



Открытое акционерное общество «Южная генерирующая компания - ТГК-8»

Облигационный заем
3 500 000 000 рублей

Организаторы



Инвестиционная
компания



Raiffeisen
BANK

Информационный меморандум

Апрель 2007 г.

Важная информация

Открытое акционерное общество «Южная генерирующая компания - ТГК-8» («Эмитент», ОАО «ЮГК ТГК-8», «Компания», «ТГК-8») уполномочило ЗАО «Райффайзенбанк Австрия» и ООО «Инвестиционная компания «Капиталъ» («Организаторы») быть организаторами выпуска корпоративных рублевых облигаций (государственный регистрационный номер 4-01-34308-Е, «Облигации») на общую сумму 3 500 000 000 рублей. Эмитент уполномочил Организаторов подготовить прилагаемый информационный меморандум («Меморандум»).

Информация, представленная в первой части меморандума, кратко описывает основные условия и структуру выпуска облигаций («Основные условия»). Основные условия полностью содержатся в проспекте облигаций, зарегистрированном Федеральной службой по финансовым рынкам Российской Федерации 12 апреля 2007 г. При принятии решения об инвестировании в облигации инвесторы должны самостоятельно ознакомиться с проспектом ценных бумаг.

Информация, представленная в частях 2—5 меморандума, предоставлена Эмитентом. Организаторы или их представители, или лица, аффилированные с Организаторами и/или Эмитентом, не проводили проверку точности и полноты информации, содержащейся в меморандуме. Организаторы не несут ответственности за полноту и/или точность информации, предоставленной Эмитентом.

Информация, содержащаяся в информационном меморандуме, не является исчерпывающей. Любое лицо, рассматривающее возможность приобретения облигаций, должно провести свой собственный анализ финансового положения эмитента и основных условий на основе информации, содержащейся в проспекте ценных бумаг.

Организаторы не берут на себя обязательства по анализу финансовой и/или другой информации об Эмитенте и предоставлению дополнительной информации. Сотрудники Организаторов не уполномочены предоставлять информацию, относящуюся к Эмитенту и/или облигациям и не содержащуюся в меморандуме.

Дата, указанная на меморандуме, не означает, что информация, содержащаяся в меморандуме, является полной и/или точной на эту дату. Организаторы и Эмитент не берут на себя обязательство обновлять информацию, содержащуюся в меморандуме.

Содержание

1. Краткое описание основных условий выпуска облигаций	4
2. Использование средств, привлекаемых от размещения облигаций	5
3. ОАО «ЮГК ТГК-8»	6
3.1. Краткое описание ОАО «ЮГК ТГК-8»	6
3.2. История создания ОАО «ЮГК ТГК-8»	6
3.4. Акционеры ОАО «ЮГК ТГК-8»	8
3.5. Управление	8
3.6. Производство	10
3.7. Продажи	13
3.8. Затраты	16
3.9. Стратегия и инвестиции	18
3.10. Финансовые обязательства	19
3.11. Финансовые результаты	20
4. Краткий обзор энергетического рынка России	22
5. Приложения	29

1. Краткое описание основных условий выпуска облигаций

Эмитент	Открытое акционерное общество «Южная генерирующая компания – ТГК-8»
Поручитель	Общество с ограниченной ответственностью «ЮГК-Инвест»
Облигации	Документарные процентные (купонные) облигации на предъявителя с обязательным централизованным хранением, с переменным купонным доходом и сроком погашения в 1 820 день с даты начала размещения.
Номинальная стоимость каждой Облигации	1 000 рублей
Количество Облигаций в выпуске	3 500 000 штук
Общая номинальная стоимость Облигаций	3 500 000 000 рублей
Период выплаты купонов	182 дня
Обязательство Эмитента по выкупу Облигаций	Эмитент предоставляет инвесторам право продать Облигации Эмитенту по цене 100% от номинальной стоимости в Дату выкупа.
Дата выкупа	Дата, в которую Эмитент обязуется приобрести Облигации, определяется Эмитентом одновременно с определением даты начала размещения Облигаций.
Процентная ставка первого купона	Процентная ставка первого купона определяется на конкурсе в первый день размещения Облигаций.
Процентная ставка последующих купонов	Процентная ставка купонов, выплачиваемых до Даты выкупа, устанавливается равной ставке первого купона. Ставки купонов, выплачиваемых после Даты выкупа, устанавливаются Эмитентом в срок не позднее, чем за 10 календарных дней до Даты выкупа.
Дата погашения	В 1 820 день с даты начала размещения
Условия, порядок погашения и выплаты доходов по Облигациям	Погашение Облигаций и выплата купонного дохода по ним производятся Платежным агентом по поручению Эмитента в рублях в безналичном порядке.
Организаторы выпуска	Закрытое акционерное общество «Райффайзенбанк Австрия» Общество с ограниченной ответственностью «Инвестиционная компания «КапиталЪ»
Депозитарий и Платежный агент	Некоммерческое Партнерство «Национальный депозитарный центр»
Вторичное обращение Облигаций	Вторичное обращение Облигаций будет организовано на ФБ ММВБ и на внебиржевом рынке.

2. Использование средств, привлекаемых от размещения облигаций

Средства, полученные за счет размещения Облигаций, будут использованы на:

1. 1,5 млрд руб. - рефинансирование текущих банковских кредитов ОАО «ЮГК ТГК-8»;
2. 2 млрд руб. - финансирование инвестиционной программы Компании.

3. ОАО «ЮГК ТГК-8»

3.1. Краткое описание ОАО «ЮГК ТГК-8»

ОАО «ЮГК ТГК-8» является крупнейшей энергокомпанией Юга России. Ее суммарная установленная электрическая мощность составляет 3 601,8 МВт, установленная тепловая мощность 13 433 Гкал/ч.

Компания охватывает 6 субъектов Российской Федерации: Астраханскую, Волгоградскую, Ростовскую области, Краснодарский и Ставропольский края и Республику Дагестан. Доля ТГК-8 на региональном рынке электроэнергии составляет порядка 22,7%, а на рынке тепла в зависимости от региона варьируется от 28% до 98%.

В настоящий момент РАО ЕЭС (рейтинг ВВ по шкале Standard&Poor's) принадлежит контрольный пакет акций Компании (50,01%). Стратегическим акционером является компания ЗАО «Промрегион Холдинг».

На осень 2007г. намечено размещение дополнительной эмиссии акций ТГК-8. Предположительно, доля РАО ЕЭС в капитале Компании будет снижена до не менее блокирующего пакета.

В следующей таблице приведены данные об основных финансовых результатах ТГК-8 в 2005-2006 гг., млн руб.

	2005*	2006
Выручка от продаж	4 505	14 556
ЕБИТДА	н/д	345
Прибыль от продаж	55	-150
Чистая прибыль	4	41

*Показатели за 2-е полугодие 2005 г., поскольку ТГК-8 начала осуществлять операционную деятельность с 01.07.2005 г. Источник: отчетность ТГК-8 по РСБУ, оценки Райффайзенбанка

3.2. История создания ОАО «ЮГК ТГК-8»

Создание ОАО «ЮГК ТГК-8», наряду с другими территориальными генерирующими компаниями, стало неотъемлемой частью процесса реформирования российской электроэнергетики. Основная цель этой реформы — повышение эффективности предприятий отрасли и создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций (см. подробнее п. 3.9. «Стратегия и инвестиции»).

В процессе разделения единых региональных АО-энерго по видам деятельности (генерация, сетевое хозяйство, транспортировка и сбыт энергии) были образованы ОГК (оптовые генерирующие компании) и ТГК (территориальные генерирующие компании), которые объединили генерирующие активы региональных энергокомпаний. Целевая модель функционирования всех ТГК предусматривает формирование единой операционной компании путем реорганизации региональных генерирующих компаний в форме присоединения к ТГК. Подробнее см. п.4. «Краткий обзор энергетического рынка России».

Открытое акционерное общество «Южная генерирующая компания - ТГК-8» было учреждено ОАО РАО «ЕЭС России» и зарегистрировано 22 марта 2005 г. в Астрахани. На момент создания размер уставного капитала ОАО «ЮГК ТГК-8» составлял 10 млн руб.

С 1 июля 2005 г. ОАО «ЮГК ТГК-8» начало свою операционную деятельность на базе аренды генерирующих активов 5 региональных генерирующих компаний Южного федерального округа: ОАО «РГК» (г.Ростов-на-Дону), ОАО «Астраханская региональная генерирующая компания», ОАО «ГК «Волжская», ОАО «Ставропольская теплогенерирующая компания» и ОАО «Дагестанская тепловая генерирующая компания». Впоследствии в аренду ОАО «ЮГК ТГК-8» также были переданы генерирующие активы ОАО «Кубаньэнерго», а затем, после реорганизации ОАО «Кубаньэнерго», ОАО «Кубанская генерирующая компания».

29 декабря 2005 г. состоялось внеочередное общее собрание акционеров ОАО «ЮГК ТГК-8», на котором были приняты решения о реорганизации Компании путем присоединения ОАО «Астраханская региональная генерирующая компания», ОАО «ГК «Волжская», ОАО «Дагестанская тепловая генерирующая компания», ОАО «РГК» (г.Ростов-на-Дону) и ОАО «Ставропольская теплогенерирующая компания».

1 июня 2006 г. произошло присоединение вышеуказанных компаний к ОАО «ЮГК ТГК-8». Акции присоединенных генерирующих компаний были конвертированы в обыкновенные акции ОАО «ЮГК ТГК-8», в связи с чем фактический размер уставного капитала ОАО «ЮГК ТГК-8» увеличился до 11,9 млрд руб. С этого момента ОАО «ЮГК ТГК-8» стало правопреемником прав и обязанностей присоединенных к нему обществ, имущество которых вошло в состав соответствующих филиалов Компании. Таким образом, завершен первый этап реформирования ОАО «ЮГК ТГК-8».

В августе 2006 г. акции ОАО «ЮГК ТГК-8» были выведены на российский фондовый рынок. В настоящий момент акции торгуются на ММВБ и в РТС. Текущая капитализация Компании превышает 40 млрд руб.

В рамках реализации второго этапа реформирования планировалась реорганизация ОАО «ЮГК ТГК-8» в форме присоединения к нему ОАО «Кубанская генерирующая компания». 15 и 19 марта 2007 г. на Внеочередных общих собраниях акционеров ОАО «Кубанская генерирующая компания» и ОАО «ЮГК ТГК-8» решение о реорганизации принято не было.

В связи с этим ОАО «ЮГК ТГК-8» планирует приобрести долю в уставном капитале ОАО «Кубанская генерирующая компания» путем размещения по закрытой подписке своих дополнительных акций среди акционеров ОАО «Кубанская генерирующая компания», голосовавших «ЗА» или не принимавших участие в голосовании по вопросу о реорганизации на Внеочередном общем собрании акционеров ОАО «Кубанская генерирующая компания» 18 января 2007 года.

Размещение будет произведено путем заключения с акционерами ОАО «Кубанская генерирующая компания» договоров мены, при этом в качестве оплаты дополнительно размещаемых обыкновенных акций ОАО «ЮГК ТГК-8» будут приниматься обыкновенные акции ОАО «Кубанская генерирующая компания». Ожидается, что данная процедура будет завершена к июню 2007 г., и в результате ОАО «ЮГК ТГК-8» приобретет не менее 48% акций ОАО «Кубанская генерирующая компания».

3.3. Организационная структура

В настоящий момент организационная структура ОАО «ЮГК ТГК-8» состоит из исполнительного аппарата, московского представительства и 7 филиалов:

- «Астраханская генерация»;
- «Волгоградская генерация»;
- «Дагестанская генерация»;
- «Ростовская генерация»;
- «Ростовская городская генерация»;
- «Ставропольская генерация»;
- «Кубанская генерация».

1 июня 2006 г. в связи с присоединением ОАО «Астраханская региональная генерирующая компания», ОАО «ГК «Волжская», ОАО «Дагестанская тепловая генерирующая компания», ОАО «РГК» (г.Ростов-на-Дону), ОАО «Ставропольская теплогенерирующая компания» к ОАО «ЮГК ТГК-8» все их производственные активы вошли в состав соответствующих филиалов. Филиал «Кубанская генерация» в настоящий момент арендует генерирующие активы у ОАО «Кубанская генерирующая компания». Все остальные филиалы функционируют на собственных мощностях.

3.4. Акционеры ОАО «ЮГК ТГК-8»

На данный момент уставный капитал ОАО «ЮГК ТГК-8» состоит из 1 188 916 446 365 (около 1,2 трлн штук) акций номиналом 1 коп. каждая. Таким образом, общий размер уставного капитала ОАО «ЮГК ТГК-8» составляет 11,9 млрд руб. В следующей таблице представлена структура акционерного капитала ОАО «ЮГК ТГК-8» по состоянию на 12 февраля 2007 г.:

Наименование акционера	Доля в уставном капитале ОАО «ЮГК ТГК-8»
ОАО РАО «ЕЭС России»	50,01%
ЗАО «Промрегион Холдинг»	16,28%
ЗАО «Энергостратегия»	15,81%
Прочие акционеры	17,90%
Итого	100,00%

Источник: ОАО «ЮГК ТГК-8»

ОАО РАО «ЕЭС России», крупнейший государственный электроэнергетический холдинг Российской Федерации, владеет контрольным пакетом акций ОАО «ЮГК ТГК-8». Установленная мощность электростанций РАО ЕЭС составляет 69,4% общей мощности электростанций России. Консолидированная выручка РАО ЕЭС по МСФО за 9 мес. 2006 г. составила 636 млрд руб., прибыль EBITDA - порядка 118 млрд руб., активы – 1,3 трлн руб. Рейтинг компании, присвоенный международным рейтинговым агентством Standard&Poor's, ВВ/Стабильный. Контрольный пакет акций РАО ЕЭС принадлежит государству (52,7%).

Крупнейшими после РАО ЕЭС акционерами ТГК-8 являются ЗАО «Промрегион Холдинг» - 16,3% и ЗАО «Энергостратегия» - 15,8%. Указанные компании являются крупными инвесторами в энергетику Южного федерального округа. Помимо акций ТГК-8 компании также владеют блокирующими пакетами акций астраханских и волгоградских сетевых энергокомпаний.

Доля каждого из прочих акционеров составляет менее 5%.

В 2006 г. ЮГК ТГК-8 совместно с РАО ЕЭС разработала среднесрочную инвестиционную программу, финансирование которой будет осуществляться за счет следующих источников:

- эмиссии дополнительных акций;
- заемных средств;
- собственного операционного денежного потока Компании.

Эмиссия дополнительных акций запланирована на осень 2007г. Организатором проведения доэмиссии выступит компания J. P. Morgan Securities Limited, со-организатором — ИФК «Метрополь». В результате дополнительной эмиссии контроль над Компанией перейдет к стратегическому инвестору, а доля РАО ЕЭС снизится до не менее блокирующего пакета.

3.5. Управление

В соответствии с Уставом, органами управления ОАО «ЮГК ТГК-8» являются:

- Общее собрание акционеров;
- Совет директоров;
- Правление;
- Генеральный директор.

Общее собрание акционеров является высшим органом управления Компании. Помимо прочего к компетенции Общего собрания относится избрание членов Совета директоров и досрочное прекращение их полномочий. Избрание состава Совета директоров осуществляется ежегодно методом кумулятивного голосования. Количественный состав Совета директоров составляет 11 человек.

Совет директоров Компании осуществляет общее руководство ее деятельностью, за исключением решения вопросов, отнесенных Федеральным законом «Об акционерных обществах» и Уставом к компетенции Общего собрания акционеров.

Действующий состав Совета директоров был избран на годовом собрании акционеров 5 июня 2006 г.

Члены действующего Совета директоров ОАО «ЮГК ТГК-8»:

Председатель Совета директоров:

Мельников Дмитрий Александрович

Исполнительный директор Бизнес-единицы №1 РАО «ЕЭС России»; член Совета директоров ОАО «ТГК-9», ОАО «Кубаньэнерго», ОАО «АЭС «Коминэнерго», ОАО «Мосэнерго» и др.

Члены Совета директоров:

Габов Андрей Владимирович

Начальник департамента корпоративного управления и взаимодействия с акционерами Корпоративного центра РАО «ЕЭС России»; Председатель Совета директоров ООО «Депозитарные и корпоративные технологии»; член Совета директоров ОАО «ОГК-3»

Гвоздев Виктор Сергеевич

Генеральный директор ОАО «ЮГК ТГК-8», ОАО «Кубанская генерирующая компания»

Непша Валерий Васильевич

Член Совета директоров ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-4», ОАО «ОГК-5», ОАО «ОГК-6», ОАО «ТГК-2», ОАО «ТГК-5»

Никулов Александр Евгеньевич

Генеральный директор ЗАО «Промрегион Холдинг», член Совета директоров ОАО «МРСК Центра и Северного Кавказа»

Солодянкин Дмитрий Германович

Заместитель генерального директора по стратегии и развитию ОАО «ЮГК ТГК-8»

Соломенцев Олег Викторович

Член Совета директоров ЗАО «Прорегион Холдинг», ЗАО «Русская медиагруппа», ОАО «Редакция газеты «Известия» и пр.

Тналин Алибек Айбекович

Руководитель финансово-аналитического департамента ЗАО «Промрегион Холдинг»

Ширяева Лариса Владимировна

Начальник Департамента рынка Центра управления реформой ОАО РАО «ЕЭС России»; член Совета директоров ОАО «ОГК-4», ОАО «ТГК-4»

Штыков Дмитрий Викторович

Член Совета директоров ОАО «ОГК-3», ОАО «ОГК-4», ОАО «ОГК-6», ОАО «ТГК-2», ОАО «ТГК-4», ОАО «ТГК-9» и пр.

Филь Сергей Сергеевич

Начальник Управления корпоративных событий Бизнес-единицы №1 РАО «ЕЭС России», член Совета директоров ОАО «Мосэнерго», ОАО «ОГК-6» и пр.

Руководство текущей деятельностью ОАО «ЮГК ТГК-8» осуществляется единоличным исполнительным органом - Генеральным директором и коллегиальным исполнительным органом – Правлением. Генеральный директор и Правление подотчетны Общему собранию акционеров и Совету директоров.

Члены Правления избираются Советом директоров по предложению Генерального директора, в количестве, определяемом решением Совета директоров. Количественный состав Правления не

может быть менее 3 человек. Действующий состав Правления был утвержден Советом директоров Компании 19 января 2007 г.

Члены действующего Правления ОАО «ЮГК ТГК-8»:

Председатель Правления:

Гвоздев Виктор Сергеевич

Генеральный директор ОАО «ЮГК ТГК-8»

Вилертс Дайнис Модрисович

И.о. заместителя генерального директора по сбытовой деятельности ОАО «ЮГК ТГК-8»; член Совета директоров ОАО «Кубанская энергосбытовая компания»

Зерщиков Михаил Николаевич

Заместитель генерального директора по производству и технической политике ОАО «ЮГК ТГК-8»

Киндя Анатолий Ильич

Заместитель генерального директора по управлению персоналом и поддержке бизнеса ОАО «ЮГК ТГК-8»

Комарова Ирина Валерьевна

Главный бухгалтер ОАО «ЮГК ТГК-8»

Кулагин Александр Александрович

Заместитель генерального директора по безопасности ОАО «ЮГК ТГК-8»

Литвинов Андрей Александрович

Заместитель генерального директора по правовой работе и корпоративному управлению ОАО «ЮГК ТГК-8»

Осыкин Александр Викторович

Заместитель генерального директора по логистике и закупкам ОАО «ЮГК ТГК-8»

Петров Евгений Петрович

Финансовый директор ОАО «ЮГК ТГК-8»

Солодянкин Дмитрий Германович

Заместитель генерального директора по стратегии и развитию ОАО «ЮГК ТГК-8»

Функции единоличного исполнительного органа выполняет Генеральный директор. В настоящий момент эту должность занимает **Гвоздев Виктор Сергеевич** (см. выше).

3.6. Производство

Основным видом деятельности ТГК-8 является производство и реализация электрической и тепловой энергии. ТГК-8 является крупнейшей энергокомпанией на Юге России.

Производственные мощности Компании включают в себя 14 ТЭЦ, 2 ГРЭС, 4 ГЭС, 54 котельных, суммарная установленная мощность которых составляет: электрическая – 3 601,8 МВт, тепловая – 13 433 Гкал/ч.

В следующей таблице приведены основные производственные показатели ТГК-8 в 2005-2006 г.:

Показатель	2005*	2006
Установленная мощность, МВт	2 536,0	3 601,8
Установленная мощность, Гкал/ч	11 053	13 433
Выработка э/энергии, млн кВтч	5 326	16 147
Коэффициент использования мощности, %	50,2%	51,2%
Отпуск т/энергии с коллекторов, тыс. Гкал	5 964	17 444
Коэффициент использования мощности т/э, %	15,1%	14,8%

* Показатели за 2-е полугодие 2005 г., поскольку ТГК-8 начала осуществлять операционную деятельность с 01.07.2005 г.
Источник: ТГК-8

Увеличение установленных мощностей произошло за счет включения генерирующих мощностей ОАО «Кубанская генерирующая компания», МУП «Тепловые сети» (г. Астрахань), Каменской ТЭЦ и Волгоградской ТЭЦ-3. Кроме того, в аренду были взяты мощности МУП «Тепловые сети» (г. Камышин). Активы котельной «Машук» включены в состав мощностей ТГК-8 на основании договоров совместного пользования.

В следующей таблице перечислены основные производственные мощности Компании по состоянию на 1 января 2007 г.:

Предприятие	Установленная мощность	
	Электрическая, мВт	Тепловая, Гкал/ч
Астраханская генерация, всего, в т.ч.	480	1 834
Астраханская ГРЭС	100	244
Астраханская ТЭЦ-2	380	910
Центральная котельная	—	375
Волгоградская генерация, всего, в т.ч.	1 501	5 932
Волгоградская ТЭЦ-2	300	1 112
Волгоградская ТЭЦ-3	296	801
Волжская ТЭЦ-1	541	1 947
Волжская ТЭЦ-2	220	1 095
Камышинская ТЭЦ	72	678
Дагестанская генерация, всего, в т.ч.	44	527
Каспийская ТЭЦ	26	234
Кубанская генерация, всего, в т.ч.*	735,8	856
Краснодарская ТЭЦ	648	856
Ростовская генерация, всего, в т.ч.	669	2 198
Цимлянская ГЭС	209	—
Волгодонская ТЭЦ-2	426	1 852
Ростовская городская генерация, всего, в т.ч.	160	1 814
Ростовская ТЭЦ-2	160	730
Ставропольская генерация, всего, в т.ч.	12	272
Кисловодская ТЭЦ	12	179
ТГК-8, всего	3 601,8	13 433

*Мощности арендуются у ОАО «Кубанская генерирующая компания»

Источник: ТГК-8

Основным филиалом, как по установленной электрической, так и по тепловой мощности ТГК-8, является филиал «Волгоградская генерация». На его долю приходится порядка 42% установленной электрической и 44% тепловой мощности. Вторым по установленной электрической мощности является филиал «Кубанская генерация» (20%), по тепловой – филиал «Ростовская генерация» (16%).

В структуре генерирующих мощностей ТГК-8 преобладают тепловые станции (порядка 92%), на долю гидроэлектростанций приходится 8% от установленных электромощностей. Газ является преобладающим видом топлива для тепловых станций ТГК-8, его доля в топливном балансе компании превышает 98%. Резервным топливом является мазут (не более 2% от годового расхода топлива). Подробная информация о топливном балансе изложена в п.3.8. «Затраты».

Объединенная Энергосистема Юга (ОЭС Юга), в состав которой входит ТГК-8, является дефицитной. Перетоки осуществляется с ОЭС Средней Волги и ОЭС Центра. Основными особенностями ОЭС Юга являются:

- неравномерность стока рек Северного Кавказа (Дон, Кубань, Терек, Сулак), которая оказывает существенное влияние на баланс электроэнергии. Зимой в регионе наблюдается дефицит электроэнергии, а летом – профицит;

- значительная, по сравнению с другими регионами России, стоимость топлива, относительно высокие тарифы на вырабатываемую электроэнергию;
- ОЭС Юга занимает первое место в РАО ЕЭС по доле коммунально-бытовой нагрузки в структуре электропотребления (почти 26%), что приводит к резким скачкам потребления при температурных изменениях.

В следующей таблице представлены основные генерирующие мощности ОЭС Юга в 2006 г.:

	Установленная мощность, МВт	Выработка, млн кВтч
ТГК-8	3 602	16 147
Волжская ГЭС (ГидроОГК)	2 541	10 300
Ставропольская ГРЭС (ОГК-2)	2 400	9 830
Новочеркасская ГРЭС (ОГК-6)	2 112	9 100
Невинномысская ГРЭС (ОГК-5)	1 290	6 440
Ростовская (Волгодонская) АЭС (Розэнергоатом)	1 000	7 600*
Каскад Кубанских ГЭС (ГидроОГК)	462	1 500
Итого	13 407	60 917

*показатель за 2005 г.

Источник: информация компаний

ТГК-8 занимает первое место среди региональных энергокомпаний как по уровню установленной электрической мощности (27% от совокупного показателя), так и по объему выработки электроэнергии (около 23%).

Рост промышленного производства на юге России привел к росту потребления электроэнергии. В настоящий момент Юг России по темпам роста потребления электроэнергии соизмерим с Москвой, Санкт-Петербургом, Екатеринбург, Тюмень (5-7% в год).

По данным РАО ЕЭС, при текущих темпах роста потребления и уровне износа мощностей, дефицит мощности ОЭС Юга в 2007 г. может составить 500 МВт, а к 2010 г. – 1 300 МВт. Во избежание роста дефицита энерго мощностей крупные генерирующие станции региона, в т.ч. ТГК-8, планируют увеличить установленные мощности. В рамках реализации широкомасштабной инвестиционной программы ТГК-8 к 2010 г. планирует ввести более 670 МВт дополнительных мощностей, с учетом вывода устаревшего оборудования, что значительно увеличит текущие электрические мощности. Подробная информация об инвестиционной программе Компании представлена в п.3.9. «Стратегия и инвестиции».

Основным функциональным отличием ТГК от ОГК является когенерация (режим совместной выработки тепло- и электроэнергии). В большинстве случаев генерирующие мощности ТГК являются основными источниками тепла в своих регионах, что повышает их социальную значимость.

Так, доля теплоисточников ТГК-8 на рынке тепла Астрахани составляет порядка 65%, Волгограда – 30%, Махачкалы — 34%, Краснодара – 33%, Ростова-на Дону – 56%, Каспийска – 97%, Волжского – 80%, Камышина – 98%. Жилищно-коммунальное хозяйство и население являются основными потребителями теплоэнергии (их доля превышает 90%).

Суммарная установленная тепловая мощность станций ТГК-8 составляет около 13,4 тыс. Гкал/ч. Помимо генерирующих станций в состав производственного комплекса Компании входят тепловые сети протяженностью около 2 150 км, в т.ч. 1 399 км – в собственности, 640 км – в аренде, 110 км – в доверительном управлении.

3.7. Продажи

В следующей таблице представлены продажи ТГК-8 по основным видам продукции в 2005-2006 гг. (млн руб. и % от выручки):

Показатель	2005*	%	2006	%
Электроэнергия	2 668	59%	8 957	62%
Тепловая энергия	1 595	35%	4 979	34%
Прочее	242	6%	620	4%
Итого	4 505	100%	14 556	100%

*2005 – данные за 2-е полугодие 2005, т.к. операционную деятельность Компания начала 1.07.2005 г.

Источник: ТГК-8

Основную долю в выручке ТГК-8 составляет реализация электроэнергии (порядка 62%). На долю тепла приходится порядка 34% совокупного объема продаж. В составе прочей выручки (620 млн руб.) основную долю занимают доходы от реализации химически очищенной воды (порядка 550 млн руб.).

Рынок электрической энергии и мощности

В зону электроснабжения ОЭС Юга входит 6 энергосистем:

1. Астраханская энергосистема
2. Волгоградская энергосистема
3. Ростовская, которая состоит из энергосистем
 - 1) Республики Калмыкия
 - 2) Ростовской области
4. Кубанская энергосистема, которая состоит из энергосистем
 - 1) Республики Адыгея
 - 2) Краснодарского края
5. Дагестанская энергосистема
6. Северо-Кавказская энергосистема, которая состоит из энергосистем
 - 1) Республики Ингушетия
 - 2) Кабардино-Балкарской Республики
 - 3) Карачаево-Черкесской Республики
 - 4) Республики Северная Осетия-Алания
 - 5) Чеченской Республики
 - 6) Ставропольского края.

Большая часть региональных систем являются дефицитными. Наибольший дефицит (80-100%) испытывают системы республик Северного Кавказа (Ингушетия, Чечня, Дагестан, Кабардино-Балкария). Перетоки осуществляются внутри ОЭС Юга из энергоизбыточной Ставропольской системы. Дефицит Волгоградской и Астраханской систем (20-30%) покрывается за счет перетоков со станций ОЭС Центра и Средней Волги, а также внутри ОЭС Юга из избыточной Ростовской энергосистемы.

Производимая электроэнергия реализуется на оптовом рынке электрической энергии. С 1 сентября 2006 г. начал функционировать новый оптовый рынок электрической энергии и мощности (НОРЭМ). Подробнее см. п. 4. «Краткий обзор энергетического рынка России». Условно рынок можно разделить на 5 сегментов:

- сектор регулируемых двухсторонних договоров (РДД);
- сектор нерегулируемых двухсторонних договоров;
- рынок на сутки вперед (РСВ);
- балансирующий рынок (БР);
- рынок мощности.

ТГК-8 является участником НОРЭМ. В следующей таблице приведены совокупные данные о продажах Компании на основных сегментах рынка в натуральном и стоимостном выражении:

Месяц	Всего		РДД		РСВ		БР	
	млн кВт.ч	млн руб.	млн кВт.ч	млн руб.	млн кВт.ч	млн руб.	млн кВт.ч	млн руб.
2006								
Сентябрь	1 004	700	817	603	141	71	46	26
Октябрь	1 281	815	1 054	707	155	75	72	33
Ноябрь	1 479	898	1 341	831	81	37	56	30
Декабрь	1 678	978	1 496	905	140	52	41	21
2007								
Январь	1 724	1 105	1 537	1 022	138	59	49	24
Февраль	1 518	1 004	1 382	936	104	53	33	16
Итого	8 684	5 501	7 627	5 005	758	346	298	149

Источник: ТГК-8

Цены на электрическую энергию и мощность по регулируемым договорам в 2007 г. устанавливаются на уровне тарифов, утвержденных Федеральной службой по тарифам (ФСТ). Согласно заключенным регулируемым двусторонним договорам на НОРЭМ структура потребителей ТГК-8 выглядит следующим образом:

- Энергосбытовые компании (в том числе коммерческие ЭСК) – 24 шт. (67%);
- Промышленные предприятия – субъекты НОРЭМ – 12 шт. (33%).

Цены на свободном сегменте формируются под воздействием спроса и предложения на рыночных условиях.

Основными покупателями ТГК-8 на НОРЭМ являются следующие компании:

- ЗАО «ИНТЕР РАО»
- ЗАО «ВМЗ «Красный Октябрь»
- ОАО «Астраханская энергосбытовая компания»
- ОАО «Волгоградэнергосбыт»
- ОАО «Волжский трубный завод»
- ОАО «Гуковуголь»
- ОАО «Дагестанская энергосбытовая компания»
- ОАО «Кубанская энергосбытовая компания»
- ОАО «СУАЛ»
- ОАО «Ставропольэнергосбыт»
- ООО «Русэнергосбыт» и др.

В целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии на оптовом рынке осуществляется торговля генерирующей мощностью - особым товаром, покупка которого предоставляет Компании право требования обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии установленного качества в количестве, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника.

ТГК-8 занимает одну из лидирующих позиций среди генерирующих компаний региона в объеме поставки мощности по итогам 2006 г. Доля Компании в объеме выручки за торговлю мощностью среди 7 крупнейших станций ОЭС Юга составляет порядка 20%. Выручка Компании за период сентябрь 2006 г. - февраль 2007 г. в этом сегменте превысила 1,3 млрд руб.

Рынок тепла

Развитие теплотехники в Южном федеральном округе направлено на создание централизованных систем теплоснабжения в густонаселенных жилых застройках и обеспечение потребления промышленных предприятий. Рынок тепловой энергии в регионе состоит из ряда локальных рынков со своими особенностями, зависящими от конкретных географических, экономических и социальных условий.

Для ТГК-8 локальными рынками сбыта тепловой энергии являются города, в которых расположены теплоисточники Компании – Астрахань, Волжский, Волгоград, Волгодонск, Каменск-Шахтинский, Каспийск, Кисловодск, Камышин, Краснодар, Махачкала, Ростов-на-Дону. Помимо ТГК-8 на локальных рынках присутствуют:

- муниципальные предприятия тепловых сетей,
- теплоснабжающие предприятия различной формы собственности, которые реализуют, как покупную теплоэнергию, так и произведенную самостоятельно;
- промышленные предприятия, имеющие котельные для удовлетворения собственных нужд и реализующие, при наличии, избытки тепла.

Рынок	Теплоисточники ТГК-8	Другие теплоисточники	Доля ТГК-8	Потребители
г. Астрахань	Астраханская ГРЭС Астраханская ТЭЦ 30 котельных	МУП «Коммуэнерго (11 котельных) ТЭЦ «Северная» 38 муниципальных и ведомственных котельных	65%	ЖКХ и население (95%)
г. Волгоград	Волгоградская ГРЭС Волгоградская ТЭЦ-2	107 муниципальных котельных в управлении ЗАО «Региональная энергетическая служба» 21 ведомственная котельная	30%	Промышленность (более 75%)
г. Волжский	Волжские ТЭЦ-1 и 2	Ведомственные котельные	80%	ЖКХ и население (более 55%)
г. Камышин	Камышинская ТЭЦ 15 котельных МУП «Тепловые сети» в аренде	-	98%	ЖКХ и население (82%)
г. Махачкала	Махачкалинская ТЭЦ	МУП «Махачкалатеплоэнерго» (30 котельных)	34%	ЖКХ и население (99%)
г. Каспийск	Каспийская ТЭЦ	-	97%	ЖКХ и население (97%)
г. Краснодар	Краснодарская ТЭЦ	ТЭЦ ЗАО «Краснодарэконнефть» ТЭЦ ОАО «Масложиркомбинат» ТЭЦ 2-й Краснодарской КЭЧ 175 муниципальных и ведомственных котельных	33%	ЖКХ и население (87%)
г. Ростов-на-Дону	Ростовская ТЭЦ-2 5 районных котельных	200 котельных МУП «Теплокоммуэнерго» 6 котельных ОАО «Коммунальщик Дона» ведомственные котельные	56%	ЖКХ и население (98%)
г. Кисловодск	Кисловодская ТЭЦ 4 малых котельных	Муниципальные и ведомственные котельные	28%	ЖКХ и население (99%)

Источник: ТГК-8

Совокупная доля Компании на локальных рынках производства (сбыта) тепловой энергии составляет порядка 47% и колеблется в зависимости от конкретного рынка от 28% до 98%. При этом, если рассматривать только коммунальный сектор (ЖКХ, население), то на таких рынках, как г. Волгодонск, г. Каспийск, г. Камышин, конкуренция практически отсутствует.

Тарифообразование

Регулирование тарифов на тепло- и электроэнергию осуществляется в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «Об электроэнергетике».

ТГК-8 включено в Перечень организаций, для которых тарифы на поставляемую электрическую энергию, а также предельные тарифы на тепловую энергию устанавливаются Федеральной службой по тарифам (ФСТ). Конкретные тарифы на тепловую энергию, продаваемую ТГК-8 потребителям, устанавливаются региональными тарифными органами.

Тарифы устанавливаются на год. При расчете тарифов применяется метод экономически обоснованных затрат. В соответствии с этим методом, тариф должен покрывать затраты на производство энергии и обеспечивать генерирующей компании определенную норму прибыли и доходности на вложенный капитал.

Уровень доходности инвестированного капитала определяется ФСТ на основании прогноза уровня инфляции, цен на топливо. Также учитывается стоимость долгосрочного заемного капитала, сложившаяся на финансовом рынке в отчетный период.

В следующей таблице указаны тарифы на электро- и теплоэнергию, без учета платы за мощность:

Филиалы	Тарифы на электрическую энергию*, руб./МВтч		Тарифы на тепловую энергию, руб./Гкал**	
	2006	2007	2006	2007
Астраханская Генерация	375,78	416,45	355,44	406,65
Волгоградская Генерация	483,50	518,99	334,90	382,60
Кубанская генерация	536,05	556,77	296,24	334,00
Ростовская Генерация	331,58	368,88	449,97	542,45
Ростовская Городская Генерация	437,82	461,09	429,39	491,54
Ставропольская Генерация	528,73	568,53	599,22	666,00
Дагестанская Генерация	452,45	487,67	247,50	270,70

* Средний тариф на электроэнергию

**Тариф на тепловую энергию, поставляемую в виде горячей воды для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии

Источник: ТГК-8

3.8. Затраты

Основной статьей затрат для генерирующих компаний являются затраты на топливо. Их доля в себестоимости производства ТГК-8 составляет около 61%. Теплоэлектростанции ТГК-8 работают преимущественно на газе, а мазут используется в качестве резервного топлива.

В следующей таблице представлены основные элементы себестоимости производства ТГК-8 по итогам 2006 г.:

Наименование статьи:	млн руб.	%
Материальные затраты, всего, в т.ч.	10 374	70%
Топливо	9 006	61%
Вода на технологические нужды	466	3%
Работы и услуги производственного характера	819	6%
Затраты на оплату труда	1 223	8%
Амортизация*	271	2%
Прочие затраты, всего, в т.ч.	1 996	14%
Арендная плата	748	5%
Налоги и сборы	615	4%
Оплата услуг сторонних организаций	326	2%
Итого	14 706	100%

*Амортизация указана за период июнь-декабрь 2006 г.

Источник: ТГК-8

В среднем около 98% в топливном балансе ТГК-8 составляет газ. Поставки делятся на лимитные (в рамках лимита на регион по регулируемым ценам) и сверхлимитные. Объем лимитного газа – это фиксированная величина, не зависящая от климатических условий, которая устанавливается для генерирующих компаний ежегодно РАО ЕЭС по согласованию с ОАО «Газпром».

В следующей таблице представлена поквартальная динамика топливного баланса в 2006 г. теплоэлектростанций ТГК-8 (%):

Вид топлива	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
Газ	93,73	99,54	99,21	99,76
Мазут	6,27	0,46	0,79	0,24

Источник: ТГК-8

Доля мазута не превышает 2% в топливном балансе. Его использование является неэффективным, т.к. использование мазута увеличивает себестоимость производства энергии в 2 раза в сравнении с газом.

В следующей таблице представлены данные о распределении лимитных и сверхлимитных поставок газа в 2005-2006 гг., млн м куб.:

Период	Объем лимитного газа	Объем сверхлимитного газа
2006 год	4 231	1 653
1 квартал	1 514	469
2 квартал	770	345
3 квартал	609	400
4 квартал	1 338	439

Источник: ТГК-8

В 1 квартале 2006 г. в период экстремально низких температур при ограничении поставок газа ТГК-8, как и большинство территориальных генерирующих компаний, была вынуждена использовать мазут для бесперебойной выработки тепло- и электроэнергии. В результате увеличения доли мазута и роста цен на него (в среднем, цены увеличились в 2,5 раза) существенно выросла сумма расходов на топливо.

В следующей таблице представлены данные о динамике цен на газ в 2005-2006 гг. и прогноз на 2007 г. (руб./1000 м куб., с НДС):

Поставщик	2005 год	2006 год	2007 год
Астраханьрегионгаз	1 167	1 282	1 474
Волгоградрегионгаз	1 406	1 515	1 741
Дагнефтегаз	1 079	1 299	1 471
Краснодаррегионгаз	н/д	1 592	1 835
Ростоврегионгаз	1 423	1 568	1 802
Ставропольрегионгаз	1 436	1 574	1 810

Источник: ТГК-8

Основными поставщиками газа ТГК-8 являются дочерние компании ОАО «Газпром». Расчеты осуществляются по предоплате: на 2007 г. большая часть договоров предполагает оплату текущей поставки равными долями в течение месяца поставки.

Основным поставщиком мазута является ООО «АГРОТЭК», крупный независимый поставщик топлива для многих генерирующих компаний, в т.ч. Мосэнерго, ОГК-4, ТГК-6 и др. Расчеты с поставщиком осуществляются в течение 45 дней с момента поставки. Средняя цена тонны мазута по контракту с этой компанией в 2006 г. составляла порядка 6,5 тыс. руб. На 2007 г. цена составляет до 7 тыс. руб. Цены указаны с НДС и транспортными услугами.

Энергогенерация является капиталоемким производством, поэтому генерирующие компании характеризуются высоким уровнем амортизационных отчислений. Незначительная доля амортизации в затратах Компании объясняется тем фактом, что до 1 июня 2006 г. ТГК-8 функционировало на основе схемы аренды мощностей у ОАО «Астраханская региональная генерирующая компания», ОАО «ГК «Волжская», ОАО «Дагестанская тепловая генерирующая компания», ОАО «РГК» (г.Ростов-на-Дону), ОАО «Ставропольская теплогенерирующая компания», которые с 1 июня 2006 г. вошли в состав ТГК-8. Этим также объясняется достаточно высокий уровень расходов по арендной плате (748 млн руб.).

Соответственно, расходы по амортизации основных средств несли эти компании. Сумма амортизации, которая относилась на их себестоимость за январь-май 2006 г. составила порядка 223 млн руб.

3.9. Стратегия и инвестиции

Ключевой целью развития ТГК-8 является увеличение стоимости акционерного капитала. Достижение данной цели обеспечивается решением нескольких приоритетных задач:

1. осуществление ввода новых мощностей. Приоритетным является строительство комбинированных (тепло/электро) источников энергии, осуществляющих выработку электроэнергии в парогазовом цикле с высоким КПД, что приведет к повышению конкурентоспособности компании на рынке электроэнергии.
2. достижение устойчивого уровня эффективности путем постоянной оптимизации структуры затрат, с учетом опережающих темпов роста цен на топливо (вывод из строя нерентабельных котельных и повышение нагрузки ТЭЦ в теплофикационном режиме, оптимизация использования лимитного газа, активная работа на рынке мощности).
3. рост клиентской потребительской базы в регионах деятельности, в т.ч. за счет заключения долгосрочных договоров, а также достижения минимального гарантированного уровня поставок.

Большая часть инвестиций будет направлена на реконструкцию и строительство новых электростанций. В следующей таблице представлен график ввода в эксплуатацию электрогенерирующих мощностей (МВт):

Год	Астрахань	Волгоград	Кубань	г. Ростов	Прочие (ЦГЭС+СГ)	Всего ТГК-8
2008					60	60
2009	110	50	410	-	-	570
2010	410	-	28	-	-	438
Итого	520	50	438	-	60	1068

Источник: ТГК-8

В результате реализации инвестиционной программы установленная электрическая мощность ТГК-8 увеличится на 670 МВт (с учетом вывода устаревшего оборудования). Основная часть проектов будет реализована в энергодефицитных регионах – Астраханской области и Краснодарском крае.

В следующей таблице перечислены приоритетные инвестиционные проекты ТГК-8:

Наименование	Начало работ, год	Плановый ввод, год	Мощность, МВт	Объем финансирования с НДС, млн.руб.
Астраханская ГРЭС: реконструкция с сооружением ПГУ-110	2007	2009	110	2 900
Астраханская ТЭЦ-2: расширение с сооружением ПГУ-410 №1	2007	2010	410	12 615
Краснодарская ТЭЦ: расширение с установкой ПГУ-410	2007	2009	410	13 414
Краснополянская ГЭС-2: строительство	2007	2011	28	3 592
Волгоградская ГРЭС; реконструкция с установкой ПГУ-180, первый этап (турбина ПТ-30)	2007	2009	30	443
Волжская ТЭЦ-2: реконструкция т.а. ПТ-80/100-130/10 ст.№ 1 с увеличением теплофикационной мощности	2007	2009	20	340
Цимлянская ГЭС: замена гидроагрегата № 4	2007	2009	52	654
Итого			1 060	33 958

Источник: ТГК-8

Проекты по увеличению мощности Астраханской системы вошли в перечень первоочередных площадок для ввода генерирующих мощностей в Единой энергосистеме России, и были утверждены РАО ЕЭС. Основанием для включения в Перечень явилась угроза возникновения в ближайшее время в энергосистеме дефицита генерирующих мощностей в связи с ростом энергопотребления и износом основных фондов, а также недостаточная пропускная способность сетей электропередачи.

Основная часть инвестиций будет осуществлена за счет средств дополнительной эмиссии акций и собственных средств компании (прибыль, амортизация).

3.10. Финансовые обязательства

На данный момент основными банками-кредиторами ТГК-8 являются крупные российские и западные банки (Альфа-Банк, Райффайзенбанк, Петрокоммерц и Еврофинанс Моснарбанк).

Около 50% кредитов – краткосрочные и предоставлены на финансирование оборотных средств. Все кредиты привлекаются в рублях. Средневзвешенная ставка по кредитному портфелю составляет порядка 8,6%.

В следующей таблице представлена структура кредитного портфеля ТГК-8 по состоянию на 30 марта 2007 г.:

Банк-кредитор	Сумма, млн руб.	Обеспечение	Срок погашения
Альфа-Банк	94,2	Без обеспечения	Март 2008
Альфа-Банк	372	Без обеспечения	Апрель 2008
Альфа-Банк	162,7	Без обеспечения	Февраль 2008
Альфа-Банк	165,0	Без обеспечения	Январь 2008
Райффайзенбанк Австрия	240,0	Уступка прав по договорам продажи	Апрель 2007
Райффайзенбанк Австрия	280,0	Уступка прав по договорам продажи	Октябрь 2007
Райффайзенбанк Австрия	1 500,0	Без обеспечения	Октябрь 2007
Петрокоммерц	335,7	Без обеспечения	Май 2007
Петрокоммерц	143,8	Без обеспечения	Июнь 2007

Еврофинанс Моснарбанк	250,0	Уступка денежного требования	Март 2008
Еврофинанс Моснарбанк	37,0	Уступка денежного требования	Февраль 2008
Сумма задолженности, всего	3 580,4		

Источник: ТГК-8

Кредитные средства Райффайзенбанка в размере 1,5 млрд руб. представляют собой бридж-кредит, который будет рефинансирован средствами облигационного займа. Фактически эти средства были направлены на реализацию инвестиционной программы ТГК-8.

По прогнозам Компании, по итогам 2007 г. ее финансовый долг составит 4,6 млрд руб., в т.ч. 3,5 млрд руб. – задолженность по облигационному займу.

3.11. Финансовые результаты

С 1 июня 2006 г. ТГК-8 действует как единая операционная компания. Все присоединившиеся дочерние компании были ликвидированы как самостоятельные юридические лица, а ТГК-8 стало их правопреемником.

В этом разделе меморандума приведены данные о финансовых результатах ТГК-8 в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета (РСБУ). Бухгалтерский баланс и отчет о прибылях и убытках на 31.12.2005 г. и 31.12.2006 г. прилагаются к настоящему меморандуму.

В следующей таблице представлены основные финансовые показатели отчета о прибылях и убытках ТГК-8 за 2005-2006 гг., поквартально (млн руб.):

	4 кв. 2005	1 кв. 2006	2 кв. 2006	3 кв. 2006	4 кв. 2006
Выручка от продаж	3 121	5 159	2 628	2 442	4 327
Прибыль от продаж	329	685	-336	-572	73
Чистая прибыль	288	490	-257	-497	305

Источник: отчетность ТГК-8 по РСБУ

По итогам 2006 г. выручка ТГК-8 достигла 14,6 млрд руб., чистая прибыль – 41 млн руб.

Как известно, энергетическая отрасль характеризуется ярко выраженной сезонностью: существенный рост потребления энергии в зимний период (1й и 4й кварталы года) сменяется значительным снижением в летний период (2й и 3й кварталы года).

Кроме того, в летний период осуществляются плановые ремонты мощностей, соответственно увеличивается себестоимость продукции. Убыточность деятельности большинства генерирующих компаний во 2 и 3 кв. является плановой. В целом по итогам календарного года ситуация, как правило, нормализуется и энергокомпании компенсируют убытки за счет существенного роста прибыли в 4 кв. года.

В 2006 г., помимо традиционной сезонности, на результаты деятельности компаний повлияла аномально холодная зима 2005/2006. Из-за дефицита газа и ограниченности трубопроводной системы большинство генерирующих компаний перешли на резервное топливо – мазут. Использование его в производстве увеличивает себестоимость в 2 раза. В результате эффективность большинства территориальных генерирующих компаний ухудшилась.

На снижение величины прибыли от операционной деятельности в 4 кв. 2006 г. по сравнению с 4 кв. 2005 г. повлияли следующие факторы:

- внеплановый расход топлива (мазута и сверхлимитного газа) и связанное с этим увеличение затрат — рост цены условного топлива в 4 кв. 2006 г. составил 20,6% по сравнению с 4 кв. 2005г.;
- увеличение расходов на содержание тепловых сетей в связи с началом аренды в 2006 г. муниципальных тепловых сетей г. Астрахань и г. Камышин;

- увеличение затрат на содержание персонала в связи с принятием в штат в 2006 г. персонала дирекций по сбыту г. Волгоград и г. Астрахань.
- Согласно Постановлению Правительства РФ «Об утверждении правил поставки газа в РФ» №162 от 05.02.98г. объемы лимитного газа были установлены для станций еще в составе АО-Энерго. Для филиала «Кубанская генерация» объем лимитного газа установлен был на уровне около 50% от потребности по текущим значениям. Как следствие, филиал «Кубанская генерация» был вынужден покупать сверхлимитный (коммерческий) газ по ценам, сложившимся на рынке топливных ресурсов. ОАО «ЮГК ТГК-8» было направлено в МЕЖРЕГИОНГАЗ предложение о перераспределении лимитного газа с одних генераций на другие (например, с ФАО «Ставропольская генерация» на ФАО «Ростовская городская генерация», поскольку в Ставрополе лимитный газ недоиспользовался), но данное предложение пока согласовано не было.

Кроме того, на результатах компании сказались невыполнение плана по выручке за счет:

- заниженные нормы потребления на отопление и горячее водоснабжение при расчёте с потребителями за тепловую энергию в г.Астрахань, г.Волжский и г.Камышин. Занижение норм потребления сказались на размере выручки по теплоэнергии за 2006 г.
- снижение потребления теплоэнергии вследствие теплой зимы.

В следующей таблице представлены отдельные финансовые показатели ТГК-8 на конец 2005 г. и 2006 г. (млн руб.):

Показатели	12/2005 *	12/2006
Внеоборотные активы	351	11 756
Оборотные активы	1 216	4 925
Активы, всего	1 568	16 681
Собственные средства	14	11 049
Привлеченные кредиты и займы, в т.ч.	666	3 494
Долгосрочные заимствования	-	719
Краткосрочные заимствования	666	2 775
Арендованные основные средства (забаланс)	47	7 625
Амортизация**	н/д	494
Выручка	4 505	14 556
Прибыль от продаж	55	-150
Чистая прибыль	4	41

*данные по выручке и прибыли за 2005 г. – только за 3-4 кв. 2005 г.

**с учетом ОАО «Астраханская региональная генерирующая компания», ОАО «ГК «Волжская», ОАО «Дагестанская тепловая генерирующая компания», ОАО «РГК» (г.Ростов-на-Дону), ОАО «Ставропольская теплогенерирующая компания»

Источник: ТГК-8

В следующей таблице представлен прогноз основных показателей отчета о прибылях и убытках ТГК-8 на 2007 г., поквартально, млн руб.

	1 кв. 2007	2 кв. 2007	3 кв. 2007	4 кв. 2007
Выручка от продаж	5 886,1	3 102,8	2 790,9	5 054,7
ЕБИТДА	886,1	-380,3	-364,5	720,2
Прибыль от продаж	728,1	-536,9	-523,5	560,7
Чистая прибыль	474	-403	-377,4	445,4

Источник: ТГК-8

4. Краткий обзор энергетического рынка России

Реформирование энергетической отрасли

Еще в 1980-х годах в электроэнергетике страны стали проявляться признаки стагнации: производственные мощности обновлялись гораздо медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В 1990-е годы, в период общеэкономического кризиса в России, объем потребления электроэнергии существенно уменьшился, в то же время процесс обновления мощностей практически остановился.

Общая ситуация в отрасли характеризовалась следующими тенденциями:

- По технологическим показателям (удельный расход топлива, средний коэффициент полезного действия оборудования, рабочая мощность станций и др.) российские энергокомпании отставали от своих аналогов в развитых странах;
- Отсутствовали стимулы к повышению эффективности, рациональному планированию режимов производства и потребления электроэнергии, энергосбережению;
- В отдельных регионах происходили перебои энергоснабжения, наблюдался энергетический кризис и существовала высокая вероятность крупных аварий;
- Отсутствовала платежная дисциплина, были распространены неплатежи;
- Предприятия отрасли были информационно и финансово «непрозрачными»;
- Доступ на рынок был закрыт для новых, независимых игроков.

Все это вызвало необходимость преобразований в электроэнергетике, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили существенно увеличить объем инвестиций в отрасли.

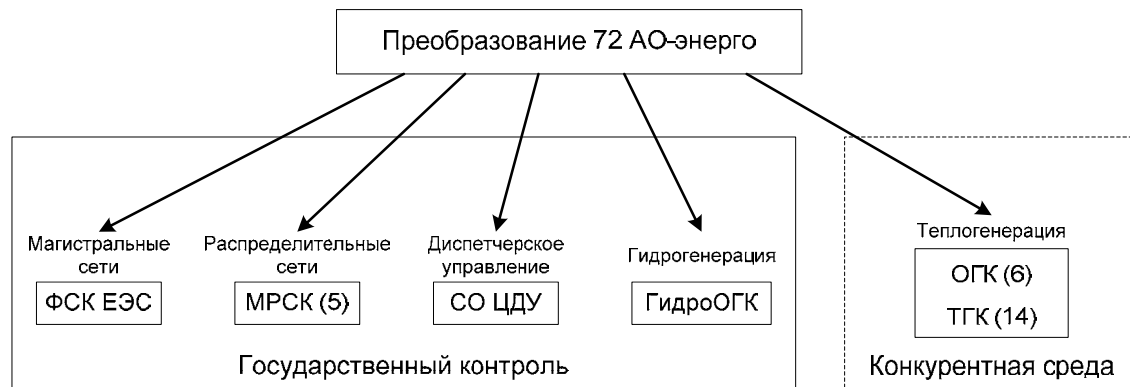
Цели и задачи реформы определены постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». С учетом последующих изменений в нормативно-правовой базе цели и задачи реформирования были конкретизированы в «Концепции Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005-2008 гг. «5+5».

Основной целью реформирования электроэнергетики России стало повышение эффективности предприятий отрасли, создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В связи с этим в электроэнергетике России в настоящий момент происходят радикальные изменения: меняется система государственного регулирования отрасли, формируется конкурентный рынок электроэнергии, создаются новые компании.

В ходе реформы меняется структура отрасли: осуществляется разделение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций. Вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, создаются структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

На следующем графике изображены основные субъекты нового энергетического рынка.



Генерирующие, сбытовые и ремонтные компании в перспективе станут преимущественно частными и будут конкурировать друг с другом. В естественно-монопольных сферах, напротив, происходит усиление государственного контроля. Таким образом, создаются условия для развития конкурентного рынка электроэнергии, цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют, снижая свои издержки.

Формируемые в ходе реформы компании представляют собой предприятия, специализирующиеся на определенных видах деятельности (генерация, передача электроэнергии и другие) и контролируемые соответствующие профильные активы. По масштабу профильной деятельности создаваемые компании превосходят прежние монополии регионального уровня: новые компании объединяют профильные предприятия нескольких регионов либо являются общероссийскими.

Так, магистральные сети переходят под контроль Федеральной сетевой компании, распределительные сети предполагается интегрировать в межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), функции и активы региональных диспетчерских управлений передаются общероссийскому Системному оператору.

Активы генерации также объединяются в межрегиональные компании, причем двух видов: генерирующие компании оптового рынка (оптовые генерирующие компании – ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК объединяют электростанции, специализированные на производстве почти исключительно электрической энергии. В ТГК входят главным образом теплоэлектростанции (ТЭЦ), которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. Шесть из семи ОГК формируются на базе тепловых электростанций, а одна («ГидроОГК») – на основе гидрогенерирующих активов. Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу, в то время как ТГК объединяют станции соседних регионов.

Одним из ключевых элементов реформирования отрасли стало создание конкурентного рынка энергии, который получил название НОРЭМ (Новый оптовый рынок электрической энергии и мощности).

Рынок разделен на два уровня, которые работают по различным принципам:

- оптовый рынок – торговля большими объемами энергии между производителями, крупными потребителями и перепродавцами;
- розничный рынок – покупка энергии конечными потребителями у розничных перепродавцов.

Верхний уровень – оптовый рынок, на котором производители энергии продают ее конечным потребителям, перепродавцам и друг другу. Доступ конечных потребителей на оптовый рынок ограничен серьезными входными барьерами: участником рынка может стать только покупатель с потребностью в мощности не менее 20МВт, и обладающий собственным сетевым хозяйством. Остальные потребители будут покупать энергию у перепродавцов на розничном рынке.

В настоящий момент оптовый рынок разделен на следующие основные сектора:

- сектор регулируемых двухсторонних договоров (РД);
- сектор нерегулируемых двухсторонних договоров;
- рынок на сутки вперед, спотовый рынок;
- балансирующий сектор;
- рынок мощности.

Изначально основным сегментом оптового рынка является сектор регулируемых договоров (РД). Эти договоры заключаются между участниками оптового рынка – генерирующими компаниями и потребителями. Цена электроэнергии по РД является регулируемой и определяется ФСТ. С 2008 г. эта цена будет индексироваться с учетом инфляционных коэффициентов и динамики цен на топливо. Объемы поставок электроэнергии по РД также определяются исходя из энергетических балансов, составленных ФСТ. Вся энергия, потребляемая сверх баланса, покупается и продается в «свободном» сегменте.

В 2007 г. начинается обязательное снижение объемов покупки (продажи) электрической энергии по регулируемым ценам. В соответствии с решением Правительства Российской Федерации от 30

ноября 2006 г., предусматривается поэтапное увеличение доли электроэнергии, реализуемой по нерегулируемым государством ценам, начиная с 5% с 1 января 2007 г., далее 10% - с 1 июля 2007 г., 15% - с 1 января 2008 г., 25% - с 1 июля 2008 г., 30% - с 1 января 2009 г., 50% - 1 июля 2009 г., 60% - с 1 января 2010 г., 80% - с 1 июля 2010 г. и до 100% - 1 января 2011 г.

Механизм РД играет роль своего рода «подушки безопасности», которая призвана защищать рынок от резкого роста цен. Наличие регулируемого сегмента гарантирует покупателям, что они смогут приобретать стабильные объемы энергии по заранее известным ценам, причем эти цены будут расти не слишком быстро. Таким образом, механизм РД призван «законсервировать» текущие объемы потребления и уровни цен.

В противовес системе регулируемых договоров, цены на свободном секторе рынка могут существенно изменяться под воздействием спроса и предложения. Торговля на этом рынке может происходить по свободным договорам (СД) и на организованном спотовом рынке. СД по сути являются продолжением рынка РД – это аналогичные двухсторонние соглашения между продавцом и покупателем энергии, с единственным отличием – их цена устанавливается на рыночной основе и не подпадает под регулирование со стороны ФСТ.

Наиболее интересным и «прогрессивным» сектором НОРЭМ является спотовый рынок – своего рода биржевая площадка, роль которой выполняет НП «АТС» (Администратор торговой системы). Купля-продажа на спотовом рынке происходит путем подачи заявок в торговую систему за день до фактической поставки энергии. В этих заявках покупатели и продавцы указывают свои параметры производства и потребления энергии (объем и цена) на каждый час следующего дня. На основании поданных заявок АТС определяет равновесные цены и объемы производства и потребления энергии для каждого из участников.

В случае, если потребитель в течение дня использовал больше энергии, чем это предусмотрено его РД и заявками на спотовом рынке, то эти отклонения он докупает на балансирующем рынке. Аналогично на этом рынке могут продаваться и излишки недопотребленной по сравнению с планом энергии. На балансирующем рынке используется механизм свободного ценообразования, поэтому его наличие способствует отбору наиболее эффективных генерирующих компаний.

Помимо торговли определенными объемами электроэнергии, которые производятся и потребляются в энергосистеме, в рамках новой модели рынка существует еще один специфический сегмент – торговля электрической мощностью. Каждый потребитель использует электроэнергию неравномерно в течение дня и года, пики потребления возникают с некоторой периодичностью. Так, например, пики могут быть связаны с сезонными факторами – похолоданием зимой или работой большого числа кондиционеров летом.

Производители и поставщики должны иметь техническую возможность сгенерировать достаточное количество энергии, чтобы покрыть эти пики. Для этого они должны быть способными увеличить производство в периоды пиковых нагрузок, т.е., по сути, им необходимо резервировать для этого часть оборудования, которое будет простаивать в периоды между пиками. Такая ситуация приводит к уменьшению экономической эффективности использования оборудования. Способность энергосистемы покрыть потребности даже в пики потребления является одним из важнейших факторов ее стабильности. Однако для этого необходимы резервные мощности.

Механизм платежей за мощность как раз и направлен на финансирование строительства новых генерирующих мощностей за счет потребителя. Суть этого механизма заключается в том, что тариф на электроэнергию разделяется на 2 части:

- платежи за фактически потребленный объем энергии;
- платеж за мощность, т.е. за возможность получить необходимое количество энергии в пиковом режиме.

Тарифы на мощность устанавливаются ФСТ исходя из состояния энергобаланса в регионе, а также на основании анализа себестоимости производства и инвестиционных программ отдельных генерирующих компаний. Так, для тепловых генераторов плата за мощность в 2006 г. составляла от 40 до 200 руб. на кВт в месяц (средняя ставка тарифа – около 70 руб.). За счет введения этого

механизма у генерирующих компаний появляется дополнительный стимул для строительства новых мощностей.

Реформирование ТГК

Территориальные генерирующие компании (ТГК) объединяют электростанции нескольких соседних регионов, не вошедшие в ОГК. Преимущественно это теплоэлектроцентрали, вырабатывающие не только электричество, но и тепло. Соответственно, они не только продают электроэнергию, но также снабжают теплом потребителей своих регионов.

ТГК формируются на основе следующих базовых принципов:

- создание крупных компаний;
- минимизация возможностей для монопольных злоупотреблений;
- объединение электростанций по территориальному признаку;
- снижение доли государственного контроля над генерацией.

Конфигурация ТГК и механизм их формирования с использованием схемы аренды были одобрены решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 23 апреля 2004 г. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526 «Основные направления реформирования электроэнергетики», Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 23 апреля 2004 г. одобрено создание 14 ТГК. Их конфигурация уточнена решением Совета директоров 03 февраля 2006 г.

К настоящему времени состоялась государственная регистрация 13 из 14 запланированных ТГК. Целевая модель функционирования всех ТГК предусматривает формирование единой операционной компании путем реорганизации региональных генерирующих компаний (РГК) и ТГК в два этапа:

1. создание ТГК и учреждение региональных генерирующих компаний, сформированных в результате разделения АО-энерго.
2. формирование целевой структуры (присоединение к ТГК региональных генерирующих компаний). В результате ТГК начинает функционировать как единая операционная компания, а РГК ликвидируются как самостоятельные юридические лица

Базовой схемой формирования ТГК предусмотрено, что на начальном этапе ТГК учреждаются в качестве 100% дочерних компаний ОАО РАО «ЕЭС России» с возможностью участия миноритарных акционеров РГК в уставном капитале ТГК.

Наряду с базовой схемой также действует альтернативная схема, предполагающая возможность совместного учреждения ТГК несколькими АО-энерго (РГК). В процессе реорганизации акционерам РГК предлагаются справедливые коэффициенты конвертации акций региональных генерирующих компаний. В целях ускорения начала операционной деятельности схемы формирования отдельных ТГК предусматривают применение промежуточных механизмов:

- аренда ТГК генерирующих мощностей соответствующих РГК (АО-энерго);
- передача ТГК функций единоличного исполнительного органа соответствующих РГК.

По состоянию на 31 декабря 2006 г. в 13 ТГК начато формирование целевой структуры по утвержденным Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» схемам:

- завершено создание ОАО «Мосэнерго» (ТГК-3) на базе генерирующих активов реорганизованного 01 апреля 2005 г. ОАО «Мосэнерго»;
- завершено формирование целевой структуры ОАО «ТГК-4», ОАО «ТГК-5» и ОАО «ТГК-14» путем присоединения соответствующих региональных генерирующих компаний;
- сформирован холдинг ОАО «ТГК-6» (завершено размещение дополнительной эмиссии акций данной ТГК с оплатой акциями 5 входящих в конфигурацию РГК);
- завершен первый этап формирования ОАО «ТГК-1», ОАО «ТГК-2»; ТГК-8, ОАО «ТГК-9», ОАО «ТГК-10» и ОАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13).

До конца 2007 года планируется завершение формирования всех ТГК.

В настоящее время акции девяти ТГК, в т.ч. ТГК-8, включены в торги на площадках ОАО «ФБ РТС», НП «ФБ РТС» и ЗАО «ФБ ММВБ».

Две ОГК – ОГК-3 и ОГК-5 – провели размещение дополнительной эмиссии акций. Сумма размещения 14,4% пакета акций ОГК-5 составила 459 млн долл., 37,9% пакет акций ОГК-3 был размещен на сумму 3,1 млрд долл.

Регионы деятельности ТГК-8

ОЭС Юга охватывает территорию Южного федерального округа РФ (ЮФО). Его площадь составляет 592,2 тыс. кв. км, численность населения – более 20 млн человек. В ЮФО сосредоточено около 73% общероссийских запасов термальных вод, почти 41% запасов вольфрама и около 30% запасов минеральных вод. На данный момент регион занимает первое место в России по производству минеральных вод, второе и третье - по производству вольфрамового и цементного сырья. По добыче угля (Донбасс) округ находится на третьем месте после Сибирского и Дальневосточного регионов. Тем не менее, в настоящий момент в ВРП сельское хозяйство играет преобладающую роль.

Неоспоримыми аргументами привлекательности региона являются прямой выход к международным морским путям, наличие нескольких международных аэропортов, одна из лучших в России сеть автомобильных дорог, плодородные сельскохозяйственные угодья, богатейшая сырьевая база для перерабатывающей промышленности, благоприятные природно-климатические условия, способствующие развитию индустрии туризма и отдыха. В сочетании с выгодным геополитическим расположением все это создает необходимые предпосылки для успешной реализации различных инвестиционных проектов.

С 2002 г. в регионе реализуется утвержденная Правительством РФ федеральная целевая программа «Юг России». Ее целью является создание социально-экономических условий для устойчивого развития региона на основе использования уникального положения и природно-климатических особенностей. Срок реализации программы – конец 2007 г.

Основными направлениями Программы являются:

- развитие сырьевой базы нефтегазодобычи и расширение магистральных трубопроводных сетей;
- сохранение и воспроизводство морских биоресурсов Азово-Черноморского и Каспийского бассейнов;
- развитие действующих и создание условий для строительства новых туристических и санаторно-курортных комплексов;
- создание условий для развития малого и среднего предпринимательства;

Перспективы экономического развития региона связаны с добычей и производством нефти на Каспийском шельфе. Запасы нефти, залегающие на глубинах от 5 до 6 километров, оцениваются в 5 млрд тонн условного топлива. Бурение первой поисковой скважины на шельфе Каспия сразу же подтвердило серьезный потенциал этого участка. Однако все проекты требуют существенных инвестиций - порядка 15-20 млрд долл.

Каспийский регион является приоритетным для развития крупнейшей российской нефтяной компании «ЛУКОЙЛ». Компания утвердила стратегию до 2016 г., в которой основное внимание уделено геологоразведке и добыче, особенно на севере России и на Каспии. В настоящий момент «ЛУКОЙЛ» в рамках разработки каспийских нефтегазовых месторождений рассматривает возможность строительства завода по переработке углеводородов на территории Астраханской области или Ставропольского края. Участием ТГК-8 в реализации этого инвестиционного проекта может стать строительство ГРЭС или ТЭЦ, которые будут обеспечивать теплом и электроэнергией новый завод.

Другим важным направлением развития ЮФО является развитие туристско-рекреационного комплекса. Стратегия развития предполагает реализацию имеющегося потенциала региона как на традиционно привлекательных территориях (Сочи, Кавказские Минеральные Воды, Приэльбрусье и др.), так и на «периферийных» территориях.

Реализация этой программы предполагает реконструкцию всей сложившейся инфраструктуры (дорог, подъемников, водоснабжения, энергоснабжения и др.). РАО «ЕЭС России» в настоящий момент готовит программу развития гидроэнергетики, с планами строительства ГЭС на малых и средних реках. Уральская горно-металлургическая компания (УГМК) намерена инвестировать в создание высокотехнологичного цементного производства на базе северо-осетинских известняков.

Компания «Интеррос» выразила намерение развивать гостиничную и развлекательную инфраструктуру в рамках проекта «Архыз» и, возможно, инвестировать в горнолыжные курорты Приэльбрусья. К Олимпиаде будет достроен комплекс Интерроса «Роза Хутор». Общий объем инвестиций, необходимых для его открытия, оценивается в 250 млн долл.

Компания «Базовый элемент» планирует вложить порядка 2 млрд долл. в строительство первого в России классического курортного комплекса «Имеретинская Ривьера». Это один из крупнейших инвестиционных проектов в России. В течение 6 лет планируется на территории Имеретинской долины более 1 млн кв. м жилья, отелей, деловых комплексов и торговых центров. Часть объектов недвижимости будет нести двойную нагрузку и может использоваться во время Олимпиады.

Другая федеральная целевая программа «Развитие города Сочи как горноклиматического курорта в 2006-2014 гг.» предусматривает инвестиции в размере 313,9 млрд руб. (62% выделит госбюджет, 38% — частные инвестиции).

В программе развития города предусмотрено два сценария ее реализации. По первому сценарию - г. Сочи получает право на проведение XXII зимних Олимпийских игр, и в этом случае реализуются в полном объеме все мероприятия данной программы. По второму сценарию, если в 2007 г. Международный олимпийский комитет выбирает в качестве столицы Олимпийских игр другой город, реализуются только те мероприятия, которые необходимы для формирования современного горноклиматического курорта и создаются условия для тренировок российских спортсменов и проведения соревнований по тем видам спорта, по которым нет возможности проводить их в РФ.

Интенсивное развитие инфраструктуры Краснодарского края, курортного бизнеса на побережье Черного и Азовского морей, строительство объектов нефтегазовой и химической промышленности, транспортных сетей, реконструкция морских портов в последние годы сопровождаются значительным ростом потребления электроэнергии.

РАО «ЕЭС России» и Администрация Краснодарского края заключили соглашение о взаимодействии при реализации первоочередных инвестиционных проектов по строительству и реконструкции энергетических объектов в регионе до 2011 г. Соглашение предусматривает комплексное развитие генерирующих мощностей, объектов электросетевой и диспетчерской инфраструктуры энергосистемы Краснодарского края на основе перспективных технологий.

В частности, предусмотрен ввод новых генерирующих блоков общей мощностью более 1 100 МВт, трансформаторных подстанций общей мощностью 7 200 МВА и строительство 1 480 км линий электропередачи в магистральном сетевом комплексе.

Общая стоимость работ в рамках реализации соглашения оценивается в сумму, превышающую 83,6 млрд руб., из которых 33,7 млрд руб. будет направлено на развитие генерации и 49,9 млрд руб. - на инвестиции в электросетевое хозяйство.

Особое внимание в Соглашении уделяется реализации мероприятий в рамках программы «Развитие города Сочи...». В частности, предусматривается строительство в районе Черноморского побережья современных электростанций, отвечающих самым жестким экологическим требованиям:

- Краснодарской ТЭЦ (410 МВт) в составе ТГК-8,
- Адлерской ТЭЦ (120 МВт),
- электростанции в районе г. Новороссийска (180 МВт), и
- второй очереди Сочинской ТЭС (80 МВт).

Источником финансирования мероприятий станут:

- собственные и привлеченные средства компаний ПАО «ЕЭС России», работающих на территории Краснодарского края,
- плата за технологическое присоединение к электрическим сетям для сетевых компаний,
- средства федерального бюджета,
- внебюджетные источники,
- частные инвестиции, в т.ч. привлеченные в рамках размещения эмиссии дополнительных акций генерирующих компаний ПАО «ЕЭС России», в т.ч. ТГК-8.

5. Приложения

- Отчетность ОАО «ЮГК ТГК-8» за 2005-2006 гг. в соответствии с РСБУ.

БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС
по внутреннему стандарту РАО "ЕЭС России"

на 31 декабря 2005 года

Организация ОАО "ЮГК ТГК-8"
Идентификационный номер налогоплательщика
Вид деятельности промышленность
Организационно-правовая форма \ форма собственности
Единица измерения тыс.руб

КОДЫ	
Форма N1 по ОКУД	0710001
Дата [год, месяц, число]	2005 I 12 I 31
по ОКПО	75192780
ИНН	3015068092
по ОКВЭД	40.10.11, 40.10.2
по ОКОПФ\ОКФС	47 \16
по ОКЕИ	384\385

Дата утверждения
Дата отправки [принятия]

АКТИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	А	2	3	4
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Нематериальные активы		110	-	-
в том числе:				
права на патенты, программы, товарные знаки (знаки обслуживания), иные аналогичные с перечисленными права и активы		111	-	-
организационные расходы		112	-	-
деловая репутация организации		113	-	-
другие виды нематериальных активов		114	-	-
результаты НИОКР		115	-	-
Основные средства		120	-	5 842
в том числе:				
земельные участки и объекты природопользования		121	-	-
здания, машины и оборудование, сооружения		122	-	4 447
другие виды основных средств		123	-	1 395
Незавершенное строительство		130	-	-
в том числе				
оборудование к установке		13001	-	-
вложения во внеоборотные активы		13002	-	-
Доходные вложения в материальные ценности		135	-	-
в том числе:				
имущество для передачи в лизинг		136	-	-
имущество предоставляемое по договору проката		137	-	-
Долгосрочные финансовые вложения		140	-	343 932
в том числе:				
инвестиции в дочерние общества		141	-	-
инвестиции в зависимые общества		142	-	-
инвестиции в другие организации		143	-	-
займы, предоставленные организациям на срок более 12 месяцев		144	-	343 932
прочие долгосрочные финансовые вложения		145	-	-
ДЛЯ СВОДНОЙ ОТЧЕТНОСТИ				
Деловая репутация дочерних обществ		146	-	-
Оценка участия головной организации в зависимом обществе		147	-	-
Отложенные налоговые активы		148	-	1 656
Прочие внеоборотные активы		150	-	-
ИТОГО по разделу I		190	-	351 430
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Запасы		210	-	382 119
в том числе:				
сырье, материалы и другие аналогичные ценности		211	-	371 447
из них:				
мазут		21101	-	221 596
уголь		21102	-	-
дизельное топливо		21103	-	36
другое технологическое топливо		21104	-	2 125
запасные части		21105	-	52 488

<i>прочие сырье и материалы</i>		21107	-	95 202
животные на выращивании и откорме		212	-	-
затраты в незавершенном производстве		213	-	-
готовая продукция и товары для перепродажи		214	-	1
товары отгруженные		215	-	-
расходы будущих периодов		216	-	10 671
прочие запасы и затраты		217	-	-
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям		220	-	76 163
<i>из них</i>				
<i>НДС при покупках электроэнергии через ФОРЭМ</i>		22001	-	-
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты)		230	-	-
<i>в том числе:</i>				
покупатели и заказчики		231	-	-
<i>из них:</i>				
<i>финансируемые из федерального бюджета</i>		23101	-	-
<i>финансируемых из бюджетов субъектов РФ</i>		23102	-	-
<i>финансируемых из местных бюджетов</i>		23103	-	-
<i>другие покупатели и заказчики</i>		23104	-	-
векселя к получению		232	-	-
задолженность дочерних и зависимых обществ		233	-	-
авансы выданные		234	-	-
прочие дебиторы		235	-	-
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)		240	-	722 964
<i>в том числе:</i>				
покупатели и заказчики		241	-	565 830
<i>из них:</i>				
<i>при продаже электроэнергии через ФОРЭМ внутри группы</i>		24101	-	-
<i>посредники при продаже электрической и тепловой энергии</i>		24102	-	-
<i>организации, финансируемые из федерального бюджета</i>		24103	-	4 403
<i>организации, финансируемые из бюджетов РФ</i>		24104	-	1 248
<i>организации, финансируемые из местных бюджетов</i>		24105	-	148 572
<i>прочие потребители электрической и тепловой энергии</i>		24106	-	392 141
<i>задолженность по абонентной плате</i>		24107	-	-
<i>другие покупатели и заказчики</i>		24108	-	19 466
АКТИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	А	2	3	4
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
векселя к получению		242	-	-
задолженность дочерних и зависимых обществ		243	-	-
задолженность участников (учредителей) по взносам в уставный капитал		244	-	-
авансы выданные		245	-	130 979
<i>в том числе:</i>				
<i>поставщикам электрической и тепловой энергии</i>		24501	-	-
<i>поставщикам топлива</i>		24502	-	105 096
<i>поставщикам материалов</i>		24503	-	14 451
<i>строительным организациям</i>		24504	-	-
<i>ремонтным организациям</i>		24505	-	104
<i>поставщикам услуг</i>		24506	-	6 398
<i>прочие авансы выданные</i>		24507	-	4 930
прочие дебиторы		246	-	26 155
<i>в том числе:</i>				
<i>по пеням, штрафам, неустойкам по договорам</i>		24601	-	-
<i>переплата по налогам в федеральный бюджет</i>		24602	-	44
<i>переплата по налогам в бюджеты субъектов РФ</i>		24603	-	87
<i>переплата по налогам в местные бюджеты</i>		24604	-	88
<i>переплата по платежам в государственные внебюджетные фонды</i>		24605	-	268
<i>задолженность перед РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам</i>		24607	-	-
<i>задолженность РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам</i>		24608	-	-
<i>задолженность перед РАО "ЕЭС России" по ПИР</i>		24609	-	-

задолженность РАО "ЕЭС России" по ПИР		24610	-	-
другие дебиторы		24611	-	25 668
Краткосрочные финансовые вложения		250	-	-
в том числе:				
займы, предоставленные организациям на срок менее 12 месяцев		251	-	-
прочие краткосрочные финансовые вложения		253	-	-
Денежные средства		260	-	34 935
в том числе:				
касса		261	-	-
расчетные счета		262	-	14 507
валютные счета		263	-	-
прочие денежные средства		264	-	20 428
в том числе:				
специальные счета в банках		26401	-	20 426
денежные документы		26402	-	2
переводы в пути		26403	-	-
Прочие оборотные активы		270	-	-
в том числе:				
внутрихозяйственные расчеты по текущим операциям		27002	-	-
внутрихозяйственные расчеты по строительству		27003	-	-
внутрихозяйственные расчеты по ПИР		27004	-	-
внутрихозяйственные расчеты по смете защиты объектов		27006	-	-
внутрихозяйственные расчеты по НДС		27007	-	-
другие оборотные активы		27005	-	-
ИТОГО по разделу II		290	-	1 216 181
Баланс		300	-	1 567 611
	ПАССИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года
	1	А	2	3
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			4
Уставный капитал			410	-
в том числе:				10 000
в акциях привилегированных			41001	-
в акциях обыкновенных			41002	10 000
Собственные акции, выкупленные у акционеров			415	-
Добавочный капитал			420	-
Расчеты по выделенному имуществу			423	-
Резервный капитал			430	-
в том числе:				
резервы, образованные в соответствии с законодательством			431	-
резервы, образованные в соответствии с учредительными документами			432	-
Целевое финансирование			450	-
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)				
Нераспределенная прибыль прошлых лет			460	-
Непокрытый убыток прошлых лет			465	-
Нераспределенная прибыль отчетного года			470	3 718
Непокрытый убыток отчетного года			475	-
ИТОГО по разделу III			490	13 718
ДЛЯ СВОДНОЙ ОТЧЕТНОСТИ				
Деловая репутация дочерних обществ			495	-
Доля меньшинства			500	-
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАССИВЫ			
Займы и кредиты			510	-
в том числе:				
кредиты банков, подлежащие погашению более, чем через 12 месяцев после отчетной даты			511	-
займы, подлежащие погашению более, чем через 12 месяцев после отчетной даты			512	-
Отложенные налоговые обязательства			515	179
Прочие долгосрочные обязательства			520	-
в том числе:				
кредиторская задолженность поставщиков и подрядчиков			52001	-
кредиторская задолженность перед социальными фондами			52002	-
в том числе:				
Пенсионному фонду РФ			52003	-
Фонду обязательного медицинского страхования			52004	-
Фонду занятости			52005	-
Фонду социального страхования			52006	-

по пеням и штрафам в государственные внебюджетные фонды	52007	-	-
кредиторская задолженность перед бюджетом (реструктуризированные налоги)	52008	-	-
из нее:			
федеральному бюджету	52009	-	-
бюджетам субъектов РФ	52010	-	-
местным бюджетам	52011	-	-
кредиторская задолженность по налогу на прибыль по базе переходного периода	52020	-	-
из нее:			
федеральному бюджету	52021	-	-
бюджетам субъектов РФ	52022	-	-
местным бюджетам	52023	-	-
прочие долгосрочные обязательства	52012	-	-
ИТОГО по разделу IV	590	-	179
V .КРАТКОСРОЧНЫЕ ПАССИВЫ			
Займы и кредиты	610	-	665 512
в том числе:			
кредиты банков, подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты	611	-	665 512
займы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты	612	-	-

ПАССИВ	Приме- чание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	А	2	3	4
Кредиторская задолженность		620	-	888 202
в том числе:				
поставщики и подрядчики		621	-	492 831
из них:				
поставщикам электроэнергии через ФОРЭМ		62101	-	-
прочим поставщикам электрической и тепловой энергии		62102	-	8 779
поставщикам газа		62103	-	124 204
поставщикам мазута		62104	-	-
поставщикам угля		62105	-	-
поставщикам иного топлива		62112	-	-
строительным организациям		62106	-	-
ремонтным организациям		62107	-	40 284
по абонентной плате РАО "ЕЭС России"		62108	-	-
задолженность Концерну Росэнергоатом		62110	-	-
задолженность АЭС		62111	-	-
другим поставщикам и подрядчикам		62109	-	319 564
по абонентной плате ОАО "СО ЦДУ ЕЭС"		62113	-	-
по абонентной плате ОАО "ФСК"		62114	-	-
векселя к уплате		622	-	-
задолженность перед дочерними и зависимыми обществами		623	-	-
задолженность по оплате труда перед персоналом		624	-	76 784
в том числе:				
текущая		62401	-	76 784
просроченная		62402	-	-
задолженность перед государственными и внебюджетными фондами		625	-	22 606
в том числе:				
Пенсионному фонду РФ		62501	-	18 005
Фонду обязательного медицинского страхования		62502	-	2 494
Фонду занятости		62503	-	225
Фонду социального страхования		62504	-	1 882
по пеням и штрафам в государственные внебюджетные фонды		62505	-	-
задолженность по налогам и сборам		626	-	67 777
задолженность перед бюджетом текущая		62610	-	67 777
в том числе:				
федеральному бюджету		62601	-	52 158
бюджетам субъектов РФ		62602	-	12 757
местным бюджетам		62603	-	2 862
задолженность перед бюджетом по налогу на прибыль по базе переходного периода		62620	-	-
в том числе:				
федеральному бюджету		62621	-	-
бюджетам субъектов РФ		62622	-	-
местным бюджетам		62623	-	-

авансы полученные		627	-	76 743
<i>в том числе:</i>				
<i>от потребителей электроэнергии через ФОРЭМ</i>		62701	-	-
<i>от других потребителей электрической и тепловой энергии</i>		62702	-	76 623
<i>прочие полученные авансы</i>		62703	-	120
прочие кредиторы		628	-	151 461
<i>в том числе:</i>				
<i>НДС в неоплаченной продукции</i>		62801	-	86 326
<i>задолженность внебюджетному фонду НИОКР</i>		62802	-	-
<i>задолженность перед РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам</i>		62804	-	-
<i>задолженность РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам</i>		62805	-	-
<i>задолженность перед РАО "ЕЭС России" по ПИР</i>		62806	-	-
<i>задолженность РАО "ЕЭС России" по ПИР</i>		62807	-	-
<i>другие кредиторы</i>		62808	-	65 135
ПАССИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	А	2	3	4
Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов		630	-	-
Доходы будущих периодов		640	-	-
Резервы предстоящих расходов и платежей		650	-	-
Прочие краткосрочные обязательства		660	-	-
<i>в том числе:</i>				
<i>внутрихозяйственные расчеты по текущим операциям</i>		66002	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по строительству</i>		66003	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по ПИР</i>		66004	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по смете защиты объектов</i>		66006	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по НДС</i>		66007	-	-
<i>другие краткосрочные обязательства</i>		66005	-	-
ИТОГО по разделу V		690	-	1 553 714
БАЛАНС		700	-	1 567 611

Справка о наличии ценностей, учитываемых на забалансовых счетах

АКТИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного периода
Арендованные основные средства		910	-	46 646
<i>в том числе по лизингу</i>		911	-	22 480
Товарно материальные ценности, принятые на ответственное хранение		920	-	-
Материалы, принятые в переработку		925	-	-
Товары, принятые на комиссию		930	-	-
Оборудование, принятое для монтажа		935	-	-
Списанная в убыток задолженность неплатежеспособных дебиторов		940	-	-
Обеспечение обязательств и платежей полученные		950	-	-
Обеспечение обязательств и платежей выданные		960	-	-
Износ основных средств		970	-	-
Износ объектов внешнего благоустройства и других аналогичных объектов		980	-	-
Бланки строгой отчетности		990	-	22
Основные средства, сданные в аренду		992	-	-
Имущество, находящееся в федеральной собственности		993	-	-
Нематериальные активы, полученные в пользование		995	-	-

Руководитель

В.С.Гвоздев

Главный бухгалтер

И.В.Комарова

Отчет о прибылях и убытках
за 12 месяцев 2005 года

Организация ОАО "ЮГК ТГК-8"
Идентификационный номер налогоплательщика
Вид деятельности промышленность
Организационно-правовая форма \ форма собственности
Единица измерения тыс. руб.

		КОДЫ
Форма N2 по ОКУД		0710002
Дата [год, месяц, число]		2005/12/31
по ОКПО		75192780
ИНН		3015068092
по ОКДП		40.10.11, 40.10.2
по ОКOPФ/OKFC		47\16
по ОКЕИ		384\385

Наименование показателя	При- меча- ние	Код стр.	За отчетный период	За аналогичный период предыдуш. года
1	А	2	3	4
I. Доходы и расходы по обычным видам деятельности				
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей),		010	4 504 575	-
<i>электроэнергии внутренним потребителям</i>		011	2 667 787	-
<i>электроэнергии на экспорт</i>		012	-	-
<i>теплоэнергии</i>		013	1 595 307	-
<i>абонентной платы (для PAO "ЕЭС России")</i>		014	-	-
<i>выручка от транспортировки электро- и теплоэнергии</i>		018	-	-
<i>электроэнергии для бытовых компаний</i>		019	-	-
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера</i>		015	241 481	-
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг непромышленного характера</i>		016	-	-
<i>товаров, продукции, работ, услуг по основной деятельности (для институтов)</i>		017	-	-
Себестоимость проданных товаров, продукции работ, услуг в том числе проданных:		020	(4 449 485)	-
<i>электроэнергии внутренним потребителям</i>		021	(2 442 362)	-
<i>электроэнергии на экспорт</i>		022	-	-
<i>теплоэнергии</i>		023	(1 753 300)	-
<i>абонентной платы (для PAO "ЕЭС России")</i>		024	-	-
<i>транспортировка электро- и теплоэнергии</i>		028	-	-
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера</i>		025	(253 823)	-
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг непромышленного характера</i>		026	-	-
<i>товаров, продукции, работ, услуг по основной деятельности (для институтов)</i>		027	-	-
Валовая прибыль		029	55 090	-
Коммерческие расходы		030	-	-
Управленческие расходы.		040	-	-
Прибыль (убыток) от продаж		050	55 090	-
II. Операционные доходы и расходы				
Проценты к получению		060	2 485	-
Проценты к уплате		070	(15 632)	-
Доходы от участия в других организациях		080	-	-
Прочие операционные доходы.		090	28 984	-
Прочие операционные расходы		100	(37 023)	-
III. Внеоперационные доходы и расходы				
Внеоперационные доходы		120	98	-
Внеоперационные расходы		130	(20 307)	-
Прибыль (убыток) до налогообложения		140	13 695	-
Отложенный налоговый актив		143	1 656	-
Отложенное налоговое обязательство		144	(179)	-
Текущий налог на прибыль		145	(11 447)	-
Иные аналогичные обязательные платежи		146	(7)	-
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи		150	(9 977)	-
Прибыль (убыток) от обычной деятельности		160	3 718	-
IV. Чрезвычайные доходы и расходы.				
Чрезвычайные доходы		170	-	-
Чрезвычайные расходы		180	-	-
<i>ДЛЯ СВОДНОЙ ОТЧЕТНОСТИ</i>				
<i>Капитализированный доход (убыток)</i>		184	-	-
<i>Доля меньшинства</i>		185	-	-
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль (убыток) отчетного периода		19010	3 718	-
СПРАВОЧНО				
Постоянные налоговые обязательства (активы)		200	6 684	-

Наименование показателя	Примечание	Код стр.	За отчетный период	За аналогичный период предыдущего года
1	А	2	3	4
СПРАВОЧНО ТОЛЬКО ДЛЯ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ РАО "ЕЭС РОССИИ"				
V. Внутрихозяйственные расчеты				
Прибыль, полученная от представительств и филиалов РАО "ЕЭС России" в том числе из строк				
стр. 140 Прибыль (убыток) до налогообложения		19011	-	-
стр. 150 Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи...		19012	-	-
стр. 170 Чрезвычайные доходы.....		19013	-	-
стр. 180 Чрезвычайные расходы.....		19014	-	-
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль(убыток) отчетного периода с учетом полученной от филиалов и Представительств (19011+19012+19013+19014)		19020	-	-
Прибыль, переданная представителями и филиалами в РАО "ЕЭС России" в том числе: из строк				
стр. 140 Прибыль (убыток) до налогообложения		19031	-	-
стр. 150 Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи...		19032	-	-
стр. 170 Чрезвычайные доходы.....		19033	-	-
стр. 180 Чрезвычайные расходы.....		19034	-	-
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль(убыток) отчетного периода с учетом переданной в РАО "ЕЭС России" (19031+19032+19033+19034)		19040	-	-
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль(убыток) отчетного периода (19010+19020-19040)		190	3 718	-

(руб.)

Наименование показателя	Прим.	Код стр.	За отчетный период	За аналогичный период предыдущего года
1	А	2	3	4
СПРАВОЧНО.				
Базовая прибыль (убыток) на акцию		201	0.0100	0.0000
Разводненная прибыль (убыток) на акцию		202	0.0000	0.0000

РАСШИФРОВКА ОТДЕЛЬНЫХ ПРИБЫЛЕЙ И УБЫТКОВ

Наименование показателя	Прим.	код строки	За отчетный период	За аналогичный период предыдущего года
1	А	2	3	4
Штрафы, пени и неустойки, признанные или по которым получены решения суда (арбитражного суда) об их взыскании				
прибыль		210	6	-
убыток		211	41	-
Прибыль (убыток) прошлых лет				
прибыль		220	-	-
убыток		221	-	-
Возмещение убытков, причиненных неисполнением или ненадлежащим исполнением обязательств				
прибыль		230	-	-
убыток		231	-	-
Курсовые разницы по операциям в иностранной валюте				
прибыль		240	-	-
убыток		241	-	-
Отчисления в оценочные резервы				
убыток		250	-	-
Списание дебиторских и кредиторских задолженностей, по которым истек срок исковой давности				
прибыль		260	-	-
убыток		261	-	-

БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС
по внутреннему стандарту РАО "ЕЭС России"

на 31 декабря 2006 года

Организация ОАО "ЮГК ТГК-8"
Идентификационный номер налогоплательщика
Вид деятельности промышленность
Организационно-правовая форма \ форма собственности
Единица измерения тыс.руб
Местонахождение г. Астрахань ул. Красная Набережная. 32

КОДЫ	
Форма N1 по ОКУД	0710001
Дата [год, месяц, число]	20061 12 1 31
по ОКПО	75192780
ИНН	3015068092
по ОКВЭД	40.10.11, 40.10.2
по ОКОПФ\ОКФС	47\16
по ОКЕИ	384\385

Дата утверждения	
Дата отправки [принятия]	

АКТИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	А	2	3	4
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Нематериальные активы		110	-	88
в том числе:				
права на патенты, программы, товарные знаки (знаки обслуживания), иные аналогичные с перечисленными права и активы		111	-	-
организационные расходы		112	-	-
деловая репутация организации		113	-	-
другие виды нематериальных активов		114	-	88
результаты НИОКР		115	-	-
Основные средства		120	5 842	10 661 969
в том числе:				
земельные участки и объекты природопользования		121	-	22 251
здания, машины и оборудование, сооружения		122	4 447	10 571 090
другие виды основных средств		123	1 395	68 628
Незавершенное строительство		130	-	658 359
в том числе				
<i>оборудование к установке</i>		13001	-	36 244
<i>вложения во внеоборотные активы</i>		13002	-	622 115
Доходные вложения в материальные ценности		135	-	-
в том числе:				
имущество для передачи в лизинг		136	-	-
имущество предоставляемое по договору аренды		137	-	-
Долгосрочные финансовые вложения		140	343 932	377 649
в том числе:				
инвестиции в дочерние общества		141	-	80 939
инвестиции в зависимые общества		142	-	64 000
инвестиции в другие организации		143	-	-
займы, предоставленные организациям на срок более 12 месяцев		144	343 932	228 612
прочие долгосрочные финансовые вложения		145	-	4 098
ДЛЯ СВОДНОЙ ОТЧЕТНОСТИ				
<i>Деловая репутация дочерних обществ</i>		146	-	-
<i>Оценка участия головной организации в зависимом обществе</i>		147	-	-
Отложенные налоговые активы		148	1 656	57 764
Прочие внеоборотные активы		150	-	-
ИТОГО по разделу I		190	351 430	11 755 829
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Запасы		210	382 119	1 872 343
в том числе:				
сырье, материалы и другие аналогичные ценности		211	371 447	1 820 521
из них:				
<i>мазут</i>		21101	221 596	1 454 610
<i>уголь</i>		21102	-	328
<i>дизельное топливо</i>		21103	36	35
<i>другое технологическое топливо</i>		21104	2 125	5 754

запасные части	21105	52 488	132 180
прочие сырье и материалы	21107	95 202	227 614
животные на выращивании и откорме	212	-	-
затраты в незавершенном производстве	213	-	-
готовая продукция и товары для перепродажи	214	1	61
товары отгруженные	215	-	2
расходы будущих периодов	216	10 671	51 759
прочие запасы и затраты	217	-	-
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	220	76 163	150 217
из них:			
НДС при покупках электроэнергии	22001	-	-
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты)	230	-	29 583
в том числе:			
покупатели и заказчики	231	-	-
из них:			
финансируемые из федерального бюджета	23101	-	-
финансируемых из бюджетов субъектов РФ	23102	-	-
финансируемых из местных бюджетов	23103	-	-
другие покупатели и заказчики	23104	-	-
векселя к получению	232	-	-
задолженность дочерних и зависимых обществ	233	-	-
авансы выданные	234	-	-
прочие дебиторы	235	-	29 583
из них:			
задолженность по договорам долевого участия	23501	-	-
беспроцентные векселя	23502	-	-
другие дебиторы	23503	-	29 583
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)	240	722 964	2 469 687
в том числе:			
покупатели и заказчики	241	565 830	1 560 940
из них:			
при продаже электроэнергии внутри группы	24101	-	218 062
посредники при продаже электрической и тепловой энергии	24102	-	-
организации, финансируемые из федерального бюджета	24103	4 403	8 103
организации, финансируемые из бюджетов субъектов РФ	24104	1 248	7 622
организации, финансируемые из местных бюджетов	24105	148 572	165 554
прочие потребители электрической и тепловой энергии	24106	392 141	1 116 088
задолженность по абонентной плате	24107	-	-
другие покупатели и заказчики	24108	19 466	45 511
АКТИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года
1	А	2	3
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			На конец отчетного года
			4
векселя к получению		242	-
задолженность дочерних и зависимых обществ		243	-
задолженность участников (учредителей) по взносам в уставный капитал		244	-
авансы выданные		245	130 979
в том числе:			
поставщикам электрической и тепловой энергии		24501	858
поставщикам топлива		24502	166 984
поставщикам материалов		24503	7 767
строительным организациям		24504	6 429
ремонтным организациям		24505	559
поставщикам услуг		24506	61 426
прочие авансы выданные		24507	282
прочие дебиторы		246	26 155
в том числе:			
по пеням, штрафам, неустойкам по договорам		24601	167 735
переплата по налогам в федеральный бюджет		24602	66 937
переплата по налогам в бюджеты субъектов РФ		24603	131 286
переплата по налогам в местные бюджеты		24604	13
переплата по платежам в государственные внебюджетные фонды		24605	597
задолженность перед РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам		24607	-
задолженность РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам		24608	-
задолженность перед РАО "ЕЭС России" по ПИР		24609	-

задолженность РАО "ЕЭС России" по ПИР		24610	-	-
расчеты по приобретению акций		24612	-	-
беспроцентные векселя		24613	-	-
другие дебиторы		24611	25 668	297 874
Краткосрочные финансовые вложения		250	-	-
в том числе:				
займы, предоставленные организациям на срок менее 12 месяцев		251	-	-
прочие краткосрочные финансовые вложения		253	-	-
Денежные средства		260	34 935	403 666
в том числе:				
касса		261	-	4
расчетные счета		262	14 507	278 674
валютные счета		263	-	-
прочие денежные средства		264	20 428	124 988
в том числе:				
специальные счета в банках		26401	20 426	124 871
денежные документы		26402	2	117
переводы в пути		26403	-	-
Прочие оборотные активы		270	-	-
в том числе:				
внутрихозяйственные расчеты по текущим операциям		27002	-	-
внутрихозяйственные расчеты по строительству		27003	-	-
внутрихозяйственные расчеты по ПИР		27004	-	-
внутрихозяйственные расчеты по смете защиты объектов		27006	-	-
внутрихозяйственные расчеты по НДС		27007	-	-
другие оборотные активы		27005	-	-
ИТОГО по разделу II		290	1 216 181	4 925 496
Баланс		300	1 567 611	16 681 325
ПАССИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	A	2	3	4
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
Уставный капитал		410	10 000	11 889 164
в том числе:				
в акциях привилегированных		41001	-	-
в акциях обыкновенных		41002	10 000	11 889 164
Собственные акции, выкупленные у акционеров		415	-	-
Добавочный капитал		420	-	-
Расчеты по выделенному имуществу		423	-	-
Резервный капитал		430	-	186
в том числе:				
резервы, образованные в соответствии с законодательством		431	-	186
резервы, образованные в соответствии с учредительными документами		432	-	-
Целевое финансирование		450	-	-
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)				
Нераспределенная прибыль прошлых лет		460	3 718	3 532
Непокрытый убыток прошлых лет		465	-	(884 708)
Нераспределенная прибыль отчетного года		470	-	40 997
Непокрытый убыток отчетного года		475	-	-
ИТОГО по разделу III		490	13 718	11 049 171
ДЛЯ СВОДНОЙ ОТЧЕТНОСТИ				
Деловая репутация дочерних обществ		495	-	-
Доля меньшинства		500	-	-
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Займы и кредиты		510	-	718 935
в том числе:				
кредиты банков, подлежащие погашению более, чем через 12 месяцев после отчетной даты		511	-	718 935
займы, подлежащие погашению более, чем через 12 месяцев после отчетной даты		512	-	-
Отложенные налоговые обязательства		515	179	82 183
Прочие долгосрочные обязательства		520	-	-
в том числе:				
кредиторская задолженность поставщиков и подрядчиков		52001	-	-
кредиторская задолженность перед социальными фондами		52002	-	-
в том числе:				
Пенсионному фонду РФ		52003	-	-
Фонду обязательного медицинского страхования		52004	-	-
Фонду занятости		52005	-	-
Фонду социального страхования		52006	-	-
по пеням и штрафам в государственные внебюджетные фонды		52007	-	-

кредиторская задолженность перед бюджетом (реструктуризированные налоги)	52008	-	-
<i>из нее:</i>			
федеральному бюджету	52009	-	-
бюджетам субъектов РФ	52010	-	-
местным бюджетам	52011	-	-
кредиторская задолженность по налогу на прибыль по базе переходного периода	52020	-	-
<i>из нее:</i>			
федеральному бюджету	52021	-	-
бюджетам субъектов РФ	52022	-	-
местным бюджетам	52023	-	-
прочие долгосрочные обязательства	52012	-	-
ИТОГО по разделу IV	590	179	801 118
V .КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Займы и кредиты	610	665 512	2 775 415
<i>в том числе:</i>			
кредиты банков, подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты	611	665 512	2 775 415
займы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты	612	-	-

ПАССИВ	Приме- чание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	A	2	3	4
Кредиторская задолженность		620	888 202	2 033 598
<i>в том числе:</i>				
поставщики и подрядчики		621	492 831	1 429 222
<i>из них:</i>				
поставщикам электроэнергии		62101	-	-
прочим поставщикам электрической и тепловой энергии		62102	8 779	46 249
поставщикам газа		62103	124 204	215 724
поставщикам мазута		62104	-	631 175
поставщикам угля		62105	-	-
поставщикам иного топлива		62112	-	-
строительным организациям		62106	-	107 264
ремонтным организациям		62107	40 284	29 463
по абонентной плате РАО "ЕЭС России"		62108	-	-
задолженность Концерну Росэнергоатом		62110	-	-
задолженность АЭС		62111	-	-
другим поставщикам и подрядчикам		62109	319 564	399 347
по абонентной плате ОАО "СО ЦДУ ЕЭС"		62113	-	-
по абонентной плате ОАО "ФСК"		62114	-	-
векселя к уплате		622	-	-
задолженность перед дочерними и зависимыми обществами		623	-	-
задолженность по оплате труда перед персоналом		624	76 784	108 086
<i>в том числе:</i>				
текущая		62401	76 784	108 086
просроченная		62402	-	-
задолженность перед государственными и внебюджетными фондами		625	22 606	30 689
<i>в том числе:</i>				
Пенсионному фонду РФ		62501	18 005	24 649
Фонду обязательного медицинского страхования		62502	2 494	3 712
Фонду занятости		62503	-	-
Фонду социального страхования		62504	2 107	2 301
по пеням и штрафам в государственные внебюджетные фонды		62505	-	27
задолженность по налогам и сборам		626	67 777	130 826
задолженность перед бюджетом текущая		62610	67 777	130 826
<i>в том числе:</i>				
федеральному бюджету		62601	52 158	53 209
бюджетам субъектов РФ		62602	12 757	69 826
местным бюджетам		62603	2 862	7 791
задолженность перед бюджетом по налогу на прибыль по базе переходного периода		62620	-	-
<i>в том числе:</i>				
федеральному бюджету		62621	-	-
бюджетам субъектов РФ		62622	-	-
местным бюджетам		62623	-	-
авансы полученные		627	76 743	191 714

<i>в том числе:</i>				
<i>от потребителей электроэнергии</i>		62701	-	98 346
<i>от других потребителей электрической и тепловой энергии</i>		62702	76 623	90 850
<i>прочие полученные авансы</i>		62703	120	2 518
прочие кредиторы		628	151 461	143 061
<i>в том числе:</i>				
<i>НДС в неоплаченной продукции</i>		62801	86 326	93 140
<i>задолженность внебюджетному фонду ННПКР</i>		62802	-	-
<i>задолженность перед РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам</i>		62804	-	12 514
<i>задолженность РАО "ЕЭС России" по инжиниринговым услугам</i>		62805	-	-
<i>задолженность перед РАО "ЕЭС России" по ПИР</i>		62806	-	-
<i>задолженность РАО "ЕЭС России" по ПИР</i>		62807	-	-
<i>другие кредиторы</i>		62808	65 135	37 407
ПАССИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного года
1	А	2	3	4
Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов		630	-	3 116
Доходы будущих периодов		640	-	18 907
Резервы предстоящих расходов и платежей		650	-	-
Прочие краткосрочные обязательства		660	-	-
<i>в том числе:</i>				
<i>внутрихозяйственные расчеты по текущим операциям</i>		66002	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по строительству</i>		66003	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по ПИР</i>		66004	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по смете защиты объектов</i>		66006	-	-
<i>внутрихозяйственные расчеты по НДС</i>		66007	-	-
<i>другие краткосрочные обязательства</i>		66005	-	-
ИТОГО по разделу V		690	1 553 714	4 831 036
БАЛАНС		700	1 567 611	16 681 325

Справка о наличии ценностей, учитываемых на забалансовых счетах

АКТИВ	Примечание	Код	На начало отчетного года	На конец отчетного периода
Арендованные основные средства		910	46 646	7 624 815
в том числе по лизингу		911	22 480	41 143
Товарно материальные ценности, принятые на ответственное хранение		920	-	79 100
Материалы, принятые в переработку		925	-	-
Товары, принятые на комиссию		930	-	-
Оборудование, принятое для монтажа		935	-	-
Списанная в убыток задолженность неплатежеспособных дебиторов		940	-	287 077
Обеспечение обязательств и платежей полученные		950	-	-
Обеспечение обязательств и платежей выданные		960	-	-
Износ основных средств		970	-	28
Износ объектов внешнего благоустройства и других аналогичных объектов		980	-	-
Бланки строгой отчетности		990	22	16
Основные средства, сданные в аренду		992	-	24 104
Имущество, находящееся в федеральной собственности		993	-	133 540
Нематериальные активы, полученные в пользование		995	-	-
Имущество, переданное в уставный капитал в оплату приобретаемых акций		997	-	-

РУКОВОДИТЕЛЬ

В.С. ГВОЗДЕВ

ГЛАВНЫЙ БУХГАЛТЕР

И.В. КОМАРОВА

Отчет о прибылях и убытках

за 12 месяцев 2006 года

Организация **ОАО "ЮГК ТГК-8"**
 Идентификационный номер налогоплательщика
 Вид деятельности **промышленность**
 Организационно-правовая форма \ форма собственности **ОАО**
 Единица измерения **тыс. руб.**

КОДЫ	
Форма N2 по ОКУД	0710002
Дата [год, месяц, число]	2007 01 31
по ОКПО	75192780
ИНН	3015068092
по ОКДП	
по ОКОПФ\ОКФС	47\16
по ОКЕИ	385

Наименование показателя	При- меча	Код стр.	За отчетный период	За аналогичный период предыдуш. года
1	А	2	3	4
Доходы и расходы по обычным видам деятельности				
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей),		010	14 556 298	4 504 575
<i>электроэнергии внутренним потребителям</i>		011	5 568 101	2 667 787
<i>электроэнергии на экспорт</i>		012	-	-
<i>теплоэнергии</i>		013	4 978 580	1 595 307
<i>абонентной платы (для РАО "ЕЭС России")</i>		014	-	-
<i>выручка от транспортировки электро- и теплоэнергии</i>		018	-	-
<i>электроэнергии для сбытовых компаний</i>		019	-	-
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера</i>		015	617 679	241 481
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг непромышленного характера</i>		016	2 659	-
<i>товаров, продукции, работ, услуг по основной деятельности (для институтов)</i>		017	-	-
<i>доходы от участия в других организациях</i>		032	-	-
<i>электроэнергии (мощности) через НОРЭМ</i>		034	3 389 279	-
Себестоимость проданных товаров, продукции работ, услуг в том числе проданных:		020	(14 706 324)	(4 449 532)
<i>электроэнергии внутренним потребителям</i>		021	(8 369 089)	(2 442 362)
<i>электроэнергии на экспорт</i>		022	-	-
<i>теплоэнергии</i>		023	(5 337 286)	(1 753 300)
<i>абонентной платы (для РАО "ЕЭС России")</i>		024	-	-
<i>транспортировка электро- и теплоэнергии</i>		028	-	-
<i>электроэнергии сбытовыми компаниями</i>		031	-	-
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера</i>		025	(593 225)	(253 870)
<i>прочих товаров, продукции, работ, услуг непромышленного характера</i>		026	(4 326)	-
<i>товаров, продукции, работ, услуг по основной деятельности (для институтов)</i>		027	-	-
<i>расходы от участия в других организациях</i>		033	-	-
<i>электроэнергии (мощности) через НОРЭМ</i>		035	(402 398)	-
Валовая прибыль		029	(150 026)	55 043
Коммерческие расходы		030	(267)	-
Управленческие расходы		040	-	-
Прибыль (убыток) от продаж		050	(150 293)	55 043
Прочие доходы и расходы				
Проценты к получению		060	32 768	2 485
Проценты к уплате		070	(157 370)	(15 632)
Доходы от участия в других организациях		080	-	-
Прочие доходы		090	763 379	29 082
Прочие расходы		100	(467 347)	(57 283)
			-	-
			-	-
Прибыль (убыток) до налогообложения		140	21 137	13 695
Отложенный налоговый актив		143	37 057	1 656
Отложенное налоговое обязательство		144	(20 327)	(179)
Текущий налог на прибыль		145	-	(11 447)
Иные аналогичные обязательные платежи		146	3 130	(7)

Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи		150	19 860	(9 977)
Прибыль (убыток) от обычной деятельности		160	40 997	3 718
ДЛЯ СВОДНОЙ ОТЧЕТНОСТИ				
Капитализированный доход (убыток)		184	-	-
Доля меньшинства		185	-	-
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль (убыток) отчетного периода)				

Чистая прибыль (нераспределенная прибыль (убыток) отчетного периода)		19010	40 997	3 718

Наименование показателя	При- меча- ние	Код стр.	За отчетный период	За аналогичный период предыдущего года
1	А	2	3	4
СПРАВОЧНО ТОЛЬКО ДЛЯ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ РАО "ЕЭС РОССИИ"				
V. Внутрихозяйственные расчеты				
Прибыль, полученная от представительств и филиалов РАО "ЕЭС России" в том числе из строк стр. 140 Прибыль (убыток) до налогообложения стр. 150 Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи...		19011 19012 19013 19014	- - - -	- - - -
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль(убыток) отчетного периода с учетом полученной от филиалов и Представительств (19011+19012+19013+19014)		19020	-	-
Прибыль, переданная представительствами и филиалами в РАО "ЕЭС России" в том числе: из строк стр. 140 Прибыль (убыток) до налогообложения стр. 150 Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи...		19031 19032 19033 19034	- - - -	- - - -
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль(убыток) отчетного периода с учетом переданной в РАО "ЕЭС России" (19031+19032+19033+19034)		19040	-	-
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль(убыток) отчетного периода (19010+19020-19040)		190	40 997	3 718

(руб.)

Наименование показателя	Прим	Код стр.	За отчетный период	За аналогичный период предыдущего года
1	А	2	3	4
СПРАВОЧНО.				
Постоянные налоговые обязательства (активы)		200	(21 710)	6 684
Базовая прибыль (убыток) на акцию		201	0.0001	0.0100
Разводненная прибыль (убыток) на акцию		202	0.0000	0.0000