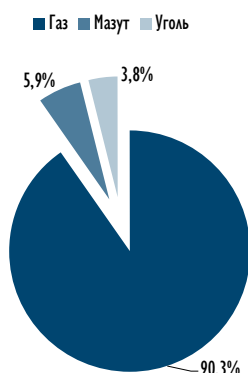
Источник: данные Компании

### Топливный баланс

Основным топливом для большинства тепловых станций ТГК-1 является газ. На угле работает только одна станция ТГК-1 – Апатитская ТЭЦ. Кроме того, уголь используется в качестве резервного топлива на Дубровской ТЭЦ-8. Мурманская ТЭЦ, дочерняя компания ТГК-1, работает на мазуте. С учетом Мурманской ТЭЦ, доля газа в совокупном топливном балансе составляла 90.25%, доля мазута и угля – 5.91% и 3.82%.



## Топливный баланс ТГК-1 в 2008 году, с учетом Мурманской ТЭЦ



Источник: данные Компании

*В структуре поставок газа 25% приходится на сверхлимитный газ...*

Основным поставщиком газа для компании является ЗАО «Петербургрегионгаз» – дочерняя структура Газпрома. На долю «лимитного» газа, приобретаемого по регулируемому тарифу ФСТ плюс тариф за транспортировку и плата за сбытовые услуги, в прошлом году пришлось 75%, оставшийся объем ТГК-1 приобретает у Петербургрегионгаза по более высокой цене. По оценке компании, в текущем году доля «сверхлимитных» закупок существенным образом не изменится и составит 24%.

## Цены закупок лимитного и сверхлимитного газа

	2008	1 кв2009	рост, %
Лимитный газ, руб./1000 куб. м с НДС	2 324	2 463	6%
Сверхлимитный газ, руб./1000 куб. м с НДС	3 297	2 739	-17%
Спред	42%	11%	-

Источник: данные Компании

Большая доля сверхлимитного газа в общем объеме закупок, на наш взгляд, не несет в себе существенных рисков для ТГК-1, учитывая довольно гибкое ценообразование на сверхлимитные объемы, с помощью которого Газпром фактически оказывает поддержку своим дочерним энергетическим компаниям.

*...что не несет в себе существенных рисков для ТГК-1, учитывая ценовую поддержку со стороны Газпрома*

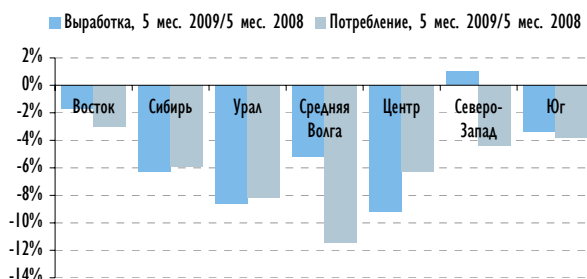
В частности, если в прошлом году средние цены покупки лимитного и сверхлимитного газа для ТГК-1 отличались более чем на 40%, то в первом квартале 2009 года ценовой спред резко сократился и составил всего 11% - в 1-м квартале компания приобретала сверхлимитный газ по цене ниже, чем в 2008 г. По комментариям компании, в настоящий момент крайне незначительная разница между стоимостью закупок лимитного и сверхлимитного газа сохраняется.



## Рынок Северо-Западного округа

Регионы, в которых оперирует ТГК-1 (Санкт-Петербург, Ленинградская и Мурманская области, республика Карелия) относятся к объединенной энергосистеме Северо-Запада.

### Выработка и потребление электроэнергии в России за 5 мес 2009, в % к 5 мес 2008



Источник: СО ЕЭС

*ОЭС Северо-Запада: падение потребления меньше, чем в целом по России за счет меньшей доли промышленных потребителей в структуре спроса*

ОЭС Северо-Запада стала единственной энергосистемой, где за первые 5 месяцев 2009 года, несмотря на резкое падение спроса в стране, выработка электроэнергии выросла (+1%). В целом по России она упала за тот же период на 6,3%, в т.ч. по тепловым станциям – на 10,6%. Потребление в ОЭС Северо-Запада за январь - май сократилось только на 4,4% при общем спаде на 6,7%. Мы полагаем, что причиной тому стали два фактора:

- во-первых, температура наружного воздуха в ОЭС Северо-Запада в январе - апреле находилась в среднем на 3-4° ниже, чем в 2008 году (а в мае – на 1,3° выше),
- во-вторых, в региональной структуре спроса относительно высока доля населения и непромышленных потребителей притом, что основной спад энергопотребления в России наблюдался именно со стороны промышленности.

Северо-Запад – один из наиболее перспективных с точки зрения потенциала роста энергопотребления регионов России. В Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (на основе которой составлялись инвестпрограммы генерирующих компаний), заложен прогноз среднегодового темпа роста спроса на электроэнергию в 2006-2020 гг. на уровне 5,1% против 3-4,5% по всем остальным регионам.

*В долгосрочной перспективе существенный потенциал роста спроса на электроэнергию сохраняется*

Стоит отметить, что в настоящее время Генсхема пересматривается профильными ведомствами на фоне очевидного сдвига многих инвестиционных проектов, которые должны были обеспечить рост потребления. В то же время мы не исключаем, что многие потенциальные инвесторы могут вновь вернуться к прежним планам по мере восстановления российской экономики. Поэтому, на наш взгляд, в долгосрочной перспективе существенный потенциал роста спроса на электроэнергию в регионе действия ТГК-1 остается в силе.

## Конкурентные позиции ТГК-1

На рынке электроэнергии Северо-Запада ТГК-1 с совокупной электрической мощностью 6,3 ГВт является крупнейшим игроком. Основные конкуренты среди тепловых станций – Северо-Западная ТЭЦ Интер РАО (450 МВт), Киришская ГРЭС ОГК-6 (2,1 ГВт), Псковская ГРЭС ОГК-2 (430 МВт), а также станции ОЭС Центра.

Киришская ГРЭС – крупнейшая тепловая станция Северо-Запада. Она активно используется Системным оператором для регулирования мощности и обеспечения надежности энергосистемы, однако ее загрузка находится на достаточно низком уровне (35,2% в 2008 году).

*ТЭЦ ТГК-1 конкурируют с крупными ГРЭС в холодный период, когда работа в теплофикационном режиме обеспечивает высокую топливную эффективность*

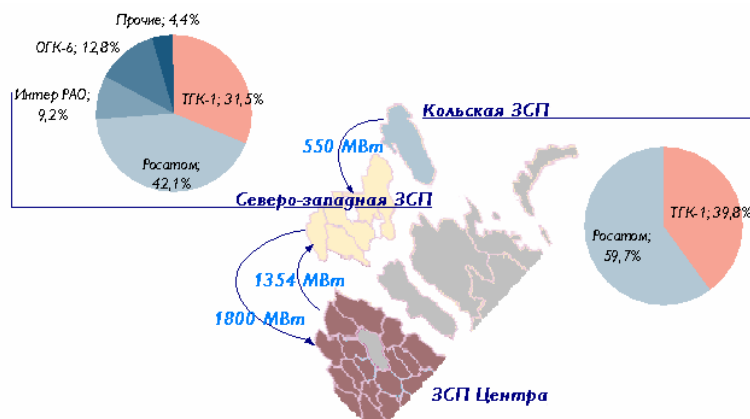
ТЭЦ ТГК-1 вырабатывают порядка 70% электроэнергии в теплофикационном цикле (одновременное производство электро- и теплоэнергии). Если в конденсационном цикле (только выработка электроэнергии) средний удельный расход условного топлива составляет 404,5 г/кВт.ч, то в тепло-



фикационном – 264,7 г/кВт.ч, что дает возможность станциям компании успешно конкурировать с ГРЭС: средний расход топлива Псковской ГРЭС составляет около 332 г/кВт.ч, Киришской ГРЭС – 345 г/кВт.ч, а расположенных в ОЭС Центра Конаковской ГРЭС (мощностью 2,4 ГВт) – 330 г/кВт.ч, Череповецкой и Смоленской (по 630 МВт) – 372 г/кВт.ч. Исключением является Северо-Западная ТЭЦ Интер РАО – новая станция с современными парогазовыми установками, показывающая расход в теплотехническом режиме на уровне всего 210 г/кВт.ч.

Фактически не составляют конкуренции ТГК-1 расположенные в ОЭС Северо-Запада станции ТГК-2 и ТГК-9, что связано с их удаленностью и технологическими ограничениями.

**Зоны свободного перетока ОЭС Северо-Запада, перетоки мощности с ОЭС Центра и доля ТГК-1 по выработке в 2008 году**



Источник: данные Компаний, расчеты ГПБ

*Специфика региона – большая доля атомной генерации*

Специфической особенностью ОЭС Северо-Запада является довольно существенная доля атомной энергетики в общей выработке. В частности, заметную долю рынка занимают крупнейшие станции Северо-Запада – Ленинградская АЭС мощностью 4 ГВт и Кольская АЭС мощностью 1,76 ГВт, входящими в Концерн Росэнергоатом. Атомные станции загружаются в приоритетном порядке, работая в базовом режиме с максимальной загрузкой.

Уникальным преимуществом ТГК-1 является возможность самостоятельно экспортировать электроэнергию в Финляндию и Норвегию. В 2009 году ТГК-1 планирует поставить на экспорт свыше 1 млрд кВт.ч и получить экспортную выручку в размере 1,5 млрд руб. Средний экспортный тариф составит 1456,8 руб./МВт.ч притом, что средняя цена электроэнергии ТГК-1, поставленной на оптовый рынок в I кв. 2009 года, составила только 658,2 руб./МВт.ч.

*Возможность экспорта в Финляндию и Норвегию – конкурентное преимущество ТГК-1*

Поставки электроэнергии за рубеж являются приоритетным направлением для ТГК-1. За экспортные рынки ТГК-1 конкурирует с имеющей системные связи с Финляндией Северо-западной ТЭЦ – одной из самых современных электростанций России.

### Планируемые вводы мощностей в регионе присутствия ТГК-1

Крупнейшая стройка Северо-Западного региона – проект Ленинградской АЭС-2, в рамках которого планируется ввести два энергоблока на замену выходящих из эксплуатации в 2018 – 2020 гг. блоков №1 (1 ГВт) и №2 (1 ГВт). ЛАЭС-2 будет оборудована двумя блоками мощностью 1170 МВт каждый. Первый из них планируется ввести в 2013 году.

На самой мощной тепловой станции Северо-Запада Киришской ГРЭС в 2010 году запланирован ввод в строй ПГУ-800, что увеличит установленную мощность станции на 500 МВт (с учетом надстройки существующего блока 300 МВт).

В г. Санкт-Петербурге строится Юго-Западная ТЭЦ проектной мощностью 570 МВт. Однако проект находится на начальной стадии, а прежний инвестор, группа Синтез, от него отказался. Строительство станции может быть завершено за счет государственных средств.

Сама ТГК-1 запланировала ввод в общей сложности 1785 МВт в перспек-



тиве с 2009 до 2015 года (1172 МВт – с учетом вывода существующих мощностей).

Таким образом, до 2015 года в регионах присутствия ТГК-1 запланировано ввести порядка 4,3 ГВт мощностей. Из этого объема около 1,9 ГВт будет составлять замещение существующих энергоблоков (в том числе 1 ГВт – замещение выходящей из эксплуатации мощности на ЛАЭС), и «чистое» увеличение мощности, при условии реализации всех планов, составит 2,4 ГВт. В то же время стоит отметить, что реализация части данных проектов находится под вопросом и может быть перенесена на более далекий срок либо отменена вовсе. Например, ожидается перенос срока ввода блока ПГУ-800 на Киришской ГРЭС с 2010 на 2011 год, а ввод первого блока ПГУ-180 на Юго-Западной ТЭЦ ожидается в 2012 году.

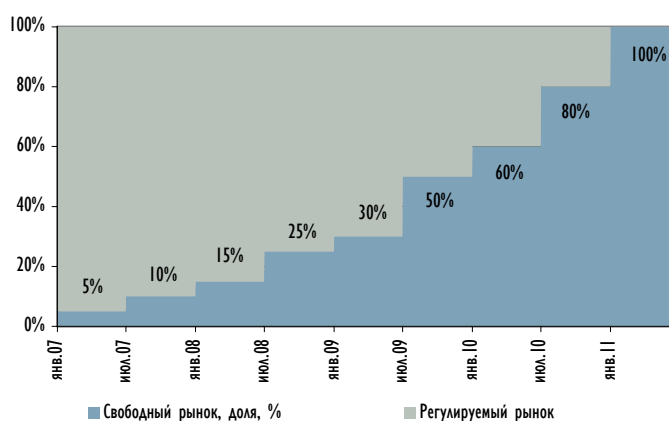


## Текущая структура оптового рынка электроэнергии и мощности

### Рынок электроэнергии

ТГК-1 поставляет основную часть своей электроэнергии на оптовый рынок. С 2007 года рынок электроэнергии либерализуется: доля электрической электроэнергии, продаваемой на оптовом рынке по регулируемым тарифам, постепенно снижается в соответствии с темпами, определенными постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2006 года. С 1 января 2009 года доля электроэнергии, реализуемой по свободным ценам, составляет 30%, а с 1 июля увеличится до 50%. Полностью рынок предполагается дерегулировать с 1 января 2011 года (за исключением электроэнергии, поставляемой населению).

#### Темпы либерализации оптового рынка электроэнергии, определенные Правительством РФ



Источник: Решение Правительства РФ от 30 ноября 2006 г.

Поставщиками на оптовом рынке являются генерирующие компании и импортеры электроэнергии, покупателями – крупные конечные потребители, сбытовые компании, а также экспортеры.

Торговля электрической энергией по регулируемым тарифам осуществляется в рамках долгосрочного рынка регулируемых договоров (РД). Электроэнергия, продаваемая по свободным ценам, реализуется на оптовом рынке в рамках свободных двусторонних договоров (СДД), на рынке на сутки вперед (РСВ) и на балансирующем рынке (БР).

В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки.

На рынке на сутки вперед осуществляется торговля электрической энергией по ценам, определяемым путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков за сутки до начала поставки. Аукцион заявок является основой для планирования Системным оператором режимов производства и потребления электроэнергии: в первую очередь загружаются наиболее экономически эффективные генерирующие мощности.

Балансирующий рынок необходим для компенсации отклонений от запланированных за сутки вперед объемов поставки. Торговля на нем осуществляется по ценам, определяемым путем конкурентного отбора заявок поставщиков и участников с регулируемым потреблением не позднее, чем за час до поставки. Высокоманевренные ГЭС активно используются Системным оператором для регулирования энергосистемы, что позволяет им получать положительный финансовый результат от участия в балансирующем рынке.

### Рынок мощности

Основная цель рынка мощности – обеспечить потребителям гарантию поставки электроэнергии, а генератору – гарантию возврата вложенных в строительство и эксплуатацию станций средств. Приобретая мощность, потребитель получает право требовать готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии в нужном количестве и установленном качестве.



В настоящее время в России действует переходная модель рынка мощности, которая была запущена 1 июля 2008 года, с 2012 года на смену ей придет целевая модель – долгосрочный рынок мощности. До июля прошлого года вся установленная мощность электростанций реализовывалась в рамках регулируемых договоров по тарифам, утверждаемым ФСТ.

В переходной модели мощность реализуется в рамках конкурентного отбора мощности (КОМ), который организует Некоммерческое Партнерство «Администратор Торговой Системы» (НП АТС), по ценовым заявкам поставщиков. Часть мощности реализуется по тарифу, остальная – по свободным ценам: на КОМ, на бирже или по свободным внебиржевым договорам, которые могут заключаться только с контрагентами по РД.

По итогам КОМ в каждой зоне свободного перетока отбираются поставщики, указавшие в заявке наиболее низкие цены и обеспечивающие наличие необходимой мощности с требуемыми техническими параметрами. В рамках зон свободного перетока электрическая энергия и мощность одних станций могут быть замещены другими станциями из той же зоны. При этом замещение станциями, расположенными в другой зоне возможно только в пределах ограничений перетока электрической энергии и мощности между такими зонами. ТГК-1 оперирует в зонах №27 (энергосистема Северо-Запада кроме Кольской, Архангельской, Калининградской ЭС и энергосистемы Коми) и №28 (Кольская ЭС).

Рынок мощности должен либерализовываться теми же темпами, что и рынок электроэнергии. Конкурентный отбор мощности на 2008 год был проведен в июле того же года, на 2009 год – в декабре 2008 года.

Долгосрочный рынок мощности позволит проводить конкурентный отбор мощностей на несколько лет вперед. В рамках первых долгосрочных торгов будет проведен отбор мощности на 2012 год, начиная с которого поставка и оплата будут определяться по результатам долгосрочного конкурентного отбора.

Долгосрочный рынок мощности – фактически главный механизм возврата инвестиций генерирующих компаний в строительство новых станций. Принятие долгосрочной модели неоднократно откладывалось из-за разногласий между участниками рынка, однако, по последним сообщениям, Минэнерго рассчитывает внести концепцию долгосрочного рынка мощности на рассмотрение правительства РФ в конце июня 2009 года.

*Одна из главных задач, который предстоит решить в рамках долгосрочной модели рынка мощности – создание прозрачного механизма ценообразования.*

Одной из главных задач, которую предстоит решить в рамках долгосрочной модели, будет создание прозрачного механизма ценообразования. Первые итоги коммерческого отбора новой мощности, вводимой в 2009 году, показали отсутствие согласованной позиции между НП АТС (организатор торгов) и участниками отрасли по поводу того, как должен формироваться тариф. В частности, установленные в начале года тарифы на новые мощности ТГК-1 и Мосэнерго оказались существенно ниже тех, на которые рассчитывали компании. Для Мосэнерго цена была на 30% ниже предложенной в заявке, для ТГК-1 – практически вдвое ниже: 170 тыс. руб. за 1 МВт в мес. новой мощности Выборгской ТЭЦ-17 (120 МВт) против изначально предложенной компанией цены 370 тыс. руб. за 1 МВт в мес.

*Подход НП АТС к формированию тарифа на новую мощность дает мало стимулов заниматься реконструкцией существующих станций.*

По комментариям менеджмента, причиной такого внушительного расхождения стал специфический подход НП АТС к оценке понесенных затрат. Новая турбина на Выборгской ТЭЦ-17 мощностью 120 МВт устанавливается в рамках реконструкции, с замещением старой мощности общим объемом 100 МВт. Фактически компания понесла расходы на установку 120 МВт, однако НП АТС заложил в новый тариф затраты только на «разницу» между вводимой и выводимой мощностью (20 МВт). Мы полагаем, что подобный подход, не обеспечивающий окупаемость затрат в разумные сроки, де-факто демотивирует участников отрасли заниматься реконструкцией существующих станций.



## Инвестиционная программа ТГК-1

*Инвестиционные планы – фактор риска с точки зрения кредитного профиля российских генерирующих компаний*

С точки зрения кредитного профиля российских генерирующих компаний, довольно внушительные инвестиционные программы традиционно воспринимались как один из негативных моментов. Для многих ТГК / ОГК объем запланированных инвестиций, «минимум» которого задавался утвержденной правительством Генеральной схемой размещения объектов энергетики до 2020 года, заметно превышал объем средств, вырученных от продажи акций в 2007-2008 гг. Как следствие, рост долговой нагрузки выглядел практически неизбежным.

Экономический кризис сделал очевидным необходимость пересмотра Генеральной Схемы – многие крупные инвестиционные проекты, которые должны были стать драйвером роста спроса на электроэнергию, были отложены на неопределенный срок. Как следствие, для многих участников отрасли под вопросом оказалась необходимость ввода столь существенного объема новых энерго мощностей. Одновременно доступ к источникам финансирования инвестиционной программы резко сократился на фоне роста ставок по кредитам и снижения ликвидности на рынках капитала.

В то же время, генерирующие компании, заключившие с регулирующими органами договора о предоставлении определенного объема мощности в течение ближайших лет, столкнулись с рисками неисполнения инвестиционных обязательств, что потенциально могло бы повлечь за собой крупные штрафы (до 25% от объема инвестиционной программы).

*Программа капложений ТГК-1 на 2009 год сокращена более чем втрое*

Инвестиционная программа ТГК-1 на 2009 год была существенно пересмотрена с «докризисных» уровней и составляет порядка 14,5 млрд руб. (в прежней инвестиционной программе было заложено финансирование в объеме порядка 47 млрд руб.). Из наиболее крупных проектов, вошедших в Генеральную схему, отложены вводы крупных мощностей на Южной ТЭЦ (450 МВт в 2009 году) и Правобережной ТЭЦ-5 (450 МВт в 2010 году).

В 2010-2011 гг. ТГК-1 планирует, в первую очередь, завершить строительство второго блока ПГУ-180 на Первомайской ТЭЦ-14, блока ПГУ-450 на Южной ТЭЦ-22, а также ввод новых гидроагрегатов на каскаде Вуоксинских ГЭС.

### Инвест. проекты ТГК-1, включенные в Генсхему размещения объектов энергетики до 2020 года

Станция	Чистый ввод мощности, МВт		
	2006-2010 гг.	2011-2015 гг.	2016-2020 гг.
Мурманская ТЭЦ-2	-	540	-
Дубровская ТЭЦ-8	-	-	468
Правобережная ТЭЦ-5	386	-	450
Первомайская ТЭЦ-14	130	80	-
Северная ТЭЦ-21	-	450	10
Южная ТЭЦ-22	450	-	-

Источник: Генсхема размещения объектов энергетики до 2020 года

*Риски применения штрафных санкций невелики*

Насколько мы понимаем, риски применения штрафных санкций в отношении ТГК-1 невелики.

Во-первых, договор о предоставлении мощности ТГК-1 в настоящий момент не подписан НП АТС, и, таким образом, компания не несет формальных обязательств по вводу оборудования в сроки, установленные Генсхемой.

Во-вторых, последние заявления официальных лиц (в частности, главы Минэнерго Сергея Шматко) позволяет сделать вывод, что государство готово пойти на определенные послабления в плане инвестиционных программ энергетиков – в частности, на пересмотр сроков ввода и расположения новых мощностей. Стоит отметить, что, несмотря на признание возможных «отсрочек» исполнения инвестиционных программ, официальная позиция в отношении темпов либерализации рынков электроэнергии и мощности пока не предполагает каких-либо сдвигов, что является важным моментом для участников отрасли с точки зрения перспектив окупаемости инвестиций в новые проекты.



## Инвестиционная программа ТГК-1 на 2009 год, млн руб.

	1 кв2009	2 кв2009	3 кв2009	4 кв2009	2009	Ввод эл. мощности, МВт	Ввод тепловой мощности, Гкал	Дата окончания работ
Финансирование, всего:	4 000	3 800	3 800	2 893	14 493	-	-	
Первомайская ТЭЦ-14	1 200	1 020	1 905	1 521	5 646	180	135	2010 г.
Василеостровская ТЭЦ-7	288	302	86		676	50	100	2009 г.
Правобережная ТЭЦ-5	171	30	299		500	-	-	2012 г.
Южная ТЭЦ-22	0	468	28	4	500	-	-	2010 г.
Выборгская ТЭЦ-17	223	205			427	123	175	2009 г.
Центральная ТЭЦ	46	10	40	152	248	-	-	2013 г.
Северная ТЭЦ-21	16	19			35	-	-	2016 г.
Каскад Вуоксинских ГЭС	321	311	295	240	1 167	60	-	2012 г.
Волховская ГЭС-6	61				61	12	-	2009 г.
Модернизация теплосети	874	536	641	614	2 665	-	-	
IT, система учета э/э и мощности, и др.	381	525	288	139	1 333	-	-	
Повышение надежности системы	419	359	232	223	1 232	-	-	

Источник: данные Компании



## Анализ финансового состояния

Для анализа финансового состояния ТГК-1 мы используем отчетность РСБУ, дающую наиболее оперативную картину кредитного профиля. В то же время, на годовой основе помимо отчетности по РСБУ, компания публикует и консолидированную отчетность по стандартам МСФО (аудитор PriceWaterhouseCoopers).

*Отчетность РСБУ и МСФО за 2008 год: ключевое отличие - консолидация результатов убыточной Мурманской ТЭЦ*

Ключевое отличие МСФО отчетности – включение результатов дочерней компании ТГК-1, Мурманской ТЭЦ (ТГК-1 контролирует 84,06%). Станция является ключевым поставщиком тепловой энергии в городе Мурманске и работает на мазуте, следствием чего является ее низкая экономическая эффективность. ТГК-1 финансирует бизнес Мурманской ТЭЦ через долгосрочные займы (1,57 млрд руб. на конец 2008 года по РСБУ отчетности). По итогам прошлого года при выручке почти 2,5 млрд руб. операционная прибыль Мурманской ТЭЦ была отрицательной -778 млн руб. Стоит отметить, что отчасти убыток был компенсирован субсидиями от Минэнерго (331,4 млн руб. в прошлом году), и в итоге чистый убыток был ниже – на уровне 458,1 млн руб.

Как мы понимаем, станция стала своего рода «социальной нагрузкой», доставшейся ТГК-1 при реформировании Ленэнерго, которая, впрочем, с лихвой компенсируется выгодой от вошедших в состав компании ГЭС.

В результате консолидации убыточной Мурманской ТЭЦ рентабельность ТГК-1 по МСФО отстает от показателей РСБУ отчетности. В частности, в терминах EBITDA норма прибыли по МСФО в 2008 году составляла 9,3% (мы корректируем показатель EBITDA на «неденежные» статьи, такие как изменения резерва под обесценение основных средств и т. п.), тогда как по РСБУ отчетности показатель был на уровне 13%. В остальном, результаты РСБУ и МСФО в целом сопоставимы.

### ТГК-1: сравнение основных показателей отчетности по РСБУ и МСФО

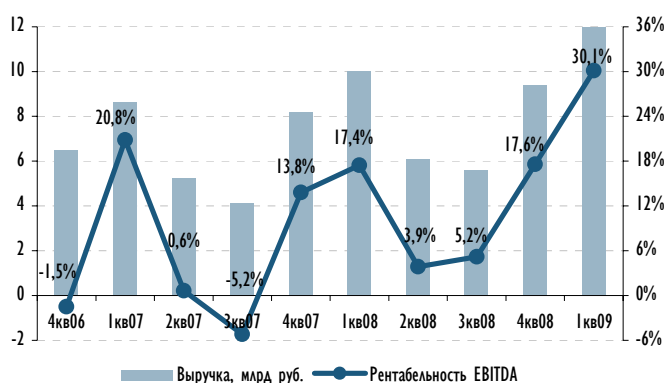
	РСБУ	МСФО
Активы, млн руб	79 286	79 108
Долг, млн руб	4 792	4 717
Выручка, млн руб	31 127	33 590
EBITDA скор, млн руб	3 929	3 138
Рентабельность EBITDA	13%	9%

Источник: данные Компании, расчеты ГПБ

Финансовые показатели ТГК-1 подвержены влиянию фактора сезонности: «пиковые» объемы продаж и наиболее высокая операционная эффективность станций приходится на 4-й – 1-й квартал, когда тепловые станции работают в режиме теплофикационной выработки (одновременное производство тепла и электроэнергии).

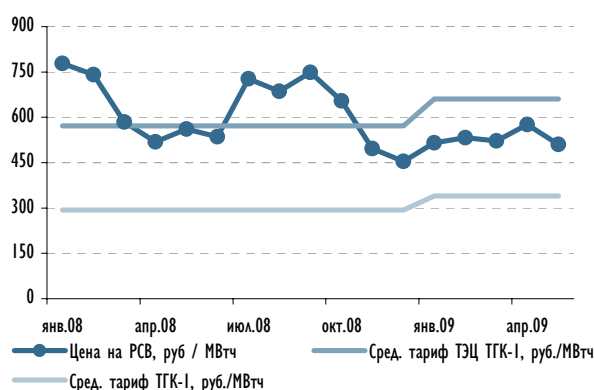
В то же время в целом поквартальная динамика показателей рентабельности в 2008 – 1-м кв. 2009 г. показала заметное улучшение по сравнению с 4-м кв. 2006 – 2007 г.

### Выручка, млрд руб., и рентабельность ТГК-1: поквартальная динамика



Источник: данные Компании, расчеты ГПБ

### Цены реализации э/э на РСВ и средние тарифы на 2008 – 2009 гг.



Источник: данные Компании, расчеты ГПБ



*Рост нормы прибыли в 2008 году за счет увеличения продаж электроэнергии и мощности в «свободном» сегменте рынка*

Рост рентабельности в 2008 году, как мы полагаем, в основном отражает увеличение продаж электроэнергии и мощности в «свободном» сегменте рынка. В частности, доля продаж электроэнергии по регулируемым договорам сократилась с 71% в первом квартале до 53% в третьем квартале 2008 года. При этом, цены реализации на свободном рынке (сегмент «на сутки вперед») во 2-ом кв. 2008 – 3-м кв. 2008 были заметно выше среднего тарифа по ТГК-1, установленного на 2008 год (293 руб./МВтч).

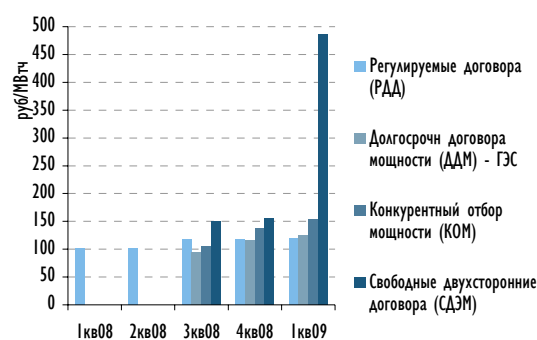
Рынок мощности начал функционировать с 1 июля прошлого года: в 3-м кв. 2008 – 4-м кв. 2008 ТГК-1 продавала 13%-14% мощности вне регулируемых договоров, на сегменте КОМ (конкурентный отбор мощности) и СДЭМ (свободные договора), в первом квартале эта доля выросла до 20%. При этом средние цены реализации в этих сегментах рынка были выше, чем по регулируемым договорам (в особенности в сегменте СДЭМ).

Структура реализации электроэнергии и мощности по сегментам рынка, 2008 – 1 кв2009

	1 кв08	2 кв08	3 кв08	4 кв08	1 кв09
<b>Реализация электроэнергии тыс. кВтч, %</b>					
Регулируемые договора	71%	65%	53%	61%	59%
Рынок «на сутки вперед» и баланс. рынок	27%	32%	43%	35%	37%
Экспорт	2%	3%	4%	4%	4%
<b>Реализация мощности, %</b>					
Регулируемые договора (РДД)	100%	100%	77%	78%	75%
Долгосрочн договора мощности (ДДМ) - ГЭС	-	-	8%	8%	6%
Конкурентный отбор мощности (КОМ)	-	-	11%	8%	5%
Свободные двухсторонние договора (СДЭМ)	-	-	3%	6%	15%

Источник: данные Компании, расчеты ГПБ

Средние цены реализации мощности на различных сегментах рынка



Источник: данные Компании, расчеты ГПБ

Стоит отметить смену тренда в структуре продаж электроэнергии в 4 кв2008 – на фоне падения рыночного спроса на электроэнергию доля регулируемых договоров в общей реализации вновь выросла (до 61%).

*1-й кв 2009 г.: дополнительный выигрыш в рентабельности за счет разницы темпов повышения тарифов на энергию и газ*

В первом квартале 2009 заметную поддержку рентабельности российских генерирующих компаний оказал опережающий рост регулируемых тарифов на электро- и тепловую энергию по сравнению с ростом цен ФСТ на газ. В частности, средневзвешенный тариф на электроэнергию по станциям ТГК-1 на 2009 год вырос на 16% по сравнению с прошлогодним, тариф на тепло – на 19%, при том, что регулируемый тариф ФСТ на газ был повышен на 5%.

Стоит отметить, что позитивное влияние на рентабельность является временным – в отличие от тарифов на энергию, которые повышаются одновременно в начале года, повышение цен на газ в этом году предпринимается поэтапно, на 5% в первом квартале, на 7% - во втором и третьем и на 6,2% в четвертом. В итоге, к уровню прошлого года тариф вырастет на 27,7%, тем самым нивелировав «выигрыш» в эффективности, который компания получила в начале года.

В целом в текущем году бизнес-план ТГК-1 предполагает 15%-ый рост продаж до 35,9 млрд руб. При этом компания закладывает довольно умеренные темпы роста цен на электроэнергию и мощность на свободном рынке и отсутствие каких-либо существенных изменений по части структуры продаж (доля продажи энергии по регулируемым договорам – 54%).

Основные параметры бизнес-плана ТГК-1 на 2009 год

	2008	2009П	Изменение, %
Выработка электроэнергии, млн кВтч	26 888	25 607	-5%
Тариф на э/э по регулируемым договорам, руб./МВтч	294	340	17%
Цена э/э в результате конкурентного отбора на РСВ, руб./МВтч	622	666	7%
Тариф на мощность по регулируемым договорам, руб./МВт в мес	77 771	88 781	14%
Цена на мощность, КОМ, руб./МВт в мес	85 151	96 781	14%
Цена на мощность, СДЭМ, руб./МВт в мес	110 914	115 690	4%



Тариф на тепло, промышленные потребители, руб./Гкал	624	744	19%
Выручка, млн руб.	31 127	35 907	15%
ЕБИТДА, млн руб.	3 929	3 944	0,4%
Рентабельность по ЕБИТДА	13%	11%	-2 п.п.
Финансовый долг, млн руб.	4 792	12 534	162%
Долг / ЕБИТДА	1,2	3,2	

Источник: данные Компании

Норма прибыли ТГК-1 в 2009 году, согласно прогнозу компании, окажется несколько ниже уровня прошлого года – рентабельность ЕБИТДА снизится до 11%, в абсолютном выражении компания ожидает ЕБИТДА около 4 млрд руб., практически на уровне 2008 года.

*В 2009 году долговая нагрузка вырастет – существенная часть инвестиционной программы будет профинансирована за счет заемных средств*

Учитывая, что инвестиционные планы на текущий год (14,5 млрд руб.) заметно превосходят объем собственного денежного потока, который ТГК-1 рассчитывает получить в текущем году, компания будет привлекать дополнительное заемное финансирование. Общий объем финансового долга по прогнозам ТГК-1 на конец текущего года вырастет до 12,5 млрд руб., или до 3,2х в терминах Долг / ЕБИТДА (по итогам прошлого года этот показатель был на уровне 1,2х).

По состоянию на 1 июня объем кредитного портфеля ТГК-1 составлял 9,2 млрд руб. (+18% к уровню 1кв2009). При этом мы отмечаем, что большая часть долга была краткосрочной. В ближайшей перспективе доля короткого долга может сократиться, в том числе, за счет размещаемого облигационного займа. В целом приведение сроков обязательств в соответствие с основной целью, на которую привлекаются заемные средства (инвестиционная программа), на наш взгляд, должно стать одним из ключевых моментов финансовой политики компании на ближайший год.

#### Кредитный портфель ТГК-1 на 01/06/2009:

Банк	Валюта	Текущий долг, млн руб	Дата погашения
ЕБРР	EUR	174	июн. 10
Nordic Investment Bank	EUR	801	янв 14
NEFCO	EUR	108	мар 15
<b>Итого долгосрочный долг</b>		<b>1 083</b>	
ЕБРР	EUR	347	июн 09 - дек 09
Nordic Investment Bank	EUR	200	июл 09 - янв 10
NEFCO	EUR	22	сен 09 - мар 10
АБ Россия	RUR	450	дек 09 - янв 10
ВТБ Северо-Запад	RUR	2 000	дек 09 - май 10
Балтинвестбанк	RUR	742	фев 10 - апр 10
Глобэкс Банк	RUR	2 000	фев 10
Альфа-Банк	RUR	1 230	мар 10
Облигационный займ	RUR	1 144	мар 10 (оферта)
<b>Итого краткосрочный долг</b>		<b>8 135</b>	
<b>Итого финансовый долг</b>		<b>9 217</b>	

Источник: данные Компании



## Приложение: основные показатели производственных активов ТГК-1

Станция	Год ввода последней турбины	Установленная мощность, МВт	Выработка, млн кВт/ч		Отпуск тепла, тыс. Гкал		КИУМ, %	УРТ электроэнергия, г/кВтч			УРТ тепло, кг/Гкал
			2007 г.	2008 г.	2007 г.	2008 г.		общий	т/ф цикл	конд. цикл	
Центральная ТЭЦ	1950	79	467	436	2 613	2 449	63%	410	353	520	155
Правобережная ТЭЦ - 5	2006	244	1 158	960	2 552	2 531	45%	288	250	385	155
Василеостровская ТЭЦ - 7	1964	85	625	583	1 998	1 857	78%	322	300	516	137
Дубровская ТЭС - 8	1958	192	291	262	272	255	16%	467	344	500	164
Первомайская ТЭЦ - 14	1962	330	1 064	1 019	1 914	1 821	35%	357	322	448	166
Автовская ТЭЦ - 15	2008	321	1 521	1 471	3 713	3 682	52%	329	296	475	130
Выборгская ТЭЦ - 17	1969	255	1 122	1 017	1 345	1 264	46%	323	275	409	132
Северная ТЭЦ - 21	1983	500	2 231	2 391	2 944	3 100	55%	291	243	409	130
Южная ТЭЦ - 22	1998	800	2 947	3 714	4 031	4 011	53%	276	228	361	130
Волховская ГЭС-6	1996	83	390	396	-	-	54%	-	-	-	-
Нарвская ГЭС-13	1955	125	609	748	-	-	68%	-	-	-	-
Каскад-1 Вуоксинских ГЭС	1947	164	1 140	1 167	-	-	81%	-	-	-	-
Каскад-2 Свирских ГЭС	2003	259	1 265	1 163	-	-	51%	-	-	-	-
<b>Итого Невский Филиал</b>		<b>3 437</b>	<b>14 831</b>	<b>15 327</b>	<b>21 388</b>	<b>20 975</b>	<b>51%</b>	<b>308</b>	<b>264</b>	<b>406</b>	<b>140</b>
Апатитская ТЭЦ, Филиал «Кольский»	1963	323	442	420	1 251	1 211	15%	321	315	543	143
Каскад Туломских ГЭС	1994	324	1 201	1 124	-	-	40%	-	-	-	-
Каскад Серебрянских ГЭС	2003	511	1 419	1 402	-	-	31%	-	-	-	-
Каскад Пазских ГЭС	1970	188	1 091	1 068	-	-	65%	-	-	-	-
Каскад Нивских ГЭС	2005	570	3 024	3 110	-	-	62%	-	-	-	-
<b>Итого Кольский Филиал</b>		<b>1 916</b>	<b>7 176</b>	<b>7 124</b>	<b>1 266</b>	<b>1 226</b>	<b>43%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Петрозаводская ТЭЦ, Филиал «Корельский»	1982	280	985	1 087	1 693	1 706	44%	284	254	377	126
ДЭС на о. Валаам	2008	2	3	4	-	-	41%	-	-	-	-
Каскад Выгских ГЭС	1967	240	1 245	1 422	-	-	68%	-	-	-	-
Каскад Сунских ГЭС	1954	51	275	285	-	-	64%	-	-	-	-
Группа малых ГЭС	1647	12	71	66	-	-	-	-	-	-	-
Каскад Кемских ГЭС	1991	330	1 478	1 573	-	-	54%	-	-	-	-
<b>Итого Карельский Филиал</b>		<b>915</b>	<b>4 056</b>	<b>4 437</b>	<b>1 695</b>	<b>1 703</b>	<b>56%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>ОАО ТГК-1</b>		<b>6 267</b>	<b>26 063</b>	<b>26 888</b>	<b>24 350</b>	<b>23 905</b>	<b>49%</b>	<b>306</b>	<b>265</b>	<b>405</b>	<b>139</b>

Источник: данные Компании

**Газпромбанк**117420, г. Москва, ул. Наметкина, 16, стр. 1  
(Офис: ул. Новочеремушкинская, 63)  
Тел. +7 (495) 913 7474**Департамент анализа рыночной конъюнктуры****Андрей Богданов**

начальник департамента

+7 (495) 988 23 44

**Стратегия на фондовом и долговом рынках****Андрей Богданов**  
**Артем Архипов**  
**Анна Богдюкевич**+7 (495) 988 23 44  
Andrei.Bogdanov@gazprombank.ru  
+7 (495) 980 41 82  
Artem.Arhipov@gazprombank.ru  
+7 (495) 983 18 00 доб. 54085  
Anna.Bogdyukevich@gazprombank.ru**Металлургия****Сергей Канин**+7 (495) 988 24 06  
Sergei.Kanin@gazprombank.ru**Транспорт и машиностроение****Алексей Астапов**+7 (495) 428 49 33  
Aleksai.Astapov@gazprombank.ru**Нефть и газ, электроэнергетика****Иван Хромушин**  
**Дмитрий Котляров**+7 (495) 980 43 89  
Ivan.Khromushin@gazprombank.ru  
+7 (495) 913 78 26  
Dmitry.Kotlyarov@gazprombank.ru**Телекоммуникации и медиа****Андрей Богданов**  
**Анна Курбатова**+7 (495) 988 23 44  
Andrei.Bogdanov@gazprombank.ru  
+7 (495) 913 78 85  
Anna.Kurbatova@gazprombank.ru**Аналитика долгового рынка****Артем Архипов**  
**Яков Яковлев**+7 (495) 980 41 82  
Artem.Arhipov@gazprombank.ru  
+7 (495) 988 24 92  
Yakov.Yakovlev@gazprombank.ru**Макроэкономика и банковский сектор****Артем Архипов**  
**Анна Богдюкевич**+7 (495) 980 41 82  
Artem.Arhipov@gazprombank.ru  
+7 (495) 983 18 00 доб. 54085  
Anna.Bogdyukevich@gazprombank.ru**Потребительский сектор****Рустам Шихахмедов**+7 (495) 428 50 69  
Rustam.Shikhakhmedov@gazprombank.ru**Редакторская группа****Татьяна Курносенко**  
**Степан Чугров**+7 (495) 983 18 00 доб. 54084  
Tatiana.Kumosenko@gazprombank.ru  
+7 (495) 983 18 00 доб. 21789  
Stepan.Chugrov@gazprombank.ru**Департамент инструментов долгового рынка****Павел Исаев**

начальник департамента

+7 (495) 980 4134  
Pavel.Isaev@gazprombank.ru**Управление рынков заемного капитала****Игорь Ешков**

директор

+7 (495) 429 96 44  
Igor.Eshkov@gazprombank.ru**Управление торговли и продаж долговых инструментов****Продажи****Дмитрий Кузнецов**+7 (495) 428 49 80  
kuzd@gazprombank.ru**Трейдинг****Александр Семенников**+7 (495) 988 2373  
Alexander.Semennikov@gazprombank.ru**Илья Ремизов**+7 (495) 983 1880  
Ilya.Remizov@gazprombank.ru**Сергей Яблонский**+7 (495) 719 17 74  
sy@gazprombank.ru**Департамент рынков фондового капитала****Максим Шашенков**

начальник департамента

+7 (495) 988 23 24  
Maxim.Shashenkov@gazprombank.ru**Управление торговли и продаж инструментов фондового рынка****Продажи****Константин Шапшаров**

директор

+7 (495) 983 18 11  
Konstantin.Shapsharov@gazprombank.ru**Трейдинг****Валерий Левит**

директор

+7 (495) 988 24 11  
Valeriy.Levit@gazprombank.ru**Евгений Терещенко**+7 (495) 428 49 80  
Evgeniy.Tereschenko@gazprombank.ru**Мария Братчикова**+7 (495) 988 24 03  
Maria.Bratchikova@gazprombank.ru**Управление рынков фондового капитала****Андрей Чичерин**+7 (495) 983 19 14  
Andrey.Chicherin@gazprombank.ru**Управление биржевых интернет-операций****Андрей Блохин**+7 (495) 983 17 28  
Andrey.Blokhin@gazprombank.ru

Copyright © 2003-2009. «Газпромбанк» (Открытое акционерное общество). Все права защищены

Данный отчет подготовлен аналитиками «Газпромбанка» (Открытого акционерного общества) (далее – ГПБ (ОАО)) на основе публичных источников, заслуживающих, на наш взгляд, доверия, однако проверка представленных в этих источниках данных нами не проводилась. За исключением информации, касающейся непосредственно ГПБ (ОАО), последний не несет ответственности за точность и полноту информации, содержащейся в отчете. Представленные в отчете мнения и суждения отражают только личную точку зрения аналитиков относительно описываемых событий и анализируемых ситуаций. Они не обязательно отражают мнение ГПБ (ОАО) и могут изменяться без предупреждения, в том числе в связи с появлением новых корпоративных и рыночных данных. ГПБ (ОАО) не обязан обновлять, изменять или дополнять данный отчет или уведомлять кого-либо об этом. Финансовые инструменты, упоминаемые в данном отчете, могут быть не подходящими инструментами инвестирования для определенных инвесторов. Отчет не может являться единственным основанием для принятия инвестиционных решений. Инвесторы должны принимать инвестиционные решения самостоятельно, привлекая для этих целей собственных независимых консультантов, если сочтут это необходимым, и руководствоваться интересами и задачами. Авторы не берут на себя ответственность за действия, предпринятые на основе изложенной в этом отчете информации.

Информация, содержащаяся в данном отчете или приложениях к нему, не является предложением об оказании услуг, не может рассматриваться как оферта, приглашение делать коммерческие предложения или реклама, если иное прямо не указано в настоящем отчете или приложениях к нему.