

ОТЧЕТ № 210507-/ОГК-2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ

**Одной обыкновенной акции ОАО «Вторая
генерирующая компания оптового рынка
электроэнергии»**

По состоянию на 01 января 2007 года



**ЗАКАЗЧИК:
ИСПОЛНИТЕЛЬ:**

**ОАО «ОГК-2»
ЗАО «Российская Оценка»**

21 мая 2007 г.

21 мая 2007 г.

ОАО «ОГК-2»

Заместителю Генерального директора по корпоративному управлению

Сидорову А.А .

Уважаемый Андрей Александрович!

ЗАО «Российская Оценка» провело оценку одной обыкновенной акции ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии», с целью определения рыночной стоимости одной обыкновенной акции в в порядке выполнения требований статьи 75 Федерального закона «Об акционерных обществах» о выкупе акций у акционеров, проголосовавших против или не принявших участия в голосовании по вопросу об одобрении крупной сделки.

Оценка проведена по состоянию на 01 января 2007 года.

Проведенные исследования позволяют сделать следующий вывод:

рыночная стоимость оцениваемой одной обыкновенной акции ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» по состоянию на 01 января 2007 года составляет:

3,1431 рубля

Наша оценка основывалась на информации о Компании, уставных документах, финансовой отчетности за 2006 год, прогнозных данных, ОАО РАО «ЕЭС России» и других данных, полученных из открытых и регламентированных источников.

Методика расчетов и заключений, источники информации, а также все основные предположения, расчеты и выводы содержатся в прилагаемом отчете об оценке. Отдельные части настоящего отчета не могут трактоваться отдельно, а только в связи с полным текстом прилагаемого отчета об оценке, с учетом всех содержащихся там допущений и ограничений.

В процессе оценки мы использовали различные методы и подходы, наиболее подходящие для данного случая. Настоящая оценка была проведена в соответствии с законом РФ «Об оценочной деятельности в РФ», «Стандартами оценки, обязательными к применению субъектами оценочной деятельности», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации №519 от 6 июля 2001 г., Методологией и руководством по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанными компанией «Deloitte & Touche», утвержденными Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России». С уважением,

С уважением,

Президент ЗАО «РОССИЙСКАЯ ОЦЕНКА»

_____ Иванов А.С.

1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОГЛАВЛЕНИЕ	3
2. ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В ОТЧЕТЕ	5
3. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОВ И РЕЗУЛЬТАТОВ	7
3.1. ОГРАНИЧЕНИЯ И ПРЕДЕЛЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛУЧЕННОГО РЕЗУЛЬТАТА	8
3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМОГО ВИДА СТОИМОСТИ	8
3.3. ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ	8
3.4. НОРМАТИВНЫЕ ОСНОВЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	9
3.5. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	10
4. ВВЕДЕНИЕ	12
4.1. ЗАДАЧА ОЦЕНКИ	12
4.2. ДАТА ОЦЕНКИ	12
4.3. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ОЦЕНКИ	12
4.4. ПРОЦЕСС ОЦЕНКИ	12
5. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ	14
5.1. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ПОДХОД	14
5.2. ЗАТРАТНЫЙ ПОДХОД	15
5.3. ДОХОДНЫЙ ПОДХОД	15
6. МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ	18
6.1. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ	18
6.2. ПРОГНОЗ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ	32
6.3. ПРОГНОЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ	37
6.4. ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ В РФ	39
7. ОБЗОР ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	41
7.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТРАСЛИ	41
7.2. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГИИ В 2004-2006 ГОДАХ	43
7.3. ВВОД НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ	45
7.4. РЕФОРМИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ	48
7.5. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2006 -2010 Г.Г.	51
7.6. ВЫВОДЫ ПО ИТОГАМ АНАЛИЗА СИТУАЦИИ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	54
8. ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ	55
8.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОМПАНИИ.	55
8.2. ЦЕЛЬ И ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СООТВЕТСТВИИ С УСТАВОМ	55
8.3. ИСТОРИЯ КОМПАНИИ	57
8.4. ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОАО «ОГК 2»	57
8.5. АНАЛИЗ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ, КОНКУРЕНТНОЕ ОКРУЖЕНИЕ	58
8.6. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ.	59
8.7. ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ	60
9. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ	72
9.1. ОБЪЕКТ ОЦЕНКИ	72
9.2. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ	72
9.3. ИНФОРМАЦИЯ О КОТИРОВКАХ АКЦИЙ КОМПАНИИ	73
9.4. АКЦИОНЕРЫ КОМПАНИИ	74
9.5. ПРАВА АКЦИОНЕРОВ	74
9.6. ДИВИДЕНДЫ И ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА	75
10. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ	76
10.1. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ БАЛАНСА.	76
10.2. АНАЛИЗ АКТИВОВ КОМПАНИИ	78
10.3. АНАЛИЗ ПАССИВОВ КОМПАНИИ.	86
10.4. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ДОХОДОВ И РАСХОДОВ	89
10.5. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ	93

10.6.	Выводы по итогам финансового анализа.....	94
11.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ ДОХОДНЫМ ПОДХОДОМ....	95
11.1.	Выбор базы дохода.....	95
11.2.	Прогноз макроэкономических показателей.....	96
11.3.	Основные допущения при построении денежных потоков.....	96
11.4.	Выбор длительности прогнозного периода	106
11.5.	Прогноз доходов компании	106
11.6.	Прогноз расходов компании	109
11.7.	Прогноз капитальных вложений	115
11.8.	Капитальные вложения на реконструкцию, модернизация и техническое перевооружение станций, входящих в состав ОАО «ОГК 2»	117
11.9.	Обоснование и расчет оборотного капитала.....	118
11.10.	Расчет ставки дисконтирования	119
11.11.	Расчет стоимости реверсии	126
11.12.	Расчет рыночной стоимости объекта оценки в рамках доходного подхода.....	128
12.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ КОМПАНИИ СРАВНИТЕЛЬНЫМ ПОДХОДОМ	130
12.1.	Общие положения	130
12.2.	Расчет стоимости на основе российского рынка акций.....	131
13.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ ЗАТРАТНЫМ ПОДХОДОМ.	136
13.1.	Обоснование отказа от использования результатов затратного подхода к оценке.....	136
14.	ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ	137
15.	ДОКУМЕНТЫ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ.....	139
16.	НОРМАТИВНЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ	140
17.	ОГРАНИЧЕНИЯ И ПРЕДЕЛЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛУЧЕННОГО РЕЗУЛЬТАТА	143
18.	ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ	144
19.	ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КАЧЕСТВА ОЦЕНКИ.....	145
20.	ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ДАННЫЕ ОБ ИСПОЛНИТЕЛЯХ.....	146
21.	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОБОСНОВАНИЕ СПЕЦИФИЧЕСКОГО РИСКА КОМПАНИИ	156
22.	ПРИЛОЖЕНИЕ 3 ДОКУМЕНТЫ ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ	161

2. ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В ОТЧЕТЕ

Таблица 6-1. Динамика основных показателей макроэкономического развития России.....	18
Таблица 6-2. Динамика изменения ВВП и индекса цен на промышленную продукцию за 1996-2005 г. и 3 квартал 2006 г.	19
Таблица 6-3. Основные показатели развития экономики за период 2000-2005 г. и 3 квартал 2006 г.	20
Таблица 6-4 . Динамика изменения индекса потребительских цен за 1995-2005 г. и 3 квартал 2006 г.....	21
Таблица 6-5. Динамика внутренних и биржевых цен на отдельные виды нефтепродуктов	26
Таблица 6-6. Динамика цен в отдельных секторах экономики.....	27
Таблица 6-7. Динамика индексов основных валют к рублю в 2002-2005 гг. и 3 квартале 2006 г.....	28
Таблица 6-8. Динамика изменения курсов основных валют к рублю в 1999-2005 гг. и 3 квартале 2006 г.....	28
Таблица 6-9. Динамика важнейших показателей внешнеторговой деятельности РФ в январе-сентябре 2003-2006 гг.	29
Таблица 6-10. Динамика ставки рефинансирования и ОФЗ с 1995-2005 гг. и 3 квартал 2006 г.....	30
Таблица 6-11. Показатели социально-экономического развития ФО за 2005 г.....	30
Таблица 6-12. Показатели социально-экономического развития ФО за 2005 г.....	33
Таблица 6-13. Прогноз темпов инфляции на период 2007-2010 гг.	34
Таблица 6-14. Основные макроэкономические показатели до 2009 года.....	34
Таблица 6-15. Прогноз основных макроэкономических индексов до 2020 года.....	35
Таблица 6-16. Основные показатели в соответствии с первым (базовым) сценарием.	38
Таблица 7-1.Характеристика ГРЭС России мощностью 2 000 МВт и выше.....	42
Таблица 7-2. Динамика производства электроэнергии в России (2000-2005 гг.).....	43
Таблица 7-3.Производство электроэнергии в России в 2006 году.....	43
Таблица 7-4. Производство электроэнергии в Российской Федерации в целом и в ОАО РАО «ЕЭС России» (январь-октябрь 2006 г.)	44
Таблица 7-5. Производство электроэнергии крупнейшими тепловыми и гидравлическими электростанциями ОАО РАО «ЕЭС России» в 2002-2005 годы, млн. кВт.ч	45
Таблица 7-6. Структура инвестиционных программ ОАО «ФСК ЕЭС» на 2005-2006 годы.....	46
Таблица 7-7. Ожидаемый ввод в эксплуатацию электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» в 2006 году	46
Таблица 8-1. Краткие сведения об ОАО «ОГК-2»	55
Таблица 8-2. Удельный вес станций в установленной мощности ОАО «ОГК-2».....	57
Таблица 8-3. Динамика рабочей мощности и выработки электрической энергии станций, вошедших в состав ОАО «ОГК-2» за 2004-2006 г.г.....	57
Таблица 8-4. Динамика численности и прочие финансовые показатели за 2004-2006г.....	58
Таблица 8-5. Система управления ОАО «ОГК-2».....	60
Таблица 8-6 Псковская ГРЭС	63
Таблица 8-7 Серовская ГРЭС	63
Таблица 8-8 Ставропольская ГРЭС	64
Таблица 8-9 Троицкая ГРЭС.....	65
Таблица 8-10 Сургутская ГРЭС.....	65
Таблица 9-1. Данные о регистрации акций	72
Таблица 9-2. Объемы торгов и количество сделок МВБ и РТС.....	73

Таблица 9-3. Сведения об акционерах ОАО «ОГК-2», владеющих более чем 5% уставного капитала по состоянию на 31.12.2006 года.....	74
Таблица 10-1. Агрегированный баланс и структура баланса ОАО «ОГК-2» на 01.01.2006 г. и 31.12.2006 г.....	76
Таблица 10-2. Структура активов Компании.	78
Таблица 10-3. Структура основных средств.....	78
Таблица 10-4. Основные характеристики генерирующих единиц ОАО «ОГК-2»	79
Таблица 10-5. Основное оборудование Сургутской ГРЭС-1.....	80
Таблица 10-6. Основное оборудование Серовской ГРЭС.....	81
Таблица 10-7. Основное оборудование Троицкой ГРЭС.....	82
Таблица 10-8. Основное оборудование Псковской ГРЭС.....	83
Таблица 10-9. Основное оборудование Ставропольской ГРЭС.....	84
Таблица 10-10. Структура долгосрочных финансовых вложений.....	85
Таблица 10-11. Состав и структура материально-производственных запасов на 01.12.2006 г.	85
Таблица 10-12. Структура пассивов Компании.....	87
Таблица 10-13. Структура собственного капитала Компании.....	87
Таблица 10-14. Структура займов Компании.....	87
Таблица 10-15. Состав кредиторской задолженности.....	88
Таблица 10-16. Финансовые результаты деятельности компании за 3 мес. 2006 г. (тыс. руб.)	89
Таблица 10-17. Источники формирования выручки ОАО «ОГК-2».....	90
Таблица 10-18. Динамика рабочей мощности и выработки электрической энергии станций, вошедших в состав ОАО «ОГК-2» за 2006 г.....	91
Таблица 10-19. Структура затрат ОАО «ОГК-2».....	92
Таблица 10-20. Показатели ликвидности ОАО «ОГК-2».....	93
Таблица 10-21. Показатели финансовой устойчивости.....	93
Таблица 10-22. Показатели рентабельности.....	93
Таблица 11-1 Прогноз доли свободного рынка электроэнергии и мощности	100
Таблица 11-2. Прогнозные темпы роста генерирующих мощностей в РФ (ИЕО 2006)	100
Таблица 21-1. Качественные характеристики факторов риска	156

3. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОВ И РЕЗУЛЬТАТОВ

Заказчик	ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии»
Реквизиты Заказчика	Юридический адрес: 356128, Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск ИНН 2607018122
Оценщик	ЗАО «Российская оценка»
Место нахождения и реквизиты ЗАО «РОССИЙСКАЯ ОЦЕНКА»	105066, г. Москва, ул. Нижняя Красносельская, д.35 ИНН 7718112874 Р/с 40702810238290105704 в Стромьинском отделении № 5281 Сбербанка России г. Москва БИК 044525225 К/с 30101810400000000225
Основание для проведения оценки	Договор с ОАО «ОГК-2»
Цель проведения оценки	Определение рыночной стоимости одной обыкновенной акции на неконтрольном и ликвидном уровне
Объект оценки	Одна акция ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии»
Номинал акции	1 рубль
Балансовая стоимость объекта оценки	1 рубль В рамках данной оценки под балансовой стоимостью понимается номинальная стоимость акции, являющейся объектом настоящей оценки
Вид стоимости, подлежащей определению	Рыночная стоимость
Дата определения стоимости объекта оценки	1 января 2007 г.
Срок проведения оценки	20.04.2007 - 21 мая 2007 г.
Порядковый номер отчета	№ 210507-/ОГК-2
Дата составления отчета	21 мая 2007 г.
Сведения о Лицензии на осуществление оценочной деятельности ЗАО «РОССИЙСКАЯ ОЦЕНКА»	Лицензия на осуществление оценочной деятельности на территории Российской Федерации от 06.08.2001 г. № 000024 Выдана Министерством имущественных отношений Российской Федерации. Срок действия до 06.08.2007 г.
Сведения о добровольном страховании гражданской ответственности ЗАО «РОССИЙСКАЯ ОЦЕНКА»	Страховой полис № 19/06-062296 добровольного страхования гражданской ответственности оценщиков. Страховщик: Страховая акционерная компания «Информстрах». Срок действия: с 12.09.2006 г. по 11.09.2007 г..

Заключение о стоимости

На основании проведенных исследований и сделанных расчетов итоговая величина рыночной стоимости одной обыкновенной акций ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии», по состоянию на 01 января 2007 года составляет

3,1431 рубля

3.1. ОГРАНИЧЕНИЯ И ПРЕДЕЛЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛУЧЕННОГО РЕЗУЛЬТАТА

Полученный результат может быть использован только в рамках указанной в Отчете цели оценки.

Итоговая величина стоимости объекта оценки, указанная в настоящем Отчете может быть признана рекомендуемой для целей совершения сделки с объектом оценки, если с даты составления отчета об оценке до даты совершения сделки с объектом оценки или даты представления публичной оферты прошло не более 6 (шести) месяцев.

Сделанный анализ, высказанные мнения и полученные результаты действительны исключительно в пределах оговоренных в настоящем отчете допущений и ограничений и основаны на имеющейся в распоряжении Оценщика информации.

В обязанности Оценщика не входила проверка достоверности документов, предоставленных Заказчиком или сторонними специалистами. При проведении исследования предполагалось, что информация, полученная от Заказчика или сторонних специалистов, является надежной и достоверной.

Настоящий расчет действителен только в полном объеме, любое использование отдельных его частей без их взаимосвязи не будет отражать точку зрения Оценщика.

Полученный результат относится к объекту оценки в целом. Любое соотнесение части стоимости с какой-либо частью объекта оценки является не правомерным, если иное не оговорено в настоящем Отчете.

Объект оценки оценивался исходя из допущения об отсутствии обременений правами третьих лиц, если иное не оговорено в настоящем Отчете.

При формировании мнения относительно полученного результата оценки в рамках настоящего исследования не учитывалась возможность нахождения на территории (в помещениях) компании каких-либо материалов (веществ), представляющих потенциальную угрозу для здоровья, включая наличие токсичных веществ ввиду отсутствия у Оценщика необходимой квалификации для определения наличия таких веществ и связанных с ними рисков.

Приведенная в Отчете итоговая величина рыночной стоимости не отражает стоимость объекта на какую-либо иную дату, отличную от даты оценки. Изменение конъюнктуры рынка может привести к существенным изменениям итоговой величины стоимости объекта оценки по сравнению со стоимостью на дату оценки.

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМОГО ВИДА СТОИМОСТИ

В рамках настоящего исследования определялась рыночная стоимость объекта оценки.

Рыночная стоимость - есть наиболее вероятная цена, по которой данный объект оценки может быть отчужден на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства, то есть когда:

- одна из сторон сделки не обязана отчуждать объект оценки, а другая сторона не обязана принимать исполнение;
- стороны сделки хорошо осведомлены о предмете сделки и действуют в своих интересах;
- объект оценки представлен на открытом рынке посредством публичной оферты, типичной для аналогичных объектов оценки;
- цена сделки представляет собой разумное вознаграждение за объект оценки и принуждения к совершению сделки в отношении сторон сделки с чьей-либо стороны не было;
- платеж за объект оценки выражен в денежной форме.

3.3. ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

При выполнении настоящей работы Оценщик исходил из следующих допущений:

1. Предполагается, что информация, полученная от Заказчика или сторонних специалистов, является надежной и достоверной. Оценщик не может гарантировать абсолютную точность информации, предоставленной другими сторонами, поэтому указывается источник информации.
2. Расчеты и выводы, полученные Оценщиком, основаны на имеющейся в его распоряжении информации, перечень которой приведен в разделе **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящего отчета.

3. Настоящий отчет действителен только в полном объеме, любое использование отдельных его частей без их взаимосвязи не будет отражать точку зрения Оценщика.
4. В соответствии с условиями задания Оценщиком не проводилась какая-либо юридическая экспертиза прав собственности на активы оцениваемой компании. Также в обязанности Оценщика не входила проверка достоверности предоставленной ему финансовой отчетности компании.
5. Оценщик не несет ответственности за изменение рыночных условий и не дает никаких обязательств по исправлению данного отчета, с тем, чтобы отразить события или изменяющиеся условия, происходящие после даты оценки.

Допущения, сформулированные в рамках использованных конкретных методов оценки, ограничения и границы применения полученного результата приведены непосредственно в расчетных разделах настоящего отчета.

3.4. НОРМАТИВНЫЕ ОСНОВЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

3.4.1. СТАНДАРТЫ ОЦЕНКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ

При выполнении настоящего исследования для определения рыночной стоимости объекта оценки Оценщик использовал Стандарты оценки, обязательные к применению субъектами оценочной деятельности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июля 2001 г. № 519.

3.4.2. НОРМАТИВНЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ

Настоящая работа выполнена в соответствии с документами, регламентирующими практику профессиональной оценки в Российской Федерации.

Основными нормативными и методическими источниками при проведении настоящей работы являются:

1. Федеральный закон РФ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» № 135-ФЗ от 29 июля 1998 г. (в ред. Федеральных законов от 21.12.2001 г. № 178-ФЗ, от 21.03.2002 г. № 31-ФЗ).
2. Федеральный закон РФ «Об акционерных обществах» № 208-ФЗ от 26 декабря 1995 г. (в ред. Федеральных законов от 13.06.1996 г. № 65-ФЗ, от 24.05.1999 г. № 101-ФЗ, от 07.08.2001 г. № 120-ФЗ, от 21.03.2002 г. № 31-ФЗ, от 31.10.2002 г. № 134-ФЗ, от 27.02.2003 г. № 29-ФЗ).
3. Оценочная деятельность: Сборник нормативных документов/Сост. А.С.Тапейцина. – М: МЦФЭР, 2003 – 336 с.
4. Асват Дамодаран. Инвестиционная оценка. Инструменты и техника оценки любых активов. / Пер. с англ. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2004. – 1342 с.
5. Руководство по оценке бизнеса / Фишмен Джей, Пратт Шэннон, Гриффит Клиффорд, Уилсон Кейт; Пер. с англ. Л.И. Лопатников – М.: ЗАО «КВИНТО-КОНСАЛТИНГ», 2000. – 388 с.
6. Эванс Фрэнк Ч., Бишоп Дэвид М. Оценка компаний при слияниях и поглощениях: Создание стоимости в частных компаниях/Пер. с англ. – М.: Альпина Паблишер, 2004.
7. Валдайцев С.В. Оценка бизнеса и управление стоимостью предприятия: Учеб. Пособие для вузов. – М., ЮНИТИ-ДАНА, 2002. – 720 с.
8. Феррис, Кеннет, Пешеро, Пети. Оценка стоимости компании: как избежать ошибок при приобретении.: Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2003. – 256 с.
9. Шарп. У., Александер Г., Бэйли Дж. ИНВЕСТИЦИИ: Пер. с англ. – М., ИНФРА-М, 1997. – 1024 с.
10. Сычева Г.И., Колбачев Е.Б., Сычев В.А. Оценка стоимости предприятия (бизнеса). Серия «Высшее образование». – Ростов н/Д: Феникс, 2004. – 384 с.
11. Организация и методы оценки предприятия (бизнеса): Учебник/Под ред. В.И.Кошкина – М.: ИКФ «ЭКМОС», 2002. – 944 с.
12. Оценка бизнеса: Учебник/Под ред. А.Г. Грязновой, М.А. Федотовой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 736 с.
13. В.Есипов, Г. Маховикова, В. Терехова. Оценка бизнеса. – СПб: Питер, 2001 – 416 с.
14. Григорьев В.В., Островкин И.М. Оценка предприятий: Имущественный подход: Учебно-практическое пособие. – 2-е изд. – М.: Дело, 2000. – 224 с.
15. Коммерческая оценка инвестиций / под ред. Есипова В.Е. – СПб.: Питер, 2003. – 432 с.

16. Лимитовский М.А. Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках: Учеб. – практич. пособие. М.: Дело, 2004. – 528 с.
17. Методология экономического анализа деятельности хозяйствующего субъекта: Учеб. пособие. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 240 с.
18. Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С., Негашев Е.В. Методика финансового анализа. – М.: ИНФРА-М, 2000 г.
19. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: 4-е изд., перераб. и доп. – Минск: ООО «Новое знание», 2000 г.
20. Любушин Н.П., Лемещева В.Б., Дьякова В.Г. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия: Учеб. пособие для вузов/ Под редакцией проф. Н.П. Любушина. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000 г.
21. Бочаров В.В. Финансовый анализ. – СПб.: Питер, 2001 г.
22. Селезнева Н.Н., Ионова А.Ф. Финансовый анализ: Учеб. пособие. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001 г.
23. Риполь – Сарагоси Ф. Б., Моргунов Р. В. Комментарий по составу затрат. Анализ и оценка финансового результата: Учебно - практическое пособие. – М.: ПРИОР, 2000 г.;
24. Басовский Л.Е. Теория экономического анализа. – М.: ИНФРА-М, 2001 г.;
25. Анализ финансового состояния промышленного предприятия. Учебное пособие / Абдуллаев Н.А., Семенихин А.И., Соколов Б.Н. – М.: Школа Приватизации и Предпринимательства, 2000. – 219 с.
26. Оценка рыночной стоимости недвижимости. Серия «Оценочная деятельность». Учебное и практическое пособие. – М.: Дело, 1998. – 384 с.
27. Оценка недвижимости: Учебник / Под ред. А.Г. Грязновой, М.А. Федотовой. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 496 с.
28. Фридман Дж. Ордуэй Ник. Анализ и оценка приносящей доход недвижимости. Пер. с англ. – М.: Дело, 1997 г. – 480 с.
29. Ковалев А.П. Оценка стоимости активной части основных фондов: Учебно-методическое пособие/М.: Финстатинформ, 1997. – 175 с.
30. Оценка машин, оборудования и транспортных средств: Учебное пособие/Под общей редакцией В.П. Антонова – М.: Институт оценки природных ресурсов, 2001. – 392 с.
31. Оценка рыночной стоимости машин и оборудования. Серия «Оценочная деятельность». Учебно-практическое пособие. – М.: Дело, 1998. – 240 с.
32. Попеско А.И., Ступин А.В., Чесноков С.А. Износ технологических машин и оборудования при оценке их рыночной стоимости: Учебное пособие. – М.: ОО «Российское общество оценщиков», 2002. – 241 с. (Серия «Энциклопедия оценки»).
33. Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанные компанией «Deloitte and Touche».

3.5. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

34. **ТЭС** - теплоэлектростанции. В настоящее время ТЭС представлены двумя видами электростанций: ГРЭС и ТЭЦ.
35. **ГРЭС** – государственные районные электростанции (аббревиатура, сохранившаяся с советских времен).
36. **ТЭЦ** – тепловые электроцентралы.
37. **Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ)** - сфера купли-продажи электрической энергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы РФ.
38. **Субъекты Федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии и мощности** - юридические лица, осуществляющие куплю-продажу электрической энергии (мощности) и (или) предоставляющие услуги на ФОРЭМ.
39. **ФЭК России** – Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации осуществляет государственное регулирование в электроэнергетической отрасли.
40. **Производитель энергии (энергоисточник)** - коммерческая организация, независимо от организационно-правовой формы осуществляющая производство и отпуск электрической энергии (мощности) и (или) тепловой

энергии (мощности) в сети для дальнейшей переработки, транспортировки, распределения и продажи потребителям.

41. **АО-энерго** – энергоснабжающая организация – территориальная энергетическая система, субъект ФОРЭМ, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической и (или) тепловой энергии.
42. **ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС России»** – Системный оператор Центральное диспетчерское управление, оказывающий услуги всем субъектам оптового рынка электроэнергии по управлению режимами работы Единой энергетической системы России.
43. **Потребительский (розничный) рынок электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности)** - сфера купли-продажи электрической энергии (мощности) и (или) тепловой энергии (мощности), осуществляемой между энергоснабжающими организациями и потребителями.
44. **Баланс электроэнергии (мощности)** – система показателей, характеризующая объемы производства и потребления электрической энергии, предоставления и использования электрической мощности, удовлетворяющая технологическим условиям ЕЭС России.
45. **Тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность)** - система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность).
46. **Поставщик (субъект) ФОРЭМ** - тепловые и гидравлические электростанции РАО "ЕЭС России" (ТЭС, ГЭС), атомные электростанции и другие независимые производители электрической энергии, осуществляющие отпуск электроэнергии на ФОРЭМ, а также избыточные в разрезе года АО-энерго, поставляющие на ФОРЭМ сальдо-переток электроэнергии и мощности.
47. **Покупатель (субъект) ФОРЭМ** - энергоснабжающие организации, а также крупные потребители, признанные субъектами ФОРЭМ в установленном порядке, получающие от Поставщиков через ФОРЭМ электроэнергию и мощность по утвержденному ФЭК тарифу и оплачивающие их стоимость непосредственно Поставщику(ам) электроэнергии, мощности и особых услуг субъекту ФОРЭМ.
48. **Крупные потребители** – конечные потребители электрической энергии, приобретающие электроэнергию непосредственно с ФОРЭМ, минуя энергоснабжающую организацию в силу высоких объемов потребления электрической энергии.
49. **Двуставочный тариф** - система ценовых ставок, обеспечивающая отдельную оплату мощности и энергии.
50. **Тарифная ставка за мощность** - ценовая ставка, по которой оплачивается 1 кВт установленной, рабочей или договорной (заявленной) мощности, поставляемой на рынок или отпускаемой с рынка.
51. **Тарифная ставка за энергию** - ценовая ставка, по которой оплачивается 1 кВт.ч поставляемой на рынок или отпускаемой с рынка электрической энергии.
52. **Установленная мощность электростанции** - мощность, определенная по паспортным данным основных агрегатов станции, работающих на внешнюю сеть.
53. **Рабочая мощность** - определенная по нормативам и согласованная с диспетчером мощность электростанции, готовая к несению нагрузки.
54. **Переходный период** – Период времени до вступления в силу в полном объеме Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
55. **Правила оптового рынка электрической энергии (Мощности) переходного периода** - Правила переходного периода утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 года № 643 «О правилах переходного периода электрической энергии и(мощности) переходного периода».
56. **Участник регулируемого сектора** – участник, получивший право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии и мощности в регулируемом секторе.
57. **Участник сектора свободной торговли** – участник, получивший право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии и мощности в секторе свободной торговли, в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.
58. **ОАО «ФСК ЕЭС»** – Федеральная сетевая компания – открытое акционерное общество (ОАО «ФСК ЕЭС»), являющееся организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.
59. **Компания** – ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (полное наименование эмитента оцениваемых акций), ОАО «ОГК-2» (сокращенное название).

4. ВВЕДЕНИЕ

4.1. ЗАДАЧА ОЦЕНКИ

В рамках настоящего задания мы провели оценку рыночной стоимости одной обыкновенной акции. Результаты оценки будут использованы для выкупа акций у акционеров, в соответствии со статьей 75 Федерального закона «Об акционерных обществах» о выкупе акций у акционеров, проголосовавших против или не принявших участия в голосовании по вопросу об одобрении крупной сделки.

4.2. ДАТА ОЦЕНКИ

Оценка акции проведена по состоянию на 01 января 2007 года. Дата составления отчета – 21 мая 2007 г.

4.3. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ОЦЕНКИ

Процедура оценки включает в себя следующие этапы:

- постановка задачи;
- макроэкономический и региональный анализ;
- краткий анализ бухгалтерской отчетности ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии»;
- ретроспектива деятельности компании;
- анализ финансового состояния предприятия;
- исследование фондового рынка акций генерирующих компаний;
- использование применимых в данном случае подходов оценки для определения рыночной стоимости оцениваемого пакета;
- составление Отчета об оценке;
- презентация Отчета Заказчику.

4.4. ПРОЦЕСС ОЦЕНКИ

Процесс оценки начинается с изучения документов, предоставленных Предприятием. Были проанализированы документы, относящиеся к производственной и финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии». Мы рассмотрели ретроспективу деятельности и текущее состояние ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии», а также перспективы развития на ближайшую и среднесрочную перспективу на основе консультаций, проведенных с заказчиком, с независимыми консультантами и экспертами в области электроэнергетики.

Далее мы проанализировали текущее состояние рынка акций в России, в том числе и внебиржевой рынок ценных бумаг с целью определения тенденций, которые могут повлиять на величину стоимости оцениваемого пакета акций. Направление этих тенденций сверяется с результатами анализа текущего и ожидаемого социально-экономического развития России.

Затем мы проанализировали финансовое состояние ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» за 2006 г.

Следующий этап оценки - определение стоимости. Определение стоимости осуществляется с учетом всех факторов, существенно влияющих как на рынок акций в целом, так и на ценность рассматриваемого пакета акций. При определении стоимости можно выделить три основных подхода:

- сравнительный;
- затратный;
- доходный;

В каждом подходе, в свою очередь, используются различные методы оценки.

Выбор конкретных методов оценки осуществляется оценщиком, исходя из его опыта, профессиональных навыков, объема доступной информации и задания на оценку. Важно, чтобы по возможности использовались все три подхода сравнительный, затратный и доходный.

В нашем анализе мы использовали следующие методы оценки:

- Метод рынка капитала/Метод сделок
- Метод скорректированных чистых активов;
- Метод дисконтирования денежного потока для бездолгового (инвестированного) капитала;

После анализа применимости методов сравнительного подхода в процессе определения стоимости мы пришли к выводу о недостаточной достоверности полученных в процессе применения данных методов результатов стоимости ввиду недостаточной однородности исходных данных. Кроме того, при анализе российских и зарубежных предприятий мы столкнулись с трудностью определения предприятий – аналогов оцениваемому бизнесу. В связи с этим, руководствуясь рекомендацией Методологии и руководства по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte and Touche», мы приняли решение об отказе использования результатов сравнительного подхода при итоговом обобщении результатов. Подробнее описание вышеизложенного приведено в соответствующих разделах настоящего Отчета.

Заключительным этапом процесса оценки является сравнение оценок, полученных на основе используемых методов, и обобщение полученных оценок (сведение к единой стоимости объекта) на основе слабых и сильных сторон каждого метода, с учетом того, насколько существенно они отражают при оценке объекта реальное состояние рынка и предприятия. Таким образом, была установлена окончательная оценка стоимости объекта оценки.

5. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ

При проведении оценки мы руководствовались следующими нормативными документами, профессиональными стандартами и методологией по оценке бизнеса:

Федеральный Закон от 29.07.1998 № 135-ФЗ (ред. 27.02.2003) «Об оценочной деятельности в Российской Федерации»;

Стандарты оценки, обязательные к применению субъектами оценочной деятельности, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.07.2001 №519;

Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte and Touche».

5.1. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ПОДХОД

Сравнительный подход базируется на принципе замещения, согласно которому стоимость оцениваемой компании не может быть больше суммы, за которую можно приобрести аналогичный объект. Другими словами, в этом подходе стоимость предприятия определяется на основании сравнения его с компаниями-аналогами. Для этого используют два основных метода:

- Метод сделок (сравнительного анализа продаж) – основан на информации о сделках купли-продажи аналогичных объектов оценки.
- Метод рынка капитала

Данный метод включает в себя сбор и анализ данных о рынке продаж и предложений по акциям аналогичных компаний. Для каждой компании-аналога рассчитываются несколько мультипликаторов, являющихся стоимостными индикаторами. Затем эти мультипликаторы можно использовать для определения рыночной стоимости оцениваемой собственности.

Основные этапы оценки данным методом:

1. Сбор и обработка рыночной информации. Отбор сопоставимых компаний (компаний-аналогов).
2. Выбор, расчет и корректировка оценочных мультипликаторов для сопоставимых компаний.
3. Расчет предварительной стоимости инвестированного (или собственного) капитала с использованием скорректированных оценочных мультипликаторов.
4. Внесение в полученный результат корректировок на степень контроля и недостаточную ликвидность.
5. Выведение итоговой взвешенной величины стоимости.

В рамках сравнительного подхода используются 4 группы мультипликаторов:

1 группа – цена (или капитализация)/прибыль, цена (или капитализация)/денежный поток,

2 группа – цена (или капитализация)/дивидендные выплаты,

3 группа – цена (или капитализация)/выручка от реализации, цена (или капитализация)/физический объем производства,

4 группа – цена (или капитализация)/балансовая стоимость активов.

Группа мультипликаторов «Цена (капитализация)/Прибыль», «Цена (капитализация)/Денежный поток» является наиболее распространенным способом определения цены, т.к. информация о прибыли оцениваемой компании и предприятий-аналогов является наиболее доступной. В качестве финансовой базы для мультипликатора может использоваться любой показатель прибыли, который может быть рассчитан аналитиком в процессе ее распределения. Основное требование к данному расчету – полная идентичность финансовой базы мультипликатора.

Мультипликатор «Цена (капитализация)/Прибыль» существенно зависит от методов бухгалтерского учета, поэтому необходимо привести системы распределения прибыли к единым стандартам. В качестве базы для расчета мультипликатора можно использовать не только сумму прибыли, полученную в последний год перед датой оценки, а также среднегодовую сумму прибыли, исчисленную за последние пять лет.

Базой для расчета мультипликатора «Цена (капитализация)/Денежный поток» может служить любой показатель прибыли, увеличенный на сумму начисленной амортизации.

Мультипликатор **«Цена (капитализация)/Дивиденды»** рассчитывается как на базе фактически выплаченных дивидендов, так и на основе потенциальных дивидендных выплат. Под потенциальными дивидендными выплатами понимаются типичные дивиденды по группе сходных предприятий, исчисленных в процентах к чистой прибыли.

Мультипликатор **«Цена (капитализация)/Выручка от реализации»** широко используется при оценке предприятий сферы услуг. Достоинством данного мультипликатора является его универсальность, т.к. его величина не зависит от методов бухучета.

Мультипликатор **«Цена (капитализация)/Физический объем производства»** является разновидностью предыдущего мультипликатора. В этом случае цена сопоставляется с натуральным показателем, который может отражать физический объем производства (валовой выпуск продукции).

Мультипликатор **«Цена (капитализация)/Балансовая стоимость активов»** применяется для оценки холдинговых компаний. Финансовой базой для расчета является балансовая стоимость активов оцениваемой компании и компаний-аналогов.

Данный метод имеет неоспоримое достоинство - он опирается на самую «свежую», текущую информацию о ценах сделок с акциями аналогичных компаний. Однако это порождает и его самый большой недостаток – фондовый рынок (рынок капитала) дает информацию о ценах на уровне миноритарных (неконтрольных) пакетов акций. При оценке компании в целом и/или контрольного пакета акций необходимо делать поправки на степень контроля, что несколько снижает значимость получаемых результатов.

5.2. ЗАТРАТНЫЙ ПОДХОД

Затратный подход основывается на принципе замещения, согласно которому стоимость предприятия определяется затратами на приобретение аналогичного имущественного комплекса очищенного от всех обязательств, т.е. стоимость компании не может превышать стоимости всех ее активов за вычетом стоимости обязательств.

Данный подход является косвенным методом оценки действующего предприятия. Существуют два варианта затратного подхода: метод чистых активов и метод ликвидационной стоимости. Разница между ними заключается в стандартах стоимости, используемых при оценке активов предприятия: в первом методе соответствующие статьи баланса – активы и обязательства – пересчитываются по рыночной стоимости, во втором методе - по ликвидационной стоимости.

Основные этапы процедуры оценки при данном методе:

1. Определение стоимости текущих активов на основании анализа стоимости оборотных активов: денежных средств, товарно-материальных запасов, ценных бумаг, дебиторской задолженности и пр.
2. Расчет по рыночной (ликвидационной) стоимости внеоборотных материальных активов: земельных участков, зданий и сооружений, машин и оборудования, транспортных средств, долгосрочных финансовых вложений и пр.
3. Оценка нематериальных активов: патенты, лицензии, клиенты, торговая марка, гудвилл и пр.
4. Определение текущей стоимости всех учтенных и неучтенных обязательств.
5. Расчет стоимости собственного капитала как разность между стоимостью всех активов и текущей стоимостью обязательств.

5.3. ДОХОДНЫЙ ПОДХОД

Доходный подход основывается на принципе ожидания. Данный принцип утверждает, что типичный инвестор приобретает собственность в ожидании получения будущих доходов или выгод. Другими словами, инвестор приобретает предприятие в обмен на право получать будущую прибыль, других выгод, получаемых собственниками, и от повышения стоимости предприятия при последующей продаже.

В данном подходе используется большое количество методов, применение которых определяется выбором базы дохода (дивиденды, прибыль, денежный поток и пр.) и типом данных, являющихся основой для анализа.

В более широком смысле все методы можно разделить на две категории:

- методы капитализации
- методы дисконтирования

Метод дисконтирования потока денежных средств

Метод дисконтирования потока денежных средств учитывает величину доходов, которые владелец рассчитывает получить в период владения собственностью, сроки получения этих доходов и уровень риска, связанный с поступлением доходов.

Метод дисконтирования будущих доходов, как правило, определяет стоимость 100% доли владения предприятием.

Рыночная стоимость собственности будет равна текущей стоимости всех будущих доходов, т.е. все будущие доходы с помощью ставки дисконта переводятся в текущую стоимость (стоимость на дату оценки) и суммируются.

Основная формула метода дисконтирования выглядит следующим образом:

$$V = \sum_{k=1}^n PV_k = \sum \frac{(CF)_k}{(1+q)^k} = CF_0 + \frac{CF_1}{1+q} + \frac{CF_2}{(1+q)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+q)^n}$$

где V - стоимость объекта, PV_k – текущая стоимость k-го денежного потока, CF_k – доход, получаемый владельцем в k-м году, q – ставка дисконта, n – количество прогнозных периодов.

Основные этапы проведения оценки этим методом:

1. Выбор базы дохода.
2. Определение прогнозного периода.
3. Анализ и прогноз доходов.
4. Анализ и прогноз расходов.
5. Прогноз капвложений (инвестиций).
6. Прогноз изменения оборотного капитала.
7. Прогноз величины амортизационных отчислений.
8. Расчет денежного потока за каждый период.
9. Определение соответствующей ставки дисконта.
10. Расчет будущей стоимости.
11. Расчет текущей стоимости всех будущих поступлений.
12. Внесение итоговых поправок на степень контроля и ликвидность оцениваемого пакета акций, избыток (недостаток) оборотного капитала, учет непрофильных активов.

Выбор базы дохода

Основой данного анализа (базой дохода) может быть чистый доход (NI) или денежный поток (CF). Эти величины могут быть рассчитаны как до, так и после налогообложения; как для собственного капитала, так и на бездолговой основе (денежный поток, порождаемый всем инвестированным капиталом предприятия без разделения на собственный и заемный). Чистый доход определяется как сумма прибыли и начисленной амортизации.

Для проведения прогнозных оценок параметров чистого дохода (валовая выручка, операционные расходы, амортизация и пр.) используются ретроспективные данные хозяйственно-финансовой деятельности предприятия, перспективы развития региона, отрасли в целом и планы развития компании.

Полученные прогнозные оценки денежного потока затем дисконтируются; полученная текущая стоимость периодических денежных потоков в прогнозный период далее складывается с текущей стоимостью реверсии (остаточной стоимостью) объекта. В результате получается стоимость инвестированного капитала. Стоимость собственного капитала определяется как разница между инвестированным капиталом и долгосрочной задолженности.

Определение ставки дисконта.

Предполагаемые будущие денежные поступления (денежный поток от деятельности и стоимости реверсии) дисконтируются - пересчитываются в текущую стоимость объекта - по соответствующей ставке дисконта. Величина ставки дисконта отражает масштабы возможного риска, связанного с дальнейшей деятельностью предприятия, получением периодического дохода, и учитывает возможность альтернативных вложений капитала.

Выбор ставки дисконта должен соответствовать варианту потока денежных средств, используемому в модели оценки.

В нашем анализе была использована средневзвешенная ставка дисконта (стоимость инвестированного капитала) WACC. Ставка WACC рассчитывается как средневзвешенная величина затрат на привлечение собственного и заемного капитала:

$$r = a * r_d + (1 - a) * r_e$$

где a - доля заемного капитала, r_d - затраты на привлечение заемного капитала, r_e - стоимость собственного (акционерного) капитала.

Основным методом расчета ставки дисконта для собственного капитала является модель оценки долгосрочных активов (CAPM). Суть модели CAPM сводится к тому, что альтернативные затраты на финансирование за счет акционерного капитала равны доходности безрисковых ценных бумаг r_f плюс рыночная премия за риск r_m , скорректированная на систематический риск компании β , плюс премия на размер компании r_1 , премия за страновой риск и премия за специфический риск компании r_2 .

Основная формула для расчета затрат на собственный капитал выглядит следующим образом:

$$r_e = r_f + \beta * (r_m - r_f) + r_1 + r_2 + r_3$$

6. МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

6.1. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

6.1.1. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА

В 2000-2001 гг. средние темпы роста ВВП России были одними из самых высоких в мире и составляли 6,6%. Ниже представлена динамика основных макроэкономических показателей РФ в период 2000-2005 гг.

Таблица 6-1. Динамика основных показателей макроэкономического развития России

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Рост ВВП, %	10,0	5,1	4,7	7,3	7,1	5,9
ВВП на душу населения, тыс.руб./чел.	50,2	61,8	74,6	92,3	116,5	146,8

Источник: МЭРТ, ФСГС

В третьем квартале 2006 г. российская экономика сохраняла высокие темпы роста. Сохранение высоких темпов роста опиралось на сильный потребительский спрос и ускорение инвестиционного спроса. Высокие темпы потребительского спроса поддерживались ростом реальных доходов населения, в том числе реальной заработной платы, что значительно опередило увеличение производительности труда. Рост доходов государства, населения и предприятий опирался на значительное увеличение доходов от экспорта. При этом рост экспорта обеспечивался исключительно сырьевым сектором экономики. Рост инвестиций в основной капитал заметно ускорился. По предварительным оценкам, за девять месяцев нынешнего года иностранные инвестиции в российскую экономику увеличились на 27 миллиардов долларов, при этом прямые инвестиции выросли на 43,6 процента, а портфельные - почти в три раза.

В структуре производства ВВП опережающими темпами росли торговля и строительство. Основным фактором ускорения промышленного роста в августе-сентябре стало повышение темпов роста обрабатывающих производств. Наибольший вклад в прирост обрабатывающих производств обеспечил рост в черной и цветной металлургии, производстве нефтепродуктов, конструкционных и отделочных строительных материалов, пищевой промышленности, тракторостроении, производстве легковых автомобилей и автобусов, электровозостроении. Сокращение произведенной сельскохозяйственной продукции обусловлено некоторым снижением по сравнению с прошлогодними темпами уборки урожая сельскохозяйственных культур и, прежде всего, зерновых культур из-за неблагоприятных погодных условий.

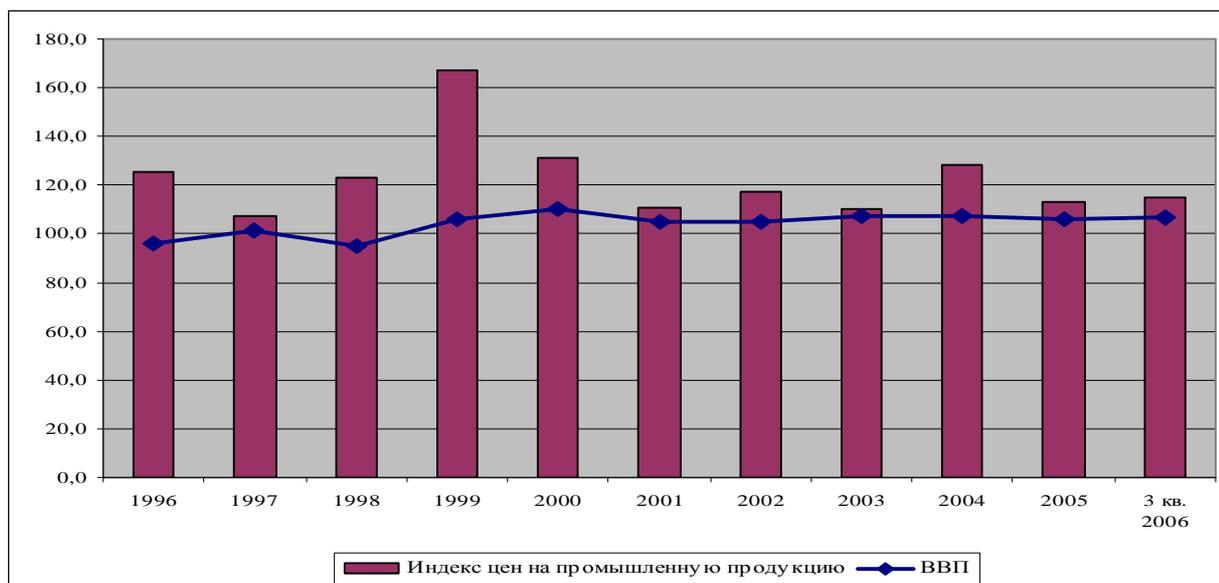
Ускорение роста импорта в третьем квартале обусловлено не столько повышением реального курса рубля, сколько повышением инвестиционной активности, что проявилось в повышении доли инвестиционных товаров в структуре импорта. На протяжении прошедшего периода текущего года развитие инфляционной ситуации характеризовалось неустойчивыми тенденциями. Влияние роста денежных агрегатов на инфляцию в текущем году несколько уменьшилось по сравнению с прошлым годом. При этом, базовая инфляция, характеризующая монетарную составляющую, за январь-сентябрь 2006 г. снизилась. Изменения основных показателей развития экономики представлены в Таблице ниже.

ВВП за период с 1996 года по настоящее время изменялось скачкообразно до 2001 года. Затем наблюдается плавный рост. Динамика изменения ВВП за 1996-2005 гг. и 3 квартал 2006 года приведены в таблице ниже. В целом в третьем квартале, по оценке Минэкономразвития России, прирост ВВП по отношению к соответствующему периоду прошлого года составил 6,9%, что заметно выше темпов аналогичного периода 2005 года. Сравнительно невысокая динамика ВВП в начале года объясняется снижением темпов роста инвестиционной активности, которое не компенсировалось устойчивыми темпами роста со стороны домашних хозяйств. В марте положение начало существенно меняться, а темп прироста инвестиций в основной капитал во втором квартале почти в два раза превысил темп прироста первого квартала.

Позитивное влияние на динамику экономического роста оказывает увеличение инвестиций, а также рост в строительстве и торговле. Экономический рост за ретроспективный период происходил на фоне исключительно благоприятной мировой конъюнктуры для товаров российского сырьевого экспорта. Однако, само по себе увеличение притока нефтедолларов уже не способно обеспечить высокие темпы роста экономики. Добавочные нефтедоллары изымаются в Стабилизационный фонд и не идут на развитие экономики. В то же время на экономику воздействуют факторы роста, складывающиеся под воздействием активности Правительства в области улучшения инвестиционного климата, снижения налогового бремени, институциональных преобразований, активной социальной политики. Экономический рост в текущем году, в первую очередь, обеспечивает расширяющийся потребительский рынок. Рост потребления, товарооборота и услуг позволяет лидировать в

производстве добавленной стоимости оптовой и розничной торговле, гостиницам и ресторанам, транспорту и связи, а также строительству. Динамика расходов на конечное потребление в текущем году превысила результаты прошлого года. Инвестиционная активность продолжает оставаться на высоком уровне, и по сравнению с прошлым годом она возросла.

Таблица 6-2. Динамика изменения ВВП и индекса цен на промышленную продукцию за 1996-2005 г. и 3 квартал 2006 г.



Источник: данные ФСГС

В текущем году (несмотря на задержку роста в начале года) промышленное развитие в целом ускорилось. Динамика промышленного производства возрастет в 2006 году, по оценке, на 4,4%, против 3,2% в прошлом году. Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования сохраняют свой статус «локомотива» роста, хотя их динамика несколько замедлилась. Все большее влияние на динамику экономического роста оказывает строительство. Динамика изменения индекса промышленного производства представлена на рисунке.

Таблица 6-3. Основные показатели развития экономики за период 2000-2005 г. и 3 квартал 2006 г.

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005	3 кв. 2006
Экономический рост, в % к соответствующему периоду предыдущего года							
ВВП	110	105,1	104,7	107,3	107,2 1)	106,41)	106,91
Индекс цен на промышленную продукцию ²	131,6	110,6	117,5	110,5	128,4	113,4	115,2
Инвестиции в основной капитал	117,4	110	102,8	112,5	111,7	110,7	115
Инфляция, прирост (снижение), в %, на конец периода							
Потребительские цены	120,2	118,8	115,1	112,0	111,7	110,9	107,2
Население							
Общий уровень безработицы (официально зарегистрированный)	X	X	X	8,6 (2,2)	8,2 (2,3)	7,6 (2,5)	7,1 (2,2)
Деньги и кредиты³							
Индекс реального курса рубля к доллару США	X	X	6	13,6	15,1	10,8	9
Индекс реального курса рубля к евро	-	-	-	-	5,6	12,1	12,9
Ставка рефинансирования Банка России, на конец периода. % годовых	55	25	21	16	13	12	11,5
Внешнеэкономическая деятельность, в млрд. дол. США⁴							
Экспорт товаров ⁵⁾	141,4	97	106,7	125,2	135,9	132,9	125,11
Импорт товаров	111,9	123,6	110,2	124,2	131,8	130,4	112,71

Источник: данные Госкомстата России

1 Оценка Минэкономразвития

2 Агрегированный индекс производства по видам деятельности "добыча полезных ископаемых". "обрабатывающие производства". "производство и распределение электроэнергии, газа и воды". с учетом поправки на неформальную деятельность

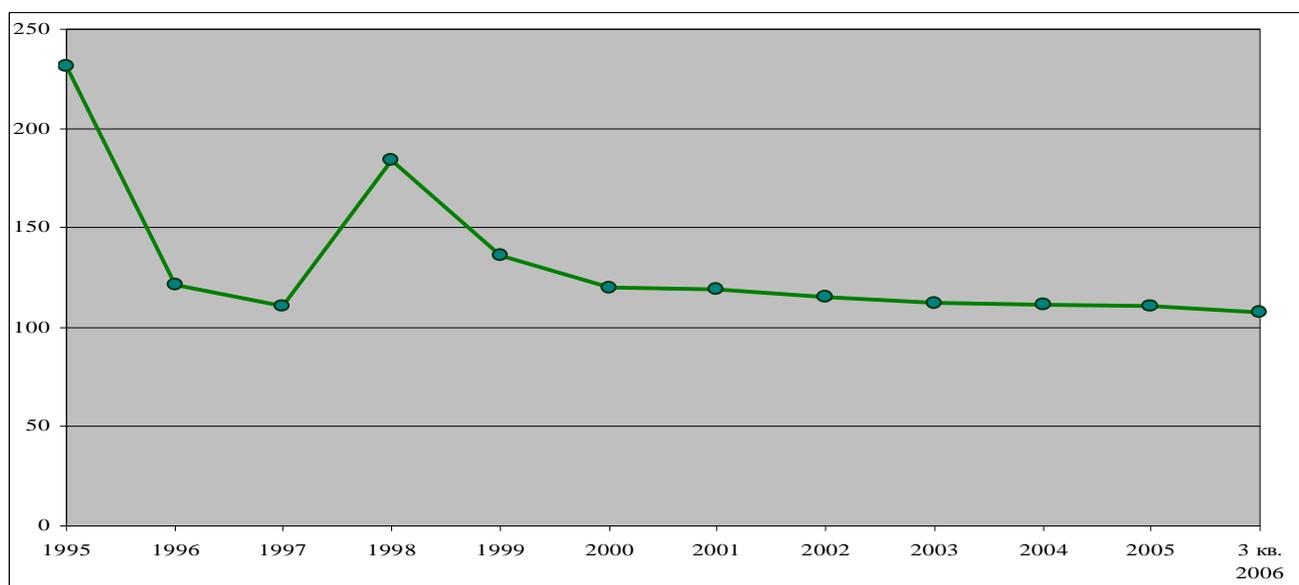
3 Данные Центрального Банка России

4 Данные ФТС России

X – Информация не известна

Как показано на графике, после кризиса 1998 года уровень инфляции постепенно снижается и прослеживается четкая тенденция к снижению ее показателя. За январь-сентябрь 2006 г. инфляция на потребительском рынке составила 7,2%, что в 1,2 раза ниже, за аналогичный период 2005 г. В начале года повышение темпов инфляции в значительной мере было обусловлено аномальными погодными явлениями, повлиявшими на рост издержек в сфере реализации и снижение предложения ряда товаров (плодоовощная продукция), а также ростом цен на импортируемый сахар-сырец. На замедлении темпов инфляции сказались принятые меры по снижению темпов роста потребительских цен в 2005 году, предусмотренные соответствующим планом на 2005-2006 годы. Также сдерживающее влияние на инфляцию оказал невысокий рост цен на бензин и другие ГСМ, несмотря на рост цен на мировых рынках. Рост цен сдерживается экспортными пошлинами (цены производителей бензина выше цен экспорта за минусом пошлины), в результате чего выросли поставки бензина на внутренний рынок. На снижение инфляции оказали воздействие: продолжающееся с начала года укрепление курса рубля, рост предложения отечественных и импортных товаров, сдержанное финансирование непроцентных расходов бюджета, особенно в социальной сфере, увеличение сбережений населения в результате того, что ставки по депозитам и другим ценным бумагам стали положительными.

Таблица 6-4 . Динамика изменения индекса потребительских цен за 1995-2005 г. и 3 квартал 2006 г.



Источник: данные ФСГС

6.1.2. ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО

В январе-сентябре 2006 г. продолжается увеличение добычи и производства всех видов энергоресурсов благодаря сохранению благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры рынка топливно-энергетических ресурсов и роста внутреннего спроса. За январь-сентябрь, по расчетным данным Минэкономразвития России, прирост производства основных первичных топливно-энергетических ресурсов составил 2,8%, в большей степени за счет роста добычи газа, нефти и угля.

Индекс промышленного производства по виду деятельности «добыча топливно-энергетических полезных ископаемых» в январе-сентябре 2006 г. превысил уровень соответствующего периода прошлого года на 2,6 процента.

В январе-сентябре 2006 г. добыча нефти, включая газовый конденсат (далее нефти) составила 358 млн. т., или 102,3% (в сентябре – 101,6%) к соответствующему периоду 2005 года.

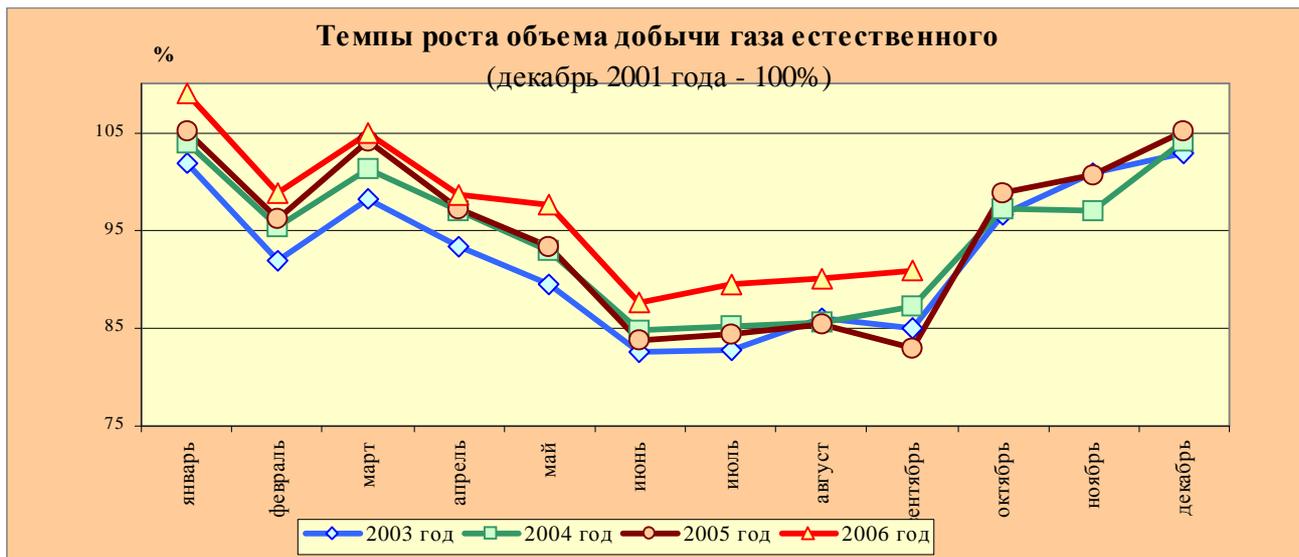
По предварительной информации среднесуточная добыча в октябре оценивается на уровне 100,3% к предыдущему месяцу (по 16 дням октября текущего года).

В январе-сентябре 2006 г. значительное снижение добычи нефти к уровню января-сентября 2005 г. наблюдалось на предприятиях компании ОАО «НК ЮКОС» (на 15,5%). Кроме того, падение добычи нефти отмечается на предприятиях ОАО «Газпром нефть» на 2%, ОАО «АНК «Башнефть» на 1,8%, ОАО «НГК «Славнефть» на 1,5% и ОАО «ТНК-ВР» на 1,2 процента.

Наибольший прирост добычи нефти в этот период к уровню января-сентября 2005 г. достигли предприятия компаний ОАО «НК «Роснефть» - на 8,9%, ОАО НК «ЛУКОЙЛ» - на 3,4% и ОАО «Сургутнефтегаз» - на 3,2 процента.

Лидерами по объемам добычи нефти являются ОАО НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ТНК-ВР», доля которых в общей добыче по стране составляет 18,9 %, 16,7 % и 15,4 % соответственно.

Добыча газа в январе-сентябре 2006 г. превысила уровень соответствующего периода 2005 года на 3%. Более интенсивный рост добычи газа за этот период независимыми производителями газа и нефтедобывающими компаниями на 17,5% к соответствующему периоду 2005 г. обусловил уменьшение доли предприятий ОАО «Газпром» в общем объеме добычи газа по сравнению с соответствующим периодом 2005 года с 85,9 % до 83,9 процента.

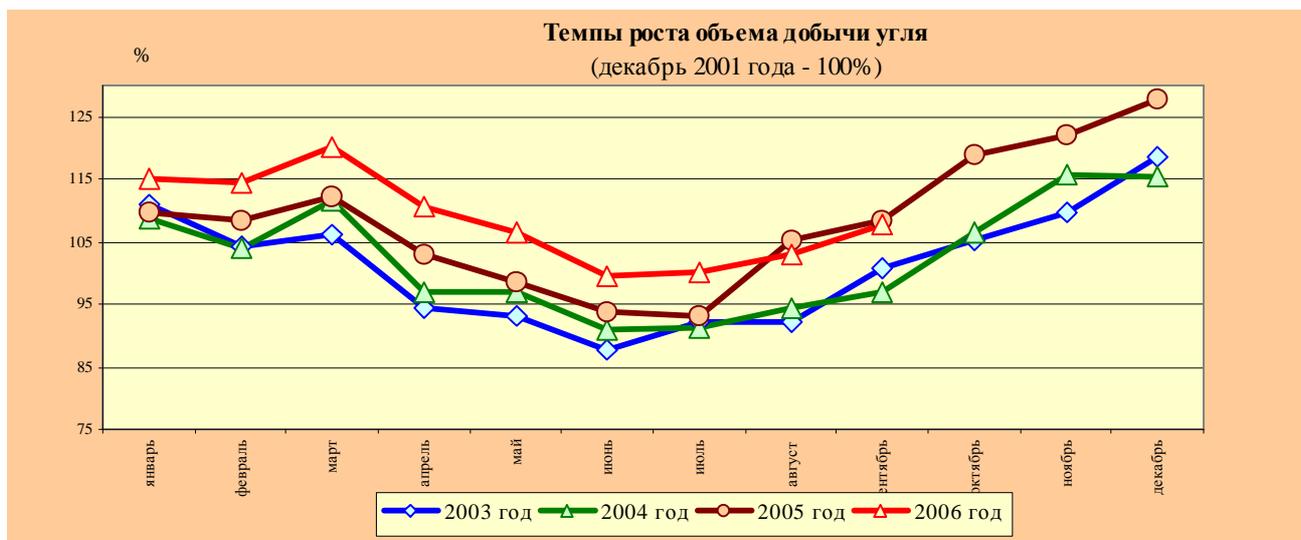


	2005 год		2006 год		2006г. в % к 2005г.	
	январь-сентябрь	в т.ч сентябрь	январь-сентябрь	в т.ч сентябрь	январь-сентябрь	в т.ч сентябрь
Добыча газа всего, млрд.куб.м	469,4	47,3	483,7	50,7	103,0	107,2
в том числе:						
ОАО «Газпром»	403,2	40,2	405,9	42,5	100,7	105,7
Доля ОАО «Газпром» в общем объеме добычи, %	85,9	85,0	83,9	83,8		
Остальные производители	66,2	7,1	77,8	8,2	117,5	115,5
Доля остальных производ. в общем объеме добычи, %	14,1	15,0	16,1	16,2		
Экспорт газа, млрд. куб.м	156,7	13,4	151,4	15,1	96,6	112,4
Доля экспорта в общем объеме добычи, %	33,4	28,3	31,3	29,8		

В сентябре 2006 г. добыто 50,7 млрд.куб.м газа, что составило 107,2% к соответствующему периоду 2005 года. Увеличение добычи газа обусловлено приближением зимнего периода, и в этой связи ростом потребления газа тепловыми электростанциями и жилищно-коммунальным сектором.

Добыча угля в январе-сентябре 2006 г. составила 223 млн.т, что на 8,8 млн.т (или на 4,1%) больше соответствующего периода 2005 года. При этом добыча коксующегося угля снизилась, что связано со снижением спроса для металлургического производства.

Основной объем добычи угля (около 69%) приходится на Кузнецкий и Канско-Ачинский угольные бассейны, по итогам января-сентября т.г. добыча по ним увеличилась по сравнению с соответствующим периодом прошлого года на 6,2% и 7,6% соответственно. В Печорском бассейне добыча увеличилась на 1,3%, в Донецком - снизилась на 8,0 процента.



Увеличение добычи угля за этот период связано с ростом экспортных поставок в связи с благоприятной внешнеэкономической конъюнктурой и возросшей потребностью внутреннего рынка из-за аномально низких температур за прошедший зимний период 2005 - 2006 годов.

	2005 год		2006 год		2006 г. к 2005 г. в %	
	январь-сентябрь	в т.ч. сентябрь	январь-сентябрь	в т.ч. сентябрь	январь-сентябрь	в т.ч. сентябрь
Добыча угля – всего, млн.т	214,5	24,9	223,3	24,6	104,1	98,6
в том числе						
коксуемый	52,1	6,1	49,1	6,0	94,2	98,0
каменный энергетич.	111,5	13,3	121,8	13,5	109,1	101,8
бурый энергетич.	50,9	5,5	52,4	5,1	103,0	91,7

Индекс промышленного производства, передачи и распределения электроэнергии в январе-сентябре 2006 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года составил 105,7%, в сентябре т.г. – 103,5 процента.

За январь-сентябрь 2006 г. выработано 719 млрд. кВт.ч электроэнергии, что на 32,2 млрд. кВт. ч, или 4,7% больше соответствующего периода 2005 года. Рост производства электроэнергии связан с увеличением спроса внутреннего рынка и экспорта и обеспечен увеличением производства электроэнергии на тепловых и атомных электростанциях (106,7% и 106,3% к уровню января-сентября 2005 г., соответственно).

Уменьшение выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях связано с пониженной приточностью в водохранилища ряда ГЭС Европейской части России в весенний период 2006 года. Так в январе-сентябре 2006 г. выработка электроэнергии на Волжско-Камском каскаде по сравнению с январем-сентябрем 2005 г. снизилась на 6,4 млрд. кВт.ч (18,6%), а в целом по ГЭС на 4,4 млрд. кВт.ч (3,3 процента).

При этом необходимо отметить, что, начиная с июля 2006 г. из-за благоприятной гидрологической обстановки на ряде рек России, имеет место увеличение месячной выработки электроэнергии на ГЭС. Так на Ангаро-Енисейском каскаде в сентябре 2006 г. выработка электроэнергии по сравнению с сентябрем 2005 г. увеличилась на 0,8 млрд. кВт.ч (на 10,0 %), а в целом по ГЭС на 0,4 млрд. кВт.ч (на 2,9 процента).

	2005г.		2006г.		2006г. к 2005г. в %	
	январь-сентябрь	в т.ч. сентябрь	Январь-сентябрь	в т.ч. сентябрь	январь-сентябрь	в т.ч. сентябрь
Электроэнергия,						

ОТЧЕТ ОБ ОЦЕНКЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОДНОЙ АКЦИИ ОАО "ВТОРАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ ОПТОВОГО
РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ"

млрд. кВт.ч	686,5	71,0	718,7	73,7	104,7	103,8
В т.ч. выработка электростанциями: тепловыми	443,5	44,6	473,3	45,8	106,7	102,8
гидроэлектростанциями	134,6	14,4	130,2	14,8	96,7	102,9
атомными	108,1	12,0	114,9	13,0	106,3	108,6

Доля электроэнергии, произведенной тепловыми электростанциями, в общей выработке электроэнергии возросла с 64,6 % в январе-сентябре 2005 г. до 65,8% в январе-сентябре 2006 г., атомными электростанциями – с 15,7% до 16,0%, гидроэлектростанциями - уменьшилась соответственно с 19,6% до 18,1 процента.

Потребление электроэнергии за январь-сентябрь 2006 г. составило 706,8 млрд. кВт.ч , что на 4,1% больше соответствующего периода 2005 года. Рост электропотребления в этом году отмечен не только зимой в условиях аномально низких температур, но и в летние месяца.

Индекс производства нефтепродуктов в январе-сентябре 2006 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года составил 106,4 %, в сентябре т.г. – 105,5 процента.

За январь-сентябрь т.г. на внутренний рынок нефтеперерабатывающими предприятиями отгружено 21,1 млн. т автомобильного бензина (104,9 % к соответствующему периоду 2005 г.), 24,4 млн. т дизельного топлива (107,2 %), и 17,7 млн. т мазута топочного (113,4 процента).

По данным Росстата, за январь-август 2006 г. экспортировано нефтепродуктов 68,9 млн. т (108,0 % к соответствующему периоду 2005 г.), в том числе: автобензина – 4,6 млн. т (112,4 %), дизельного топлива – 24,5 млн. т (108,3 %) и мазута – 31,8 млн. т (106,3 процента).

Металлургическое производство в январе-сентябре 2006 года превысило уровень соответствующего периода 2005 года на 8,5 процента.

За январь-сентябрь 2006 г. производство машин и оборудования сократилось на 3,4% относительно аналогичного периода предыдущего года, при этом производство в сентябре 2006 г. увеличилось по отношению к сентябрю 2005 года на 21,5 процента.

Индекс производства транспортных средств и оборудования в январе-сентябре 2006 года составил 103,4% по отношению к аналогичному периоду 2005 года.

6.1.3. УРОВЕНЬ ИНФЛЯЦИИ И ДИНАМИКА ЦЕН

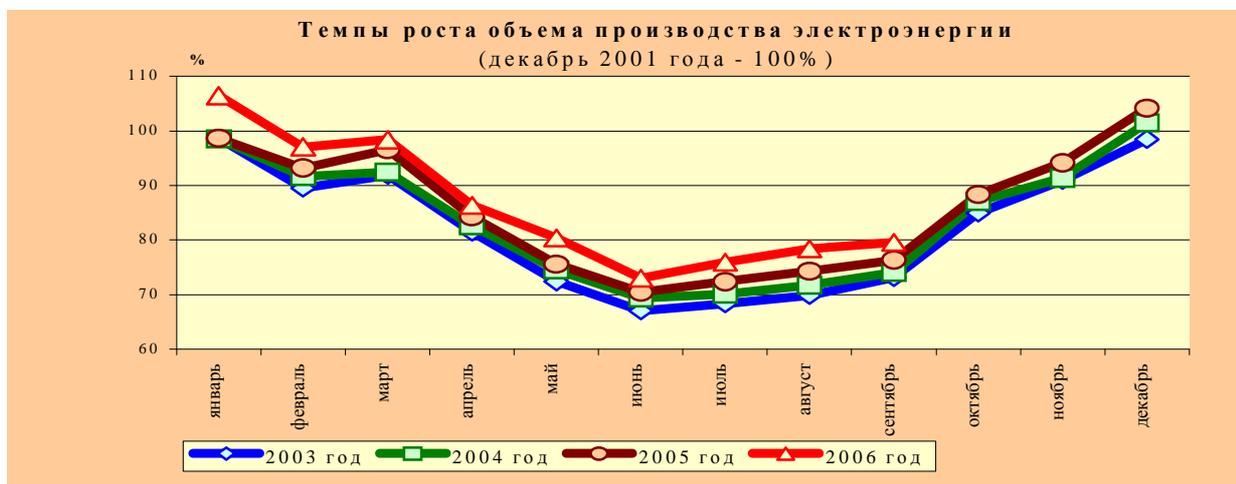
За январь-сентябрь 2006 г. инфляция на потребительском рынке составила 7,2%, что в 1,2 раза ниже, чем год назад (8,6%).

За прошедший период текущего года тенденции в динамике цен менялись.

В I квартале темпы инфляции, составившие 5,0%, незначительно отличались от аналогичных показателей год назад (5,3%). Повышение темпов инфляции в начале года в значительной мере было обусловлено аномальными погодными явлениями, повлиявшими на рост издержек в сфере реализации и снижение предложения ряда товаров (плодоовощная продукция), а также ростом цен на импортируемый сахар-сырец. В результате, прирост цен на плодоовощную продукцию в I квартале составил 29,3% (что было самым высоким показателем за последние четыре года), сахар подорожал на 48,8%, что внесло в инфляцию 1,7 п.п. (34 %).

С марта темпы инфляции существенно замедлились, и во II квартале инфляция, составившая 1,1%, снизилась в 2,3 раза по сравнению с аналогичным периодом 2005 года. На замедлении темпов роста цен сказались: ограничение роста регулируемых тарифов ЖКХ, сдержанная тарифная политика в сфере естественных монополий, проводимая денежно-кредитная и бюджетная политика. Также существенно замедлились темпы роста цен на плодоовощную продукцию (до 1,7%, против 3,5-13,3% в предшествующие годы) вследствие роста поставок по импорту, цены на сахар снизились на 12,3% после снижения цен на сахар-сырец на мировых рынках в конце I квартала.

Динамика ИПЦ и БИПЦ

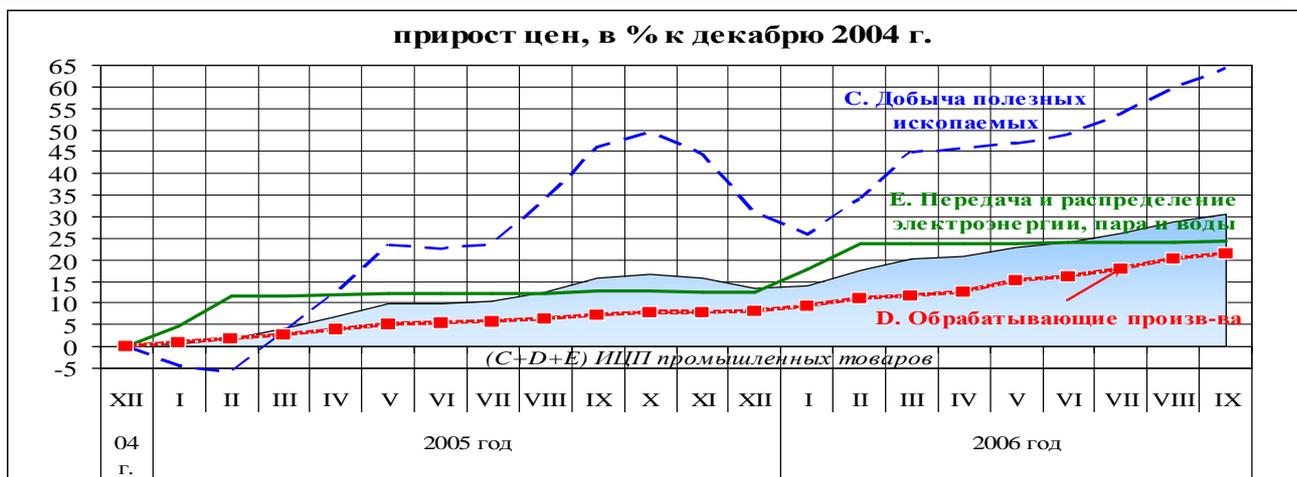


В целом с начала года базовая инфляция, с исключением сезонных и административных факторов, составила 5,9% против 6,3% за аналогичный период 2005 года.

За январь-сентябрь 2006 г. средний показатель прироста цен производителей промышленных товаров (C+D+E) составил 15,2% (за аналогичный период 2005 года – 15,7%). При этом значительно повысились цены на торгуемые товары – на 27,2% (за январь-сентябрь 2005 г. – 31,1%). Цены на неторгуемые товары с начала года в среднем выросли на 8,6% (год назад – 8,3%), что незначительно превысило инфляцию на потребительском рынке.

В сентябре прирост цен в промышленности составил 1,4% (в августе – 2,2%).

Динамика цен по отдельным видам экономической деятельности была следующей.



Источник: МЭРТ

За девять месяцев с начала года прирост цен на продукцию добычи полезных ископаемых составил 25,8% (годом ранее – 45,9%) и был подвержен изменениям конъюнктуры на мировых рынках. В III квартале темпы роста цен на данную продукцию ускорились (ежемесячный прирост – 2,9-3,9%).

Темпы роста цен на добытую нефть, продаваемую на рынке, нарастают с мая, и в августе-сентябре цены повысились на 8,8%, в то время как на мировом рынке – на 15%. С начала текущего года цены на нефть выросли на 26,4% (на мировом рынке – почти сохранились на уровне декабря 2005 г.).

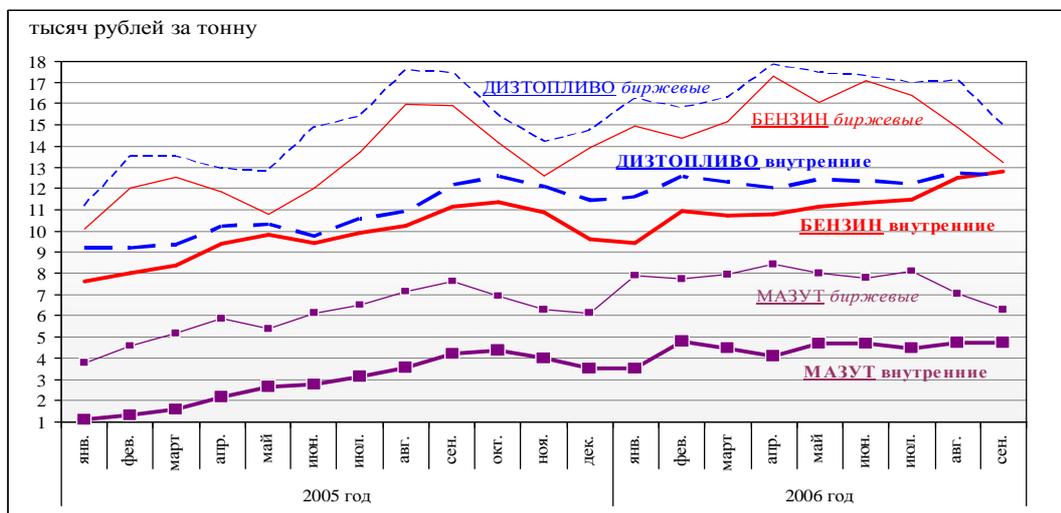
В текущем году высокими темпами росли цены на продукцию добычи железных руд (с начала года - прирост на 41,5%), руд цветных металлов (на 25,7%). С июня обозначился рост цен на уголь для коксования (за июнь-сентябрь – прирост на 5,8%) после снижения цен в течение семи месяцев.

За январь-сентябрь 2006 г. прирост цен на продукцию обрабатывающих производств составил 12,7% (за аналогичный период 2005 года – 7,2%), в том числе в сентябре - на 1%.

В текущем году высокими темпам растут цен на металлы по мере роста цен на них на мировых рынках. С начала года прирост цен в производстве цветных металлов составил 48,7%. На рынке черных металлов цены на чугун и доменные ферросплавы с начала года выросли на 20,8%, на чугунные и стальные трубы – на 17%, полуфабрикаты (заготовки) для переката – на 14,2% и др.

За январь-сентябрь 2006 г. цены на нефтепродукты выросли на 28,3%. В августе, после двухмесячной паузы, цены значительно повысились – на 7,7%, в сентябре – замедлились до 1,7% вслед за снижением цен на мировых рынках. После того как в августе внутренние цены на автомобильный бензин резко выросли на 8,9% в период роста сезонного спроса, в сентябре – замедлились до 2,8% (с начала года прирост цен составил 34,2%). Цены на дизельное топливо и топочный мазут с начала года выросли на 10% и 30,2% соответственно.

Таблица 6-5. Динамика внутренних и биржевых цен на отдельные виды нефтепродуктов



Источник: МЭРТ

За январь-сентябрь 2006 г. темпы роста цен на продукцию химических производств более высокие (14,4%), чем год назад (8,2%) и в основном формировались под влиянием конъюнктуры мировых рынков.

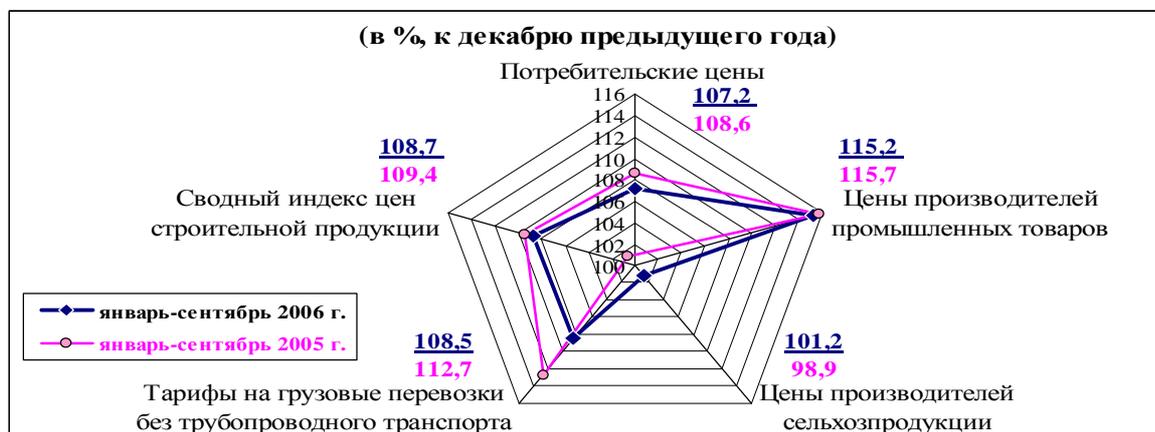
Естественные монополии. В январе 2006 г. были повышены регулируемые на федеральном уровне средние оптовые цены на газ для всех категорий потребителей на 11% (в январе 2005 г. – на 23 процента).

Предельное повышение регулируемых тарифов на электроэнергию для конечных потребителей на 2006 год в среднем по России установлено в размере 7,5% (на 2005 год – 9,5%). По данным Росстата, за январь-сентябрь 2006 г. тарифы на электроэнергию, отпущенную различным категориям потребителей, в среднем по России увеличились на 10,4% (11,5%), в том числе промышленным потребителям – на 9,5% (10,1%). В текущем году тарифы на электроэнергию для населения впервые стали превышать тарифы для промышленных потребителей (в 1,1 раза) по мере сокращения перекрестного субсидирования. Тарифы на тепловую энергию за январь-сентябрь 2006 г. выросли на 12,7% (за аналогичный период прошлого года – на 13,2%). Повышение тарифов проходило в январе-феврале.

В среднем тарифы на перевозки грузов всеми видами транспорта (без трубопроводного), за январь-сентябрь 2006 г. выросли на 8,5% (за аналогичный период 2005 года – на 12,7%), в том числе в сентябре тарифы не изменились. Тарифы на железнодорожный транспорт не повышались после индексации в январе на 8,9 процента.

Сводный индекс цен строительной продукции за девять месяцев 2006 г. составил 108,7% (за январь-сентябрь 2005 г. – 109,4%), в том числе в сентябре – 101,4 процента.

Таблица 6-6. Динамика цен в отдельных секторах экономики



Источник: МЭРТ

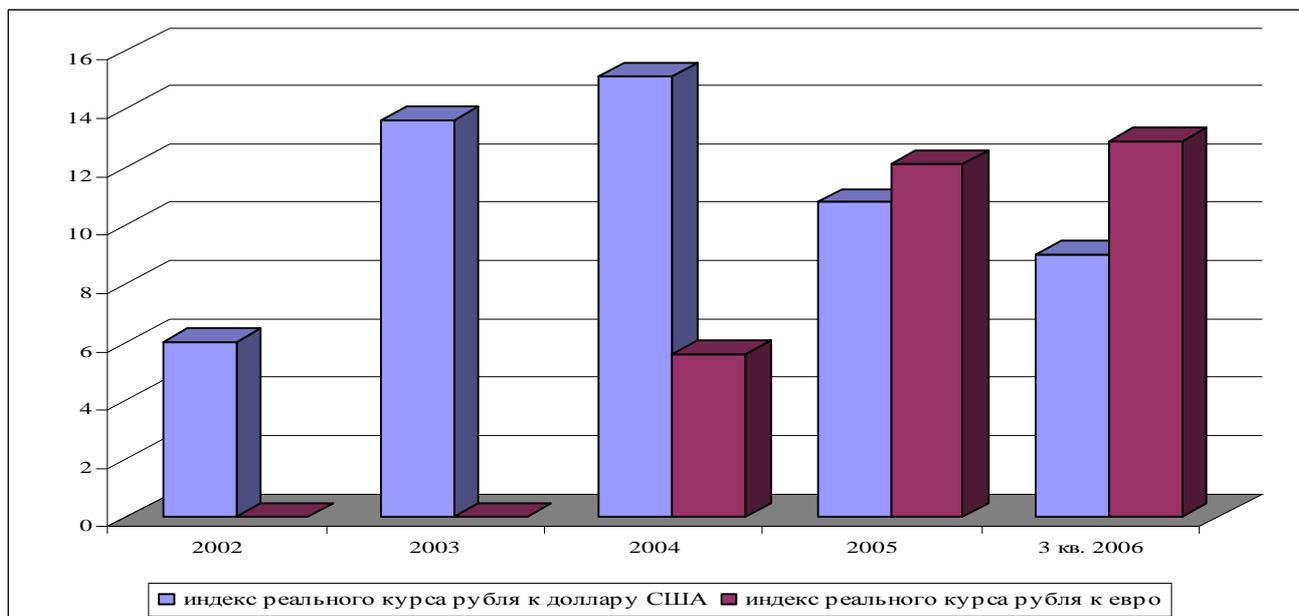
6.1.4. ДИНАМИКА ВАЛЮТЫ

В динамике денежно-кредитных показателей в III квартале 2006 г., как и в предшествующий период, отмечались тенденции ускорения роста спроса на деньги и денежного предложения, которые сформировались в условиях усиления платежного баланса, укрепления национальной валюты и повышения темпов роста российской экономики. Одновременно с указанными процессами в III квартале 2006 года усилилась тенденция к сокращению наличной иностранной валюты у нефинансовых организаций и населения. Активизировавшийся в этих условиях процесс дедолларизации способствовал расширению спроса экономики на национальную валюту. На фоне рекордно высоких цен на основные товары российского экспорта, обеспечивших поступление в страну значительных объемов валютной выручки, и проведения российскими компаниями политики активных заимствований за рубежом ситуация на внутреннем валютном рынке характеризовалась систематическим превышением предложения иностранной валюты над спросом. Динамика котировок российского рубля к доллару США и евро формировалась под воздействием проводимой Банком России курсовой политики и складывающейся динамики курсов ведущих валют на мировом валютном рынке. Продажа иностранной валюты на внутреннем валютном рынке активизировалась главным образом в периоды налоговых клиентских платежей и подкреплялась в отдельные периоды спекулятивным предложением иностранной валюты, обусловленным ожиданиями участников укрепления курса национальной валюты.

На протяжении данного периода Банк России проводил политику управляемого плавающего валютного курса, используя в качестве операционного ориентира бивалютную корзину, состоящую из доллара США и евро, стоимость которой корректировалась с учетом складывающейся внутренней и внешней экономической конъюнктуры. Курсовая политика была направлена на недопущение чрезмерного укрепления рубля, а также на предотвращение резких колебаний курса национальной валюты, не обусловленных действием фундаментальных экономических факторов, и реализовывалась с учетом необходимости сдерживания инфляционных процессов.

Основное влияние на процессы курсообразования на внутреннем валютном рынке оказывали проводимые Банком России интервенции в сегменте рубль-доллар США. Объемы операций Банка России на рынке рубль-евро в III квартале оставались незначительными ввиду невысокой активности участников данного сегмента валютного рынка. Динамика индексов основных валют к рублю приведена ниже.

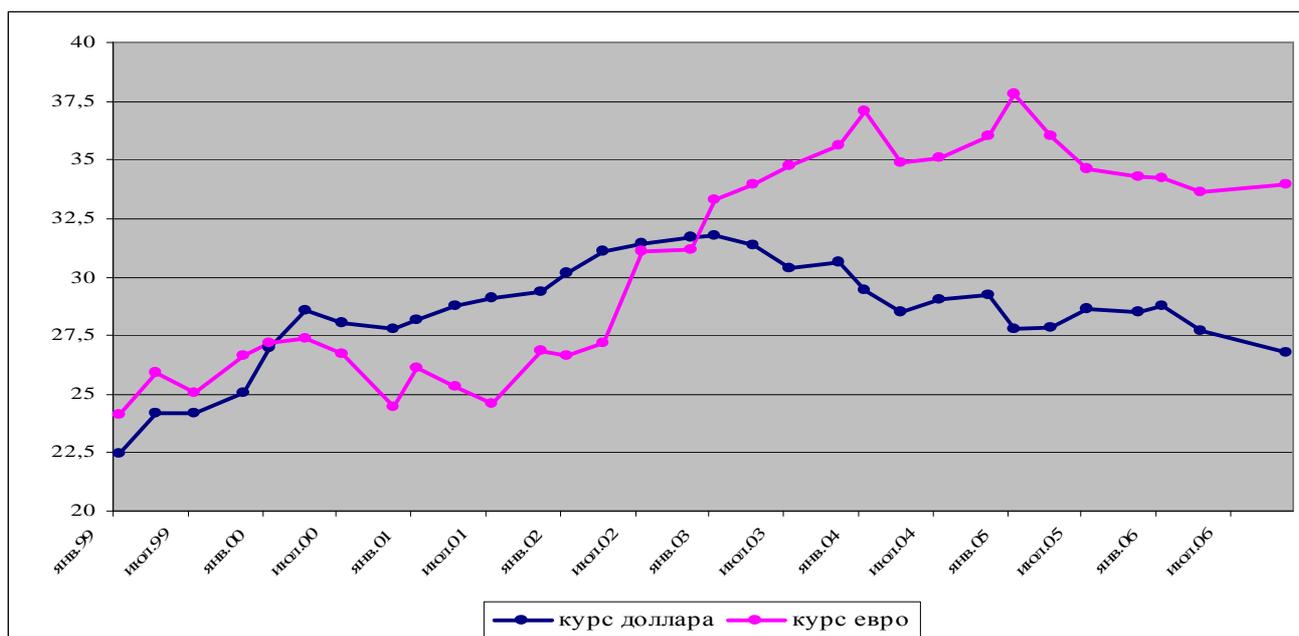
Таблица 6-7. Динамика индексов основных валют к рублю в 2002-2005 гг. и 3 квартале 2006 г.



Источник: данные Банка России

Ретроспективные показатели изменения курса рубля к доллару и евро свидетельствует о наметившейся тенденции укрепления рубля. Как показано на рисунке ниже проявляется тенденция к снижению курса, как доллара, так и евро.

Таблица 6-8. Динамика изменения курсов основных валют к рублю в 1999-2005 гг. и 3 квартале 2006 г.

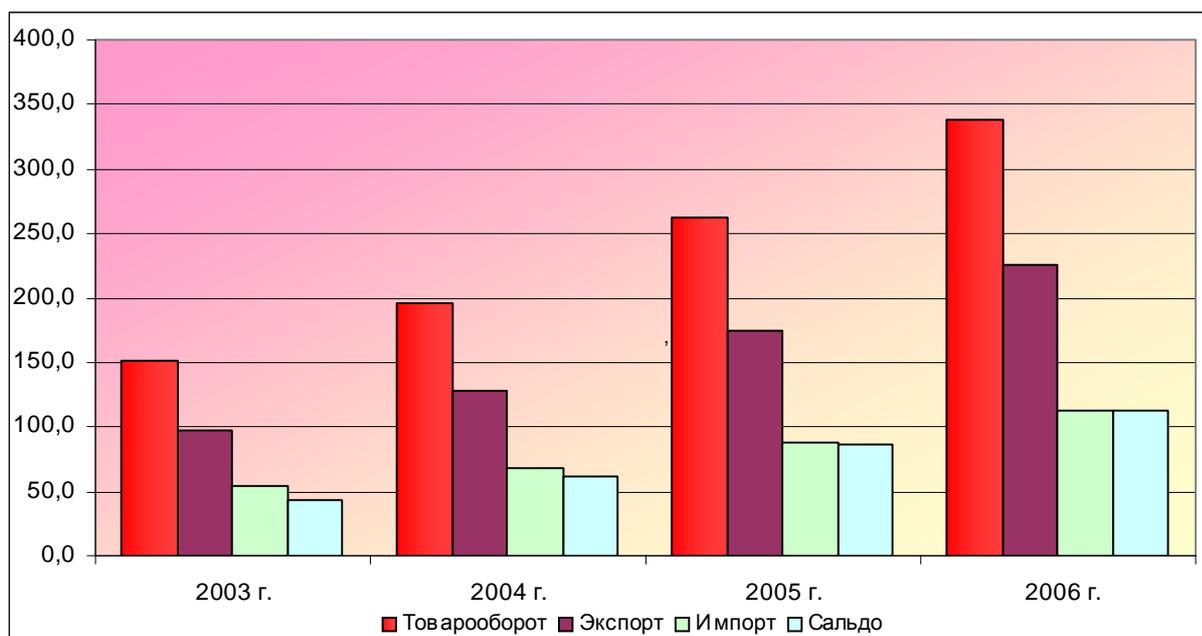


Источник: данные Банка России

Внешнеторговый оборот России, по оценке Минэкономразвития, (по методологии платежного баланса) в январе-сентябре 2006 г. составил 337,8 млрд. долл., что выше уровня соответствующего периода 2005 года. В общем объеме товарооборота увеличилась доля стран дальнего зарубежья за счет интенсивного роста импорта товаров из этих стран и, соответственно, уменьшилась доля стран СНГ. Наибольшую роль в снижении доли торговли России со странами СНГ, в том числе с государствами-участниками ЕвразЭС и ЕЭП, сыграли низкие темпы развития торговли с Казахстаном и уменьшение товарооборота с Туркменистаном и Молдавией. Наибольший рост был вызван увеличением товарооборота с Арменией, Азербайджаном и Туркменией. Это было связано главным

образом с увеличением реального экспорта топливно-энергетических товаров и ростом экспортных цен. В увеличении товарооборота с Азербайджаном дополнительным фактором роста российского экспорта остаётся значительно возросший внутренний спрос в этой стране на потребительские и инвестиционные товары.

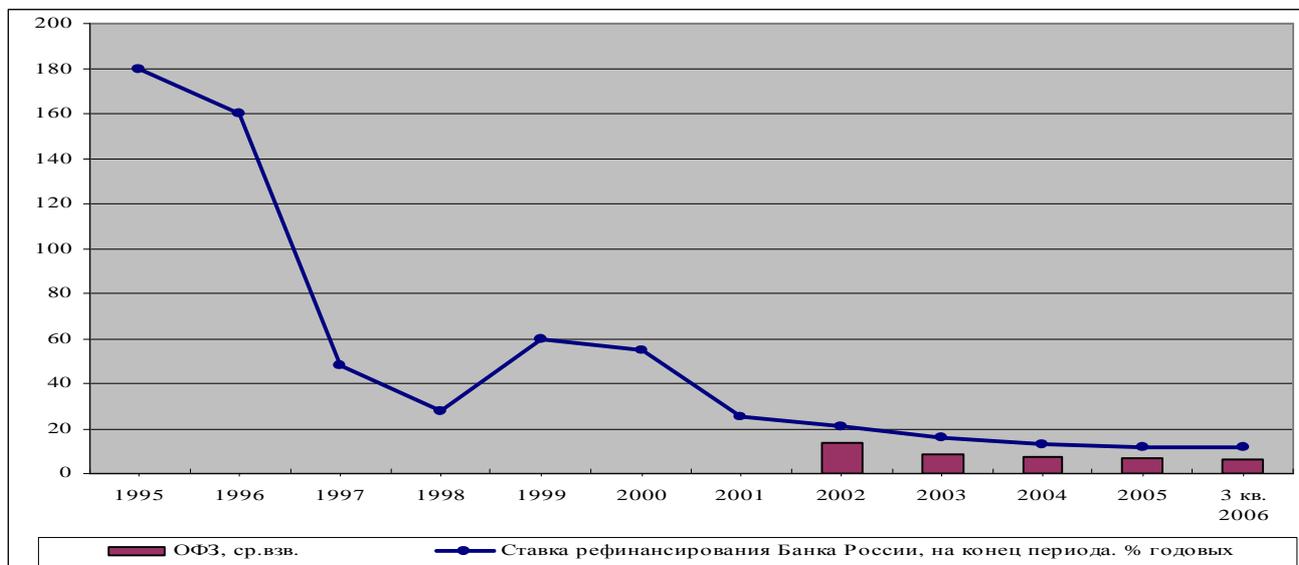
Таблица 6-9. Динамика важнейших показателей внешнеторговой деятельности РФ в январе-сентябре 2003-2006 гг.



Источник: данные ФТС

Увеличению стоимости российского экспорта способствовала благоприятная ценовая конъюнктура на основных экспортных рынках, прежде всего на рынке энергоносителей, а также увеличение физических объемов экспорта ряда товарных позиций. Состав основных экспортных позиций существенно не менялся и включает энергоносители, базовые металлы, круглый лес, пиломатериалы и продукцию химической промышленности. В части поддержки экспорта товаров и услуг усилия были направлены на реализацию системы мер государственной поддержки отечественных экспортеров в целях повышения экспортного потенциала и роста доли высокотехнологичной и наукоемкой продукции в общем объеме российского экспорта. Существенное приращение стоимостного объема импорта связано со значительным ростом его физического объема в основном из стран дальнего зарубежья. В товарной структуре импорта из стран дальнего зарубежья (по данным Федеральной таможенной службы) основное место занимали машины, оборудование и транспортные средства. Низкие темпы прироста импорта из стран СНГ в 3 квартале 2006 г. по сравнению с соответствующим периодом 2005 года явились результатом разнонаправленного изменения объемов российских закупок в отдельных странах. С одной стороны, значительно выросли закупки в Азербайджане, Киргизии, Таджикистане, Белоруссии, Узбекистане и Украине. С другой стороны, стоимостной объем ввоза снизился из Туркменистана, Армении и особенно из Молдавии. Уменьшение закупок в этих странах стало следствием снижения цен по ряду крупных позиций, а также уменьшения ввоза в натуральном выражении (топливно-энергетических товаров - из Казахстана и Туркменистана, продовольственных товаров - из Грузии и Молдавии). Главным направлением работы в области торговой политики явилось обеспечение с помощью экономических мер государственного регулирования внешнеэкономической деятельности стабильности и предсказуемости режима экспорта и импорта, поддержки конкурентоспособности российских товаров и допуска их на внешние рынки, эффективного уровня защиты внутреннего рынка и отечественных производителей, присоединение России к ВТО и расширение сотрудничества с другими международными организациями.

Таблица 6-10. Динамика ставки рефинансирования и ОФЗ с 1995-2005 гг. и 3 квартал 2006 г.



Источник: данные ФТС

Ставка рефинансирования – это процентная ставка, которую Центробанк назначает при кредитовании коммерческих банков по межбанковским ссудам. С 26 июня 2006 года была установлена на уровне 11,5%, до этого в течение полугода составляла 12%. Тенденция постоянного снижения ставки наблюдается с 1999 года (см. график). Максимальный уровень ставки рефинансирования наблюдался в России с 15 октября 1993 г. по 28 апреля 1994 г. на уровне 210%. Ставка рефинансирования сегодня оказывает косвенное влияние на рынок. В России наблюдается рост потребительского кредитования, однако ставки по кредитам населению почти не привязаны к ставке рефинансирования и, как правило, превышают ее. Поэтому изменение ставки рефинансирования может повлиять только на очень крупных заемщиков, которые привлекают ресурсы на условиях значительно ниже розничных. Для них – крупнейших банков, предприятий – можно ожидать некоторого удешевления ресурсов.

В последние годы Россия демонстрирует высокую динамику социально-экономического развития. Достигнута макроэкономическая устойчивость, характеризующаяся снижением темпов инфляции, предсказуемостью обменного курса рубля, накоплением масштабных золотовалютных резервов и Стабилизационного фонда, укреплением бюджетной системы страны. Эти позитивные результаты нашли отражение в повышении ведущими международными рейтинговыми агентствами суверенного кредитного рейтинга России до инвестиционного уровня.

Успехи социально-экономического развития обусловлены, с одной стороны, общей политической стабильностью, структурными и институциональными реформами, проводившимися в предшествующий период, с другой – исключительно благоприятной внешнеэкономической конъюнктурой. Высокие цены на топливно-энергетические товары и возможность форсированного наращивания экспорта энергоресурсов объясняют около половины прироста российского ВВП за последние годы.

6.1.5. РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ

Федеральные округа, как и экономические районы, включают в своем составе субъекты РФ различные по природному, экономическому и трудовому потенциалу, структуре хозяйства и уровню развития, производственной специализации и социальному составу. Но федеральные округа экономически более сопоставимы между собой, чем экономические районы.

Показатели социально-экономического развития Федеральных округов приведены в Таблица 6-11.

Таблица 6-11. Показатели социально-экономического развития ФО за 2005 г.

ФО	Центральный	Северо-Западный	Южный	Приволжский	Уральский	Сибирский	Дальневосточный
Экономический рост, в % к соответствующему периоду предыдущего года							
Индекс промышленного производства	116,7	105,9	108,9	103,2	103,7	102,2	102,2
Индекс							

ОТЧЕТ ОБ ОЦЕНКЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОДНОЙ АКЦИИ ОАО "ВТОРАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ"

производства по видам:							
добыча полезных ископаемых	91,4	114,8	102,1	101,2	102	102	98,1
обрабатывающее производство	118,9	105,7	112	104,4	107,6	102,3	113,2
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	104	98,9	99,6	100,8	101,5	102,3	98,8
Индекс цен на промышленную продукцию	107,7	109,3	110,6	113,5	125,2	110,6	111,8
Инвестиции в основной капитал (% в общем объеме инвестиций)	26,3%	13,7%	9,1%	16,8%	17,4%	9,9%	6,9%
Инфляция, прирост (снижение), в %, на конец периода							
Потребительские цены	110,5	111,2	112,1	110,2	111,7	110,5	113,3
Финансы населения							
Доля безработных округа в общем объеме страны (неофиц.)	15,1%	7,4%	27,3%	20,6%	7,8%	16,9%	4,9%
Доля безработных округа в общем объеме страны (офиц.)	12,4%	7,2%	34,6%	14,1%	7,1%	17,9%	6,7%
Потребность организаций в работниках, заявленные в гос. органы занятости	35,0%	13,1%	11,8%	15,9%	8,5%	11,8%	3,9%

Источник: данные Росстата

Рост промышленного производства в целом по стране за прошлый год составил скромные 4 процента. Однако при этом в целом ряде субъектов Федерации цифры куда более впечатляющие: Дагестан - 35,5 процента, Московская область - 29,6 процента, Москва - 22,4 процента, Приморский край - 22,3 процента.

Добыча полезных ископаемых в целом по России выросла всего на 1,3 процента. Лишь в Ханты-Мансийском автономном округе этот показатель достиг 4 процентов.

Зато в Ямало-Ненецком автономном округе (газ, нефть), Башкортостане (нефть), Якутии (алмазы, золото) зафиксировано абсолютное падение. Можно предположить, что наши сырьевики практически достигли пределов своих производственных мощностей. Поэтому в ближайшие годы потребуются из экспортной выручки инвестировать дополнительные средства в геологоразведку и техническое переоснащение.

Параллельно наша экономика должна совершить маневр в сторону более интенсивного развития обрабатывающих производств. Средний показатель роста по стране 5,7 процента. При этом абсолютное снижение объемов отмечено в 21 регионе. А в лидерах все тот же Дагестан (70,2 процента), Ханты-Мансийский автономный округ (44,3 процента), Московская область (31,4 процента), Приморский край - 29 процентов и Москва - 23,5 процента. А вот обладающий огромным потенциалом Санкт-Петербург показал только 3,9 процента роста.

К сожалению, Росстат пока не опубликовал информацию о динамике производства наиболее ходовых продовольственных и непродовольственных товаров. Поэтому пока нельзя сказать: происходит ли импортозамещение или все-таки, скорее всего, отечественный производитель в силу разных причин (укрепление

рубля, нехватка инвестиций и прочего) постепенно теряет позиции на нашем потребительском рынке. Ответ на этот вопрос крайне важен для качественной оценки экономических и социальных перспектив России.

Реальные (т.е. очищенные от инфляционной убыли) денежные доходы населения возросли в прошлом году на 8,9 процента. В 2004 году разрыв в доходах между 10 процентами наиболее обеспеченного и 10 процентами наименее обеспеченного населения достиг 15 раз. В 10 регионах реальные доходы снизились - в Ненецком автономном округе, в Калмыкии, Ямало-Ненецком АО, в Хакасии, Таймырском (Долгано-Ненецком) и Эвенкийском автономных округах, в Якутии, а также на Камчатке, в Корякском и Чукотском автономном округах. Хотя это малонаселенные территории.

Продолжают оставаться региональные различия в заработной плате, которая составляет основу доходов населения. Разница между максимумом и минимумом - более 7 раз. Такой разрыв трудно оправдать тем, что на Ямале добывается газ, а в Дагестане нет экспортных полезных ископаемых. Точки экономического роста, а значит и источники достойной зарплаты должны быть везде. В противном случае появляются очаги массовой бедности, люди начинают заниматься запрещенными видами деятельности. Например, браконьерством каспийских осетровых рыб.

6.2. ПРОГНОЗ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ

В настоящее время российская экономика подошла к поворотному рубежу – на фоне растущих вызовов глобальной конкуренции и необходимости ускорения темпов развития нарастает критическая масса факторов, которая может привести к существенному торможению экономического роста.

Практически исчерпан потенциал экспортно-сырьевой модели экономического роста в связи с усилением ограничений по добыче эффективных природных ресурсов и пропускной способности транспортной инфраструктуры.

Сохраняется тенденция деградации производственной инфраструктуры социальной сферы, прежде всего в сферах жилищно-коммунального хозяйства, общего образования, здравоохранения.

Ужесточается конкуренция на внутренних рынках вследствие исчерпания эффекта девальвации рубля в 1998 году и ускорения процесса интеграции в мировую экономику.

Обостряются проблемы технологического отставания российской экономики, недостаточного качества производственной инфраструктуры, низкого уровня инновационной активности.

Сложившаяся корпоративная структура экономики характеризуется серьезным отставанием в развитии малого и среднего бизнеса, крайне ограниченным количеством современных компаний, способных эффективно конкурировать на открытых рынках.

Очевидно, что в условиях сложившейся экспортно-сырьевой структуры экономики, низкого качества государственного администрирования и торможения институциональных преобразований российская экономика не сможет выйти на устойчивые темпы роста ВВП выше 4-5% в год даже при высоких мировых ценах на нефть. Такие темпы расширения экономического потенциала находятся ниже уровня, необходимого для преодоления экономического отставания России от ведущих стран мира и решения поставленных задач социального развития и обеспечения национальной безопасности.

Многие из намеченных мероприятий среднесрочной программы социально-экономического развития России (в том числе и зафиксированные в отраслевых Стратегиях развития) дадут основной результат после 2010 года. Так, потенциальный эффект реализации Стратегий развития оценивается в 1,0-1,4 п.п. роста ВВП в год в 2006-2010 годах и до 2,5 п.п. в год в 2011-2015 годах.

Переломным для развития российской экономики в ее современной структуре может стать период 2009-2011 годов. Именно в эти годы резко обозначатся барьеры, связанные с недостатком конкурентоспособных мощностей и продуктов. Одновременно перестанут действовать защищающие внутренний рынок меры, предусмотренные на переходный период в рамках вступления в ВТО. Кроме того, вероятно существенное ухудшение мировой конъюнктуры. Если к этому времени зависимость экономики от экспорта топливно-сырьевых ресурсов в достаточной мере не сократится, неизбежной станет пауза роста. Она может сопровождаться значительными социальными издержками, которые будут усилены растущим дефицитом пенсионной системы.

Возможность существенного ускорения роста связана как с опережающим развитием высокотехнологичной и информационной компонент экономики, так и с коренной модернизацией традиционного сектора, в котором к 2015 году, по-прежнему, будет сосредоточена основная часть занятости и доходов.

Долгосрочный прогноз социально-экономического развития Российской Федерации разработан на основе того, что предполагается сохранение умеренно-консервативной динамики развития, характеризующейся снижением конкурентоспособности отечественных обрабатывающих производств, недостаточным улучшением инвестиционного климата, и не предусматривает реализацию новых масштабных национальных проектов или

стратегий. Государство обеспечивает стабильность бюджетной системы и поддержание инфляции на уровне целевых показателей, однако создание новых «институтов развития», связанных с активизацией государства в сфере экономики, не предполагается.

Предполагается стабильный долгосрочный рост экономики со средним темпом роста ВВП около 5%, что обеспечит увеличение ВВП за период 2006-2015 гг. (в сопоставимых ценах) в 1,6-1,66 раз.

В долгосрочном периоде предполагаются достаточно благоприятные внешние условия для развития российской экономики. Ожидается длительный период высоких темпов роста мировой экономики (около 4 процентов в год) с возможной паузой в 2010-2011 годах.

Сценарий резкого долговременного падения мировых нефтяных цен предполагается маловероятным. Прогнозируется, что при преобладании консервативных тенденций на мировом рынке цены на нефть марки «Urals» снизятся до 45 долларов в 2006 г. и до 40 долларов в 2007-2008 годах. В последующие годы цены на нефть остаются в реальном выражении приблизительно на уровне 2007 года. Достаточно вероятен вариант стабилизации в ближайшие годы нефтяных цен на уровне около 50 долларов за баррель и выше, с тенденцией их последующего повышения, как минимум в меру инфляции

Таблица 6-12. Показатели социально-экономического развития ФО за 2005 г.

	2004	2005	2006	2007	2008	2012	2015
	отчет	отчет	прогноз				
Цена (мировая) на нефть Urals, долл./барр.	34,4	50,8	45	40	40	37	38,5
Экспорт нефти, млн. т	257,6	254	263	271	273	283	283
Экспорт газа, млрд. куб. м.	200,4	203	198	195	196	182	182

Источник: данные Минэкономразвития

Сценарий развития исходит из продолжения жесткой бюджетной политики, предполагающей сохранение совокупного профицита федерального бюджета и государственных внебюджетных фондов.

Предполагается переход от режима интенсивного наращивания экспорта энергоресурсов к его стабилизации. При этом сокращение прироста экспорта энергоресурсов не компенсируется увеличением экспорта несырьевых товаров из-за недостаточного ускорения развития обрабатывающих и других секторов.

Ресурсная база. Реализуются начатые масштабные проекты (например, предусматривается дальнейшее расширение БТС и др.), при этом новые масштабные проекты не инициируются. Добыча нефти увеличивается умеренными темпами и стабилизируется на уровне 500 млн. т. в 2011 году, при этом экспорт, начиная с 2011 г., стабилизируется на уровне 283 млн. тонн. Добыча газа продолжает медленно нарастать вплоть до 2015 года и выходит на уровень 690 млрд. куб. м, а экспорт после 2010 года стабилизируется на отметке 182 млрд. куб. метров с учетом замещения поставок газа в СНГ поставками среднеазиатского газа в режиме международного транзита.

6.2.1. ПРОГНОЗ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

За основу прогноза макроэкономических показателей до 2009 года был принят «Прогноз социально – экономического развития Российской Федерации на 2007 год, параметры прогноза на период до 2009 года и предельные уровни цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий», разработанный МЭРТ РФ. Данный документ разработан на основе одобренных Правительством РФ сценарных условий социально-экономического развития РФ, основных показателей сводного финансового баланса РФ на период 2007-2009 годов, задач, поставленных Президентом РФ в Послании Федеральному Собранию РФ, Программы социально-экономического развития РФ на среднесрочную перспективу (2006-2008 годы). Так же учтены предварительные итоги социально-экономического развития России в 1 полугодии 2006 года и прогнозные материалы федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов РФ.

Согласно решению Правительства (Протокол заседания № 42 от 30.11.06 г.) о мерах по либерализации рынка электроэнергетики и газа в Российской Федерации данные прогнозов МЭРТ РФ были учтены следующим образом. Поскольку рост тарифов на услуги естественных монополий составляет от 15% до 20% от общего уровня инфляции, рост цен на эти услуги вызовет дополнительный рост инфляции на 0,4-0,6 процентных пункта в год. Поэтому в связи с решением о более скором формировании либерального рынка электроэнергии и газа, необходимо в качестве данных об инфляции в РФ принять верхнюю границу указанного МЭРТ диапазона ИПЦ на 2007-2009 года.

Источником данных об уровне годовой инфляции в США (Consumer Price Index) в 2006-2015 гг. является «The Budget and Economic Outlook: Fiscal Years 2006 to 2015, January 2005», разработанный Бюджетным комитетом Конгресса США.

Таблица 6-13. Прогноз темпов инфляции на период 2007-2010 гг.

Наименование показателя	2007	2008	2009	2010
Инфляция в США (годовая), %	3,1%	2,8%	2,7%	2,7%
Инфляция в России (годовая), %	8,0%	7,6%	6,8%	6,3%

Источник: МЭРТ РФ

Из рассматриваемых в прогнозе МЭРТ РФ сценариев развития экономики, учитывая сложившуюся конъюнктуру мировых цен на энергоносители и рост ВВП, необходимо отдать предпочтение Второму (умеренно оптимистическому) сценарию развития экономической ситуации, который ориентируется на относительное улучшение конкурентоспособности российского бизнеса и активизацию структурных сдвигов за счет реализации комплекса мер по ускорению экономического роста. В соответствии с решением Правительства Российской Федерации от 7 июня 2006 года за основу для разработки федерального бюджета на 2007 год и перспективного финансового плана на 2007-2009 годы принят вариант 2

При этом в 2007 году ожидается повышение цен на свободном рынке, что связано с растущим спросом на электроэнергию. Свободные цены на электроэнергию для конечных потребителей (кроме населения) будут выше регулируемых тарифов примерно в 1,2-1,4 раза. В результате фактически складывающиеся индексы цен на электроэнергию для конечных потребителей несколько превысят предельные размеры повышения регулируемых (утвержденных) тарифов.

Согласно данному документу основные макроэкономические показатели будут иметь следующие значения

Таблица 6-14. Основные макроэкономические показатели до 2009 года.

		2007	2008	2009
Инфляция	%	108,0%	107,6%	106,8%
Курс доллара	руб.	26,00	25,87	26,16
Курс евро (долларов за евро)		1,29	1,30	1,30
Рост ж/д тарифов на перевозку грузов	%	108,0%	107,6%	106,8%
Темпы роста мировой экономики, в %				
Мир	%	104,9%	104,8%	104,8%
США	%	103,2%	103,2%	103,2%
Еврозона	%	101,8%	102,1%	102,2%

Источник: МЭРТ РФ.

6.2.2. ПРОГНОЗ ОСНОВНЫХ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНДЕКСОВ ДО 2020 ГОДА

Для построения прогноза основных индексов российской экономики до 2020 года была проанализирована динамика этих показателей до 2009 года и выбраны соответствующие аппроксимирующие кривые при условии наиболее точной корреляции кривых с данными прогноза МЭРТ РФ до 2009 года. Построенные кривые были экстраполированы в область до 2020 года.

При этом в долгосрочной перспективе учитывалось снижение темпов роста стоимости услуг естественных монополий до прогнозного уровня инфляции.

Таблица 6-15. Прогноз основных макроэкономических индексов до 2020 года.

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инфляция	%	106,3%	106,0%	105,7%	105,5%	104,5%	104,0%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%
Курс доллара	руб.	26,82	27,30	28,10	28,86	29,37	29,74	29,97	30,21	30,44	30,68	30,92
Курс евро (долларов за евро)		1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Рост ж/д тарифов на перевозку грузов	%	106,3%	106,0%	105,7%	105,5%	104,5%	104,0%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%
Темпы роста мировой экономики, в %												
Мир	%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%	104,8%
США	%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%	103,2%
Еврозона	%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%

Источник: расчеты ЗАО «Российская оценка»

6.2.3. ПРОГНОЗ ЦЕН НА ГАЗ ДО 2020 ГОДА

В качестве темпов роста цен на лимитный газ до 2009 года были приняты темпы роста стоимости газа для всех категорий потребителей из Прогноза социально – экономического развития Российской Федерации на 2007 год, параметры прогноза на период до 2009 года и предельные уровни цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий.

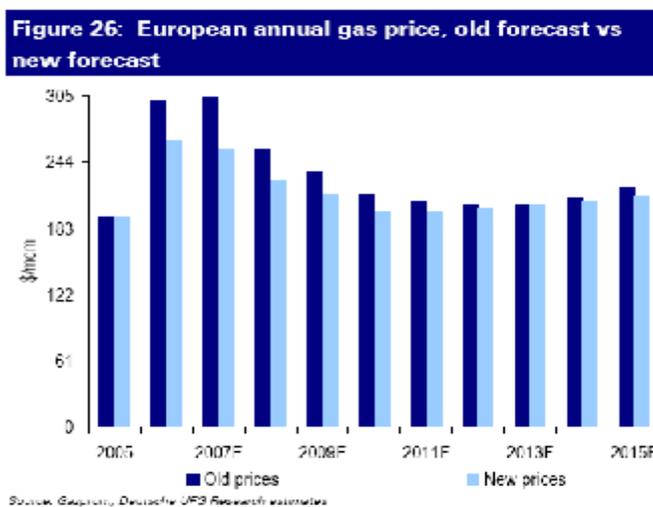
	2007	2008	2009	2010
Среднегодовой темп роста лимитного газа, %	115,0%	125%	120,3%	120,3%

Источник: МЭРТ РФ.

Данные темпы роста цен на лимитный газ находятся в соответствии с планами правительства по выравниванию внутренних цен на газ, реализуемый различными поставщиками.

Согласно решению Правительства (Протокол заседания № 42 от 30.11.06 г.) о мерах по либерализации рынка электроэнергетики и газа в Российской Федерации, к 2011 году произойдет выравнивание внутренних цен на газ и экспортных цен за вычетом транспортной составляющей (цена «nett bag»). Таким образом, можно сказать, что к 2011 году произойдет либерализация рынка газа.

Прогнозные данные об уровне европейских цен на газ взяты в соответствии с ведущих мировых агентств (АОЕ 2006 National Energy Modeling System) и инвестиционных компаний (UFG Research).



Допущение о либерализации газового рынка к 2011 году означает необходимость выравнивания регулируемых тарифов (цен на лимитный газ) и цен на газ независимых поставщиков (коммерческий газ) к 2011 году.

Таким образом, предполагается, что темп роста цен на коммерческий газ (газ независимых производителей) будет расти меньшими темпами, ввиду более высокой изначальной стоимости и необходимости выравнивания регулируемых тарифов и цен независимых поставщиков к 2011 году, это подтверждается результатами деятельности электронной торговой площадки (ЭТП) «Межрегионгаза», которые показали, что с учетом стоимости транспортировки до ГРС покупателей газа цена газа на свободном рынке соответствует уровню 136% от цены топлива по тарифам ФСТ России. Максимальное превышение цены покупки газа на ГРС по итогам торгов составило 144% от цены ФСТ.

6.4. ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ В РФ

Экономическое развитие страны за 2005 г. и 3 квартала 2006 г. продолжилось, и в целом в 3 квартале прирост ВВП составил 6,9%, что заметно выше аналогичного прироста (6,4%) за соответствующий период 2005 г., тем не менее представляется, что экономика в своем развитии подошла к значимому рубежу – необходимости существенного ускорения темпов развития. Данная потребность обусловлена исчерпанием потенциала экспортно-сырьевой модели экономического роста, сохранением тенденции деградации производственной инфраструктуры социальной сферы, исчерпанием эффекта девальвации рубля в 1998 году ускорения процесса интеграции в мировую экономику и т.д. В этих условиях представляется маловероятным выход российской экономики на устойчивые темпы роста ВВП, даже при высоких мировых ценах на нефть, выше 4-5% в год, который находится ниже уровня, необходимого для преодоления экономического отставания России от ведущих стран мира и решения поставленных задач социального развития и обеспечения национальной безопасности. Представляется, что возможность существенного ускорения роста связана как с опережающим развитием высокотехнологичной и информационной компонент экономики, так и с коренной модернизацией традиционного сектора, в котором к 2015 году, по-прежнему, будет сосредоточена основная часть занятости и доходов.

Исходя из необходимости увеличения темпов роста экономики, МЭРТ РФ разработал долгосрочный прогноз социально-экономического развития РФ на основе предполагаемого сохранения умеренно-консервативной динамики развития, характеризующейся снижением конкурентоспособности отечественных обрабатывающих производств, недостаточным улучшением инвестиционного климата, и не предусматривающей реализацию новых масштабных национальных проектов или стратегий. Согласно этому прогнозу, предполагается длительный стабильный рост экономики со средним темпом прироста ВВП около 5% в год, обеспечивающий увеличение ВВП за период 2006-2015 г.г. (в сопоставимых ценах) в 1,6-1,66 раз. В соответствии с прогнозом предполагается продолжение жесткой бюджетной политики, с сохранением совокупного профицита федерального бюджета и государственных внебюджетных фондов, переход от режима интенсивного наращивания экспорта энергоресурсов к его стабилизации без компенсации сокращения прироста экспорта энергоресурсов увеличением экспорта несырьевых товаров. Прогнозируется перераспределение структуры экономик РФ в сторону обрабатывающих производств, относительное улучшение конкурентоспособности российского бизнеса и активизацию структурных сдвигов за счет реализации комплекса мер по ускорению экономического роста. Прогноз предусматривает реализацию начатых масштабных проектов, но новые масштабные проекты не инициируются. Добыча нефти увеличивается умеренными темпами и стабилизируется на уровне 500 млн. т. в 2011 году, при этом экспорт, начиная с 2011 г., стабилизируется на уровне 283 млн. тонн. Добыча газа продолжает медленно нарастать вплоть до 2015 года и выходит на уровень 690 млрд. куб. м, а экспорт после 2010 года стабилизируется на отметке 182 млрд. куб. метров с учетом замещения поставок газа в СНГ поставками среднеазиатского газа в режиме международного транзита.

За основу прогноза макроэкономических показателей до 2009 года был принят «Прогноз социально – экономического развития Российской Федерации на 2007 год, параметры прогноза на период до 2009 года и предельные уровни цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий», разработанный МЭРТ РФ. Так же учтены предварительные итоги социально-экономического развития России в 1 полугодии 2006 года и прогнозные материалы федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов РФ. В соответствии с этим прогнозом представляется, что годовая инфляция в США на период 2006-2009 г.г. составит 3%, в России ожидается постепенное снижение инфляции: 9% - 2006 г., 8% - 2007 г., 7,6% - 2008 г., 6,8% - 2009 г.

В динамике денежно-кредитных показателей в III квартале 2006 г. отмечается продолжение тенденции ускорения роста спроса на деньги и денежного предложения, сформировавшееся в условиях усиления платежного баланса, укрепления национальной валюты и повышения темпов роста российской экономики, одновременно усилилась тенденция к сокращению наличной иностранной валюты у нефинансовых организаций и населения. Активизировавшийся в этих условиях процесс дедолларизации способствовал расширению спроса экономики на национальную валюту. Указанные и некоторые другие причины формируют на внутреннем валютном рынке ситуацию систематического превышения предложения иностранной валюты над спросом. В этих условиях динамика котировок российского рубля к доллару США и евро формировалась под воздействием проводимой Банком России курсовой политики, направленной на управление плавающим валютным курсом на основе бивалютной корзины (доллар США и евро), стоимость которой определялась внутренней и внешней экономической конъюнктурой, и складывающейся динамикой курсов ведущих валют на мировом валютном рынке. Цель политики – не допустить чрезмерного укрепления рубля, а также предотвратить его резкие колебания, не обусловленные действием фундаментальных экономических факторов, с учетом необходимости сдерживания инфляционных процессов.

Курсообразование на внутреннем валютном рынке выполняется с помощью проводимых Банком России интервенций в сегменте рубль-доллар США. Прогноз предполагает сохранение, как сформировавшейся тенденции, так и продолжение курсовой политики ЦБ, что приведет к следующим значениям цены доллара: в 2007 г. – 26,00 руб., в 2008 г. – 25,87 руб., 2009 г. – 26,16 руб.; курса евро относительно доллара: в 2007 г. – 1,29 \$, в 2008 г. – 1,30 \$, в 2009 г. – 1,30 \$.

Таким образом, проведенный макроэкономический анализ состояния экономики России и прогноз её развития на среднесрочную и долгосрочную перспективы выявил значения важнейших параметров макроэкономики (рост ВВП, темп инфляции, динамика курсов валют) на ближайшее время, которые позволили построить денежные потоки для ОГК-5 на прогнозный период. Производственная деятельность компании также была сформирована на основе предполагаемого умеренно оптимистического сценария прогноза развития страны, что также было использовано при построении указанных потоков. Данные построения использованы при определении стоимости объекта оценки Доходным подходом.

7. ОБЗОР ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

7.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТРАСЛИ

Россия обладает мощной энергетической системой, созданной главным образом во времена бывшего СССР. Электроэнергетическая отрасль России занимает 4 место в мире по установленной мощности после США, Китая и Японии и является одной из базовых отраслей экономики страны. На сегодняшний день доля электроэнергетики в ВВП России составляет более 11%.

На текущий момент энергогенерирующие мощности Российской Федерации включают 440 тепловых и гидроэлектростанций (из них примерно 77 работают на угле), и 10 атомных электростанций с общей установленной мощностью около 216 тыс. МВт. Общая протяженность линий электропередач составляет 2665 тыс. км, в т.ч. напряжением более 35 кВ – 645 тыс. км.

До недавнего времени (до реформирования) структуру Объединенной энергетической системы России составляли

- Концерн «Росэнергоатом»
- Независимые региональные энергокомпании:
- Татэнерго
- Иркутскэнерго
- Башкирэнерго
- Новосибирскэнерго
- Красноярская ГЭС
- Холдинг РАО ЕЭС.

Структура Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» на момент проведения оценки представлена следующим образом:

ХОЛДИНГ РАО "ЕЭС РОССИИ"

ОБЩЕСТВО - МАТЕРИНСКАЯ КОМПАНИЯ ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ" (исполнительный аппарат и его филиалы)
КОМПАНИИ ЦЕЛЕВОЙ СТРУКТУРЫ ОТРАСЛИ

ОАО "Системный оператор - Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы"

Объединенные диспетчерские управления энергосистемами (ОДУ) - 7

Региональные диспетчерские управления (РДУ) - 57

ОАО "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы"

Территориальные обособленные подразделения - межсистемные электрические сети (МЭС) - 7

Дочерние Магистральные сетевые компании (МСК) - 42

Межрегиональные распределительные сетевые компании:

ОАО "МРСК Центра и Северного Кавказа"

ОАО "МРСК Северо-Запада"

ОАО "МРСК Урала и Волги"

Оптовые генерирующие компании:

ОАО "ОГК-1"

ОАО "ОГК-2"

ОАО "ОГК -3"

ОАО "ОГК-4"

ОАО "ОГК -5"

ОАО "ОГК-6"

ОАО "ГидроОГК"

Территориальные генерирующие компании:*

ОАО "ТГК-1"
 ОАО "ТГК-2"
 ОАО "Мосэнерго" (ТГК-3)
 ОАО "ТГК-4",
 ОАО "ТГК-5"
 ОАО "ТГК-6"
 ОАО "Волжская ТГК" (ТГК-7)
 ОАО "Южная ТГК" (ТГК-8)
 ОАО "ТГК-9"
 ОАО "ТГК-10"
 ОАО "ТГК-14"
 ОАО "ТГК-13"

Управляющие компании :

ОАО "Северная энергетическая управляющая компания"
 ОАО "Уральская энергетическая управляющая компания"
 ОАО "Дальневосточная энергетическая управляющая компания"
 ОАО "Средневолжская межрегиональная управляющая энергетическая компания"
 ОАО "Московская управляющая энергосетевая компания"

ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"

Нереформированные АО-энерго - 12

АО-станции - 25

Общества, образованные в процессе реорганизации АО-энерго:

Региональные управляющие компании - 9

Региональные генерирующие компании - 30

Региональные сбытовые компании - 57

Региональные распределительные сетевые компании - 56

Региональные магистральные сетевые компании - 4

В настоящее время ТЭС представлены двумя видами электростанций: ГРЭС – государственные районные электростанции и ТЭЦ – тепловые электроцентралы.

Самой крупной ТЭС в мире является Сургутская ГРЭС-2 (4800 МВт), работающая на природном газе. Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность – у Рефтинской ГРЭС (3800 МВт). К крупнейшим российским ТЭС относятся также Костромская ГРЭС и Сургутская ГРЭС-1, мощностью свыше 3 000 МВт каждая.

В электроэнергетике России работают 26 тепловых конденсационных электростанций, установленная мощность каждой из которых составляет 1 000 МВт и более, в том числе 13 электростанций имеют электрическую мощность 2 000 МВт и более. Суммарная мощность последних составляет 36 400 МВт или 24,7% от мощности всех тепловых электростанций России.

Таблица 7-1. Характеристика ГРЭС России мощностью 2 000 МВт и выше

Наименование	Установленная мощность, МВт	Количество и мощность турбоагрегатов, шт. x МВт	Топливо %			Год ввода в эксплуатацию
			уголь	газ	мазут	
Сургутская ГРЭС-2	4 800	6x800	-	100	-	1988
Рефтинская ГРЭС	3 800	6x300, 4x500	99	-	1	1975-1980

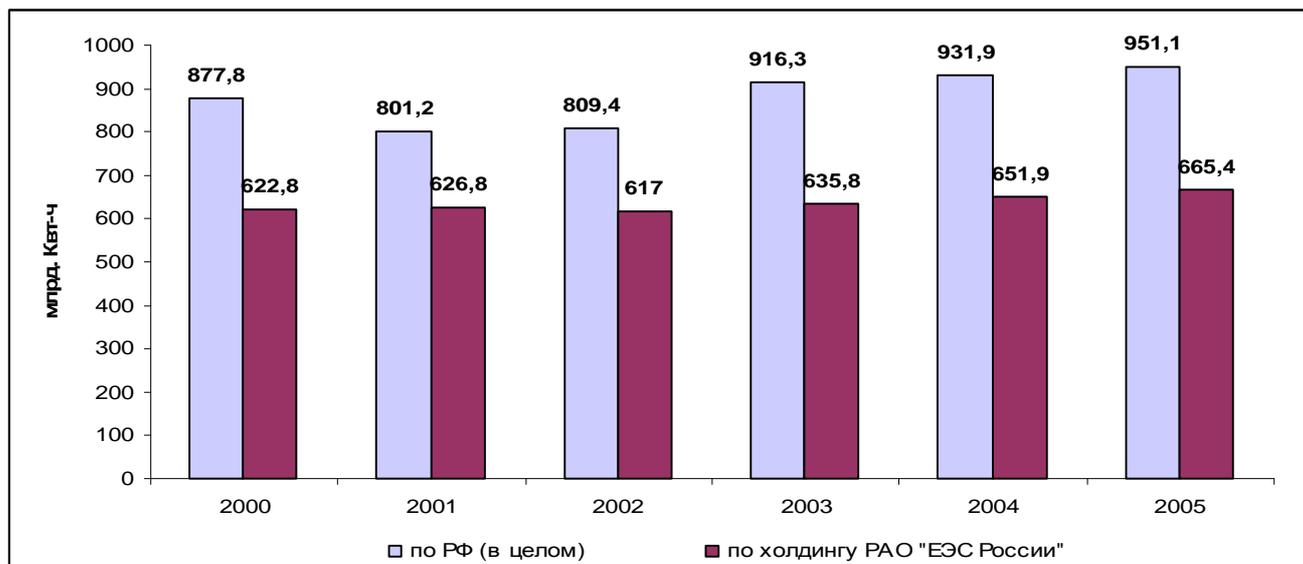
Костромская ГРЭС	3 600	8x300, 1x1200	-	97	3	1973-1980
Сургутская ГРЭС-1	3 280	1x12, 1x178, 2x180, 13x210	-	100	-	1971-1983
Рязанская ГРЭС	2 640	4x260, 2x800	28	71	-	1974-1981
Заинская ГРЭС	2 400	12x200	-	92	8	1972
Ириклинская ГРЭС	2 400	8x300	-	97	3	1981
Конаковская ГРЭС	2 400	8x300	-	96	4	1969
Пермская ГРЭС	2 400	3x800	-	95	5	1990
Ставропольская ГРЭС	2 400	8x300	-	95	5	1983
Новочеркасская ГРЭС	2 112	8x264	61	38	-	1972
Киришская ГРЭС	2 100	2x40, 2x50, 2x60, 6x300	-	52	48	1967-1979
Троицкая ГРЭС	2 059	3x85, 3x278, 2x485	99	-	1	1961-1976

Источник: ОАО РАО «ЕЭС России».

7.2. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГИИ В 2004-2006 ГОДАХ

Спад экономического развития в стране 90-х годов и дефолт 1998 года привели к снижению выработки электроэнергии на 18% в 1999 году по отношению к уровню 1992 года. Незначительный рост производства электроэнергии начался только в 2002 году (1,0% по отношению к объемам 2001 года). В общем производстве электроэнергии в России 70% производится ОАО РАО «ЕЭС России».

Таблица 7-2. Динамика производства электроэнергии в России (2000-2005 гг.)



Источник ОАО РАО «ЕЭС России».

В 2006 году наблюдается дальнейший рост производства электроэнергии. За десять месяцев текущего года было выработано 805 млрд. кВт-ч электроэнергии и 1126 млн.Гкал тепловой энергии, что выше соответствующего уровня 2005 года на 4,7% и 3,4% соответственно (по данным Росстата).

Таблица 7-3. Производство электроэнергии в России в 2006 году

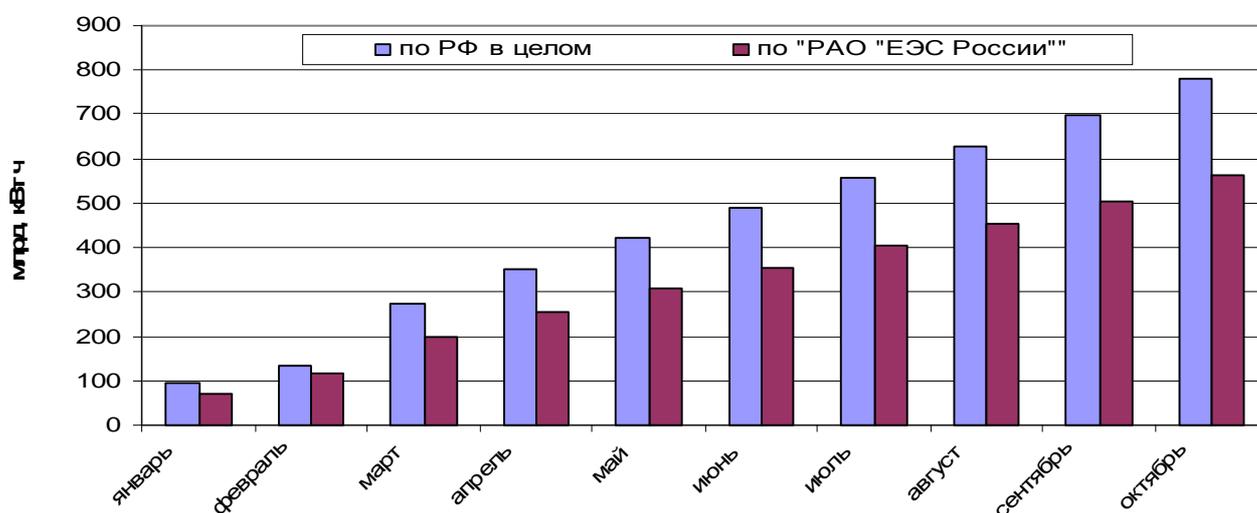
Показатели	2005г.	Декабрь 2005г. в % к		2005г.	Январь-октябрь 2006г.	Октябрь 2006г. в % к		Янв-окт 2006г. в % к янв-окт 2005 г.
		декабрю	ноябрю			октябрю	сентябрю	
		2004г.	2005г.	2004г.				
Электроэнергия,	952	101,9	110,9	102,2	805	104,4	116,5	104,7

млрд.кВт.ч								
в том числе выработка электростанциями:								
атомными	150	98,5	103,6	103,5	128	101	103,5	105,8
тепловыми	627	105,9	114,6	103	531	103,8	125,5	106,4
гидроэлектростанциями	175	88	101,8	98,3	145	110,1	100,1	98
Теплоэнергия, млн.Гкал	1418	99,3	127,8	98,9	1126	102,8	192,9	103,4

Источник Росстат

Динамика производства электроэнергии в 2006 году согласно оперативным данным ОАО РАО «ЕЭС России» представлена на рисунке, приведенном ниже.

Таблица 7-4. Производство электроэнергии в Российской Федерации в целом и в ОАО РАО «ЕЭС России» (январь-октябрь 2006 г.)



Источник ОАО РАО «ЕЭС России».

В 2006 году в стране наблюдался стремительный рост электропотребления. За январь-октябрь он составил 4,7%, почти в 2 раза превысив запланированный и утвержденный в балансе регулирующими органами на весь год уровень в 2,05%. Впервые в 2006 году резкий рост электропотребления в России был зафиксирован не только в зимний период в условиях аномально низких температур, но и в летние месяцы. Значительный рост вызван не только ростом экономики, но и резко увеличившимся объемом электропотребления в стране вследствие аномальных морозов в январе-феврале и установившейся на большей части страны жаркой погоды в июне-июле 2006 года. Основная нагрузка по выработке электроэнергии в 2006 году пришлось на теплоэлектростанции. Из-за пониженной водности водохранилищ ряда крупнейших гидроэлектростанций в Европейской части России (в основном, Волжско-Камский каскад) производство электроэнергии на гидравлических электростанциях было ниже уровней 2005 года вплоть до октября 2006 года.

Электростанции Холдинга РАО «ЕЭС России» в 2005 году выработали 665,9 млрд. кВт.ч. Производство электрической энергии в Холдинге по сравнению с 2004 годом увеличилось на 2,1%, что превышает темпы роста генерации электроэнергии в целом по России.

Среди крупнейших электростанций, входящих в ОАО РАО «ЕЭС России» наиболее высокие темпы производства электроэнергии продемонстрировали Красноярская ГРЭС-2, Гусиноозерская ГРЭС, Киришская ГРЭС, Березовская ГРЭС-1, Невинномысская ГРЭС, а также Бурейская ГЭС и Зейская ГЭС.

Ставропольская ГРЭС, Печорская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, а также Саратовская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС выработали энергии меньше, чем в 2004 году.

Таблица 7-5. Производство электроэнергии крупнейшими тепловыми и гидравлическими электростанциями ОАО РАО «ЕЭС России» в 2002-2005 годы, млн. кВт.ч

наименование электростанции	установленная мощность*	2002	2003	2004	2005
ТЭС					
Печорская ГРЭС	1 060 МВт	3 187,3	3 116,30	3 267,80	3 182,70
Гусиноозерская ГРЭС	1 100 МВт	4 006,5	2 944,50	3 039,90	3 391,50
Красноярская ГРЭС-2	1 250 МВт	2 293,4	3 932,30	3 066,10	3 604,80
Троицкая ГРЭС	2 059 МВт	5 483,4	5 721,70	5 873,10	4 930,80
Приморская ГРЭС	1 467 МВт	5 530,80	5 516,60	5 155,90	5 182,50
Киришская ГРЭС	2 100 МВт	3 583,9	3 907,20	5 445,50	6 028,00
Невинномысская ГРЭС	1 210 МВт	6 037,0	5 880,50	5 627,80	6 039,80
Рязанская ГРЭС	2 650 МВт	8 004,6	6 657,20	6 564,80	6 537,10
Конаковская ГРЭС	2 400 МВт	8 013,3	6 415,70	6 317,60	6 543,00
Березовская ГРЭС-1	1 440 МВт	6 035,2	7 558,40	6 197,20	6 674,90
Новочеркасская ГРЭС	2 112 МВт	7 034,8	7 361,50	7 300,30	7 691,80
Ставропольская ГРЭС	2 400 МВт	9 522,0	8 454,80	8 812,70	8 596,50
Костромская ГРЭС	3 600 МВт	10 501,6	12438,8	11955,5	11987,2
Пермская ГРЭС	2 400 МВт	11 191,7	13634,1	12966,4	12862,5
ГЭС					
Бурейская ГЭС	1 005 МВт	0	541,3	1 984,10	2 901,70
Зейская ГЭС	1 330 МВт	4 135,6	4 054,00	4 146,90	4 294,90
Саратовская ГЭС	1 360 МВт	5 916,8	5 864,20	6 225,80	5 942,30
Жигулевская ГЭС	2 300 МВт	10 288,7	10533,7	11289,4	11229,1
Волжская ГЭС, г. Волжский	2 541 МВт	12 540,4	12499,9	13016,3	12853,7
Саяно-Шушенская ГЭС	6 721 МВт	18 677,3	23770	25378,9	23647,7

Источник: ОАО РАО «ЕЭС России».

Из тепловых электростанций федерального уровня наиболее высокий прирост производства электроэнергии в 2005 и 2006 г.г. обеспечили Пермская ГРЭС, Костромская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС; среди гидравлических электростанций – Саяно-Шушенская ГЭС, Жигулевская ГЭС и Волжская ГЭС.

7.3. ВВОД НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ

ОАО РАО «ЕЭС России» ввод новых мощностей проводился в соответствии со среднесрочной программой развития Общества на 2004 - 2006 гг. Объем капитальных вложений в 2004 г. планировался на уровне (млн рублей) – 22 632, в 2005 г. - 27 695, 2006 г. – 36 156.

В ноябре 2004 года был введен в эксплуатацию третий гидроагрегат Бурейской ГЭС мощностью 300 МВт. Выдаваемая мощность трёх работающих гидроагрегатов на 1 января 2005 года составила 670 МВт. Проектная мощность станции – 2 000 МВт. В ноябре 2005 года осуществлен ввод в эксплуатацию гидроагрегата №4 мощностью 333 МВт, подъём плотины до отметки 248 м и строительство машинного зала в пределах четырех агрегатных секций.

В декабре 2004 года ОАО РАО «ЕЭС России» завершило строительство первого и второго агрегатов Сочинской ТЭС (Краснодарский край) суммарной мощностью 78 МВт. Строительство этой ТЭС имеет важное значение для преодоления дефицита электроэнергии в г. Сочи, повышения надёжности электроснабжения потребителей, обеспечения электроснабжения туристической зоны «Красная Поляна».

В 2005 году объем собственных средств в инвестиционной программе составил 13 652,2 млн. рублей, заемных средств – 13 340,9 млн., прочих источников – 1 343,8 млн. руб. На финансирование инвестиций

направлено в 1,33 средств больше, чем в 2004 году. Фактическое финансирование составило 28 336,9 млн. рублей. В том числе финансирование по статье «Новое строительство» составило 15 828,5 млн. рублей, «Техническое перевооружение и реконструкция» - 6 495,7 млн., «Развитие технологического управления и информатизация» - 2 344,5 млн., «Восстановление энергетических объектов Чеченской Республики» - 1 795,2 млн.

В 2005 году введено в эксплуатацию 563 км линий электропередачи, 1501 МВА трансформаторной и 1722,4 МВар реактивной мощности. Среди новостроек – ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская (433,6 км), ВЛ 110 кВ выдачи мощности Калининградской ТЭЦ-2 (2 x 46 км), ВЛ 220 кВ Волгодонская АЭС – РП Волгодонск с РП Волгодонск. Осуществлялось техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Калининская, ПС 500 кВ Ключики, ПС 500 кВ Комсомольская и ПС 330 кВ Советск. Модернизировано 550 МВА трансформаторной и 122,4 МВар реактивной мощности. Кроме того, введен в эксплуатацию шунтирующий реактор 180 Мвар на ПС Барнаульская, разработаны проекты и обеспечены строительные заделья для ввода в 2006 г. устройств компенсации реактивной мощности на ПС 500 кВ Балашовская, Осиновка, Вятка.

Были завершены строительно-монтажные работы на первом блоке Калининградской ТЭЦ-2. Станция, проектная мощность которой составляет 900 МВт, имеет особое значение для обеспечения энергетической безопасности Калининградской области, так как с планируемым выводом из эксплуатации Игналинской АЭС (Литва) встал вопрос надёжного энергоснабжения потребителей российского анклава. Пуск первого блока Калининградской ТЭЦ-2 состоялся в ноябре 2005 года.

Инвестиционная программа ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005 год, одобренная Правительством России, составляет 17,38 млрд. рублей, а с учетом амортизации и заемных средств в размере 8,5 млрд. рублей – 26,6 млрд. рублей.

Первоначально проработанная инвестиционная программа 2006 года была скорректирована исходя из необходимости перераспределения средств между объектами программы с целью их высвобождения для финансирования мероприятий по повышению надежности работы эксплуатируемых мощностей и техническому перевооружению и реконструкции действующих объектов. В структуре инвестиций 2006 года статья расходов «Техническое перевооружение и реконструкция электрических сетей» была увеличена в 1,8 раза на 4420 млн. рублей и составила 28,3% объема инвестиций по сравнению с долей в 20,97 % в инвестиционном бюджете 2005 года и на 4 045 млн. руб. больше, чем в первоначально согласованной программе 2006 года..

Таблица 7-6. Структура инвестиционных программ ОАО «ФСК ЕЭС» на 2005-2006 годы

Объекты	2005 г.	2006 г.
ВСЕГО	27 695,0	36 156,00
1. Линии электропередачи и подстанции	16 445,0	19 636,00
2. Техническое перевооружение и реконструкция электрических сетей	5 800,0	10 220,00
3. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)	480	450
4. Создание информационных систем управления:	770	950
5. Создание единой сети связи энергетики (ЕССЭ)	1 200,0	1 200,00
6. Проектно-изыскательские работы (ПИР)	400	550
7. Программа «Обеспечение защиты объектов электроэнергетики»	200	250
8. Объекты инфраструктуры	150	200
9. Восстановление энергетических объектов Чеченской Республики	1 250,0	700
10. Сангтудинская ГЭС	1 000,0	2 000,00

Источник: ОАО РАО «ЕЭС России».

В 2006 году планируется ввести в эксплуатацию 576,435 км высоковольтных линий электропередачи, 3630 МВА трансформаторной и 1020 МВар реактивной мощности. Детальный план ввода в эксплуатацию объектов по инвестиционной программе 2006 года представлен в таблице.

Таблица 7-7. Ожидаемый ввод в эксплуатацию электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» в 2006 году

Наименование объекта	Ввод мощности
----------------------	---------------

По объектам нового строительства:	
ПС 330 кВ Фрунзенская с заходами ВЛ 330 и 110 кВ	ВЛ-0,535 км; 195 МВА
ПС 500 кВ Звезда с заходами ВЛ 500 кВ Костромская АЭС-Вятка, ВЛ 110 кВ Звезда-Мантурово и двумя ячейками на ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Мантурово	ВЛ-8,2 км; 540 МВА; 360 Мвар
ПС 330 кВ Новгородская-2	450 МВА
ВЛ 220 кВ РП 220 кВ Волгодонская АЭС-Сальск с расширением ПС 220 кВ Сальск	ВЛ-167 км
ВЛ 500 кВ Гусинозерская ГРЭС-Петровск-Забайкальский-Чита с ПС 500 кВ Чита (на напряжение 220 кВ). Участок ВЛ 500 кВ ГоГРЭС -Петровск-Забайкальский	ВЛ-185 км; 100 Мвар
ВЛ 500 кВ Означенное-Алюминиевая с ПС 500 кВ Алюминиевая, заходами ВЛ 500 кВ и реконструкцией ВЛ 500 кВ Означенное-Абаканская № 546	ВЛ-70 км
ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хабаровская с ПС 500 кВ Хехцир	501 МВА; 100 Мвар
ВЛ 220 кВ Амурская-Благовещенская (вторая цепь)	ВЛ-130,2 км
ВЛ 220 кВ Благовещенская-Сириус	ВЛ-15,5 км
По объектам технического перевооружения и реконструкции электрических сетей:	
ПС 750 кВ Ленинградская	1199 МВА
ПС 330 кВ Калининская	300 МВА
ПС 500 кВ Балашовская	180 Мвар
ПС 500 кВ Осиновка	100 Мвар
ПС 330 кВ Машук	280 МВА
ПС 500 кВ Куйбышевская	40 МВА
ПС 500 кВ Вятка	180 Мвар
Восстановление энергетических объектов Чеченской Республики:	
ПС 330 кВ Грозный	125 МВА
ВСЕГО:	
Протяженность ВЛ	576,435 км
Трансформаторная мощность	3 630 МВА
Реактивная мощность	1 020 Мвар

Источник: ОАО РАО «ЕЭС России».

Общий объем инвестиций холдинга РАО ЕЭС в 2007 году составит 400 миллиардов рублей. Инвестиционная программа ОАО РАО «ЕЭС России» предполагает концентрацию финансовых средств на проектах строительства тепловых электростанций.

Согласно утвержденной программе, в 2007 году будет запущен в эксплуатацию первый энергоблок Ивановской ГРЭС (4,2 миллиарда рублей) и реализован проект "Мобильные ГТЭС" (5,3 миллиарда рублей). В 2008 году предполагается ввод второго энергоблока Калининградской ТЭЦ-2 (2,2 миллиарда рублей плюс 3,5 миллиарда рублей заемных средств) и начало финансирования строительства второго блока Ивановской ГРЭС.

Общий объем выделяемых ОАО РАО «ЕЭС России» инвестиционных средств в 2007 году превысит 12,5 миллиарда рублей, а в 2008 году - 15,4 миллиарда рублей.

Предполагается также привлечение в 2007 году заемных средств в размере 3,5 миллиарда рублей. Инвестпрограмма ФСК составит 78,9 миллиарда рублей, в 2008 году - 95,4 миллиарда рублей. ГидроОГК сформировало инвестпрограмму в объеме 60,4 миллиарда рублей, в 2008 году - 73,4 миллиарда рублей (учитывая средства госбюджета).

Системный оператор - ЦДУ ЕЭС планирует инвестировать, включая средства федерального бюджета, в 2007 году 5,3 миллиарда рублей, в 2008 году - 5,1 миллиарда рублей

7.4. РЕФОРМИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Начиная с 1980-х годов в электроэнергетике России начали проявляться негативные тенденции: на фоне общего спада экономики, электроэнергетика фактически становилась донором для других отраслей промышленности. В большей степени это обуславливалось макроэкономическими факторами, но важную роль сыграли и неплатежи. Отсутствие стимулов к снижению производственных затрат предприятиями отрасли, породило ценообразование на основе издержек. Другими словами, в цены (тарифы) нередко включали все фактические расходы. Недостаточная прозрачность функционирования энергетических компаний, невозможность достоверно определить ресурсы, необходимые для поддержания и развития предприятий, сдерживание тарифов регулирующими органами (электроэнергия дорожала медленнее большинства других товаров) на фоне раздутых производственных издержек привело к тому, что перед началом реформы более половины предприятий отрасли оказались убыточными.

На фоне сокращения собственных средств энергокомпаний, резко уменьшился объем инвестиций. Катастрофически не хватало средств на поддержание и модернизацию оборудования.

Даже в самых благополучных энергосистемах европейской части России износ основных производственных фондов превысил 50% и стал приближаться к значениям, при которых ремонт оборудования обходится дороже его замены.

Действующая модель электроэнергетики негативно отражалась и на развитии других секторов экономики. Нарастающая технологическая отсталость энергоемких отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, недооценка стоимости энергоресурсов, отсутствие стимулов к энергосбережению, привели к тому, что удельная энергоемкость экономики России (расход энергии на единицу ВВП) в 2-3 раза превысила соответствующий показатель развитых стран. Таким образом, необходимость реформирования к 2001 г. стала очевидной.

Как следствие всех негативных факторов, был получен дефицит мощностей и перебои с поставкой электроэнергии, низкая эффективность производства и отсутствие стимулов к ее увеличению, сильный износ оборудования, что приводит к авариям, в том числе и крупным, таким как майская авария 2005 г. в Москве. Все эти факторы могут в дальнейшем служить серьезным тормозом экономического роста страны.

Для решения вышеуказанных проблем и была запущена реформа электроэнергетики, основные цели которой – повышение эффективности предприятий отрасли, создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В данный момент реформа, несмотря на трудности и неопределенности в некоторых вопросах, медленно, но верно движется к своему завершению. Осталось мало сомнений в том, что реструктуризация энергетики не будет завершена. Большинство бывших вертикально интегрированных компаний уже разделены по видам бизнеса, а на их базе формируются новые компании. К концу 2007 г. практически все генерирующие компании уже будут объединены в ОГК и ТГК, и акции этих новых компаний будут торговаться на различных биржевых площадках. Уже все тепло-ОГК, а также ТГК-2, ТГК-3, ТГК-4 и ТГК-5 уже закончили формирование целевой структуры, и акции многих из них представлены на биржах.

Отметим положительный сдвиг в отношении правительства и президента к электроэнергетике. Майская авария 2005 г. в Москве и зимние морозы, которые заставили энергосистему города работать в предельных режимах, доказали необходимость немедленных инвестиций в сектор. В итоге в текущем году правительство, которое до этого не имело четкой позиции и оставалось как бы в стороне от реформы, приняло ряд важнейших решений. Были поддержаны инициативы главы ОАО РАО «ЕЭС России» Анатолия Чубайса по привлечению частных инвестиций в генерирующие компании путем допэмиссий. В результате ОАО РАО «ЕЭС России» утвердило 5 компаний для «пилотных» размещений - это ОГК-3, ОГК-4, ОГК-5, а также ТГК-3 и ТГК-9. Также был одобрен список претендентов и на вторую волну допэмиссий, в него вошли 11 компаний: ОГК-1, ОГК-2, ОГК-6, ТГК-1, ТГК-4, ТГК-5, ТГК-7, ТГК-8, ТГК-10, ТГК-12, ТГК-13. По подсчетам ОАО РАО «ЕЭС России», всем этим 11 компаниям для финансирования своих инвестпрограмм на 2006-2010 гг. необходимо привлечь за счет размещения допэмиссий суммарно 228,7 млрд руб. Таким образом, менеджмент ОАО РАО «ЕЭС России» пытается максимально ускорить процесс преобразований в отрасли и увеличить приток инвестиций в нее.

Не все миноритарные акционеры поддерживают механизм привлечения средств в компании через допэмиссии, считая его неэффективным. Этот вопрос будет обсуждаться акционерами каждой из компаний, и в некоторых из них допэмиссия может быть заблокирована. Пока не ясно, как рынок отреагирует на такой поток предложения акций генерирующих компаний. На данный момент на фоне позитивных новостей, котировки акций торгующихся на рынке компаний, по нашему мнению, уже практически исчерпали свой потенциал роста, и это может помешать удачному размещению допэмиссий. В то же время, не стоит забывать про стратегических инвесторов, которых не интересуют краткосрочные перспективы заработка на акциях, а интересуют будущие прибыли компаний. Интерес имеют крупные потребители энергии, такие как

РусАл и СУАЛ, Комплексные энергетические системы (КЭС планирует сформировать крупную межрегиональную компанию на базе электроэнергетических активов), Газпром, а также ряд крупных иностранных энергетических холдингов таких как Fortum, Enel и E.ON. Также не стоит забывать о зарубежных торговых площадках, где такое высокое предложение допэмиссий генерирующих компаний вряд ли столкнется с недостатком спроса, и размещения пройдут успешно.

ОАО «ОГК-5» первой из генерирующих компаний в начале ноября провела допэмиссию акций. ОАО «ОГК-5» размещало 5,1 млрд дополнительных обыкновенных акций номиналом 1 руб. В результате компании удалось привлечь 459 млн долл.

Следующей разместит дополнительные акции ОАО «ОГК-3», затем – ОАО «ОГК-4». Далее должно произойти выделение компаний из состава ОАО РАО «ЕЭС России». Две компании, которые будут выделены на первом этапе реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России», уже выбраны и утверждены советом директоров холдинга - это ОАО «ОГК-5» и ОАО «ТГК-5». В результате доля государства в компаниях должна составить 25%-50%.

Основные принципы функционирования нового оптового рынка электроэнергии (мощности)

Еще одним важным шагом для реформы стало подписание 31 августа 2006 г. премьер-министром Михаилом Фрадковым постановления «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)». Новые правила работы оптового рынка меняют всю систему взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности.

Таким образом, с 1 сентября этого же года была запущена новая модель рынка электроэнергетики и мощности. Новая модель оптового рынка предполагает трансформацию регулируемого сектора в систему регулируемых двусторонних договоров между потребителем и производителем, конкурентного – в свободные двусторонние договоры и рынок на сутки вперед. С 2007 г. объем продажи по регулируемым ценам на оптовом рынке будет каждый год уменьшаться. В 2007 г. по решению МЭРТ доля регулируемых контрактов снизится на 5%. Далее эта доля будет уменьшаться на 5-15% в год. Все новые производители и потребители электроэнергии будут автоматически участвовать в рынке по свободным нерегулируемым ценам.

Рисунок 7-1. Новые правила работы оптового рынка



Источник: ОАО РАО «ЕЭС России»

На оптовом рынке поставщиками электроэнергии являются генерирующие компании и импортеры электроэнергии. В роли покупателей выступают:

потребители, покупающие электроэнергию для удовлетворения собственных производственных нужд;

сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям и действующие от своего имени;

экспортеры (операторы экспорта) электроэнергии – организации, осуществляющие деятельность по покупке электрической энергии с отечественного оптового рынка в целях экспорта в зарубежные энергосистемы.

Согласно Постановлению, вместо регулируемого сектора и сектора свободной торговли на оптовом рынке внедряется система регулируемых договоров между продавцами и покупателями электроэнергии. Договоры

называются регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию в рамках этих договоров регулируются Федеральной службой по тарифам (ФСТ).

Регулируемые договоры будут охватывать весь объем электроэнергии и мощности по прогнозному балансу ФСТ на 2006 г. Незаложенная в баланс электроэнергия будет продаваться на спотовом рынке, где торги проводятся на сутки вперед с разбивкой по часам. Отклонениями от почасового прогноза потребители и производители торгуют на балансирующем рынке. Отметим, что регулируемые договоры заключаются по системе «take or pay», то есть компания-поставщик не обязана произвести всю энергию, предусмотренную в договоре, а может закупить ее на спотовом рынке или наоборот продать, если произведено было больше.

В 2006 году регулируемые договоры будут заключаться до окончания года. Начиная с 2007 года, продавцам и покупателям оптового рынка будет предоставлено право заключать долгосрочные регулируемые договоры (от 1 года). Длительность таких договоров будет устанавливаться Минпромэнерго России по согласованию с заинтересованными министерствами и ведомствами.

Переход участников на долгосрочные двусторонние отношения в условиях либерализации рынка обеспечивает прогнозируемость стоимости электрической энергии (мощности) в среднесрочной и долгосрочной перспективе, что является залогом инвестиционной привлекательности электроэнергетики.

Начиная с 2007 года, объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, будут планомерно уменьшаться. Темпы такого снижения будут устанавливаться ежегодно Правительством Российской Федерации при утверждении прогнозов социально-экономического развития. На 2007 год доля электроэнергии, продаваемой по регулируемым ценам, зафиксирована в правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и составляет 95 процентов от объема прогнозного баланса производства и потребления.

Помимо снижения доли регулируемых договоров в 2007 г. и дальнейшего ее снижения в объемах, устанавливаемых МЭРТ, установленные объемы либерализации будут увеличиваться за счет объемов электроэнергии, не вошедших в прогнозные балансы (сейчас это около 5% реализуемой электроэнергии, но этот процент будет уменьшаться, т.к. прогнозирование балансов будет совершенствоваться), введения новых мощностей, а также за счет потребителей, добровольно перешедших в конкурентный сектор рынка.

Поставщики и покупатели электроэнергии на оптовом рынке – контрагенты по регулируемым договорам определяются Администратором торговой системы (НП "АТС").

Конструкция регулируемых договоров позволяет без изменения ее конфигурации, постепенно снижая объемы электроэнергии (мощности) по регулируемым договорам, расширять сферу действия свободных (нерегулируемых) цен. Таким образом, к моменту окончания переходного периода реформирования электроэнергетики произойдет переход к полностью конкурентному оптовому рынку, что предусмотрено законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам. Таких способов торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка два – это свободные двусторонние договоры и рынок "на сутки вперед". В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Основой рынка "на сутки вперед" является проводимый НП "АТС" конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

Изменения в системе регулируемого ценообразования также направлены на формирование в отрасли привлекательной инвестиционной среды. Вместо используемого прежде метода экономически обоснованных расходов, в условиях действия регулируемых договоров, начиная с 2008 года, для установления тарифов на электрическую энергию и мощность поставщиков будет использоваться метод индексации. Тарифы поставщиков будут рассчитываться методом индексации тарифов 2007 года, учитывающим уровень фактической, а не прогнозной инфляции.

Особым сектором нового оптового рынка является торговля мощностью, которая осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии. До введения новых правил оптового рынка поставщики получали оплату 85% от установленной мощности генерирующего оборудования, а покупатели оплачивали эту мощность в составе одноставочного тарифа на электроэнергию (мощность). Теперь мощность и электроэнергия оплачиваются отдельно. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Параметры работы рынка мощности правительство планирует принять лишь в конце этого года.

Для создания экономических условий притока инвестиций все новые мощности (не учтенные в утверждаемом Федеральной службой по тарифам России прогнозном балансе на 2007 год) будут

участвовать в оптовом рынке по свободным нерегулируемым ценам. Регулируемые договоры в отношении таких объектов генерации заключаться не будут. Это же касается и новых объектов потребления – регулируемые договоры могут быть заключены в отношении таких объектов лишь в случае, если в 2007 году имелись технические условия для их присоединения к электрическим сетям.

По сути, новая модель оптового рынка переходного периода является базой для формирования целевой (полностью конкурентной) модели: механизмы формирования равновесных цен и объемов на рынке "на сутки вперед" и балансирующем рынке, механизмы учета двусторонних договоров, принципы оплаты отклонений – все эти ключевые элементы рынка в дальнейшем меняться уже не будут.

В дальнейшем либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности) пойдет по пути создания "вспомогательных" рынков, обслуживающие работу энергосистемы. В последствии будут сформированы: рынок системных услуг, рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети и рынок производных финансовых инструментов.

Целью работы рынка системных услуг является поддержание заданных технических параметров энергосистемы. Рынок системных услуг это один из инструментов (механизмов) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

На этом рынке потребители, например, могут заключить договор на регулирование нагрузки ("потребители с управляемой нагрузкой"). В случае резкого всплеска потребления электроэнергии Системный оператор может ограничить подачу энергии такому потребителю, при этом ограничение на поставку электроэнергии будет оплачено потребителю в соответствии с условиями договора. Производители могут заключить договоры на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности и т.д.

Рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети – финансовыми правами на передачу (ФПП) позволит создать прозрачный рыночный механизм распределения ограниченного ресурса – пропускной способности электрических сетей, а также механизм поддержки частных инвестиций в строительство и развитие сетей с целью минимизации данных ограничений. Предполагается, что ФПП будут реализовываться на конкурентных аукционах.

Рынок производных финансовых инструментов позволит создать систему управления ценовыми рисками в рыночной электроэнергетике. Основной инструмент – форвардный контракт (двухсторонний договор). Поиск контрагентов по таким договорам будет происходить путем непосредственного общения продавцов и покупателей. Привлечение на рынок производных финансовых инструментов участников, не связанных с энергетикой (инвестиционных компаний, банков и т.д.), перераспределит часть ценовых рисков в пользу продавцов и покупателей оптового рынка электроэнергии.

7.5. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2006 -2010 Г.Г.

Состояние энергетической отрасли требует оперативных решений по корректировке сложившейся ситуации. Среднесрочная программа развития энергетики рассчитана на 5-7 лет и нацелена на развитие генерирующих мощностей и инфраструктуры для расшивки узких мест и обеспечения минимального инвестиционного задела на будущее, с учетом разрабатываемой Генеральной схемы размещения до 2020 года.

Основные целевые установки при формировании среднесрочной программы развития электроэнергетики перечислены на диаграмме:



В результате электроэнергетика должна превратиться из фактора, тормозящего рост экономики страны, в отрасль, обеспечивающую надежную энергетическую основу для устойчивого роста экономики.

При формировании среднесрочной программы принимались во внимание только объекты, имеющие проектную проработку и обеспеченные строительными площадками, которые могут быть введены в строй к 2010 году. При этом, принимались во внимание и предварительные оценки инвестиций для необходимого задела до 2015 года.

Оценка спроса для целей подготовки программы базируется на макроэкономических прогнозах развития экономики; на прогнозах энергетических компаний по территориальному изменению спроса, с учетом неравномерности регионального развития; на планах развития крупных предприятий, выявленных в ходе проводимого энергокомпаниями ежегодного анкетирования на базе заявок на присоединение новых мощностей.

В качестве базового был принят сценарий среднего роста спроса на электроэнергию на 2,2% ежегодно до 2010 года. Этот прогноз следует считать консервативным, дающим минимальную оценку. Дополнительные сценарии будут проанализированы в процессе завершения работы над Генеральной схемой размещения до 2020 года.

К 2010 году потребление электроэнергии по России в целом прогнозируется в объеме – 1045 млрд. кВт.ч. В синхронной зоне ЕЭС России спрос на электроэнергию к 2010 году достигнет 1029,9 млрд. кВт.ч.

Исходя из условий среднесезонных зимних температур наружного воздуха, сформирован прогноз зимних максимумов нагрузки по ЕЭС и ОЭС России на период 2006-2010 годов.

Особое внимание при прогнозировании уделяется ситуации, сложившейся в Москве, Санкт-Петербурге и Тюмени, где в осенне-зимний период 2005-2006 годов был превышен исторический максимум потребления.

В процессе разработки среднесрочной программы развития была поставлена задача оценить конкретные необходимые вводы, позволяющие достичь поставленных целей.

Программа предусматривает комплексное развитие генерации и сетевой инфраструктуры.

Новые генерирующие мощности, сетевые активы будут создаваться исключительно на основе современных технологий.

Для поддержания баланса активной мощности с учетом потребности в расчетном резерве, прогнозируемой динамики действующих мощностей, объемов ограничений и «запертой» мощности требуется ввод до 2010 года новых генерирующих мощностей в объеме 21,8 ГВт.

Для сравнения – за предыдущие пять лет, с 2001 по 2005 год, было введено 9 ГВт генерирующих мощностей.

Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Центра оценивается в 6,7 ГВт. Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Северо-Запада оценивается в 2,7 ГВт. Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Урала оценивается в 5,1 ГВт. Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Юга оценивается в 2,5 ГВт. Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Средней Волги оценивается в 545 МВт. Программа развития генерации ОЭС Сибири предусматривает ввод 12 объектов генерации суммарной мощностью 2,8 ГВт, в том числе 11 вводов на ТЭС и 1 на ГЭС. Программа развития генерации ОЭС Востока предусматривает ввод 4 объектов генерации суммарной мощностью 1,3 ГВт, в том числе 3 ввода на ГЭС и 1 ввод тепловой генерации.

В рамках программы предстоит ввести: АЭС – 1 ГВт, ГЭС - 4,4 ГВт; ТЭС, включая независимых производителей - 13,4 ГВт (из них 2,5 ГВт – за счет технического перевооружения существующих мощностей); блок-станции - 3,0 ГВт.

Обеспечение поставок газа для строящихся электростанций остается одной из ключевых проблем электроэнергетики. Первые шаги на этом направлении уже сделаны. Подписан протокол по взаимодействию между РАО «ЕЭС России» и ОАО «Газпром». Основная задача протокола – создать условия для обеспечения газом объектов, предусмотренных среднесрочной программой.

Необходимо разработать и утвердить процедуру ежегодного согласования инвестиционных программ развития единых газотранспортной и энергетической систем;

порядок обеспечения газом и заключения долгосрочных договоров поставки газа для вновь вводимых мощностей, в том числе перспективного технологического резерва; обеспечить заключение долгосрочных договоров на поставку газа действующим объектам электроэнергетики.

Программа развития сетевой инфраструктуры сформирована с учетом следующих критериев:

- повышение надежности электроснабжения Московского, Ленинградского и Тюменского регионов;
- обеспечение выдачи мощности новых генерирующих вводов;
- снятие первоочередных сетевых ограничений и повышение надежности электроснабжения потребителей;
- техническое перевооружение и реновация сетей.

Программа развития сетевой инфраструктуры на 2007-2010 годы предусматривает строительство новых линий электропередачи и подстанций для обеспечения выдачи мощности строящихся объектов атомной, тепловой и гидрогенерации.

Реализация разработанной программы позволит остановить процесс старения оборудования, а сохранение такой политики на ближайшие 10 лет позволит довести состояние магистральной сети до нормативного состояния, при котором средний уровень износа будет составлять порядка 40%.

Среднесрочная программа развития распределительного сетевого комплекса направлена на решение двух основных проблем: высокого уровня износа основных средств, приводящего к повышенной аварийности и снижению надежности процесса передачи электроэнергии конечному потребителю и невозможности подключения новых потребителей из-за перегрузки центров питания.

За это время планируется строительство 67 284 км линий электропередач взамен изношенных старых, а также строительство подстанций общей мощностью 36 872 МВА. Наиболее интенсивно техперевооружение и реконструкция будет вестись в Москве и Московской области, а также в регионах Урала и Волги.

Существующие официальные прогнозы, содержащиеся в Энергетической стратегии РФ на период до 2020 года, предусматривают, в умеренном сценарии, рост объемов производства электроэнергии в 2005 году до 930 млрд. кВт.ч., к 2010 году - до 1015 млрд. кВт.ч., а к 2020 году - до 1215 млрд. кВт.ч. Оптимистический прогноз предполагает рост производства электроэнергии к 2010 году - до 1070 млрд. кВт.ч., а к 2020 году - до 1365 млрд. кВт.ч.

В ближайшие годы наиболее вероятно реализация оптимистического сценария. Между тем, в дальнейшем (2010-2020 годы) многое будет зависеть от результатов преобразований в отрасли. При условии возникновения жесткой конкуренции на рынке электроэнергии, нельзя исключать возможности самоликвидации электростанций, не выдерживающих конкуренции. В этом случае, в определенные годы может наблюдаться снижение производства электроэнергии в стране.

В структуре производства электроэнергии наиболее вероятно сохранение тенденций последних лет, то есть, опережающий рост выработки электроэнергии на АЭС по сравнению с другими типами электростанций. Аналогичное предположение заложено в Энергетической стратегии РФ до 2020 года.

7.6. ВЫВОДЫ ПО ИТОГАМ АНАЛИЗА СИТУАЦИИ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Российская электроэнергетика находится в процессе реформирования, характер и сроки которого в настоящее время представляются весьма неопределенными.

С 1 сентября этого же года была запущена новая модель рынка электроэнергетики и мощности. Новая модель оптового рынка предполагает трансформацию регулируемого сектора в систему регулируемых двусторонних договоров между потребителем и производителем, конкурентного – в свободные двусторонние договоры и рынок на сутки вперед.

Таким образом, новая модель позволит рынку наиболее эффективно распределять загрузку мощностей. То есть максимальную загрузку должны будут получить наиболее эффективные станции – производящие наиболее дешевую энергию и способные быстро реагировать на ситуацию на рынке, изменяя загрузку своих мощностей. В такой ситуации наибольшее преимущество получают компании, станции которых работают в конденсационном режиме, а также гидроэлектростанции. Загрузка ТГК, например, будет зависеть от спроса на тепло, то есть от сезона. К примеру, летом станциям ТГК приходится снижать выработку теплоэнергии, при этом в связи со спецификой станций снижается и выработка электроэнергии. Таким образом, ОГК в это время получают преимущество в загрузке, т.к. работают в конденсационном режиме постоянно.

Тарифы на 2007 г. утверждаются ФСТ России. Начиная уже с 2008 г., тарифы не устанавливаются, а будут определяться по формуле, учитывающей цену договора предыдущего года и инфляционные коэффициенты, определяющие прогнозный рост составляющих себестоимости.

Больше всего неопределенности вокруг повышения тарифов и сроков либерализации рынка электроэнергии. Инвесторов интересует, смогут ли они вернуть вложенные ими деньги в предприятия и в будущем получать прибыль. Без этого невозможно выполнение основной цели реформы – стимулирование инвестиций, а, следовательно, повышение эффективности и развитие отрасли. Тем более, что нынешняя система тарифообразования, построенная по системе «инфляция минус» и предусматривающая включение в тарифы фактических расходов, не выполняет данную функцию, что и привело к сложившейся на сегодняшний день плачевной ситуации в электроэнергетике. Теперь, с запуском новой модели, стартовала либерализация рынка. Рыночные отношения между компаниями и свободные тарифы позволят обеспечить максимальную загрузку самых эффективных станций и минимальную загрузку самых неэффективных станций. Это будет стимулировать компании повышать свою эффективность, что положительно скажется на состоянии отрасли. Данная модель является целевой и преобразований больше не предусматривается, а базовые принципы будут только улучшаться и совершенствоваться. Все это должно повысить привлекательность российских электроэнергетических активов.

В прогнозный период наиболее интенсивно будет расти энергопотребление в объединенных энергосистемах (ОЭС) Северо-Запада, Центра и Северного Кавказа при сравнительно более медленном его росте в объединенных энергосистемах Урала и Востока. Исходя из этого, дефицит мощности для ОЭС, входящих в состав ОАО «ОГК-5», будет возникать для каждой ОЭС (Центр, Северного Кавказа и Урала) в разный промежуток времени прогнозного периода, что приведет к необходимости строительства дополнительных ПГУ в этих регионах. Этот факт будет учитываться при прогнозировании капитальных вложений для построения денежных потоков ОАО «ОГК-5» (см. Доходный подход).

8. ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ

8.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОМПАНИИ.

Таблица 8-1. Краткие сведения об ОАО «ОГК-2»

Полное наименование компании	Открытое акционерное общество "Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии"
Сокращенное наименование компании	ОАО «ОГК-2».
Орган, зарегистрировавший юридическое лицо	Инспекция ФНС России по Изобильненскому району Ставропольского края № 2607
Фактический адрес	117 393, Россия, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.56, 11 этаж.
Юридический адрес	356128, Россия, Ставропольский Край Изобильненский район, поселок Солнечнодольск.
Дата государственной регистрации	09.03.2005 г.
Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	26071100169
Основной государственный регистрационный номер	152600002180
Банковские реквизиты	Р/с 401018010300000010005, БИК банка 040702001
Код по ОКПО	76851389
Код ОКУД	0710001
Код по ОКВЭД	40.10.11
Код по ОКОПФ	47
Код по ОКФС	16
Код по ОКЕИ	384
Уставный капитал АО	26 80 895 818 (Двадцать шесть миллиардов четыреста восемьдесят миллионов восемьсот девяносто пять тысяч восемьсот восемнадцать) рублей.
Количество обыкновенных акций	26 80 895 818 (Двадцать шесть миллиардов четыреста восемьдесят миллионов восемьсот девяносто пять тысяч восемьсот восемнадцать) штук
Номинальная стоимость обыкновенных акций	1 (Один) рубль каждая
Количество привилегированных акций	Отсутствуют

8.2. ЦЕЛЬ И ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СООТВЕТСТВИИ С УСТАВОМ

Основной целью деятельности Общества является получение прибыли.

Для получения прибыли Общество вправе осуществлять любые виды деятельности, не запрещенные законом, в том числе:

- осуществление полномочий исполнительных органов в акционерных и иных хозяйственных обществах в порядке, предусмотренном законодательством и заключенными договорами;
- доверительное управление имуществом;
- оказание консалтинговых услуг;
- осуществление операций с ценными бумагами в порядке, определенном действующим законодательством Российской Федерации;
- осуществление агентской деятельности;
- проектно-сметные, изыскательские, научно-исследовательские и конструкторские работы;

- внешнеэкономическая деятельность;
- транспортно-экспедиционные услуги;
- деятельности по поставке (продаже) электрической и тепловой энергии;
- деятельность по получению (покупке) электрической и тепловой энергии с оптового рынка электрической энергии (мощности);
- выполнение работ, определяющих условия параллельной работы в соответствии с режимами Единой энергетической системы России в рамках договорных отношений;
- эксплуатация энергетических объектов, не находящихся на балансе Общества, по договорам с собственниками данных энергетических объектов;
- осуществление видов деятельности, связанных с работами природоохранного назначения;
- осуществление деятельности, связанной с воздействием на окружающую среду, ее охраной и использованием природных ресурсов, утилизацией, складированием, перемещением промышленных отходов;
- надзор за безопасным обслуживанием электрических и теплоиспользующих установок у потребителей, подключенных к тепловым сетям общества;
- образовательная деятельность, в том числе дополнительная образовательная деятельность;
- обучение и проверка знаний правил, норм и инструкций по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности;
- организация и проведение оборонных мероприятий по вопросам мобилизационной подготовки, гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и защиты сведений, составляющих государственную тайну, в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- охранная деятельность исключительно в интересах собственной безопасности в рамках создаваемой Обществом Службы безопасности, которая в своей деятельности руководствуется Законом РФ "О частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации" и законодательством Российской Федерации;
- производство электрической и тепловой энергии;
- организация энергосберегающих режимов работы оборудования электростанций, соблюдение режимов поставки энергии в соответствии с договорами;
- обеспечение эксплуатации энергетического оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведение своевременного и качественного его ремонта, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов;
- обеспечение энергоснабжения потребителей, подключенных к тепловым сетям Общества, в соответствии с заключенными договорами;
- освоение новой техники и технологий, обеспечивающих эффективность, безопасность и экологичность работы объектов Общества;
- деятельность по эксплуатации тепловых сетей;
- развитие средств связи и оказание услуг средств связи;
- хранение нефти и продуктов ее переработки;
- эксплуатация взрывоопасных производственных объектов;
- эксплуатация пожароопасных производственных объектов;
- эксплуатация и обслуживание объектов Госгортехнадзора;
- эксплуатация зданий и сооружений;
- метрологическое обеспечение производства;
- деятельность по обращению с опасными отходами;
- деятельность по эксплуатации внутренних газовых сетей;
- деятельность по ремонту средств измерений;
- иные виды деятельности.

8.3. ИСТОРИЯ КОМПАНИИ

ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» учреждено «04» марта 2005 года в соответствии с решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» (протокол от 24.12.2004 № 183), распоряжением Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.03.2005 № 35р в качестве 100% ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России».

Дата государственной регистрации – «09» марта 2005 г.

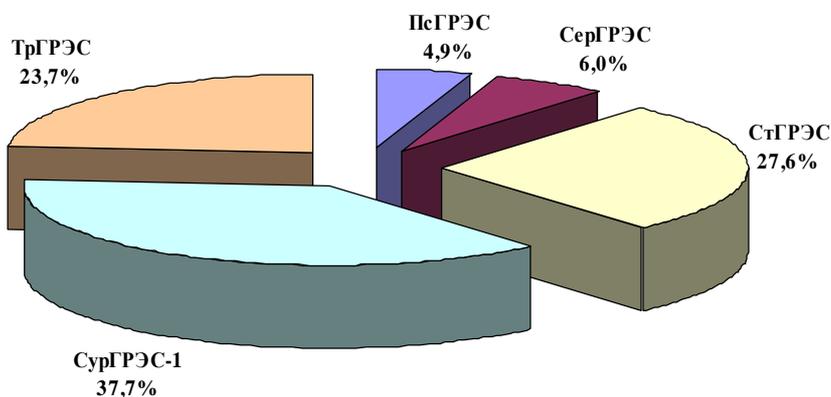
Согласно распоряжению Правительства РФ от 1 сентября 2003 г. №1254-р, в состав ОАО «ОГК-2» были включены: ОАО «Псковская ГРЭС», ОАО «Серовская ГРЭС», ОАО «Ставропольская ГРЭС», ОАО «Сургутская ГРЭС-1» и ОАО «Троицкая ГРЭС» (далее – Станции). В результате реорганизации ОАО «ОГК-2» 29 сентября 2006 года станции прекратили деятельность как юридические лица и вошли в состав ОАО «ОГК-2» в качестве филиалов

8.4. ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОАО «ОГК 2»

В состав ОАО «ОГК-2» входят: Псковская ГРЭС, Серовская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1 и Троицкая ГРЭС.

Установленная мощность станций, входящих в конфигурацию ОАО «ОГК-2», составляет 8 695 МВт. Удельный вес станций в установленной мощности Общества представлен на рисунке ниже.

Таблица 8-2. Удельный вес станций в установленной мощности ОАО «ОГК-2».



Источник данные ОАО «ОГК-2»

Таблица 8-3. Динамика рабочей мощности и выработки электрической энергии станций, вошедших в состав ОАО «ОГК-2» за 2004-2006 г.г.

Наименование станции	Преоблад. вид топлива	рабочая мощность, МВт			выработка электроэнергии, млн.кВтч		
		2004 год	2005 год	2006 год	2004 год	2005 год	2006 год
Псковская ГРЭС	Газ	305,0	380,0	397,3	1 528,6	1 469,3	1 890,0
Серовская ГРЭС	Газ	361,3	366,2	416,6	3 060,1	3 092,5	3 228,3
Ставропольская ГРЭС	Уголь	2 023,6	2 024,2	1 894,0	8 812,7	8 596,5	9 830,2
Сургутская ГРЭС-1	Газ	2 784,7	2 792,6	2 861,0	23 315,8	22 922,3	24 147,5
Троицкая ГРЭС	Газ	1 695,3	1 577,5	1 521,9	5 873,1	4 930,8	8 987,6
ОГК-2		7 169,9	7 140,5	7 090,8	42 590,3	41 011,4	48 083,6

Источник данные ОАО «ОГК-2»

Таблица 8-4. Динамика численности и прочие финансовые показатели за 2004-2006г.

Показатели	ед. изм.	2004 год	2005 год	2006 год
среднесписочная численность*	чел.	4 912	4 837	4 816
списочная численность на конец отчетного периода*	чел.	4 877	4 889	4 847
валюта баланса	тыс.руб.	-	13 186 517	17 075 507
чистые активы	тыс.руб.	-	13 074 752	9 605 090

Источник данные ОАО «ОГК-2»

Из представленных материалов можно сделать вывод о положительной динамике в 2006 году по всем основным техническим показателям, в том числе по показателям численности.

Отрицательная динамика по величине чистых активов в 2005-2006 г.г. связана с получением убытков в результате реорганизации ОАО «ОГК-2» и присоединением 29 сентября 2006 года Управляемых обществ (Псковская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1, Серовская ГРЭС).

Наибольшую долю из всех станций, входящих в состав ОАО «ОГК-2», по всем основным техническим параметрам имеет Сургутская ГРЭС-1 – 37,7% по установленной мощности, 40,3% по рабочей мощности и 50,2 % по выработке электрической энергии в 2006 году.

8.5. АНАЛИЗ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ, КОНКУРЕНТНОЕ ОКРУЖЕНИЕ

1. Ставропольская ГРЭС:

Ставропольская ГРЭС расположена в ОЭС Юга, являющейся дефицитной по балансу электроэнергии. Загрузка электростанции обеспечивает техническую возможность экспортных поставок электроэнергии в Грузию и в Азербайджан (транзитом через Грузию), а так же поддержание перетоков в системообразующей электрической сети ОЭС Юга на допустимых уровнях. Электростанция является одним из крупнейших узлов противоаварийной автоматики в ОЭС Юга. Конкурентами Ставропольская ГРЭС в ОЭС Юга являются Невинномысская ГРЭС (ОАО «ОГК-5») и Новочеркасская ГРЭС (ОАО «ОГК-6»). В качестве преимуществ Ставропольской ГРЭС можно отметить наиболее оптимальные ТЭП, большой диапазон регулирования, скорости набора и сброса нагрузки, что обеспечивает максимальные возможности электростанции в покрытии графика потребления. Новочеркасская ГРЭС в качестве основного топлива использует уголь. Две газовые станции Ставропольская и Невинномысская ГРЭС обеспечивают более благоприятную экологическую обстановку в регионе, однако энергоблоки Невинномысской ГРЭС имеют большой процент износа оборудования, более низкие диапазон регулирования и скорости набора и сброса нагрузок.

2. Псковская ГРЭС:

Псковская ГРЭС расположена в ОЭС Северо-запада. Согласно Сценарным условиям развития электроэнергетики и холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005–2009 гг. рост электропотребления в ОЭС Северо-Запада в указанный период будет составлять 3,6-3,9 % в год. Кроме того, загрузка электростанции обеспечивает техническую возможность экспортных поставок в энергосистемы Белоруссии и стран Балтии в силу расположения Псковской ГРЭС в электрической сети, обеспечивающей параллельную работу энергосистем указанных стран с ЕЭС России. В соответствии с перечисленными факторами Псковской ГРЭС имеет перспективы стабильного спроса на электроэнергию.

Единственным конкурентом Псковской ГРЭС на оптовом рынке электроэнергии может являться Киришская ГРЭС (ОАО «ОГК-6»), имеющая также блочное конденсационное оборудование в узле Ленэнерго-Псковэнерго - ОЭС Балтии. Однако оборудование Псковской ГРЭС имеет достаточно высокие маневренные возможности при более низких стоимостных показателей по сравнению с Киришской ГРЭС.

3. Троицкая ГРЭС:

Троицкая ГРЭС находится в ОЭС Урала и имеет выгодное географическое расположение по отношению к крупным промышленным центрам - Челябинску и Магнитогорску, а также Северному Казахстану. ОЭС Урала является наиболее динамичной по уровню роста электропотребления (не менее 4 % в год) в ЕЭС

России. Указанный фактор напрямую увеличивает спрос на электроэнергию, вырабатываемую электростанцией.

Троицкая ГРЭС является крупной конденсационной электростанцией общесистемного значения, поэтому ее конкурентами являются мощные тепловые электростанции, которые также имеют статус уровня ЕЭС и расположены в Европейской части России и на Урале. В качестве основного конкурента можно отметить Южно-Уральскую ГРЭС (ОАО «ОГК-3»). При этом, 87% установленной мощности Троицкой ГРЭС составляют блоки 300 и 500 МВт, имеющие лучшие по сравнению с конденсационными блоками Южно-Уральской ГРЭС ТЭП и более широкий диапазон регулирования нагрузки, и как Южно-Уральская ГРЭС имеет более низкую стоимость производства электроэнергии в целом по электростанции за счет большей доли отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, но имеет ограниченные возможности маневрирования в связи с высокой зависимостью от режима теплоснабжения.

4. Сургутская ГРЭС-1:

Сургутская ГРЭС-1 располагается в Тюменской энергосистеме, входящей в состав ОЭС Урала. Регион расположения электростанции на протяжении нескольких последних лет характеризуется высоким уровнем роста электропотребления (не менее 7% в год), что обуславливает востребованность электроэнергии, предлагаемой электростанцией к реализации, в полном объеме.

Основные конкуренты - Нижневартовская ГРЭС (ОАО «ОГК-1») и Сургутская ГРЭС-2 (ОАО «ОГК-4»). Сургутская ГРЭС-1 по сравнению с конкурентами имеет наименьшие маневренные возможности, однако величина установленной мощности каждого энергоблока конкурентов в 4 раза превышает установленную мощность каждого энергоблока Сургутской ГРЭС-1, что негативно сказывается на выполнении диспетчерского графика нагрузок при аварийном отключении оборудования и, как следствие, приводит к большим финансовым потерям на балансирующем рынке.

5. Серовская ГРЭС:

Серовская ГРЭС имеет высокую востребованность в энергоузле с прогнозом увеличения потребления на 1800 МВт до 2010 года и возможность изменять нагрузку для обеспечения покрытия неравномерного суточного графика потребления. В настоящее время дефицит Серовско-Богословского энергоузла, в который осуществляется выдача электроэнергии Серовской ГРЭС, составляет не менее 700 МВт круглогодично. Указанный дефицит покрывается за счет практически полной загрузки ЛЭП электрической связи со Свердловской энергосистемой. Потребители данного энергоузла неоднократно сообщали о готовности наращивать мощность собственного потребления, которое может быть покрыто за счет уплотнения годового графика нагрузки Серовской ГРЭС, а также за счет вошедших в программу строительства ОАО РАО «ЕЭС России» новых энергоблоков на Серовской ГРЭС на основе современных высокоэффективных технологий.

Конкуренты – Богословская ТЭЦ (ОАО «ТГК-9»), которая имеет большую по сравнению с Серовской ГРЭС, зависимость режима работы от тепловой нагрузки потребителей и меньшую в 10 раз установленную мощность по сравнению с Серовской ГРЭС.

8.6. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ.

В системе управления ОАО «ОГК-2» выделяются два уровня: Исполнительный аппарат ОАО «ОГК-2» и Филиалы ОАО «ОГК-2» - ГРЭС.

Таблица 8-5. Система управления ОАО «ОГК-2».



8.7. ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

Органами управления Общества являются:

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

Органом контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Общества является Ревизионная комиссия Общества.

8.7.1. ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ СТАНЦИЙ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ОАО «ОГК-2»

В данном разделе наглядно представлен состав основного оборудования ГРЭС, акционером которых является ОАО «ОГК-2», а так же установленная мощность этих станций.

Псковская ГРЭС

Место расположения - на расстоянии 180 км от города Пскова.

Год ввода в эксплуатацию - 1993.

Основное оборудование Псковской ГРЭС состоит из двух действующих энергоблоков ст. № 1,2.

Установленная электрическая мощность станции на начало и конец 2004 года составляла 430 МВт.

Установленная тепловая мощность в 2004 году составляла 121 Гкал/час.

Основное оборудование Псковской ГРЭС состоит из двух действующих энергоблоков ст. №1,2. В состав каждого энергоблока входит: паровая конденсационная турбина типа К-215-130-1, номинальной мощностью 215 МВт; двухкорпусной, барабанный котел типа ТПЕ-208 с естественной циркуляцией, спроектированный для работы на фрезерном торфе и реконструированный по проекту ВТИ для сжигания природного газа. Паропроизводительность котла по первичному пару составляет 670 т/ч.

Установленная мощность станции на начало и конец 2006 года составляла 430 МВт.

Серовская ГРЭС

Место расположения - на реке Сосьва - северо-восточнее г. Серова.

Год ввода в эксплуатацию - 1954

Основное оборудование состоит из двенадцати котлов и семи турбин.

Установленная электрическая мощность в 2004 году составляла 526 МВт.

Установленная тепловая мощность в 2004 году составляла 220 Гкал/ час.

Серовская ГРЭС оборудована пятью котлами ПК-14, шестью котлами ПК-14-Р и одним котлом ПК-14-2 паропроизводительностью 230 т/час, тремя турбинами К-50-90, одной турбиной К-100-90М, одной турбиной Т-88/100-90/2,5 с регулируемыми теплофикационными отборами и двумя турбинами К-100-90. Турбоагрегат ст. №3 списан 09 октября 1997 года.

Установленная электрическая мощность в 2006 году составляла 526 МВт.

1 очередь 50 МВт *3 = 150 МВт

2 очередь 88 МВт *2 + 100 МВт *2 = 376 МВт

Установленная тепловая мощность в 2006 году составляла 220 Гкал.

Ставропольская ГРЭС

Ставропольская ГРЭС - открытое акционерное общество ОАО РАО «ЕЭС России», является одной из крупнейших электростанций Северного Кавказа.

Место расположения: левый берег Новотроицкого водохранилища, город Ставрополь, Ставропольский Край.

Ввод в эксплуатацию первого энергоблока - 1975 г.

Основное оборудование: в состав каждого из восьми энергоблоков входит котел ,турбоагрегат, генератор и трансформатор.

Установленная мощность станции начало и конец 2006 года - 2400 МВт.

Ставропольская ГРЭС - открытое акционерное общество ОАО РАО «ЕЭС России», является одной из крупнейших электростанций Северного Кавказа. Установленная мощность станции 2400 МВт. В состав каждого из восьми энергоблоков входит: котел ТГМП-314А ТКЗ, турбоагрегат К-300-240-2 ХТГЗ, генератор ТГВ-300 «Электротяжмаш» и трансформатор ТДЦ-400000/500/330 «Запорожтрансформатор».

Троицкая ГРЭС

Место расположения: на территории Челябинской области в 120 км южнее г. Челябинска, на границе с республикой Казахстан.

Ввод в эксплуатацию первого турбогенератора состоялся 14 апреля 1960 года.

Основное оборудование состоит из трех очередей. Первая очередь оборудована шестью котлами и тремя турбинами, вторая очередь оборудована тремя головными дубль-блоками с турбинами и двухкорпусными котлоагрегатами. Третья очередь оборудована двумя головными моноблоками и двумя котлоагрегатами.

Установленная электрическая мощность в 2004 году составляла 2059 МВт.

Установленная тепловая мощность в 2004 году составляла 315 Гкал/час.

Первая очередь оборудована шестью котлами ПК-14-2 паропроизводительностью 220 т/час, тремя турбинами ВТ-85-90 с регулируемым теплофикационным отбором.

Вторая очередь оборудована тремя головными дубль-блоками 300 МВт с турбинами К-300-240 ХТГЗ и двухкорпусными котлоагрегатами ПК-39 паропроизводительностью 950 т/час. Блок 300 МВт, ст № 6, в связи с техперевооружением выведен из эксплуатации 20 октября 1992 года.

Третья очередь оборудована двумя головными моноблоками 500 МВт К-500-240 ХТГЗ и двумя котлоагрегатами П-57 паропроизводительностью 1650 т/час. С 01.01.92 г. блоки 500 МВт перемаркированы Нуст = 485 МВт, блоки 300 МВт перемаркированы Нуст = 278 МВт.

Установленная электрическая мощность в 2004 году составляла 2059 МВт.

ТЭЦ 90 ата 85 МВт *3 = 255 МВт

2 очередь 278 МВт *3 = 834 МВт

3 очередь 485 МВт *2 = 970 МВт

Установленная тепловая мощность в 2006 году составляла 315 Гкал.

Сургутская ГРЭС-1

Место расположения - город Сургут, Тюменская область.

Год образования - 1972.

Основное оборудование: 16 паровых турбин, 18 паровых котлов. На СГРЭС-1 применена блочная компоновка.

Установленная электрическая мощность составляет 3280 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 958 Гкал/час.

На СГРЭС-1 установлено следующее основное оборудование:

- паровая турбина К-210-130 ЛМЗ - 13 шт.;
- паровая турбина Т-180/210-130 ЛМЗ - 2 шт.;
- паровая турбина Т-178/210-130 ЛМЗ - 1 шт.;
- паровая турбина ПТ-12-35 номинальной мощностью 12 МВт производства КТЗ с генератором Т-2-12-2 Лысьвенского турбогенераторного завода - 1 шт.;
- паровой котел ТГ-104 номинальной производительностью 670 т. пара в час - 16 шт.;
- паровой котел БКЗ-75-39 номинальной производительностью 75 т. пара в час - 2 шт.

На СГРЭС-1 применена блочная компоновка, на блоках установлены генераторы ТВВ-200-2А (завод «Электросила»).

Установленная электрическая мощность составляет 3280 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 958 Гкал/ч.

Фактическая электрическая мощность 3280 МВт.

Фактическая тепловая мощность 958 Гкал/ч.

Ограничений нет.

Таблица 8-6 Псковская ГРЭС

№ блока	Тип турбины	Мощность, МВт	Тип КА	Паропроезв., т/ч	Топливо осн	Топливо рез	Тип ТГ	Охл.обмоток	Мощн.ТГ, МВт	Уст, кВ		Тип бл. Т
№1	К-215-130-1	215	ТПЕ-208	670	Природный газ	Мазут	ТГВ-200-2МУЗ	обм. ст. - вода, сталь ст. - водород, рог. - водород	220	15,75	СТС 550, самовозб.	ТДЦ 250000/110-У1
№2	К-215-130-1	215	ТПЕ-208	670	Природный газ	Мазут	ТГВ-200-2МУЗ	обм. ст. - вода, сталь ст. - водород, рог. - водород	220	15,75	СТС 550, самовозб.	ТДЦ 250000/330-76У1

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Таблица 8-7 Серовская ГРЭС

№ блока	Тип турбины	Мощность, МВт	Тип КА	Паропроезв., т/ч	Топливо осн	Топливо рез	Отборы	Тип ТГ	Мощн.ТГ, МВт	Уст, кВ		Тип бл. Т
№1	К-50-90		ПК-14	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		ТВ-50-2	50	10,5	ЭЛМАШ	ТДГ-72000/110
№2	К-50-90		ПК-14	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		ТВ-50-2	50	10,5	ЭЛМАШ	ТДГ-72000/110
№3 списан	К-50-90		ПК-14	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		ТВ-50-2	50	10,5	ЭЛМАШ	3*ОДГ-24000/110
№4	К-50-90		ПК-14	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		ТВ-50-2	50	10,5	ЭЛМАШ	ТДГ-72000/110
№5	К-100-90М, с регулируемым отбором		ПК-14	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ	Теплофик.	ТВ-100-2	100	13,8	ЭЛМАШ	3*АОТДГ-80000/220
№6	Т-88/100-90/2,5		ПК-14-Р	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ	Теплофик.	ТВ-100-2	100	13,8	ЭЛМАШ	3*АОТДГ-80000/220
№7	К-100-90		ПК-14-Р	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		ТВ-100-2	100	13,8	ЭЛМАШ	ТДЦ - 125000/110
№8	К-100-90		ПК-14-Р	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		ТВ-100-	100	13,8	ЭЛМАШ	ТДГ-120000/220

		ПК-14-Р	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ		2				
		ПК-14-Р	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ						
		ПК-14-Р	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ						
		ПК-14-2	230	Экибастузский, растоп. - мазут	Природный газ						

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Таблица 8-8 Ставропольская ГРЭС

№ блока	Тип турбины	Мощность, МВт	Тип КА	Паропродв., т/ч	Топливо осн	Топливо рез	Отборы	Тип ТГ	Мощн.ТГ, МВт	Уст, кВ	Тип бл. Т
№1	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/330
№2	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/330
№3	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/330
№4	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/330
№5	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/330
№6	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/330
№7	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/500/330
№8	К-300-240-2 ХТГЗ	300	ТГМП-314А ТКЗ	1000	Природный газ	Мазут	Промышл	ТГВ-300	300	20	ТДЦ-400000/500/330

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Таблица 8-9 Троицкая ГРЭС

№ блока	Тип турбины	Мощность, МВт	Тип КА	Паропроезв., т/ч	Топливо осн	Топливо рез	Тип ТГ	Мощн.ТГ, МВт	Уст, кВ	
ТГ1	Т-85-90-2,5	85	К1А: ПК-14-2	220	Уголь	Мазут - растоп.	ТВ2-100-2	100	13,8	ТИР, рез ЭЛМАШ
ТГ2	Т-85-90-2,5	85	К1А: ПК-14-2	190	Уголь	Мазут - растоп.	ТВ2-100-2	100	13,8	ТИР, рез ЭЛМАШ
ТГ3	Т-85-90-2,5	85	К2А: ПК-14-2	220	Уголь	Мазут - растоп	ТВ2-100-2	100	13,8	ТИР, рез ЭЛМАШ
			К2Б: ПК-14-2	220	Уголь	Мазут - растоп				
			К3А: ПК-14-2	220	Уголь	Мазут - растоп				
			К3Б: ПК-14-2	190	Уголь	Мазут - растоп				
БЛ4	К-300-240-2ПР	278	К4А: ПК-39	950	Уголь	Мазут - растоп	ТГВ-300	300	20	ТИР, рез ЭЛМАШ
			К4Б: ПК-39	950	Уголь	Мазут - растоп				
БЛ5	К-300-240	278	К5А: ПК-39	950	Уголь	Мазут - растоп	ТГВ-300	300	20	ТИР, рез ЭЛМАШ
			К5Б: ПК-39	950	Уголь	Мазут - растоп				
БЛ7	К-300-240	278	К7А: ПК-39	950	Уголь	Мазут - растоп	ТГВ-300	300	20	ТИР, рез ЭЛМАШ
			К7Б: ПК-39	950	Уголь	Мазут - растоп				
БЛ8	К-500-240-2	485	К8: П-57	1650	Уголь	Мазут - растоп	ТГВ-500-2	500	20	ТИР, рез ЭЛМАШ
БЛ9	К-500-240-2	485	К9: П-57	1650	Уголь	Мазут - растоп	ТГВ-500-2	500	20	ТИР, рез ЭЛМАШ

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Таблица 8-10 Сургутская ГРЭС

№ блока	Тип турбины	Мощность, МВт	Тип КА	Паропроезв., т/ч	Топливо осн	Топливо рез	Тип ТГ	Охл.обмоток	Мощн.ТГ, МВт	Уст, кВ	Тип бл. Т
	ПТ-12-35	12	БКЗ-75-39	75							
			БКЗ-75-39	75							
№1	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200-2А		210	15,75	1Т: ТДЦ-250000/220
№2	К-210-130	210	ТГ-104	670	Природный	Мазут -	ТВВ-200-		210	15,75	2Т: ТДЦ-

	ЛМЗ				газ	аварийн	2А				250000/220
№3	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2А		210	15,75	3Т: ТДЦ- 250000/220
№4	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2А		210	15,75	4Т: ТДЦ- 250000/220
№5	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2А		210	15,75	5Т: ТДЦ- 250000/220
№6	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2А		210	15,75	6Т: ТДЦ- 250000/220
№7	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	7Т: ТДЦ- 250000/220
№8	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	8Т: ТДЦ- 250000/220
№9	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	9Т: ТДЦ- 250000/220
№10	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	10Т: ТДЦ- 250000/220
№11	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	11Т: ТДЦ- 250000/220
№12	Т-178/210- 180 ЛМЗ	178	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3	Теплофикационный	210	15,75	12Т: ТДЦ- 250000/220
№13	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	13Т: ТДЦ- 250000/220
№14	Т-180/210- 180 ЛМЗ	180	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3	Теплофикационный	210	15,75	14Т: ТДЦ- 250000/220
№15	Т-180/210- 180 ЛМЗ	180	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3	Теплофикационный	210	15,75	15Т: ТДЦ- 250000/220
№16	К-210-130 ЛМЗ	210	ТГ-104	670	Природный газ	Мазут - аварийн	ТВВ-200- 2АУ3		210	15,75	16Т: ТДЦ- 250000/220

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

8.7.2. ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ

В ходе тщательных проверок станций, проведенных компанией ОАО «ОГК-2», были определены проблемные вопросы, существенно влияющие на надежность и экономичность их работы, были намечены в разрезе каждой станции программы развития разработанные производственным блоком. Программа развития имеет следующие направления:

Повышение надежности работы станций.

Повышение эффективности работы станций.

В рамках «Программы повышения надежности работы станций» запланированы следующие мероприятия:

Общие мероприятия для станций ОАО «ОГК-2»:

1. Реконструкция систем контроля и управления с поэтапным внедрением полномасштабных АСУ ТП энергоблоков.

Актуальность данного проекта вызвана необходимостью замены устаревших средств контроля и управления на многофункциональную автоматизированную систему контроля и управления технологическими процессами, реализованную на базе современных микропроцессорных программно-технических комплексов (ПТК).

Внедрение на энергоблоках АСУ ТП позволит повысить культуру эксплуатации, снизить риски от возможных ошибок персонала, снизить эксплуатационные и ремонтные затраты за счет полного отсутствия регистрирующих приборов и исключения расходных материалов на эксплуатацию (диаграммные ленты, чернила, пишущие стержни и т.п.) и запасных частей на ремонт, сокращение персонала эксплуатационного и ремонтного.

Полное отсутствие реле в ПТК АСУ ТП повышает надёжность системы и также существенно снижает затраты на ремонт.

2. Реконструкция пылеугольных котлов с переводом на вихревое сжигание угля.

На основании анализа опыта работы Назаровской ГРЭС решить вопрос о поэтапном пере-воде пылеугольных котлов эксплуатирующихся на станциях входящих в ОАО «ОГК-2» на вихревое, безмельничное сжигание угля.

Мероприятия в разрезе станций:

Псковская ГРЭС

1. Установка на энергоблоках резервных ПЭНов. (затраты 18 млн. руб.)

Согласно проекту станции, в технологической схеме энергоблока предусмотрено наличие только двух питательных электронасосов (ПЭНов). Отсутствие на энергоблоках №1, №2 резервного ПЭНа, в случае выхода из строя одного из них делает невозможным работу энергоблока с нагрузкой свыше 140 МВт. Особенно актуальна данная проблема для станции в настоящий момент при работе в условиях конкурентного рынка и подаче ценовой заявки на сутки X-1.

Планируемый срок выполнения 2006-2007 год.

Ставропольская ГРЭС

1. Реконструкция оборудования ОРУ 110, 330, 500 кВ.

Для решения проблем изношенности электрооборудования, снижения затрат на его ремонт и техническое обслуживание, повышения эксплуатационной надежности, требуется замена трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы типа НАМИ-330 и ТФУМ-330, замена воздушных выключателей ОРУ 110/500 кВ на элегазовые выключатели, имеющих высокий механический ресурс, замена аккумуляторных батарей.

Кроме того, данные технические решения нужны для реализации программы автоматической системы коммерческого учета электроэнергии АСКУЭ. Затраты: 500 млн. руб.

Планируемый срок выполнения 2005-2009 г.

2. Реконструкция комплекса охранно-пожарной сигнализации.

Реконструкция комплекса контроля объекта ОАО «Ставропольская ГРЭС»: охранно-пожарная, периметральная сигнализация, охранное ТВ, управление доступом значительно затруднит проникновение нарушителей на охраняемую территорию, даст возможность фиксировать нарушения, вести видеодокументирование событий, осуществлять объективный контроль действий охраны, разграничивать доступ сотрудников ГРЭС к разным рабочим зонам, даст возможность вести объективный учет рабочего времени.

Троицкая ГРЭС

1. Чистка пруда охладителя. (затраты 51 млн. руб.)

Сезонные ограничения энергоблоков мощностью 300 и 500 МВт вызваны недостаточностью охлаждающих устройств в летний период времени - это обуславливается тем, что охлаждающая вода существующего пруда-охладителя электростанции летом не успевает охладиться до необходимой температуры, из-за частичного занесения водоема речными отложениями.

Планируемый срок выполнения 2005-2008 г.

3. Реконструкция ОРУ-110, 220, 500 кВ.(затраты 200 млн. руб.)

Для решения проблем изношенности электрооборудования, снижения затрат на его ремонт и техническое обслуживание, повышения эксплуатационной надежности разработана согласованная с РАО ЕЭС РФ программа замены оборудования.

Планируемый срок выполнения 2008-2009 г.

4. Нарращивание дамб действующего золоотвала (затраты 200 млн. руб.)

В связи с высокой стоимостью строительства нового золоотвала на территории Челябинской области и учитывая, что ресурс действующего золоотвала на территории Республики Казахстан использован только на ~ 80%, усилия ОАО «Троицкая ГРЭС» в настоящее время направлены на согласование с казахской стороной возможности размещения золошлаковых отходов ОАО «Троицкая ГРЭС» на действующем золоотвале на озере Шубаркуль до 2021 года ОАО «Троицкая ГРЭС». С этой целью проведены конкурсные торги по выбору Подрядчика (проектной организации) на разработку Декларации о намерениях наращивания дамб действующего золоотвала на озере Шубаркуль и выполнение рабочего проекта.

Планируемый срок выполнения 2005-2009 г.

Серовская ГРЭС

1. Реконструкция кровли главного корпуса

В связи с тем, что длительное время не производился капитальный ремонт, кровля главного корпуса находится в неудовлетворительном состоянии. Гидроизоляционный ковер имеет трещины разрывы, плиты перекрытия имеют продольные трещины и разрушения опорных зон. С 2004 года начата реконструкция кровли главного корпуса. В 2004 году выполнено и введено 950 м² кровли. Общая площадь реконструкции 224552 м². Стоимость: 82 080 тыс. руб.

2. Реконструкция угольных перегружателей.

Угольные краны перегружатели эксплуатируются с 1955 г., отработали 3 нормативных срока и имеют ограничения в работе при низких температурах УП-1 (-25 °С) и УП-2 (-30 °С)

3. Строительство золоотвала №4

Разработан проект строительства Золоотвала №4. Получено распоряжение правительства Свердловской обл. о согласовании места размещения Золоотвала №4. На данный момент проводится согласование проекта в заинтересованных организациях. Из-за несогласованности Госкомприроды и Госсанэпиднадзора проект не согласовывает СЭС. Строительство Золоотвала №4 необходимо было начать в 2004 году, т.к. подготовительный период строительства три года, а емкость Золоотвала №3 будет исчерпана в 2007 г. Стоимость: 1200 млн. руб.

Сургутская ГРЭС

1. Реконструкция системы защиты турбин по повышению вибрации

Планируется завершить до 2008 года оборудование турбин (3 шт.) защитой по повышению вибрации (требование ПТЭ).

Ориентировочные затраты: 15 млн. руб.

2. Реконструкция ОРУ 220, 500 кВ.

постепенная замена снятых с производства и не проходящих по токам КЗ воздушных выключателей ВВБ-220, ВВД-220 на элегазовые типа 242 РМГ. С 2007 по 2010 год - 12 шт., ориентировочные затраты 180 млн. руб.

продолжение замены опорно-стрелевой изоляции разъединителей РНДЗ отработавшей свой парковый ресурс (25 лет) на полимерную. Ориентировочные затраты 4 млн. руб. Планируемый срок замены до 2010 г.

продолжение замены разрядников РВМГ-500 на ОПН-500. В 2006 году планируется разработка проекта и с 2007 по 2010 год замена 12 фаз. Ориентировочные затраты 32 млн. руб.

3. Замена статора турбогенератора №1

ТГ-1. Обмотка статора компаундированной изоляцией выслужила установленный срок службы (33 года) остаточный ресурс (согласно технического обследования проведенного ВНИЭ) составляет менее 6 лет. Необходимо выполнить замену статора ТГ-1 на резервный (55 млн. руб., себестоимость). Срок: 2008 г.

4. Реконструкция системы возбуждения генератора блока №6

Система возбуждения бл. №6 выслужила установленный срок службы, не отвечает современным требованиям. Необходимо заменить систему возбуждения бл. №6 на СВД-4 (7 млн. рублей, амортизация). Срок: 2007 г.

В рамках «Программы повышения эффективности работы станций» запланированы следующие мероприятия:

Общие мероприятия для станций ОАО «ОГК-2»:

1. Реконструкция системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков.

Реконструкция систем автоматического регулирования блоков для повышения качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России (исполнение требований приказа ОАО «ЕЭС России» №524 от 18.09.2002 г.).

2. Реконструкция энергоблоков ГРЭС работающих на газе с применением парогазовых технологий.

Практически на всех станциях входящих в ОАО «ОГК-2» за исключением Псковской ГРЭС, имеются энергоблоки выработавшие свой парковый ресурс и эксплуатирующиеся по разрешенному индивидуальному ресурсу. С помощью восстановительных технологий и замены изнашиваемых деталей, можно достаточно долго эксплуатировать станцию, но за пределами назначенного индивидуального ресурса затраты на поддержание надёжной и безопасной эксплуатации стареющей станции значительно возрастают. Кроме этого этот путь закладывает отставание в развитии станции, оборудование морально устаревает, не используются возможности снижения расходов топлива, а в связи с наметившейся тенденцией роста стоимости газового топлива это особенно актуально. Поэтому по мере выработки назначенного индивидуального ресурса турбин на станциях ОАО «ОГК-2», необходимо сопоставлять и анализировать затраты на продление и эксплуатацию оборудования с продленным индивидуальным ресурсом и затраты на реконструкцию. На основании данных анализа принимать решения либо по дальнейшему продлению ресурса, либо по реконструкции станций на основе парогазовых технологий в соответствии с концепцией технической политики ОАО РАО «ЕЭС России».

Мероприятия в разрезе станций:

Псковская ГРЭС

1. Завершение строительства 3 энергоблока с использованием ГТУ-325.

Строительство третьего энергоблока Псковской ГРЭС является завершением её первой очереди. Энергоблоки Псковской ГРЭС изготовлены по проектам 1981-1986 гг. и на сегодняшний день являются морально устаревшими.

В настоящее время на станции уже имеется часть оборудования для строительства 3-го энергоблока (блочный трансформатор, генератор, турбина, частично котельное и вспомогательное оборудование).

Необходимо провести оценку тенденций развития рынка энергопотребления данного региона, определиться с необходимостью ввода новых мощностей и принять решение о целесообразности строительства 3-го энергоблока или реализации имеющегося оборудования.

2. Определение дальнейшего использования оборудования топливоподачи и пылеприготовления.

Система приема, приготовления и подачи торфа находится на стадии многолетнего незавершенного строительства, их перепроектирование на другие виды топлива и строительство требует крупных финансовых затрат и в существующих экономических условиях практически не возможно. Поэтому необходимо в ближайшее время определиться с дальнейшим использованием оборудования топливоподачи и пылеприготовления.

3. Реконструкция (расширение) Псковской ГРЭС с использованием двух ГТУ-20 С на каждый энергоблок.

Реализация данного проекта позволит станции:

повысить КПД цикла с 37,5% до 42,43%

снизить удельный расход топлива (согласно Технико-экономического предложения) с 330 г/кВт.ч. до 290 г/кВт.ч., что значительно повысит экономичность работы оборудования и позволит довести её до уровня энергоблоков мощностью 300-500 МВт;

увеличить установленную мощность каждого энергоблока на 25 МВт. и выработку электроэнергии на 138,8 млн. кВт.ч. в год (при числе использования установленной мощности на уровне 2000 г.- 5551 часов). Стоимость: 516 млн. руб. Срок окупаемости: 3,4 года.

4. Объединение в единую группу точек поставки генерации.

Переоборудовать энергоблок №1, для выдачи мощности на шины 330 кВ., так как в настоящее время, схема прилегающей сети 110 кВ Псковэнерго разомкнута, линии 110 кВ Псковской ГРЭС, работают в тупиковом режиме, и выдача всей мощности станции производится в сети 330 кВ.

Но ввиду меняющихся условий участия в секторе свободной торговли и запуска, начиная с 2005 года, механизмов балансирующего рынка выполнение мероприятий по объединению точек поставки в одну ориентировочно планируется в 2008 году, за счет амортизационных отчислений.

Планируемый срок выполнения 2008 год.

Ставропольская ГРЭС

1. Строительство газопровода от ГРС до ГРП.

Проблема платы за транспортировку газа от ГРС до ГРП протяженностью 4970 м по газопроводу, принадлежащему ООО «Ставрополькрайгаз». Надбавка к стоимости газа составляет 113,51 руб. за 1000 м³, что по году составляет 272 млн. руб. Данная проблема решается принятием инвестиционного замысла по парогазовым технологиям и необходимостью строительства для ПГУ газопровода высокого давления ориентировочной стоимостью 105 млн. руб. и периодом окупаемости менее 1 года.

2. Установка частотно-регулируемых приводов на циркуляционные электронасосы (ЦЭН).

Проблема самой высокой в России ставки налога на воду 335,5 руб. за 1000 м³ решается установкой частотно-регулируемых приводов на II-й очереди станции и сокращением потребления воды на 25-30%. Ориентировочная стоимость ЧРП 95 млн. руб. и срок окупаемости 1,4-1,6 лет.

3. Строительство илонакопителя (устранение сезонных ограничений нагрузки).

Температура охлаждающей циркуляционной воды в особенно летний период времени значительно выше проектной, так как пруд-охладитель (Новотроицкое водохранилище) имеет небольшой объем (85 млн. м³) и среднегодовая температура окружающего воздуха по годам колеблется в пределах 12,1-12,7 °С.

Проблема заиливания водохранилища и рост температуры охлаждающей воды решается его очисткой, для которой требуется строительство второго накопителя стоимостью 50 млн. руб.

Троицкая ГРЭС

1. Строительство энергоблока №6.

В 1992 году энергоблок 300 МВт Троицкой ГРЭС станционный №6 был выведен из эксплуатации на техническое перевооружение. Выполнен объем работ по демонтажу оборудования и начат монтаж некоторых элементов энергоблока. В условиях характеризующихся существенными финансовыми ограничениями в середине 90-х годов работы по техническому перевооружению были приостановлены.

Необходимо провести оценку тенденций развития рынка энергопотребления данного региона, определиться с необходимостью ввода новых мощностей и принять решение о целесообразности строительства 6-го энергоблока или реализации имеющегося оборудования.

Серовская ГРЭС

1. Проработка и реализация мероприятий по увеличению загрузки ГРЭС на природном газе.

Для снижения нагрузки на изношенное оборудование тракта топливоподачи (срок ввода 1964 год) и пылеприготовления не обходимо проработать вопрос о дополнительном выделении для станции лимитного газа, максимальная производительность ГРС 130000 м³/час.

Так же необходимо проработать вопрос о строительстве новой ГРС с дополнительной ниткой газопровода. Ориентировочные затраты 160 млн. руб.

2. Реконструкция и монтаж новых очистных сооружений.

Очистные сооружения Серовской ГРЭС построены в 1954 году. В связи с разрушением оборудования, из-за срока давности (эмшера, иловые колодцы, песколовки, маслоотстойники), очистные сооружения не выполняют

своих функций. Полностью отсутствует биологическая очистка сточных вод и их несоответствие нормам СанПиНа.

В настоящий момент фекальные стоки сбрасываются на бывший золоотвал №1, за что Серовская ГРЭС выплачивает ежегодно в виде налогов за землю 12 млн. руб.

Сургутская ГРЭС

1. Реконструкция сетевых насосов с применением регулируемого привода.

В 2006, 2007 годах на основе применения регулируемого привода сетевых насосов планируется переход на количественно-качественный отпуск тепла на г. Сургут. Данное мероприятие позволит регулировать расход и давление теплоносителя в теплосетях, что позволит удержать рынок тепла в городе. Кроме того приведет к снижению расхода электроэнергии на перекачку сетевой воды. Ориентировочные затраты 25 млн. руб.

9. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

9.1. ОБЪЕКТ ОЦЕНКИ

Объектом оценки является одна акция ОАО «ОГК-2» в составе миноритарного пакета на неконтрольном и ликвидном уровне акций. Номинальная стоимость 1 акции составляет 1руб.

9.2. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ⁵

9.2.1. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал ОАО «ОГК-2» составляет 26 80 895 818 (Двадцать шесть миллиардов четыреста восемьдесят миллионов восемьсот девяносто пять тысяч восемьсот восемнадцать) рублей

Количество 26 480 895 818 (Двадцать шесть миллиардов четыреста восемьдесят миллионов восемьсот девяносто пять тысяч восемьсот восемнадцать) обыкновенных именных акций в бездокументарной форме.

Уставный капитал Общества может быть:

- увеличен путем увеличения номинальной стоимости акций или размещения дополнительных акций;
- уменьшен путем уменьшения номинальной стоимости акций или сокращения их общего количества, в том числе путем приобретения и погашения части размещенных акций Общества в соответствии с настоящим Уставом.

Увеличение уставного капитала Общества допускается только после его полной оплаты.

Не допускается увеличение уставного капитала Общества для покрытия понесенных Обществом убытков или оплаты просроченной кредиторской задолженности.

Уменьшение уставного капитала Общества осуществляется в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации и настоящим Уставом.

Общество обязано уменьшить свой уставный капитал в случаях, предусмотренных Федеральным законом "Об акционерных обществах".

Общество вправе приобретать размещенные им акции по решению общего собрания акционеров об уменьшении уставного капитала Общества путем приобретения части размещенных акций в целях сокращения их общего количества.

Общее собрание акционеров не вправе принимать решение об уменьшении уставного капитала Общества путем приобретения части размещенных акций в целях сокращения их общего количества, если номинальная стоимость акций, оставшихся в обращении, станет ниже минимального размера уставного капитала, предусмотренного Федеральным законом "Об акционерных обществах".

Акции, приобретенные Обществом в соответствии с настоящим пунктом, погашаются при их приобретении.

Оплата акций, приобретаемых в соответствии с настоящим пунктом, может по решению общего собрания акционеров осуществляться деньгами и (или) иным имуществом.

9.2.2. ДАННЫЕ О РЕГИСТРАЦИИ АКЦИЙ

Таблица 9-1. Данные о регистрации акций

Государственный регистрационный номер	1-01-65105-D	1-01-65105-D-002D	1-01-65105-D-003D	1-01-65105-D-004D	1-01-65105-D-005D	1-01-65105-D-006D
Дата государственной регистрации	от 11.05.2005	от 31.08.2006	003D от 31.08.2006	от 31.08.2006	от 31.08.2006	от 31.08.2006

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

⁵ Устав Открытого акционерного общества «ОГК-2».

На конец 2006 года количество выпущенных акций составляет 26 480 895 818 штук, » номиналом 1 рубль.

9.3. ИНФОРМАЦИЯ О КОТИРОВКАХ АКЦИЙ КОМПАНИИ .

На протяжении 2006 года рост стоимости акций ОАО «ОГК-2» происходил в рамках общей тенденции роста ОГК и других компаний электроэнергетики. Акции ОАО «ОГК-2» отличаются более низким уровнем ликвидности по сравнению с акциями ОАО «ОГК-5» и ОАО «ОГК-3», что объясняется продолжительностью обращения данных бумаг на открытом биржевом рынке. Объемы торгов ОАО «ОГК-2» сопоставимы с ОАО «ОГК-4», торги по которым начались в близкие сроки.

Акции ОАО «ОГК-2» начали торговаться во внесписочном секторе ЗАО «Фондовая биржа ММВБ» (далее по тексту «ММВБ») с 19 июля 2006г., НП «РТС» - с 20 июля 2006 г., ОАО «Фондовая биржа Российская Торговая Система» (далее по тексту ОАО «РТС») - с 17 июля 2006 г. 14 ноября 2006 года акции были включены в Котировальный лист «Б» НП «Фондовая биржа Российская Торговая Система» (далее по тексту НП «РТС»), а 19 декабря – в Котировальный лист «Б» ММВБ.

По состоянию на конец декабря 2006 г. акции ОАО «ОГК-2» торговались на организованном рынке ценных бумаг на ММВБ, НП «РТС» и ОАО «РТС».

Совокупный объем торгов по акциям ОГК-2 на организованном биржевом рынке в 2006 году составил 621,5 млн. руб. При этом на ММВБ было совершено сделок на сумму 287,5 млн. руб., НП «РТС» – 205 млн. руб, ОАО «РТС» – 129 млн.руб.

Таблица 9-2. Объемы торгов и количество сделок МВБ и РТС

Период	Объем торгов, шт.			Кол-во сделок		
	НП «РТС» (классический рынок)	ОАО «РТС» (биржевой рынок)	ММВБ	НП «РТС» (классический рынок)	ОАО «РТС» (биржевой рынок)	ММВБ
Июль 2006	1 173 304	-	100	2	0	1
Август 2006	24 786 634	1 099 308	23 022 824	45	18	190
Сентябрь 2006	11 186 894	139 395	27 639 889	21	5	223
Октябрь 2006	12 638 253	40 572 156	10 848 920	25	16	106
Ноябрь 2006	19 734 467	2 547 985	27 870 200	20	39	222
Декабрь 2006	9 207 055	3 868 584	17 736 700	20	49	651

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Общее количество акций ОАО «ОГК-2», по которым заключались сделки за период 24.07 – 31.12, составило 0,87% от общего количества размещенных акций (232 212 024 акции). За указанный период была заключена 1651 сделка.

Первая сделка с акциями ОАО «ОГК-2» на ММВБ была совершена 24 июля 2006 года по цене 2,24 рубля за акцию. На протяжении июля и августа сделки с акциями ОГК-2 на биржах носили разовый характер при сохраняющейся тенденции к росту цен. С сентября по ноябрь 2006 года торги проходили в боковом тренде на фоне общего снижения российского фондового рынка.

Наиболее сильный рост акции ОАО «ОГК-2» испытали в конце ноября под влиянием новости об успешном размещении ОАО «ОГК-5» и на фоне ожидания несколько раз откладываемого совещания правительства о принятии решения о либерализации рынка электроэнергетики. Практически весь декабрь 2006 года рост акций продолжался.

Разнонаправленные движения цен на НП «РТС» (где расчеты проходят в долл.США) и ММВБ (где расчеты проходят в рублях) в отдельные периоды были связаны главным образом с колебаниями валютного курса.

Рисунок 9-1. Изменение стоимости акций на ММВБ и ОАО «РТС»

Ошибка! Объект не может быть создан из кодов полей редактирования.

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Акции ОАО «ОГК-2» за пять месяцев 2006 года выросли более чем на 60%, причем за две недели ноября рост составил более 25%. Рост котировок привел к тому, что капитализация ОАО «ОГК-2» в начале декабря превысила 3 млрд.долл.

Индекс ММВБ по итогам 2006г. вырос на 67,5% в долларовом выражении (и 83% с учетом укрепления рубля), достигнув максимального значения за всю историю расчета - 1693,47 пункта. Коэффициент корреляции стоимости акций ОАО «ОГК-2» и индекса ММВБ за весь период торгов равен 0,84. А за 4-й квартал 2006 года, когда торги стали совершаться регулярно, коэффициент корреляции составил 0,92. Это отражает довольно близкое поведение акций компании и рынка в целом, хотя в отдельные моменты акции ОАО «ОГК-2» двигались против рынка.

Важнейшие факторы, оказавшие влияние на рынок акций ОАО «ОГК-2» в 2006 году:

- Завершение объединения компании, трансформация АО-станций в филиалы ОАО «ОГК-2»,
- Общий рост российского фондового рынка,
- Темпы создания новых субъектов рынка российского электроэнергетики,
- Информация о планах либерализации рынка электроэнергии,
- Успешное IPO ОАО «ОГК-5».

9.4. АКЦИОНЕРЫ КОМПАНИИ

Таблица 9-3. Сведения об акционерах ОАО «ОГК-2», владеющих более чем 5% уставного капитала по состоянию на 31.12.2006 года.

Акционеры	Доля от УК
Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»/ ОАО РАО «ЕЭС России»	84,6499%
Закрытое акционерное общество "Ю Би Эс Номиниз"(Номинальный держатель)	8,1650%

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

9.5. ПРАВА АКЦИОНЕРОВ⁶

1.Акционером Общества признается лицо, владеющее акциями Общества на основаниях, предусмотренных законодательством Российской Федерации и настоящим Уставом.

2.Каждая обыкновенная именная акция Общества предоставляет акционеру - ее владельцу одинаковый объем прав. Акционеры-владельцы обыкновенных именных акций Общества имеют право:

- участвовать лично или через представителей в Общем собрании акционеров Общества с правом голоса по всем вопросам его компетенции;
- вносить предложения в повестку дня общего собрания в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации и настоящим Уставом;
- получать информацию о деятельности Общества и знакомиться с документами Общества в соответствии со статьей 91 Федерального закона "Об акционерных обществах", иными нормативными правовыми актами и настоящим Уставом;
- получать дивиденды, объявленные Обществом;
- преимущественного приобретения размещаемых посредством открытой подписки дополнительных акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, в количестве, пропорциональном количеству принадлежащих им обыкновенных акций;
- в случае ликвидации Общества получать часть его имущества;
- осуществлять иные права, предусмотренные законодательством Российской Федерации и настоящим Уставом.

3.Акции, принадлежащие учредителю Общества, предоставляют право голоса до момента их полной оплаты.

⁶ Устав Открытого акционерного общества «ОГК-2».

9.6. ДИВИДЕНДЫ И ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА

Общество вправе по результатам первого квартала, полугодия, девяти месяцев финансового года и (или) по результатам финансового года принимать решения (объявлять) о выплате дивидендов по размещенным акциям. Решение о выплате (объявлении) дивидендов по результатам первого квартала, полугодия и девяти месяцев финансового года может быть принято в течение трех месяцев после окончания соответствующего периода.

Общество обязано выплатить объявленные по акциям каждой категории (типа) дивиденды.

Решения о выплате (объявлении) дивидендов, в том числе решения о размере дивиденда и форме его выплаты по акциям каждой категории (типа), принимаются Общим собранием акционеров Общества.

Размер дивидендов не может быть больше рекомендованного Советом директоров Общества.

Общее собрание акционеров Общества вправе принять решение о невыплате дивидендов по обыкновенным акциям.

В случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, Общество не вправе принимать решение (объявлять) о выплате дивидендов по акциям, а также не вправе выплачивать объявленные дивиденды по акциям.

Источником выплаты дивидендов является прибыль Общества после налогообложения (чистая прибыль Общества). Чистая прибыль общества определяется по данным бухгалтерской отчетности Общества. Дивиденды по привилегированным акциям определенных типов также могут выплачиваться за счет ранее сформированных для этих целей специальных фондов Общества.

Срок выплаты дивидендов определяется Общим собранием акционеров Общества, но не может быть позднее 60 (Шестидесяти) дней после принятия решения об их выплате.

10. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

ОАО «ОГК-2» было зарегистрировано как отдельное предприятие 9 марта 2005 года, но только с 29 сентября 2006 года в состав ОАО «ОГК-2» вошли ОАО «Псковская ГРЭС», ОАО «Серовская ГРЭС», ОАО «Ставропольская ГРЭС», ОАО «Сургутская ГРЭС-1» и ОАО «Троицкая ГРЭС». В результате реорганизации ОАО «ОГК-2» данные станции прекратили деятельность как юридические лица и вошли в состав ОАО «ОГК-2» в качестве филиалов.

В данном разделе приводится фактическое состояние Компании на дату оценки, показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «ОГК-2» только за 3 месяца 2006 г, что связано с недавней организацией Компании.

Полученные результаты использованы при прогнозировании денежного потока в Доходном подходе, а также в Затратном подходе.

При проведении финансового анализа данные использованы без их какой-либо проверки и подтверждения. Оценщиком не проводится как часть работы аудиторская проверка этих данных. В процессе сравнительного анализа трансформация бухгалтерской отчетности в соответствие с международными стандартами учета не осуществляется

10.1. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ БАЛАНСА.

Необходимо отметить, что в бухгалтерском балансе отражается именно балансовая стоимость каждой статьи активов и обязательств, которая в силу таких обстоятельств, как, например, некорректное проведение переоценки основных средств или не проведение ее в принципе, не соответствует рыночной стоимости. В данном разделе будет проведен анализ, основанный на данных бухгалтерской отчетности.

Укрупненный состав и структура баланса ОАО «ОГК-2» на дату оценки (01.01.2007 г.) по балансовым данным представлены в таблице:

Таблица 10-1. Агрегированный баланс и структура баланса ОАО «ОГК-2» на 01.01.2006 г. и 31.12.2006 г.

Наименование	01/01/2006		01/01/2007	
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
Нематериальные активы	0	0,0%	4 114	0,0%
Основные средства	10 028	0,1%	8 959 653	52,5%
Незавершенное строительство	21	0,0%	1 047 717	6,1%
Долгосрочные финансовые вложения	12 731 614	96,6%	26 549	0,2%
Отложенные налоговые активы	114	0,0%	159 909	0,9%
Прочие внеоборотные активы	-	0%	101 974	0,6%
Итого внеоборотных активов	12 741 777	96,6%	10 299 916	60,3%
Запасы	563	0,0%	2 259 487	13,2%
НДС по приобретенным ценностям	332	0,0%	78 171	0,5%
Дебиторская задолженность (через 12 месяцев)	0	0,0%	418 938	2,5%
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	439 897	3,3%	2 297 894	13,5%

Краткосрочные финансовые вложения	0	0,0%	541 542	3,2%
Денежные средства	3 948	0,0%	1 172 335	6,9%
Прочие оборотные активы	0	0,0%	0	0,0%
Итого оборотных активов	444 740	3,4%	6 768 367	39,7%
БАЛАНС:	13 186 517	100,0%	17 068 283	100,0%
Акционерный капитал	10 769 804	81,7%	26 480 896	155,1%
Добавочный капитал	0	0,0%	2 085 958	12,2%
Резервы	0	0,0%	170 033	1,0%
Прибыль / (убытки) прошлых лет	2 304 948	17,5%	-19 214 557	-112,6%
Прибыль / (убыток) отчетного периода	0	0,0%	56 938	0,3%
Итого собственный капитал	13 074 752	99,2%	9 579 268	56,1%
Долгосрочные кредиты банков		0,0%	2 661 000	15,6%
Отложенные налоговые обязательства		0,0%	122 024	0,7%
Итого долгосрочных обязательств	0	0,0%	2 783 024	16,3%
Краткосрочные кредиты банков	10 000		2 921 725	17,1%
Поставщики и подрядчики	2 130	0,1%	957 151	5,6%
Дочерние и зависимые общества	0	0,0%	0	0,0%
Задолженность перед персоналом	2 274	0,0%	107 217	0,6%
Задолженность перед бюджетом	1 972	0,0%	271 218	1,6%
Прочие кредиторы	27 927	0,2%	333 379	2,0%
Кредиторская задолженность	34 303	0,3%	1 689 611	9,9%
Прочие краткосрочные обязательства	67 462	0,5%	101 879	0,6%
Итого краткосрочных обязательств	111 765	0,8%	4 713 215	27,6%
БАЛАНС:	13 186 517	100,0%	17 075 507	100,0%

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Структура баланса Компании существенно изменилась за прошедший год, что связано с началом ведения операционной деятельности в конце сентября 2006 года. До этого времени ОАО «ОГК-2» оказывало услуги по управлению объектами генерации, в последствии вошедшими в состав Компании.

Структура активов Компании на начало периода существенно отличалась от значений по итогам года. На 1 января 2006 года 96,6% всех активов составляли внеоборотные активы, на 1 января 2007 года доля внеоборотных активов составила 60,3% от валюты баланса, структура внеоборотных активов так же существенно изменилась. При этом существенно возросла сама валюта баланса (увеличение составило 3 888 990 тыс. руб.). Такие существенные изменения вызваны началом ведения операционной деятельности, ОАО «ОГК-2» приступило к производству тепловой и электрической энергии. Что привело к изменению структуры баланса (увеличению величины оборотных активов, изменению структуры долгосрочных активов и т. п.).

Начало ведения хозяйственной деятельности привело и к изменению пассивов баланса. Если на начало года основой пассивов был собственный капитал, его доля составляла 99,2% от валюты баланса, то к концу года доля собственного капитала снизилась до 56,1% от величины пассивов. По итогам года в балансе Компании появились в значительном объеме как долгосрочные, так и краткосрочные обязательства. Доля долгосрочных обязательств составляет 16,3% от источников финансирования предприятия, доля краткосрочных обязательств 27,6%.

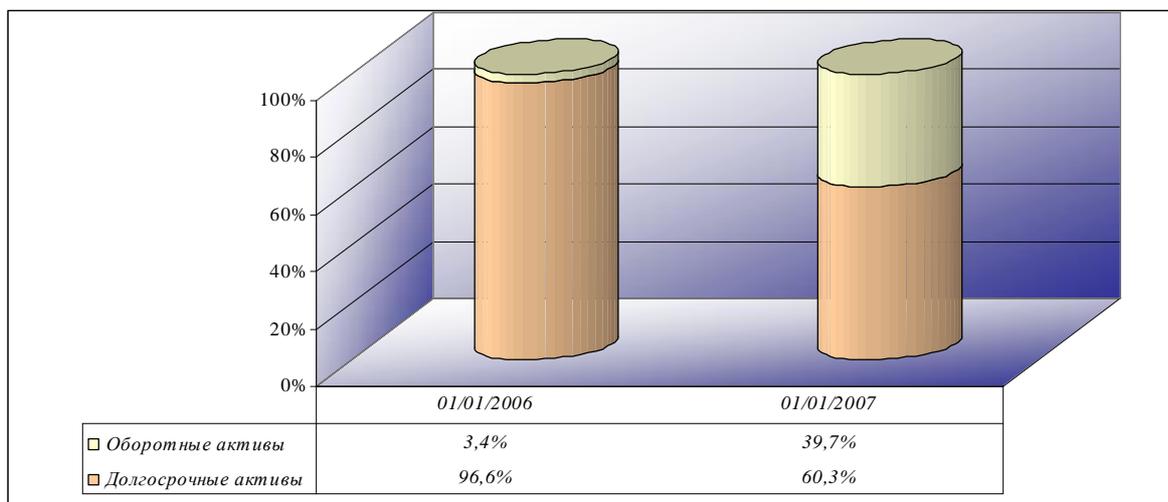
Надо отметить, что при расчете ставки дисконтирования в Доходном подходе используется именно нормализованное соотношение Собственного и Заемного капитала (т.е. рассчитанное на основе текущей стоимости источников финансирования, полученной в рамках Затратного подхода к оценке собственного капитала Компании).

10.2. АНАЛИЗ АКТИВОВ КОМПАНИИ.

Как говорилось выше структура активов за последний год существенно изменилась. Начало ведения хозяйственной деятельности привело к увеличению оборотного капитала Компании, при этом в структуре активов явное преобладание внеоборотных активов.

При этом если в начале года внеоборотные активы преимущественно состояли из долгосрочных финансовых вложений (практически 100% от долгосрочных активов), то к концу года 87% внеоборотных активов составляют основные средства и 10% приходится на незавершенное строительство.

Таблица 10-2. Структура активов Компании.



Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Основу оборотных активов на конец года составляют запасы (33% от величины оборотных активов, дебиторская задолженность (34%) и денежные средства (17%).

10.2.1. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА.

Структура и динамика основных средств за 2006 год приведена ниже в таблице.

Таблица 10-3. Структура основных средств.

Наименование показателя	Сальдо по состоянию на 01.01.06г.	Поступило, всего	в том числе присоединении филиалов	Амортизация	Выбыло, всего	Сальдо по состоянию на 31.12.06
По первоначальной стоимости	11 813	9 122 394	8 752 412	x	1 215	9 132 992
1. Здания	0	4 834 751	4 784 346	x	812	4 833 939
2. Сооружения	0	2 001 755	1 982 576	x	0	2 001 755
3. Машины и оборудование	5 571	2 228 296	1 935 581	x	0	2 233 867
4. Транспортные средства	4 309	24 343	23 787	x	247	28 405

5. Производственный и хозяйственный инвентарь	1 859	23 578	16 615	x	156	25 281
6. Многолетние насаждения	0	7 842	7 842	x	0	7 842
7. Другие виды основных средств	74	1 829	1 665	x	0	1 903
8. Земельные участки и объекты природопользования	0	0	0	x	0	0
Справочно:						
-основные фонды непроизводственного характера	12	64 340	63 528	x	968	63 384
-доходные вложения в материальные ценности	0	7 245	7 245	x	0	7 245
Износ основных средств	1 785	0	0	171 573	19	173 339
1. Здания	0	0	0	23 578	8	23 570
2. Сооружения	0	0	0	41 815	0	41 815
3. Машины и оборудование	909	0	0	100 524	0	101 433
4. Транспортные средства	611	0	0	2 645	9	3 247
5. Производственный и хозяйственный инвентарь	243	0	0	2 141	2	2 382
6. Многолетние насаждения	0	0	0	140	0	140
7. Другие виды основных средств	22	0	0	730	0	752
Справочно:						
-основные фонды непроизводственного характера	0	0	0	1 863	10	1 853
-доходные вложения в материальные ценности	0	0	0	21	0	21

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

За 2006 год стоимость основных фондов выросла на 8 949 625 тыс. руб. Как видно из таблицы рост основных фондов был в основном обусловлен реорганизацией ОАО «ОГК-2» и постановкой на учет имущества бывших АО энерго.

Основу основных средств составляют здания, оборудование и сооружения генерирующих активов.

Стоимость арендованных основных средств на конец 2006 года составляла 1 868 440 тыс. руб., из них на арендованные земельные участки приходится 1 419 314 тыс. руб. Земельные участки отражены по кадастровой стоимости.

Таблица 10-4. Основные характеристики генерирующих единиц ОАО «ОГК-2»

Наименование станции	Преоблад. вид топлива	рабочая мощность, МВт	выработка электроэнергии, млн.кВтч
Псковская ГРЭС	Газ	397,3	1 890,0
Серовская ГРЭС	Газ	416,6	3 228,3
Ставропольская ГРЭС	Уголь	1 894,0	9 830,2
Сургутская ГРЭС-1	Газ	2 861,0	24 147,5
Троицкая ГРЭС	Газ	1 521,9	8 987,6
ОГК-2		7 090,8	48 083,6

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Характеристики оборудования станций генерации.

Сургутская ГРЭС-1

Характеристика основного оборудования.

На электростанции установлено следующее основное оборудование:

- - паровая турбина К-210-130 ЛМЗ номинальной мощностью 210 МВт - 13 шт.;
- - паровая турбина Т-180/210-130 ЛМЗ номинальной мощностью 180 МВт - 2 шт.;
- - паровая турбина Т-178/210-130 ЛМЗ номинальной мощностью 178 МВт - 1 шт.;
- - паровая турбина ПТ-12-35 КТЗ номинальной мощностью 12 МВт - 1 шт.
- - паровой котел ТГ-104 номинальной производительностью 670 т. пара в час -16 шт.;
- - паровой котел БКЗ-75-39 номинальной производительностью 75 т. пара в час -2 шт.

На электростанции применена блочная компоновка, на блоках установлены генераторы ТВВ-200-2А (завод «Электросила»).

Установленная электрическая мощность составляет 3280 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 958 Гкал/ч.

Таблица 10-5. Основное оборудование Сургутской ГРЭС-1.

Наименование	Марка	Технологический номер	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.07	Парковый ресурс, ч
Котлоагрегат	ТГМ-104	1	1972	267363	200 000
Котлоагрегат	ТГМ-104	2	1973	254109	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	3	1973	261907	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	4	1974	253232	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	5	1975	236694	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	6	1975	243631	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	7	1977	218618	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	8	1978	214838	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	9	1978	214730	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	10	1979	203170	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	11	1979	195705	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	12	1980	195644	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	13	1981	187053	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	14	1982	176849	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	15	1982	181898	200 000
Котлоагрегат	ТГ-104	16	1983	174255	200 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2А	1	1972	267363	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2А	2	1973	254109	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2А	3	1973	261907	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2А	4	1974	253232	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2А	5	1975	236694	220 000

Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2А	6	1975	243631	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	7	1977	218618	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	8	1978	214838	220 000
Турбина с генератором	К-200-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	9	1978	214730	220 000
Турбина с генератором	К-210-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	10	1979	203170	220 000
Турбина с генератором	К-210-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	11	1979	195705	220 000
Турбина с генератором	К-178(200)-130 с ТВВ-200-2АУЗ	12	1980	195644	220 000
Турбина с генератором	К-210-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	13	1981	187053	220 000
Турбина с генератором	К-180/210-130-1 с ТВВ-200-2АУЗ	14	1982	176849	220 000
Турбина с генератором	К-180/210-130-1 с ТВВ-200-2АУЗ	15	1982	181898	220 000
Турбина с генератором	К-210-130-3 с ТВВ-200-2АУЗ	16	1983	174255	220 000

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Серовская ГРЭС

Характеристика основного оборудования

На электростанции установлено следующее основное оборудование:

- - паровая турбина К-50-90 ЛМЗ номинальной мощностью 50 МВт - 3 шт.;
- - паровая турбина К-100-90М ЛМЗ номинальной мощностью 88 МВт - 1 шт.;
- - паровая турбина Т-88/100-90/2,5 ЛМЗ номинальной мощностью 88 МВт - 1 шт.;
- - паровая турбина К-100-90Т-178/210-130 ЛМЗ номинальной мощностью 100 МВт - 2 шт.;
- - паровой котел ПК-14 ЗиО номинальной производительностью 230 т. пара в час -5 шт.;
- - паровой котел ПК-14-Р ЗиО номинальной производительностью 230 т. пара в час -6 шт.;
- - паровой котел ПК-14-2 ЗиО номинальной производительностью 230 т. пара в час -1 шт..

На электростанции применена компоновка с поперечными связями, установлены генераторы ТВ-50-2 – 3 шт., ТВ2-100-2 – 4 шт. (завод «Электросила»).

Установленная электрическая мощность составляет 526 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 220 Гкал/ч.

Таблица 10-6. Основное оборудование Серовской ГРЭС.

Наименование	Марка	Технологический номер	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.07	Парковый ресурс, ч
Котлоагрегат	ПК-14	1	1954	375966	300 000
Котлоагрегат	ПК-14	2	1954	381452	300 000
Котлоагрегат	ПК-14	3	1955	369277	300 000
Котлоагрегат	ПК-14	4	1955	375900	300 000
Котлоагрегат	ПК-14	5	1956	378321	300 000
Котлоагрегат	ПК-14-Р	6	1956	363366	300 000

Котлоагрегат	ПК-14-Р	7	1957	343615	300 000
Котлоагрегат	ПК-14-Р	8	1957	368922	300 000
Котлоагрегат	ПК-14-Р	9	1957	369068	300 000
Котлоагрегат	ПК-14-Р	10	1958	363836	300 000
Котлоагрегат	ПК-14-Р	11	1960	327308	300 000
Котлоагрегат	ПК-14-2	12	1964	308408	300 000
Турбина с генератором	К-50-90 ТВ-50-2	1	1954	414312	270000 219000
Турбина с генератором	К-50-90 ТВ-50-2	2	1954	412958	270000 219000
Турбина с генератором	К-50-90 ТВ-50-2	4	1955	336764	270000 219000
Турбина с генератором	К-100-90М ТВ2-100--2	5	1956	395095	270000 219000
Турбина с генератором	Т-88/100-90/2,5 ТВ2-100-2	6	1957	407572	270000 219000
Турбина с генератором	К-100-90 ТВ2-100--2	7	1958	399061	270000 219000
Турбина с генератором	К-100-90 ТВ2-100--2	8	1959	375214	270000 219000

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Троицкая ГРЭС

Характеристика основного оборудования

На электростанции установлено следующее основное оборудование:

- - паровая турбина Т-85-90 ХТГЗ номинальной мощностью 85 МВт - 3 шт.;
- - паровая турбина К-300-240 ХТГЗ номинальной мощностью 278 МВт - 3 шт.;
- - паровая турбина К-500-240 ХТГЗ номинальной мощностью 485 МВт - 2 шт.;
- - паровой котел ПК-14-2 ЗиО номинальной производительностью 220 т. пара в час -6 шт.;
- - паровой двухкорпусной котел ПК-39 ЗиО номинальной производительностью 950 т. пара в час -3 шт.;
- - паровой котел П-57 ЗиО номинальной производительностью 1650 т. пара в час -2 шт.

На электростанции применена на I-й очереди компоновка с поперечными связями с генераторами ТВ2-100-2 (завод «Электросила»), на II-й и III-й очередях – блочная компоновка, на блоках II-й очереди установлены генераторы ТГВ-300 (завод «Электротяжмаш»), на блоках III-й очереди – ТГВ-500-2 (завод «Электротяжмаш»).

Установленная электрическая мощность составляет 2059 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 315 Гкал/ч.

Блок 300 МВт, ст № 6, в связи с реконструкцией выведен из эксплуатации 20 октября 1992 года.

Таблица 10-7. Основное оборудование Троицкой ГРЭС.

Наименование	Марка	Технологический номер	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.07	Парковый ресурс, час.
Котёл	ПК-14-2	1А	09.04.1960	300640	300 000
Котёл	ПК-14-2	1Б	22.04.1960	312639	300 000
Котёл	ПК-14-2	2А	23.10.1960	319254	300 000
Котёл	ПК-14-2	2Б	29.12.1960	310493	300 000
Котёл	ПК-14-2	3А	26.08.1961	314647	300 000
Котёл	ПК-14-2	3Б	29.10.1961	319688	300 000

Котёл	ПК-39	4А	20.06.1965	210356	200 000
Котёл	ПК-39	4Б	20.06.1965	214995	200 000
Котёл	ПК-39	5А	31.12.1965	209311	200 000
Котёл	ПК-39	5Б	31.12.1965	204228	200 000
Котёл	ПК-39	7А	31.12.1967	225438	200 000
Котёл	ПК-39	7Б	31.12.1967	223868	200 000
Котёл	ПК-57	8	26.06.1974	152375	150 000
Турбина	К-500-240	8	26.06.1974		
Котёл	ПК-57	9	31.12.1976	157168	150 000
Турбина	К-500-240	9	31.12.1976		
Турбина	Т-85-90-2,5	1	09.04.1960	356387	270 000
Турбина	Т-85-90-2,5	2	23.10.1960	344040	270 000
Турбина	Т-85-90-2,5	3	28.04.1961	325186	270 000
Турбина	К-300-240-2ПР-1	4	18.02.1990	65972 (90г.) 236146 (65г.)	170 000
Турбина	К-300-240	5	31.12.1965	226496	170 000
Турбина	К-300-240	7	31.12.1967	239305	170 000

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Псковская ГРЭС

Характеристика основного оборудования.

На электростанции установлено следующее основное оборудование:

- - паровая турбина К-215-130-1 ЛМЗ номинальной мощностью 215 МВт - 2 шт;
- - паровой двухкорпусной котел ТПЕ-208 ТКЗ номинальной производительностью 670 т. пара в час - 2 шт;

На электростанции применена блочная компоновка, на блоках установлены генераторы ТГВ-200-2МУЗ (завод «Электротяжмаш»).

Установленная электрическая мощность составляет 430 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 121 Гкал/ч.

Таблица 10-8. Основное оборудование Псковской ГРЭС.

Наименование	Марка	Технологический номер	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.07	Парковый ресурс, ч
Котлоагрегат	ТПЕ-208	1А	14.12.1993	85129	220 000
Котлоагрегат	ТПЕ-208	1Б	14.12.1993	84029	220 000
Котлоагрегат	ТПЕ-208	2А	31.12.1996	61588	220 000
Котлоагрегат	ТПЕ-208	2Б	01.06.1997	60672	220 000
Турбина генератором	сК-215-130 ЛМЗ с ТГВ-200	1	14.12.1993	87581	220 000
Турбина генератором	сК-215-130 ЛМЗ с ТГВ-200	2	31.12.1996	62346	220 000

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Ставропольская ГРЭС

Характеристика основного оборудования.

На электростанции установлено следующее основное оборудование:

- - паровая турбина К-300-240-2 ХТГЗ номинальной мощностью 300 МВт - 8 шт.;
- - паровой котел ТГМП-314А ТКЗ номинальной производительностью 1000 т. пара в час -8 шт.;

На станции применена блочная компоновка, на блоках установлены генераторы ТГВ-300 (завод «Электротяжмаш»).

Установленная электрическая мощность составляет 2400 МВт.

Установленная тепловая мощность составляет 220 Гкал/ч.

Таблица 10-9. Основное оборудование Ставропольской ГРЭС.

Наименование	Марка	Технологический номер	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.07	Парковый ресурс, тыс.час.
Котлоагрегат ст.№1	ТГМП-314А	К-1	01.01.1975	205764	200
Котлоагрегат ст.№2	ТГМП-314А	К-2	07.07.1975	206619	200
Котлоагрегат ст.№3	ТГМП-314А	К-3	07.06.1976	198138	200
Котлоагрегат ст.№4	ТГМП-314А	К-4	05.11.1976	202255	200
Котлоагрегат ст.№5	ТГМП-314А	К-5	16.12.1978	168674	200
Котлоагрегат ст.№6	ТГМП-314А	К-6	28.12.1979	172311	200
Котлоагрегат ст.№7	ТГМП-314А	К-7	17.12.1981	161402	200
Котлоагрегат ст.№8	ТГМП-314А	К-8	21.12.1983	145029	200
Паровая турбина с генератором ст.№1	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-1	01.01.1975	205764	170
Паровая турбина с генератором ст.№2	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-2	07.07.1975	206619	170
Паровая турбина с генератором ст.№3	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-3	07.06.1976	198138	170
Паровая турбина с генератором ст.№4	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-4	05.11.1976	202255	170
Паровая турбина с генератором ст.№5	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-5	16.12.1978	168674	170
Паровая турбина с генератором ст.№6	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-6	28.12.1979	172311	170
Паровая турбина с генератором ст.№7	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-7	17.12.1981	161402	170
Паровая турбина с генератором ст.№8	К-300-240-2 ХТГЗ и ТГВ-300 ХЭТМ	ТГ-8	21.12.1983	145029	170

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

10.2.2. НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО.

Величина незавершенного строительства составляет 1 047 717 тыс. руб. По данной строке отражены затраты на проводимое строительство и реконструкцию уже действующих основных средств, а так же затраты на новое оборудование, находящееся в монтаже.

Наиболее существенный вес в составе незавершенного строительства вносят следующие объекты:

- Техперевооружение блока №б- 107 061 тыс. руб. (10,22%);
- АСУ ТП блока №2- 79 799 тыс. руб. (7,62%);
- Объекты топливо подачи -69 191 тыс. руб. (6,60%);
- Энергоблок №8: Реконструкция обмотки статора генератора ТГВ 500- 66 867 тыс. руб. (6,38%);

- Увеличение емкости золоотвала №3 – 63 854 тыс. руб. (6,09%);
- Модернизация системы телемеханики – 63 087 тыс. руб. (6,02%);
- Прочие мероприятия.

10.2.3. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ.

По итогам 2006 величина нематериальных активов составляет 4 114 тыс. руб. по данной статье отражены затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки.

10.2.4. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

На балансе ОАО «ОГК-2» отражены долгосрочные финансовые вложения на сумму 26 549 тыс. руб.

Таблица 10-10. Структура долгосрочных финансовых вложений.

Наименование	Вид деятельности	Местонахождение	Величина финансового вложения	Доля участия
ОАО «Чайка»	Оздоровительное учреждение	Ставропольский край, п. Солнечнодольск,	6 650	100%
ОАО «Энергоремонт Псковской ГРЭС»	Ремонт теплоэнергетического оборудования	Псковская область, п. Дедовичи	10 420	100%
ОАО «База отдыха «Лесное озеро»	Оздоровительное учреждение	Челябинская обл., п. Хомутино	9 474	100%
ООО «Сервэнерго»	Передача электроэнергии	Свердловская обл., г. Серов	5	50%

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из приведенной таблицы, долгосрочные финансовые вложения являются непрофильными активами компании.

10.2.5. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ.

В составе внеоборотных активов отражены расходы по разработке и внедрению АСУ ФХД- SAP R3 в размере 101 974 тыс. руб., которые будут списываться на счета учета затрат равномерно в течение периода, продолжительность которого будет устанавливаться ИТ-службой в момент ввода системы в эксплуатацию.

10.2.6. МАТЕРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАПАСЫ.

Материально-производственные запасы оценены в сумме фактических затрат на приобретение и составляют на дату оценки 33% балансовой стоимости всех активов Компании. Состав и структура материально-производственных запасов Компании представлены в таблице:

Таблица 10-11. Состав и структура материально-производственных запасов на 01.12.2006 г.

	Сумма тыс. руб.	Доля
Сырье и материалы	1 993 147	89%
Мазут	821 051	36%
Уголь	332 744	15%
Дизельное топливо	5 538	1%
Запасные части	467 572	21%
Прочие сырье и материалы	356 242	16%
Готовая продукция	9 317	0%
Расходы будущих периодов	257 023	11%

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из таблицы, основой запасов являются Сырье и материалы- 89% от всех запасов. Наибольшая величину при этом составляют запасы мазута 36% от всей величины запасов.

Объемы мазута соответствуют нормативным показателям. Анализ потребления мазута показывает, что он является резервным видом топлива. Основным видом топлива является природный газ и уголь, в зависимости от ТЭС. Таким образом, при расчете оборотного капитала мы не включали запасы мазута в состав оборотного капитала Компании и, соответственно, не рассматривали коэффициент оборачиваемости мазута при прогнозировании коэффициентов оборачиваемости по статьям (подробнее см. Доходный подход настоящего Отчета).

10.2.7. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ.

Наиболее значимой статьёй оборотных активов является дебиторская задолженность. Совокупная величина долгосрочной и краткосрочной дебиторской задолженности составляет 2 716 832 тыс. руб. или 40% от величины оборотных активов.

На покрытие сомнительной дебиторской задолженности в Компании создан резерв в размере 189 362 тыс. руб.

Структура краткосрочной дебиторской задолженности может быть представлена в виде:

- Задолженность покупателей за электрическую и тепловую энергию- 671 465 тыс. руб.(29,3% от величины дебиторской задолженности)
- Авансы выданные-814 575 тыс. руб. (35,4% от величины дебиторской задолженности)
- Переплата по налогам и внебюджетным фондам- 447 360 тыс. руб. (19,5% от величины дебиторской задолженности)
- Задолженность покупателей и заказчиков за прочую продукцию – 46 379 тыс. руб. (2% от величины дебиторской задолженности)
- Задолженность по исполнительным листам – 182 298 тыс. руб. (7,9% от величины дебиторской задолженности)
- Прочая дебиторская задолженность – 135 817 тыс. руб. (5,9% от величины дебиторской задолженности)

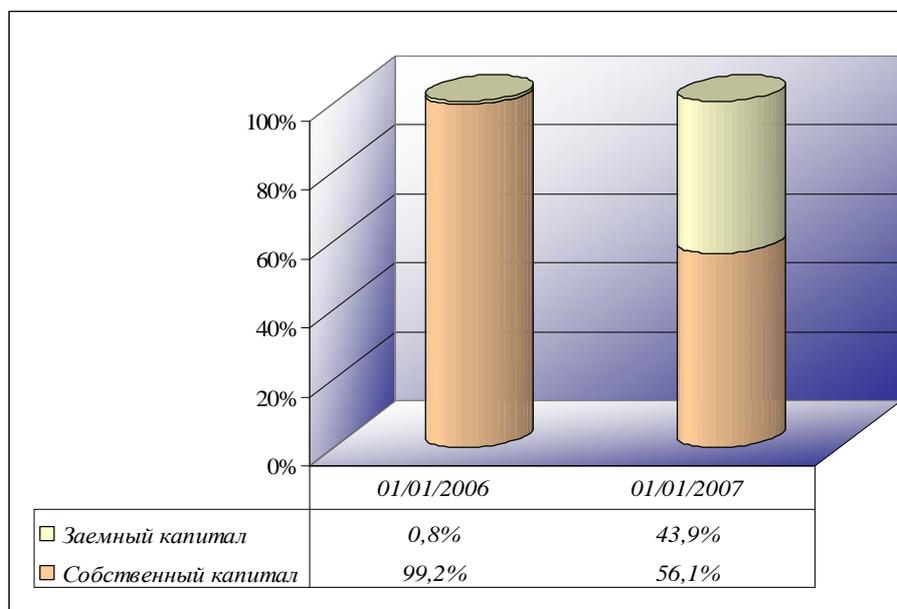
10.2.8. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА.

Величина денежных средств составляет по состоянию на конец года составляет 1 172 335 тыс. руб., что превышает значение данной статьи на начало года на 1 168 387 тыс. руб. рост величины денежных средств так же обусловлен консолидацией объектов генерации в ОАО «ОГК-2».

10.3.АНАЛИЗ ПАССИВОВ КОМПАНИИ.

Пассивы Компании так же претерпели существенные изменения. Если на начало периода основой источников финансирования являлся собственный капитал (99,2% от совокупной величины пассивов), то к концу периода доля собственного капитала снизилась до 56,1%. Что связано как с уменьшением самой величины собственного капитала, так и увеличением долгосрочной и краткосрочной задолженности Компании, возникшей в результате ведения хозяйственной деятельности.

Таблица 10-12. Структура пассивов Компании.



Источник: данные ОАО «ОГК-2»

10.3.1. СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ.

Как видно из графика за 2006 год произошло уменьшение доли собственного капитала в структуре источников финансирования.

Таблица 10-13. Структура собственного капитала Компании.

	На 01.01.2006	На 01.01.2007
Акционерный капитал	10 769 804	26 480 896
Добавочный капитал	0	2 085 958
Резервы	0	170 033
Прибыль / (убытки) прошлых лет	2 304 948	-19 214 557
Прибыль / (убыток) отчетного периода	0	56 938
Итого Собственный капитал	13 074 752	9 579 268

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из таблицы уменьшение абсолютной величины собственного капитала компании связано убытком, понесенным обществом в 2006 году.

Основными составляющими собственного капитала компании при этом являются акционерный и добавочный капитал

10.3.2. ДОЛГОСРОЧНЫЕ И КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И КРЕДИТЫ.

По состоянию на конец 2006 года задолженность по долгосрочным займам составила 2 661 000 тыс. руб. по краткосрочным займам 2 921 725 тыс. руб.

Привлечение кредитов осуществлялось в основном для пополнения оборотных средств, финансирования производственных затрат, в том числе выплаты текущей задолженности по уплате налогов и прочих платежей.

Таблица 10-14. Структура займов Компании.

Банк	Год погашения	Величина задолженности
ЗАО «Номос Банк»	2007	1 197 000
ОАО «Альфа-Банк»	2008	800 000
Изобильненское ОСБ	2007	339 000

Филиал АКБ «Еврофинас Моснарбанк»	2007	125 000
Филиал АКБ «Еврофинас Моснарбанк»	2008	200 000
Филиал АКБ «Еврофинас Моснарбанк»	2007	1 273 300
Изобильненское ОСБ	2007	1 165 800
АКБ МДМ	2007	282 625
ОАО «ТрансКредитБанк»	2007	200 000
Итого кредитов		5 582 725

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

10.3.3. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА.

Прочие долгосрочные обязательства представлены отложенными налоговыми обязательствами. Данные обязательства появились в течение 2006 год в результате ведения хозяйственной деятельности. Величина отложенных налоговых обязательств составляет 122 024 тыс. руб.

10.3.4. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ.

Кредиторская задолженность на начало 2007 года составляет 1 689 611 тыс. руб.

Таблица 10-15. Состав кредиторской задолженности.

	Сумма тыс. руб.
Краткосрочная кредиторская задолженность, всего	1 689 611
в том числе:	
Поставщики и подрядчики	957 151
в том числе:	
поставщикам газа	418 039
ремонтным организациям	102 527
По оплате труда перед персоналом организации	107 217
Задолженность перед внебюджетными фондами	34 392
из нее перед:	
Пенсионным фондом	27 870
Фондом обязательного медицинского страхования	4 707
Фонд социального страхования	1 815
Задолженность перед бюджетом	236 826
из нее	
по налогам в федеральный бюджет	181 845
по налогам в	
по налогам в бюджеты субъектов федерации	52004
по налогам в местный бюджет	2977
Авансы полученные	20 646
Прочие	333 379

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из таблицы основу кредиторской задолженности оставляет задолженность поставщикам и подрядчикам, задолженность перед бюджетом и прочая кредиторская задолженность.

10.3.5. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА.

Величина прочих краткосрочных обязательств Компании составляет 101 879 тыс. руб. В данную статью входит задолженность учредителям по выплате доходов в размере 76 057 тыс. руб., и доходы будущих периодов, величина которых составляет 25 822 тыс. руб.

10.4. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ДОХОДОВ И РАСХОДОВ.

В состав ОАО «ОГК-2» входят следующие станции:

- Псковская ГРЭС;
- Серовская ГРЭС;
- Ставропольская ГРЭС;
- Сургутская ГРЭС-1;
- Троицкая ГРЭС.

Данные станции, филиалы ОАО «ОГК-2», производят отпуск как тепловой так и электрической энергии. Результаты операционной деятельности ОАО «ОГК-2» за 4 квартал 2006 года приведены в таблице ниже.

Таблица 10-16 . Финансовые результаты деятельности компании за 3 мес. 2006 г. (тыс. руб.)

1. Доходы и расходы по обычным видам деятельности	
Выручка	8 258 966
в том числе от продажи:	
электроэнергии внутренним потребителям	
электроэнергии на экспорт	
теплоэнергии	173 242
абонентной платы (для РАО "ЕЭС России").	
прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера.	454 515
прочих товаров, продукции, работ, услуг непромышленного характера	4 332
доходы от участия в других организациях	94 352
электроэнергии (мощности) через НОРЭМ	7 532 525
Себестоимость проданных товаров, продукции работ, услуг	-7 407 405
в том числе проданных:	
электроэнергии внутренним потребителям	
электроэнергии на экспорт	
теплоэнергии.	-180 179
абонентной платы (для РАО "ЕЭС России")	-
прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера	-367 071
прочих товаров, продукции, работ, услуг непромышленного характера	-4 326
электроэнергии (мощности) через НОРЭМ	-6 855 829
Валовая прибыль	851 561
Коммерческие расходы	
Управленческие расходы	
Прибыль (убыток) от продаж	851 561
II. Операционные доходы и расходы	

Проценты к получению	1 835
Проценты к уплате	-94 101
Доходы от участия в других организациях	
Прочие операционные доходы	43 240
Прочие операционные расходы	-394 686
Прибыль (убыток) до налогообложения	409 503
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи	-261 314
Прибыль (убыток) от обычной деятельности...	148 189
IV. Чрезвычайные доходы и расходы.	
Чрезвычайные доходы.....	3 222
Чрезвычайные расходы...	-1 568
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль (убыток) отчетного периода	149 843

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из таблицы основная часть выручки Компании формируется за счет реализации электроэнергии по регулируемым тарифам. Совокупная выручка Компании за 4 квартал 2006 года составила 8 258 966 тыс. руб., себестоимость 7 407 405 тыс. руб. Таким образом уровень рентабельности по валовой прибыли составляет порядка 10%.

Чистая прибыль по итогам 4 квартала составила 149 843 тыс. руб., рентабельность по чистой прибыли при этом составляет 1,8%.

По причине отсутствия ретроспективных данных, ранее генерирующие активы входили в состав соответствующих АО-энерго, не представляется возможным говорить об анализе прошлой деятельности ОАО «ОГК-2». Однако менеджментом Компании в 2007 году планируется рост выручки и чистой прибыли до 18 836 995 тыс. руб. и 400 397 тыс. руб. соответственно. При этом рентабельность по чистой прибыли составит порядка 1,5%.

10.4.1. ИСТОЧНИКИ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫРУЧКИ

ОАО «ОГК-2» является крупным производителем электроэнергии, данный вид деятельности формирует большую часть выручки.

Таблица 10-17. Источники формирования выручки ОАО «ОГК-2».

Вид деятельности	Единицы	Величина за 4 квартал 2006	Прогнозное значение на 2007 год
Электроэнергия, поставляемая на оптовый рынок	млн.кВтч	14 550	48 014
Электроэнергия по регулируемым двусторонним договорам	млн.кВтч	11 418	38 692
Мощность	МВт	8 618	
Электроэнергия на рынке на сутки вперед (РСВ)	млн.кВтч	2 717	9 322
Электроэнергия на балансирующем рынке	млн.кВтч	416	-
Реализация тепловой энергии	тыс. Гкал	882	2 409
Промышленные потребители	тыс. Гкал	34	81
Жилищные организации	тыс. Гкал	128	250

Прочие потребители	тыс. Гкал	7	22
Теплоснабжающим организациям	тыс. Гкал	713	2 056
Электроэнергия, поставляемая на оптовый рынок	тыс.руб.	7 532 525	28 401 695
Электроэнергия по регулируемым двусторонним договорам	тыс.руб.	6 200 303	23 188 826
Мощность	тыс.руб.	1 746 154	7 739 420
Энергия	тыс.руб.	4 454 150	15 449 406
Электроэнергия на рынке на сутки вперед (РСВ)	тыс.руб.	1 142 052	5 212 868
Электроэнергия на балансирующем рынке	тыс.руб.	190 170	-
Реализация тепловой энергии	тыс.руб.	173 242	636 954
Промышленные потребители	тыс.руб.	8 151	22 809
Жилищные организации	тыс.руб.	47 597	128 771
Прочие потребители	тыс.руб.	2 642	11 561
Теплоснабжающим организациям	тыс.руб.	114 853	470 442
Тепловая энергия для компенсации потерь	тыс.руб.	-	-
Плата за невозврат конденсата	тыс.руб.	-	3 371
Прочая продукция (услуги) основной деятельности	тыс.руб.	449 867	50 611
Непрофильная продукция (услуги):	тыс.руб.	103 332	17 520
Итого выручка	тыс.руб.	8 258 966	29 106 779

Источник данные ОАО «ОГК-2»

Как видно большая часть выручки формируется за счет реализации электроэнергии по регулируемым двусторонним договорам на оптовом рынке электроэнергии, данная величина составляет 6 200 303 тыс. руб. за 4 квартал или 75% от всей выручки. В 2007 году, согласно прогнозу Компании, вес данного вида деятельности в общей структуре выручки увеличится до 80% . Выручка от реализации теплоэнергии при этом не значительна и составляет 173 242тыс. руб., что меньше выручки Компании от реализации прочей продукции основной деятельности (по данной строке отражена выручка от реализации химически очищенной воды, и управленческие услуги, оказываемые ОАО «ОГК-2» до вхождения в ее состав объектов генерации). Выручка по данному направлению составила 449 867 тыс. руб.

Таблица 10-18. Динамика рабочей мощности и выработки электрической энергии станций, вошедших в состав ОАО «ОГК-2» за 2006 г.

Наименование станции	рабочая мощность, МВт	выработка электроэнергии, млн.кВтч
Псковская ГРЭС	397,3	1 890,0
Серовская ГРЭС	416,6	3 228,3
Ставропольская ГРЭС	1 894,0	9 830,2
Сургутская ГРЭС-1	2 861,0	24 147,5

Троицкая ГРЭС	1 521,9	8 987,6
ОГК-2	7 090,8	48 083,6

Источник данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из приведенной таблицы наибольшую выработку электроэнергии производит Сургутская ГРЭС-1. За 2006 год на данную станцию приходится около половины суммарного отпуска электроэнергии среди станций, вошедших в состав ОАО «ОГК-2».

10.4.2. СТРУКТУРА РАСХОДОВ.

Структура расходов по ОАО «ОГК-2» приведена в таблице ниже. Значения за 2006 год включают в себя как расходы за 9 месяцев 2006 года, когда ОАО «ОГК-2» вело только управленческую деятельность, так и значения себестоимости за 4 квартал, когда Компания приступила к производству и реализации электроэнергии.

Таблица 10-19. Структура затрат ОАО «ОГК-2».

Наименование статьи		За 2006 год	План на 2007 год
Затраты на производство и реализацию продукции (услуг), всего	тыс.руб.	7 407 406	28 049 022
Материальные затраты	тыс.руб.	5 397 185	20 357 419
Топливо	тыс.руб.	4 299 668	19 272 517
уголь	тыс.руб.	1 068 643	4 745 198
газ	тыс.руб.	3 168 277	13 976 608
мазут	тыс.руб.	62 748	550 711
Покупная электроэнергия	тыс.руб.	909 988	163 014
Электроэнергия на рынке на сутки вперед (РСВ)	тыс.руб.	754 612	163 014
Электроэнергия на балансирующем рынке	тыс.руб.	155 375	-
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	825	922
Сырье и материалы	тыс.руб.	186 704	920 967
в т.ч. ГСМ	тыс.руб.	14 665	53 190
в т.ч. Покупная электроэнергия на ПХН не входящая в баланс	тыс.руб.	1 585	4 360
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	300 143	2 160 854
Услуги подрядчиков по обслуживанию и ремонту оборудования	тыс.руб.	250 011	1 876 948
Транспортные услуги	тыс.руб.	13 561	95 215
Услуги по испытанию и поверке приборов	тыс.руб.	1 565	13 181
Прочие услуги производственного характера	тыс.руб.	35 006	175 511
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	605 331	1 669 794
ЕСН	тыс.руб.	104 372	336 563
НПФ Энергетики	тыс.руб.	17 254	48 461
Амортизация основных средств и НМА	тыс.руб.	167 649	534 229
Прочие затраты	тыс.руб.	815 472	2 941 702

Источник данные ОАО «ОГК-2»

Как видно из таблицы основную долю в себе стоимости занимают материальные затраты, в частности затраты на приобретение топлива, по итогам 2006 года доля топливной составляющей в структуре себестоимости составляет 58%, в 2007 году ожидается увеличение доли топлива до 69%, что говорит о планах Компании по минимизации косвенных издержек производства. Основным топливом генерирующих активов ОАО «ОГК-2» является газ, расходы на его приобретение составляют более 70% от всех затрат на топливо.

Расходы по ремонту оборудования составят по оценкам Компании в 2007 году порядка 7% от совокупных затрат, расходы на оплату труда - 6% от величины затрат.

10.5. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ.

Поскольку ОАО «ОГК-2» ведет деятельность по производству и отпуску электро и тепло энергии только с 29 сентября 2006 года, когда в состав Компании вошли в качестве филиалов Псковская ГРЭС, Серовская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1 и Троицкая ГРЭС, финансовые коэффициенты, рассчитанные на основании бухгалтерских данных за 2006 год, дают лишь индикативное представление о финансовом состоянии Компании и приводятся справочно.

10.5.1. ОЦЕНКА ЛИКВИДНОСТИ

Значения коэффициентов ликвидности позволяют установить, в какой степени оборотные активы достаточны для покрытия краткосрочных обязательств Компании.

Значения коэффициентов ликвидности ОАО «ОГК-2» на 01.01.2007 г. (по балансовым данным) представлены в таблице.

Таблица 10-20. Показатели ликвидности ОАО «ОГК-2»

Показатель	01.01.2007 (баланс)
Доля денежных средств в балансе	6,9%
Коэф. быстрой ликвидности - Quick ratio	0,36
Коэф. общей ликвидности - Current ratio	1,44

Источник данные ОАО «ОГК-2»

10.5.2. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

К основным показателям, характеризующим финансовую устойчивость Компании, относятся коэффициент концентрации собственного капитала и коэффициент финансовой устойчивости.

Таблица 10-21. Показатели финансовой устойчивости

Показатель	01.01.2007 (баланс)
Доля долга в инвестированном капитале	36,8%
Кредиты банков / Собственный капитал	58,3%
Кредиты банков / Активы всего	32,7%

Источник данные ОАО «ОГК-2»

Коэффициенты концентрации собственного капитала и финансовой устойчивости ОАО «ОГК-2», рассчитанные по балансовым данным, находятся на хорошем уровне.

10.5.3. ОЦЕНКА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Показатели рентабельности являются наиболее обобщенной характеристикой эффективности хозяйственной деятельности компании и позволяют оценить качество управления компанией, соотнося чистую прибыль или прибыль от реализации с величиной активов в целом, оборотных активов, собственного капитала, объемом продаж.

Таблица 10-22. Показатели рентабельности

Показатель	Значение
Коэф. EBITDA (Прибыль до процентов, налогов и амортизации)	8,1%
Коэф. чистой прибыли	1,8%
Отдача на активы (до налогов)	2,9%
Отдача на собственный капитал (до налогов)	4,3%

Источник данные ОАО «ОГК-2»

10.6. ВЫВОДЫ ПО ИТОГАМ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА.

ОАО «ОГК-2» было зарегистрировано как отдельное предприятие 9 марта 2005 года, но только с 29 сентября 2006 года в состав ОАО «ОГК-2» вошли ОАО «Псковская ГРЭС», ОАО «Серовская ГРЭС», ОАО «Ставропольская ГРЭС», ОАО «Сургутская ГРЭС-1» и ОАО «Троицкая ГРЭС». В результате реорганизации ОАО «ОГК-2» данные станции прекратили деятельность как юридические лица и вошли в состав ОАО «ОГК-2» в качестве филиалов.

В структуре активов ОАО «ОГК-2» преобладают внеоборотные активы (60,3% балансовой стоимости всех активов Компании на дату оценки). В структуре внеоборотных активов наибольшую долю занимают основные средства и незавершенное строительство, а структуре оборотных активов – денежные средства, запасы и краткосрочная дебиторская задолженность.

Деятельность ОАО «ОГК-2» на дату оценки финансируется преимущественно за счет собственных средств, что отражает финансовую независимость деятельности Компании. Среди источников финансирования деятельности ОАО «ОГК-2» на дату оценки собственный капитал составляет 56,1% балансовой стоимости пассивов Компании. Заемный капитал на дату оценки представлен долгосрочными пассивами (долгосрочные кредиты и займы и отложенными налоговыми активами, 16,3% балансовой стоимости источников финансирования) и краткосрочными обязательствами (краткосрочные займы и кредиты, кредиторская задолженность и другие краткосрочные обязательства, 27,6% балансовой стоимости пассивов Компании).

Среди положительных моментов деятельности Компании можно выделить следующие:

- достаточная финансовая устойчивость,
- низкий уровень финансового риска,
- стабилизация потребления электрической и тепловой энергии промышленными потребителями и социально-жилищной сферой;
- сбалансированная структура активов по классам ликвидности.

В целом, финансово-экономическое состояние Компании может быть охарактеризовано как устойчивое, Компания остается независимой от внешних источников финансирования, а уровень финансовой независимости довольно высокий.

Анализ финансово-производственной деятельности ОАО «ОГК-2» позволил выделить основные факторы, влияющие на специфический риск Компании, что было учтено в расчетах Доходного подхода.

11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ ДОХОДНЫМ ПОДХОДОМ

Способность бизнеса приносить доход является важнейшим показателем при оценке акций. Доходный подход позволяет определить рыночную (текущую) стоимость предприятия в зависимости от ожидаемых в будущем доходов.

Определение стоимости бизнеса методом дисконтированных денежных потоков основано на предположении о том, что потенциальный инвестор не заплатит за данный бизнес сумму, большую, чем текущая стоимость будущих доходов от этого бизнеса, а собственник не продаст свой бизнес по цене ниже текущей стоимости прогнозируемых будущих доходов.

Метод дисконтированных денежных потоков считается наиболее приемлемым с точки зрения инвестиционных мотивов, он может быть использован для оценки любого действующего предприятия. Применение данного метода наиболее обосновано для предприятий, имеющих определенную историю хозяйственной деятельности и находящихся на стадии роста или стабильного экономического развития.

В рамках данной оценки был применен метод дисконтированных денежных потоков. При этом расчеты методом дисконтированных денежных потоков производились с применением электронной финансовой расчетной Модели для оценки объектов генерации, разработанной в развитие Методологии и руководства по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche».

11.1. ВЫБОР БАЗЫ ДОХОДА

При оценке бизнеса можно применять одну из моделей денежного потока: денежный поток для собственного (акционерного) капитала или денежный поток для инвестированного капитала.

Для целей настоящей оценки использовался бездолговой денежный поток, т.е. денежный поток для инвестированного капитала, в соответствии с рекомендациями Методологии и руководства по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных международной консалтинговой компанией «Deloitte & Touche».

Денежный поток для всего инвестированного капитала определяется следующим образом:

Расчет денежного потока на инвестированный капитал

Чистая операционная прибыль

[т.е. прибыль до уплаты процентов и налогов (ЕБИТ) * (1 – ставка налога на прибыль)]

Плюс:

Амортизационные отчисления

Минус:

Увеличение оборотного капитала

Капитальные вложения

Итого:

Бездолговой денежный поток

Рассчитанные значения бездолгового денежного потока затем дисконтируются для получения текущей стоимости в прогнозном периоде и суммируются с дисконтированной стоимостью предприятия в постпрогнозный период. В результате получается величина стоимости капитала, инвестированного в предприятие. Затем из полученной величины вычитается чистый долг. Итоговая величина представляет собой стоимость собственного капитала.

Ставка дисконтирования была рассчитана как средневзвешенная стоимость капитала (WACC). Стоимость собственного капитала была рассчитана методом CAPM (метод оценки капитальных активов).

Основными этапами оценки методом дисконтирования денежных потоков являются:

1. Выбор длительности прогнозного периода.
2. Анализ структуры расходов и доходов.

3. Анализ и прогноз доходов.
4. Анализ и прогноз затрат.
5. Расчет чистой прибыли.
6. Прогноз инвестиций в основной и оборотный капитал.
7. Расчет денежных потоков.
8. Обоснование ставки дисконта.
9. Расчет стоимости Компании в постпрогнозный период.
10. Расчет текущей стоимости денежных потоков и стоимости бизнеса в постпрогнозный период.
11. Расчет стоимости инвестированного и собственного капитала Компании.
12. Расчет стоимости доли участия в уставном капитале, являющейся объектом оценки.

При проведении оценки были учтены следующие факторы, влияющие на стоимость акционерного капитала Компании:

Общее состояние экономики, состояние отрасли и состояние Компании в частности;

Характер деятельности Компании;

Финансовое состояние Компании;

Прибыль Компании в прошлых периодах и поток доходов, ожидаемых в будущем;

Прогноз амортизационных отчислений;

Планируемые инвестиции в деятельность Компании;

Необходимый уровень собственного оборотного капитала, необходимого для функционирования Компании;

Способность Компании генерировать прибыль в будущем.

11.2. ПРОГНОЗ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

За основу прогноза макроэкономических показателей (ВВП, инфляция, обменных курсов и т.д.) до 2010 года был взят «Прогноз социально – экономического развития Российской Федерации на 2008 год, параметры прогноза на период до 2010 года и предельные уровни цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий», разработанный МЭРТ РФ, скорректированный в соответствии с решением Правительства (Протокол заседания № 42 от 30.11.06 г.) о мерах по либерализации рынка электроэнергетики и газа в Российской Федерации. Данный документ разработан на основе одобренных Правительством РФ сценарных условий социально-экономического развития РФ, основных показателях сводного финансового баланса РФ на период 2007-2010 годов, задач, поставленных Президентом РФ в Послании Федеральному Собранию РФ).

Для построения прогноза основных индексов российской экономики до 2020 года была проанализирована динамика этих показателей до 2010 года и выбраны соответствующие аппроксимирующие кривые при условии наиболее точной корреляции кривых с данными прогноза МЭРТ РФ до 2010 года. Построенные кривые были экстраполированы в область до 2020 года.

В качестве реперных точек использовались значения основных индексов в 2015 и в 2020 годах, учитывая прогноз роста основных индексов экономики к данному периоду, указанный в «Проекте долгосрочного прогноза роста российской экономики» МЭРТ РФ. Более подробно см. раздел МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ.

11.3. ОСНОВНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ

В отношении будущей операционной деятельности Компании Оценщик принял ряд предположений и допущений, основанных на предоставленной информации, результатах обсуждений с руководством и специалистами Компании, а так же на проведенном Оценщиком анализе. Описание допущений, принятых нами для оценки стоимости бизнеса Компании, а так же результаты оценки методом дисконтирования денежных потоков представлены ниже.

Основной деятельностью Компании является производство и реализация электро- и теплоэнергии. Таким образом, производственные мощности, оборотный капитал, квалифицированный персонал и прочие нематериальные активы Компании являются его основными доходными активами.

В рамках Доходного подхода Оценщиком была рассчитана стоимость бизнеса Компании, определенная как совокупная стоимость всех его активов. Таким образом, в стоимость бизнеса включалась стоимость материальных активов (в том числе стоимость основных средств и оборотный капитал), идентифицированных нематериальных активов, а так же неидентифицированных нематериальных активов.

Для определения стоимости бизнеса Компании в рамках Доходного подхода Оценщик применил метод дисконтирования денежных потоков, в основу которого были положены прогнозные значения денежных потоков от операционной деятельности Компании.

Дисконтирование денежных потоков, в соответствии с оценочной теорией, проведено на середину периода. При этом было учтено, что фактор изменения структуры капитала и изменения, связанные с рисками переходного периода непосредственным образом влияют на величину WACC. Для корректного определения текущей стоимости денежных потоков каждого года прогнозного периода, в соответствии с Методологией и руководством по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных международной консалтинговой компанией «Deloitte & Touche», нами был рассчитан кумулятивный WACC, отражающий риски соответствующего периода. Терминальная стоимость была также приведена к текущей стоимости путем умножения на рассчитанный кумулятивный дисконт-фактор для соответствующего периода. Сумма приведенных к единой базе текущих стоимостей денежных потоков и приведенной к дате оценки рыночной стоимости составил текущую стоимость инвестированного капитала Компании.

Основной валютой, в которой происходит получение выручки и оплата расходов, связанных с основной деятельностью Компании, является российский рубль. Поэтому ключевым фактором, оказывающим влияние на рост затрат, является рублевая инфляция. Исходя из этого, для оценки инвестированного капитала Компании Оценщик построил номинальный прогноз денежных потоков в российских рублях. Для корректного применения ставки дисконта, построенного на основе наиболее развитого рынка ценных бумаг США, прогнозный денежный поток переводился в долл. США по прогнозному курсу.

При оценке стоимости бизнеса Компании в рамках доходного подхода Оценщик исходил из следующих общих допущений:

- Настоящая оценка основывается на принципе «действующего предприятия» и на допущении о непрерывности хозяйственной деятельности в обозримом будущем;
- Руководство Компанией и распоряжение его активами будут компетентно и ответственно осуществляться уполномоченными лицами;
- Компания будет соблюдать все применимые к ней положения законов и нормативных актов;
- Компания имеет, получит и/или продлит все необходимые разрешения и лицензии соответствующих федеральных и региональных органов и организаций;
- Все прогнозы, используемые в рамках доходного подхода, основаны на текущих рыночных условиях и сделаны исходя из предположения о стабильном экономическом развитии России (см. раздел Макроэкономический анализ настоящего Отчета). Эти прогнозы подвержены изменениям и зависят от ситуации и событий, происходящих на рынке;
- Все движение денежных средств по операционной деятельности Компании происходит в течение того же года, к которому относятся соответствующие полученные доходы и понесенные расходы.

Прогнозы доходов и части расходов Компании строились по нижеописанной модели развития и либерализации рынков электроэнергетики, мощности и газа.

Рынок электроэнергетики

Начиная с 01.09.2006 года планируется изменение модели ОРЭ, соответственно в 2007 году принимаются следующие условия, заключающиеся:

- во внедрении долгосрочных регулируемых двусторонних договоров (РДД) между поставщиками и покупателями э/э и мощности. Объем РДД и профиль графика нагрузки определяется НП «АТС» на каждый час суток планируемого года на основании режимов работы прошлого года, баланса ФСТ РФ. Согласно решению Правительства (Протокол заседания № 42 от 30.11.06 г.) о мерах по либерализации рынка электроэнергетики и газа в Российской Федерации. Для целей расчета объема РДД в 2007 году принимать профиль РДД, разработанный в рамках подготовки к НОРЭМ

на 2006 год с учетом прогнозируемых величин выработки (отпуска), предварительных значений баланса ФСТ РФ на 2007 год и снижения на долю либерализации рынка электроэнергии;

- в изменении ССТ (РСВ) - в целях формирования графиков нагрузки на «Сутки вперед» после запуска РДД в РСВ участвует 100% объема э/э. При этом если часовая величина по РДД ниже определенной в РСВ величине торгового графика (ТГ), то величина, равная превышению ТГ над РДД, считается проданной по цене РСВ. Если величина РДД больше ТГ, то поставщик в целях исполнения обязательств по РДД, «автоматически» покупает недостающий объем в РСВ (по цене РСВ). Таким образом, «классический» поставщик в действующей модели ОРЭ в новой модели может быть как продавцом, так и покупателем э/э. Для целей расчета рекомендуется принимать объем РСВ на 2007 год исходя из статистических данных прошлого года и прогнозной величины роста, определенной на основании данных ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по росту потребления соответствующих ОЭС и выработки электростанций Компании за прошедшие годы.

Табл. 11.1. Прогноз доли свободного рынка электроэнергии и мощности

	2007	2008	2009	2010	2011
Доля свободного рынка электроэнергии (%)	7,5%	20%	40%	70%	100%

Источник: данные Правительства РФ, расчеты ЗАО «Российская оценка»

В целях определения уровня цен на электроэнергию в регулируемом секторе на период с 2008 года по 2010 года Оценщик использовал утвержденные в ФСТ тарифы на 2007 год с учетом темпов роста на электроэнергию. Так в состав тарифа на э/э в основном входит только топливо темп роста на тариф должен быть равным темпам роста потребляемого топлива.

При расчете стоимости э/э для потребителя темп роста получается, меньше так как высокие темпы роста тарифа на э/э газовых станций компенсируются низкими темпами на э/э угольных станций и низкими темпами платы за мощность.

При этом в 2007 году ожидается повышение цен на свободном рынке, что связано с растущим спросом на электроэнергию. Свободные цены на электроэнергию прогнозируются выше регулируемых тарифов примерно в 1,2-1,4 раза.

В целях определения уровня цен на электроэнергию в свободном секторе на период с 2007 года по 2020 года Оценщик использовал текущие тарифы в данном секторе в тех узлах, где расположены станции, входящие в состав ОАО «ОГК 2». Далее, так полная либерализация рынка электроэнергии и мощности наступает в 2011 году, был определен целевой уровень тарифа в 2011 году равный рассчитанному тарифу для вновь построенной станции (ПГУ) в каждой ОЭС.

Прогнозирование предельного тарифа

В ходе анализа возможных путей прогнозирования предельного тарифа в каждой ценовой зоне мы выбрали прогнозирование минимально

Основным предположением, использованным в процессе прогнозирования предельного тарифа, является энергодефицит, возникающий, к 2010-2015 гг. на Урале, на Юге России, а также частично в Центральном регионе.

Используя это предположение, мы планируем, что при наступлении энергодефицита, в соответствии с экономической теорией произойдут два основных события:

- начнется постепенный рост тарифа на электроэнергию именно вследствие образовавшегося энергодефицита, т.к. такой продукт как электроэнергия обладает неэластичным спросом;
- в отрасль начнется приток капитальных вложений для строительства новых электростанций или новых блоков на существующих электростанциях, где это позволяет производственная инфраструктура.

Таким образом, определяя основные параметры инвестиций в основной капитал новых электростанций, мы можем прогнозировать минимальный экономически обоснованный тариф, который является приемлемым для инвестора, входящего в отрасль.

В качестве объектов инвестирования при будущем энергодефиците мы рассматривали парогазовые установки как наиболее экономичные, экологичные и экономически выгодные на среднесрочную перспективу генераторы электроэнергии.

Мы определили следующие основные параметры, на основе которых мы производили расчет минимального экономически обоснованного тарифа для производства новых инвестиций в отрасль:

1. Мощность ПГУ: 460 МВт. Данная мощность принимается на основании современных европейских исследований, как наиболее маневренная и экономически оправданная по окупаемости мощность для строительства современных высокотехнологичных станций.
2. Стоимость строительства ПГУ соответствующей мощности: от 840 до 870 \$/кВт. Стоимость строительства определяется по «Справочнику укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС», разработанному компанией Ко-Инвест. С учетом региональных коэффициентов учитывающих географические особенности строительства в различных регионах РФ.
3. Сроки строительства ПГУ: 3 года. Согласно данным института Теплоэлектропроект средний период строительства новой станции с учетом разработки проекта строительства и заказа нового оборудования составляет порядка 3 лет.
4. КИУМ ПГУ 80%. КИУМ в первый год эксплуатации принимается на уровне 30%, станция проходит тестовый режим эксплуатации, затем повышение коэффициента использования установленной мощности до 80%.
5. Удельные расходы топлива для производства электроэнергии: 220 г/кВт. Удельные расходы принимаются по наиболее современным аналогам ПГУ.
6. Требуемая ставка дохода на инвестированный капитал: 10%. Данная ставка была получена экспертным путем на основе анализа требуемых ставок дохода для различных станций-генераторов электроэнергии. Ставка согласуется с долгосрочными ожиданиями инвесторов при инвестиции в отрасль электроэнергетики и является сопоставимой с требуемой ставкой доходности при стратегическом инвестировании в капиталоемкие отрасли в США и Европе с учетом странового риска.

Минимальный экономически обоснованный тариф рассчитывался с учетом всех вышеперечисленных параметров и с условием, что чистая приведенная стоимость денежных потоков на инвестированный капитал (NPV of CFIC) равна нулю. При рассчитанном тарифе инвестор на вложенные средства в строительство новых электростанций на основе парогазовых установок получает только требуемую ставку доходности и не получает никакой «сверхприбыли», т.е. рассчитанный тариф, с нашей точки зрения, является минимальным тарифом для «вхождения» инвестора в отрасль.

Таким образом, мы получаем минимальный тариф, при котором инвесторы начнут вкладывать деньги в отрасль для покрытия образовавшегося энергодефицита. С другой стороны, полученная величина является максимальным (предельным) тарифом для существующего рынка электроэнергии, вырабатываемой имеющимися станциями. Можно сказать, что данный тариф является точкой, в которой можно для построения прогнозов уравнивать тарифы на электроэнергию «старых» и «новых» генерирующих мощностей.

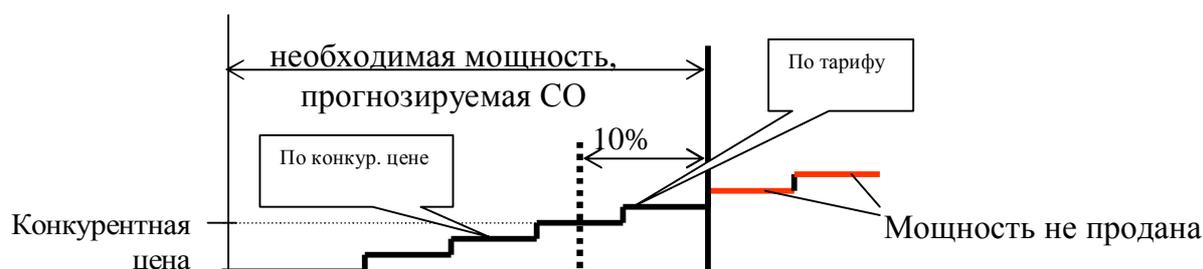
Проведя все вышеописанные расчеты мы получили предельный одноставочный тариф на электроэнергию в 2011 году. Далее, имея спрогнозированную плату за мощность по каждой станции, входящей в ОГК-2, мы разложили расчетный одноставочный тариф на двуставочный: тариф на электроэнергию и тариф на мощность.

Рынок мощности

Продажа мощности. С запуском системы РДД планируется и запуск рынка мощности. Поставщик мощности сможет реализовывать ее с помощью 2-х механизмов – в пакете РДД (при этом в 2007 году все 100% мощности продается в РДД), начиная с 2008 года – и конкурентный отбор мощности.

Начиная с 2008 года, проводится конкурентный отбор мощности на величину соответствующей доли либерализации рынка мощности от установленной мощности станций. Цена продажи мощности определяется по принципу замыкающей станции, в каждой ОЭС, с дальнейшим в зависимости от планируемого года коэффициентом инфляции.

В случае принятия Правительством РФ решения о постепенной либерализации мощности (требуется соответствующее Постановление), то часть мощности поставщика будет реализовываться в рынке мощности, основанном на конкурентном отборе заявок поставщиков. Предполагается, что либерализация мощности начнется с 2008 года по 10-20% в год, т.е. уже в конце 2007 года пройдут торги на 2008 год.



В основу рынка мощности также заложен принцип маржинального ценообразования. Однако, в целях исключения сильного роста цен на мощность, поставщикам, чьи заявки «падают» в объем 10% от всей требуемой мощности с самой дорогой ценой, оплатят по тарифу на мощность. Поставщики, чьи заявки попали в оставшиеся 90% принятого объема, получают по равновесной цене.

Таблица 11-1 Прогноз доли свободного рынка электроэнергии и мощности

	2007	2008	2009	2010	2011
Доля свободного рынка мощности (%)	0%	15%	35%	70%	100%

Источник: данные Правительства РФ, расчеты ЗАО «Российская оценка»

В целях определения уровня цен на мощность в регулируемом секторе на период с 2008 года по 2020 года Оценщик использовал утвержденные в ФСТ тарифы на 2007 год с учетом темпов роста на мощность. Так в состав тарифа на мощность входит расходы темпы, которых равны инфляции то темпы роста для платы на мощность равные инфляции.

В целях определения уровня цен в РМ период на 2008 года Оценщик, на основании баланса мощности ФСТ РФ на 2007 год и тарифов на мощность путем определения замыкающего поставщика, удовлетворяющего потребности в мощности покупателей с учетом резервирования и потерь в ЕНЭС в ОЭС Урала, Центра и Юга. В ОЭС Урала замыкающей по мощности станцией является Яйвинская ГРЭС, в ОЭС Северо- Запада – Псковская ГРЭС, в ОЭС Юга – Невиномыская ГРЭС. Данные тарифы в дальнейшем изменялись в соответствии темпами инфляции.

Прогноз тарифа на теплоэнергию

Начиная с 2008 года, тариф рассчитывался на основании тарифа на 2007 год с учетом темпов роста топлива и инфляции. В прогнозных темпах роста тарифа учитывается темп роста топлива в объеме топливной составляющей тарифа и инфляционная составляющая в объеме постоянных издержек.

Ввод новых мощностей в РФ.

Программа развития энергетики нацелена на развитие генерирующих мощностей и инфраструктуры для расширения узких мест и обеспечения минимального инвестиционного задела на будущее, с учетом разрабатываемой Генеральной схемы размещения до 2020 года. Согласно данной программе:

- Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Центра оценивается в 13,3 ГВт,
- Общий объем вводов генерирующих мощностей по ОЭС Северо-Запада оценивается в 4,8 ГВт,
- Общий объём вводов генерирующих мощностей по ОЭС Урала оценивается в 13,2 ГВт,
- Общий объём вводов генерирующих мощностей по ОЭС Юга оценивается в 4,0 ГВт.

Оценщиком был проанализирован ежегодный обзор «International Energy Outlook 2006» выпускаемый Департаментом энергетики США. В данном обзоре в «среднем сценарии» общие мировые установленные генерирующие мощности растут в среднем на 2,0 % в год, начиная с 2003 по 2030 года. Средний темп роста установленных генерирующих мощностей в РФ согласно данному обзору составит 1,8 % в год, при этом темп роста после 2010 года в среднем составит 1,3% ежегодно, что так же согласуется с прогнозными данными ОАО РАО «ЕЭС России».

Таблица 11-2. Прогнозные темпы роста генерирующих мощностей в РФ (IEO 2006)

	Единица измерения	2003 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Производство электроэнергии – всего,	тыс. МВт	216	272	298	316	337	351
нефть	тыс. МВт	8	8	8	8	8	8
газ	тыс. МВт	93	133	145	158	166	174
уголь	тыс. МВт	49	49	49	48	48	47
ядер	тыс. МВт	21	23	27	33	39	43
гидро	тыс. МВт	46	59	68	68	76	78

Источник: данные International Energy Outlook 2006

Оценщиком было проанализированы узлы, в которых будут вводиться новые генерирующие мощности ОАО «ОГК 2» и сделан следующий вывод: в данных узлах будет ощущаться нехватка мощностей с 2009-2010 годов. При вводе новых мощностей загрузка данных станций будет высокая и осуществляться в первую очередь по следующим факторам:

- Высокая маневренность данных мощностей;
- Низкие удельные показатели расхода топлива и, соответственно, низкая себестоимость производимой электроэнергии;
- Высокая экологичность данных станций.

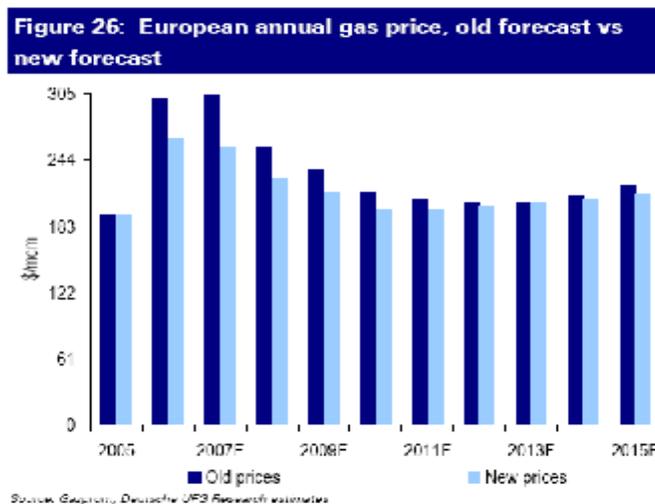
Также одним из допущений либерализации рынка электроэнергии является то, что вся электроэнергия (мощность) вновь построенных станций будет продаваться на свободном рынке.

Рынок газа

В качестве темпов роста цен на лимитный газ до 2011 года были приняты темпы роста стоимости газа для всех категорий потребителей Согласно решению Правительства (Протокол заседания № 42 от 30.11.06 г.) о мерах по либерализации рынка электроэнергетики и газа в Российской Федерации.

Запуск рынка газа планируется после полной либерализации рынков электроэнергии и мощности, а также после выравнивания цен на газ на внутреннем рынке с экспортными ценами за вычетом транспортной составляющей (цена «net bag»).

Прогнозные данные об уровне европейских цен на газ взяты в соответствии с данными ведущих мировых агентств (AOE 2006 National Energy Modeling System) и инвестиционных компаний (UFG Research).



Допущение о либерализации газового рынка к 2010-2011 году означает необходимость выравнивания регулируемых тарифов (цен на лимитный газ) и цен на газ независимых поставщиков (коммерческий газ) к 2011 году. При этом доля газа продаваемого по регулируемым тарифам, в период до 2011 года должна снижаться, а также увеличение объема потребления газа за счет увеличения мощности и/ или увеличения выработки должно обеспечиваться по тарифам независимых поставщиков (коммерческий газ).

Темпы роста газа независимых поставщиков были привязаны к прогнозируемому значению инфляции, с незначительным её превышением.

Табл. 11.2. Темпы роста цен на газ

Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Динамика цен на лимитный газ, %	125,0%	120,3%	120,3%	108,8%	105,7%	105,5%	104,5%
Динамика цен на газ независимых поставщиков, %	115,0%	115,0%	112,0%	108,8%	105,7%	105,5%	104,5%

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Динамика цен на лимитный газ, %	104,0%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%
Динамика цен на газ независимых поставщиков, %	104,0%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%	103,5%

Источник: данные независимых источников, расчеты ЗАО «Российская оценка».

После 2011 года, времени либерализации газового рынка, темп роста тарифов на лимитный газ и газ независимых поставщиков принят на одном уровне.

Таким образом, предполагается, что темп роста цен на коммерческий газ (газ независимых производителей) будет расти меньшими темпами, ввиду более высокой изначальной стоимости и необходимости выравнивания регулируемых тарифов и цен независимых поставщиков к 2011 году, это подтверждается результатами деятельности электронной торговой площадки (ЭТП) «Межрегионгаза», которые показали, что с учетом стоимости транспортировки до ГРС покупателей газа цена газа на свободном рынке соответствует уровню 136% от цены топлива по тарифам ФСТ России. Максимальное превышение цены покупки газа на ГРС по итогам торгов составило 144% от цены ФСТ.

Прогноз цен на уголь

Нами были проанализированы договора ОГК-2 до 2010 года на поставку Экибастузкого угля.

Согласно условиям этих договоров, темп роста стоимости покупаемого угля не превышает темпов роста инфляции. Темп роста ж/д тарифов взят в соответствии с прогнозом МЭРТ.

Существующие ограничения на поставку энергии со стороны системного оператора в 1999-2006 г.г. и прогноз изменения этого параметра.

На объемы передачи вырабатываемой электрической энергии электростанций, входящих в состав ОАО «ОГК 2», оказывают влияние следующие факторы:

- значения допустимых токовых нагрузок (авто) трансформаторов и линий электропередач, по которым осуществляется выдача мощности;
- значения максимально допустимых перетоков активной мощности в сечениях ОАО РАО «ЕЭС России»;
- ремонты сетевого оборудования электрических подстанций и линий электропередач;
- пуски, остановы и режимы работы генерирующего оборудования электростанций ОАО РАО «ЕЭС России»;
- режимные условия, контролируемые ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Энергопотребление

Прогноз выработки электроэнергии рассчитывался для каждой станции, входящей в состав ОАО «ОГК 2» в зависимости от установленной и рабочей мощности станции, а так же с учетом темпов роста электропотребления в ОЭС. Ретроспективные данные по энергопотреблению приведены ниже.

Табл. 11.3. Ретроспективные данные по энергопотреблению

	Факт						Средний прирост за 2001-2006 гг., %
	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	
ОЭС Северо Запада	77,174	78,009	80,281	82,405	83,735	87,368	
среднегодовой прирост, %	4,09	1,08	2,91	2,65	1,61	4,34	2,78
ОЭС Юга	69,350	69,999	71,665	72,016	73,463	76,874	
среднегодовой прирост, %	1,85	0,94	2,38	0,49	2,01	4,64	2,05
ОЭС Урала	204,352	205,401	213,254	222,752	228,119	241,488	
среднегодовой прирост, %	1,28	0,51	3,82	4,45	2,41	5,86	3,06

Источник: данные ОАО РАО «ЕЭС России»

Выработка электроэнергии на 2006-2007 прогнозировалась на основе утвержденных объемов выработки. Объемы выработки с 2008 по 2020 годы прогнозировались с учетом темпов роста энергопотребления соответствующей ОЭС.

Табл. 11.4. Прогнозные темпы роста по электропотреблению

	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2020
ОЭС Северо Запада	4,04%	4,07%	4,08%	4,13%	4,07%	4,07%
ОЭС Серного Кавказа	3,00%	3,03%	3,05%	3,12%	3,03%	3,03%
ОЭС Урала	4,28%	4,20%	3,51%	4,08%	4,20%	4,20%

Источник: данные ОАО РАО «ЕЭС России».

Оценщиком были проанализированы прогнозные данные МЭРТ РФ. Согласно этим данным средний темп роста электропотребления в целом по РФ составит 2,0-3,5% ежегодно. Данные темпы роста очень близки с (прогнозируемыми) темпами, прогнозируемыми ОАО РАО «ЕЭС России».

Табл. 11.5. Прогнозные темпы роста по электропотреблению (МЭРТ РФ)

	Единица измерения	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Производство электроэнергии – всего,	млрд. кВт/ч	953	983	1005	1029	1054
в том числе ТЭС	млрд. кВт/ч	629,2	661,9	676,8	694	717
Темп роста производства электроэнергии – всего,	%		103,1%	102,2%	102,4%	102,4%
в том числе ТЭС	%		105,2%	102,3%	102,5%	103,3%

Источник: данные МЭРТ РФ

Так же Оценщиком был проанализирован ежегодный обзор «International Energy Outlook 2006», выпускаемый Департаментом энергетики США. В данном обзоре в «среднем сценарии» мировое общее электропотребление растет в среднем на 2,7 % в год, начиная с 2003 по 2030 годы. Средний темп роста общего электропотребление в РФ согласно данному обзору составит 2,6% в год.

В данном обзоре в «среднем сценарии» мировая генерация электроэнергии растет в среднем на 2,8 % в год, начиная с 2003 по 2030 года. Средний темп роста общей генерации электроэнергии в РФ согласно данному обзору составит 3,0% в год, при этом темп роста после 2010 года в среднем составит 2,1% ежегодно, что также согласуется с прогнозными данными ОАО РАО «ЕЭС России».

Табл. 11.6. Прогнозные темпы роста генерации электроэнергии в РФ (IEO 2006)

	Единица измерения	2003 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Производство электроэнергии – всего	млрд. кВт/ч	812	1 178	1 345	1 516	1 655	1 781

Источник: данные International Energy Outlook 2006

Прогноз выработки электроэнергии строился с учетом следующих факторов:

- объема электроэнергии для поддержания требуемой нагрузки в сетях и обеспечения минимально необходимой выработки;
- графика вывода оборудования станций на средние и капитальные ремонты;
- ввода нового оборудования станций и вывода основных фондов из эксплуатации;
- рабочей мощности станций, рассчитанной на основе графика ремонтов и вводов нового оборудования.

Оценщиком были проанализированы ср. годовые рабочие мощности для каждой станции. Согласно этим данным – Сургутская ГРЭС 1 работает на пределе рабочей мощности, поэтому рост выработки практически невозможен, либо возможен, но очень небольшими темпами.

Выработка теплоэнергии прогнозировалась на основе анализа ретроспективных данных и плановых показателей ОАО «ОГК 2».

Прогнозирование отпуска электро- и теплоэнергии, используемых тарифов на электро- и теплоэнергию было произведено для каждой станции, входящей в состав ОАО «ОГК 2» отдельно. Расчеты для каждой станции приведены в Приложении 2 к настоящему Отчету.

Анализ дефицита мощностей

ОЭС Урал

Электроэнергетика Уральского региона характеризуется высокой степенью концентрации мощностей, нагрузок и централизации производства. В настоящее время на территории региона действуют 9 крупных электростанций суммарной мощностью 15200 МВт. Среди них 7 электростанций (ГРЭС) мощностью 1000 МВт и выше: Верхнетагльская ГРЭС (1000 МВт), Рефтинская ГРЭС (3800 МВт), Троицкая ГРЭС (1900 МВт), Пермская ГРЭС (2400 МВт), Камановская ГРЭС (1800 МВт), Ириклинская ГРЭС (2400 МВт), Среднеуральская ГРЭС (1180 МВт). Кроме того, 2 электростанции имеют мощность ниже 1000 МВт: Яйвинская ГРЭС (600 МВт), Южноуральская ГРЭС (400 МВт). В Уральском регионе так же действуют ТЭЦ с оборудованием на давление 90 и 130 кгс/см² общей суммарной мощностью ~ 13000 МВт. Среднегодовая установленная тепловая мощность на конец 2004 года была равна 34502 Гкал/ч.

По прогнозам ОДУ Урала к 2010 году в энергосистеме Урала ожидается дефицит мощности на уровне около 2000 МВт.

В структуре потребления электроэнергии по основным направлениям хозяйственной деятельности в ОЭС Урала основная доля приходится на промышленность – 132,5 млрд.кВт.ч, или 58 %. Удельный вес других отраслей составляет от 0,8 % (строительство) до 16 % (быт и сфера услуг).

По Свердловской и Пермской энергосистемам за этот же период общий прирост электропотребления составил 3,4 млрд.кВт.ч и 3 млрд.кВт.ч, или 8 и 15 % соответственно, по Челябинской энергосистеме – 1,5 млрд.кВт.ч, или 4,8 %. Дефицит мощности и электроэнергии Свердловской энергосистемы в 2000-2005 гг покрывался за счет расположенной на ее территории Белоярской АЭС концерна «Росэнергоатом». Дефицит Пермской энергосистемы – за счет Пермской ГРЭС ОАО «ОГК-1».

Свердловская энергосистема. Несмотря на заявляемое строительство генерирующих мощностей, энергосистема, начиная с 2008 г, становится дефицитной, при этом дефицит мощности ожидается на этапе 2010 г величиной 850 МВт, 2015 г – 100 МВт и 2020 г – 700 МВт.

Наиболее остродефицитной в ОЭС Урала является Челябинская энергосистема, где максимальные величины дефицита мощности и электроэнергии наблюдались в 2000 году и составили около 2000 МВт и 11 млрд.кВт.ч соответственно.

ОЭС Юга

Основу ОЭС составляют тепловые электростанции, на долю которых приходится до 70% вырабатываемой электроэнергии.

Наиболее крупными электростанциями в Северо-Кавказском регионе являются Ставропольская ГРЭС (2400 МВт), Новочеркасская ГРЭС (2112 МВт), Невинномысская ГРЭС (1290 МВт), Краснодарская ТЭЦ (648 МВт), Чиркайская ГЭС (1000 МВт), Волгодонская АЭС (1000 МВт). Основными потенциальными конкурентами Невинномысская ГРЭС являются: Концерн «Росэнергоатом», гидроэлектростанции, Ставропольская ГРЭС и Новочеркасская ГРЭС.

Северо-Кавказский регион всегда был дефицитным по энергообеспеченности. Остается им и сегодня. Дефицит электроэнергии в настоящее время покрывается межсистемными связями Украина, Центр – Северный Кавказ. При замкнутых связях с Украиной пропускная способность линий связи в сторону Северного Кавказа по состоянию на 01.01.05 г. составляла 1550 Мвт, при разомкнутых связях с Украиной – 350 – 700 МВт (Сценарные условия развития электроэнергетики и холдинга РАО «ЕЭС России» на 2006-2010 г.г.). В период до 2010 г. переток в направлении Северного Кавказа будет увеличен соответственно до 1950 МВт и 1550 МВт.

По прогнозной оценке дефицит электрической мощности в регионе не будет сокращаться даже с учетом перетоков мощности – от 200 МВт в 2006г. до 630-4500 МВт в 2010 году (Сценарные условия развития электроэнергетики и холдинга РАО «ЕЭС России» на 2006-2010 г.г.).

ОЭС Северо Запада

Энергосистема Северо-Запада России включает республики: Карелия, Коми, Мурманскую, Ленинградскую, Псковскую, Новгородскую, Архангельскую области и Санкт-Петербург, общая площадь 1520 тыс. кв. км, население 13 млн. человек.

Потребление электрической энергии в ОЭС Северо-Запада за предшествующее десятилетие претерпело значительное изменение. Его наибольший спад относится к 1997-1998 гг. В настоящее время наметилась

устойчивая тенденция ежегодного увеличения электропотребления в связи с общим ростом экономики страны и выходом ее из кризиса.

Производство электрической и тепловой энергии в ОЭС Северо-Запада осуществляется на 97 электростанциях суммарной установленной мощностью 19,8 тыс. МВт, из них мощность ТЭС составляет 56%, ГЭС – 15%, АЭС – 29%.

Годовое потребление электроэнергии в ОЭС Северо-Запада составляет в настоящее время около 90.9 млрд. кВт/ч, производство электроэнергии – 92.7 млрд. кВт/ч.

Генерирующие активы Северо-Запада представлены следующими компаниями ТГК-1; ТГК-2; Киришская ГРЭС (ОГК-6); Псковская ГРЭС (ОГК-2); ЛАЭС; КАЭС; Северо-западная ТЭЦ; Мурманская ТЭЦ; Апатитская ТЭЦ.

Основные конкуренты электростанций-филиалов ОАО «ОГК-2», их преимущества и недостатки, конкурентные преимущества ОАО «ОГК-2»

Ставропольская ГРЭС расположена в ОЭС Юга, являющейся дефицитной по балансу электроэнергии. Загрузка электростанции обеспечивает техническую возможность экспортных поставок электроэнергии в Грузию и в Азербайджан (транзитом через Грузию), а так же поддержание перетоков в системообразующей электрической сети ОЭС Юга на допустимых уровнях. Электростанция является одним из крупнейших узлов противоаварийной автоматики в ОЭС Юга. Конкурентами Ставропольская ГРЭС в ОЭС Юга являются Невинномысская ГРЭС и Новочеркасская ГРЭС. В качестве преимуществ Ставропольской ГРЭС можно отметить наиболее оптимальные ТЭП, большой диапазон регулирования, скорости набора и сброса нагрузки, что обеспечивает максимальные возможности электростанции в покрытии графика потребления. Новочеркасская ГРЭС в качестве основного топлива использует уголь. Две газовые станции Ставропольская и Невинномысская ГРЭС обеспечивают более благоприятную экологическую обстановку в регионе, однако энергоблоки Невинномысской ГРЭС имеют большой процент износа оборудования, более низкие диапазон регулирования и скорости набора и сброса нагрузок.

Псковская ГРЭС расположена в ОЭС Северо-Запада, являющейся дефицитной по балансу электроэнергии. Согласно Сценарным условиям развития электроэнергетики и холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005–2009 гг. рост электропотребления в ОЭС Северо-Запада в указанный период будет составлять около 4 % в год. Кроме того, загрузка электростанции обеспечивает техническую возможность экспортных поставок в энергосистемы Белоруссии и стран Балтии в силу расположения Псковской ГРЭС в электрической сети, обеспечивающей параллельную работу энергосистем указанных стран с ЕЭС России. В соответствии с перечисленными факторами, Псковской ГРЭС имеет перспективы стабильного спроса на электроэнергию.

Единственным прямым конкурентом Псковской ГРЭС на оптовом рынке электроэнергии может являться Киришская ГРЭС, имеющая также блочное конденсационное оборудование в узле Ленэнерго-Псковэнерго - ОЭС Балтии. Однако оборудование Псковской ГРЭС имеет достаточно высокие маневренные возможности при более низких стоимостных показателях по сравнению с Киришской ГРЭС.

Троицкая ГРЭС находится в ОЭС Урала и имеет выгодное географическое расположение по отношению к крупным промышленным центрам - Челябинску и Магнитогорску, а также Северному Казахстану. ОЭС Урала является наиболее динамичной по уровню роста электропотребления (прогноз роста около 5 % в год) в ЕЭС России. Указанный фактор напрямую увеличивает спрос на электроэнергию, вырабатываемую электростанцией.

Единственный прямой конкурент – Южно-Уральская ГРЭС. При этом, 87% установленной мощности Троицкой ГРЭС составляют блоки 300 и 500 МВт, имеющие лучшие по сравнению с конденсационными блоками Южно-Уральской ГРЭС ТЭП и более широкий диапазон регулирования нагрузки. Южно-Уральская ГРЭС имеет более низкую стоимость производства электроэнергии в целом по электростанции за счет большей доли отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, но имеет ограниченные возможности маневрирования в связи с высокой зависимостью от режима теплоснабжения. При новых вводах и замене отработавшего свой срок оборудования на современные ПГУ-400, Ириклинская ГРЭС сможет составить конкуренцию Троицкой ГРЭС.

Сургутская ГРЭС-1 располагается в Тюменской энергосистеме, входящей в состав ОЭС Урала. Регион расположения электростанции на протяжении нескольких последних лет характеризуется высоким уровнем роста электропотребления (прогноз роста не менее 7% в год), что обуславливает востребованность электроэнергии, предлагаемой электростанцией к реализации, в полном объеме.

Основные конкуренты - Нижневартовская ГРЭС и Сургутская ГРЭС-2. Сургутская ГРЭС-1 по сравнению с конкурентами имеет наименьшие маневренные возможности, однако величина установленной мощности каждого энергоблока конкурентов в 4 раза превышает установленную мощность каждого энергоблока Сургутской ГРЭС-1, что негативно сказывается на выполнении диспетчерского графика нагрузок при аварийном отключении оборудования и, как следствие, приводит к большим финансовым потерям на БР.

Кроме того, ожидается ввод более эффективных новых блоков на Сургутской ГРЭС-2, Нижневартовской ГРЭС и на новой площадке в Тарко-Сале.

Серовская ГРЭС имеет высокую востребованность в энергоузле с прогнозом увеличения потребления на 1800 МВт до 2010 года и возможность изменять нагрузку для обеспечения покрытия неравномерного суточного графика потребления. В настоящее время дефицит Серовско-Богословского энергоузла, в который осуществляется выдача электроэнергии Серовской ГРЭС, составляет не менее 700 МВт круглогодично. Указанный дефицит покрывается за счет практически полной загрузки ЛЭП электрической связи со Свердловской энергосистемой. Потребители данного энергоузла неоднократно сообщали о готовности наращивать мощность собственного потребления, которое может быть обеспечено за счет уплотнения годового графика нагрузки Серовской ГРЭС, а также за счет вошедшего в программу строительства ОАО РАО «ЕЭС России» новых энергоблоков на Серовской ГРЭС на основе современных высокоэффективных технологий. В соответствии с заявками потребителей, рост потребления в узле прогнозируется на уровне 7% в год до 2010г.

Конкуренты – Нижнетурьинская ГРЭС и Богословская ТЭЦ, которая имеет большую по сравнению с Серовской ГРЭС, зависимость режима работы от тепловой нагрузки потребителей и значительно меньшую установленную мощность по сравнению с Серовской ГРЭС. Возможно снижение загрузки/рентабельности из-за строительства ЛЭП БАЗ – Северная, т.к. усилится конкуренция и со Среднеуральской ГРЭС и Пермской ГРЭС, а также из-за ввода новой мощности 600 МВт на Ново-Богословской ТЭЦ.

11.4. ВЫБОР ДЛИТЕЛЬНОСТИ ПРОГНОЗНОГО ПЕРИОДА

При анализе дисконтированных денежных потоков составляется прогноз движения денежных средств на определенный период времени, который может отразить любые изменения в финансовых потоках и тем самым учесть множество факторов, влияющих на эти потоки.

Срок составления прогноза выбирается таким образом, чтобы максимально точно спрогнозировать ожидаемые темпы роста выручки и размера прибыли от деятельности Компании до момента достижения ею стабильных показателей роста или неизменности денежного потока.

Прогнозный период должен продолжаться, пока темпы роста предприятия не стабилизируются (предполагается, что в остаточный период должны иметь место стабильные долгосрочные темпы роста или одноуровневый бесконечный поток доходов).

В международной теории оценки прогнозный период выбирается в пределах 10 – 20 лет.

В рамках проведения данной оценки был выбран период прогноза с 01.01.2007 г. (дата оценки) по 31.12.2020 г. Данный выбор объясняется тем, что прогноз целого ряда факторов, оказывающих определяющее влияние на стоимость энергетических активов (соотношение между различными видами топлива, динамика тарифов на электроэнергию и теплоэнергию и т.д.), приведен в заслуживающих доверие источниках именно до 2020 г. Данный период вполне соотносится с мировой практикой оценки капиталоемких отраслей. При этом, по нашему мнению, прогнозирование деятельности Компании за пределами 2020 г. нецелесообразно в связи с практически полным отсутствием реперных точек, заслуживающих доверие источников в отношении изменения тарифов и стоимости топлива. Кроме того, изменения потоков за пределом этого периода оказывают минимальное влияние на стоимость Компании.

Основная причина выбора периода до 2020 г. заключается в стабилизации денежных потоков к 2018-2020 гг., о чем свидетельствует показатель ЕВІТ, стабилизировавшийся к этому периоду.

11.5. ПРОГНОЗ ДОХОДОВ КОМПАНИИ

Основными источниками формирования выручки является продажа электрической и тепловой энергии, подпитка теплосети и невозврат конденсата.

Табл. 11.7. Структура выручки ОАО «ОГК 2»

	ОГК-2
Реализация электрической энергии	92,3%
Реализация тепловой энергии	2,1%
Прочая реализация	5,6%
в т.ч. подпитка теплосети и невозврат конденсата	5,6%

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

Более подробный анализ структуры и динамики доходов ОАО «ОГК 2» приведен в разделе ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ настоящего Отчета.

11.5.1. Доходы ОАО «ОГК 2» от реализации электроэнергии.

В качестве основы для построения прогнозов по уровню выработки электроэнергии и тарифу на электроэнергию, начиная с 2008 года, были использованы прогнозные данные по выработке электроэнергии и тарифу на электроэнергию по каждой станции, утвержденные ФСТ на 2007 год, которые корректировались согласно прогнозным темпам электропотребления для соответствующей ОЭС и темпам роста стоимости электроэнергии.

Оценщиком были проанализированы ретроспективные данные по выработке электроэнергии.

Табл. 11.8. Динамика выработки электроэнергии ОАО «ОГК 2»

№ п/п	Наименование филиала	Единицы измерения	Год	
			2005	2006
1.	Ставропольская ГРЭС	млн. кВт. ч	8 596,5	9 830,2
2.	Троицкая ГРЭС	млн. кВт. ч	4 931,0	8 987,6
3.	Псковская ГРЭС	млн. кВт. ч	1 469,3	1 890,0
4.	Сургутская ГРЭС 1	млн. кВт. ч	22 992,3	24 147,5
5.	Серовская ГРЭС	млн. кВт. ч	3 092,5	3 228,3
	Итого	млн. кВт. ч	41 081,7	48 083,6

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

Так же мы провели анализ изменения рабочей мощности станции в зависимости от количества дней в текущих, средних и капитальных ремонтах, длину и периодичность данных ремонтов, и на основе рабочей мощности станции, определенной как установленная мощность минус мощность в ремонтах, определили максимально возможное количество электроэнергии, которое может вырабатывать станция, с учетом сезонных и сетевых ограничений.

Системных ограничений по перетокам электроэнергии в рассматриваемых регионах выявлено не было.

Потребление электроэнергии на собственные нужды на 2007-2020 г.г. учитывалось на основе данных станций, далее величина потребления изменялась с учетом изменения объема выработки электроэнергии (на основе консультаций с техническими службами станции) и планов модернизации станции, позволяющих сократить потребление электроэнергии на собственные нужды.

В расчетах на 2007 год использовались установленные Компанией данные 2007 года по отпуску электроэнергии. С 2007 года мы использовали в расчетах скорректированные нами прогнозные значения темпов роста электропотребления для соответствующего региона. Корректировка производилась на основе графика рабочей мощности станций, определенного в соответствии с графиком ремонтов и остановки оборудования в связи с проведением замены, реконструкции и модернизации оборудования.

Доля электроэнергии и мощности, реализуемой на свободном рынке, увеличивалась в соответствии с прогнозами по либерализации рынков электроэнергии и мощности.

На 2007 года Оценщик использовал утвержденные в ФСТ тарифы на электроэнергию для каждой станции, входящей в состав ОАО «ОГК 2».

В целях определения уровня цен на электроэнергию в регулируемом секторе на период с 2008 г. по 2010 г. Оценщик использовал утвержденную в ФСТ методику расчета тарифа на 2007 год с учетом темпов роста на топливо входящего в данный тариф.

В целях определения уровня цен на электроэнергию в свободном секторе на период с 2007 года по 2020 года Оценщик использовал текущие тарифы в данном секторе в тех узлах, где расположены станции, входящие в состав ОАО «ОГК 2». Далее, так полная либерализация рынка электроэнергии и мощности наступает в 2011 году, был определен уровень тарифа в 2011 году равный рассчитанному тарифу для вновь построенной станции (ПГУ) в каждой ОЭС.

На текущий момент нехватка мощностей наблюдается в различных регионах России. Для исправления данной ситуации необходимо не только замещающее строительство мощностей, но и в большей степени строительство новой генерации. Оценщиком была проанализирована данная ситуация и рассчитана стоимость строительства

новой генерации на площадке станций и соответственно тариф на электроэнергию в свободном секторе. Далее были рассчитаны темпы с роста электроэнергии в свободном секторе для каждой станции 2008 по 2010 годы при условии достижения ими целевого тарифа в 2011 году. С 2012 года темпы роста электроэнергии были приравнены темпам роста инфляции (более подробно см. раздел МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ данного Отчета). Ниже приведены темпы роста в свободном рынке для каждой станции.

Табл. 11.9. Прогноз темпов роста цен на электроэнергию для ОАО «ОГК 2» на свободном рынке

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Псковская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	115,0%	114,5%	114,3%	107,3%	103,6%	103,4%	101,8%
Серовская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	114,4%	114,4%	110,9%	105,2%	103,5%	102,8%	102,8%
Ставропольская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	115,0%	115,0%	114,8%	107,8%	104,2%	102,5%	102,5%
Сургутская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	115,0%	114,4%	110,9%	105,1%	104,6%	103,3%	102,3%
Троицкая ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	115,0%	114,4%	110,9%	105,1%	104,6%	103,3%	102,3%

Источник: данные ОАО «ОГК 2», расчеты ЗАО «Российская оценка»

В целях определения уровня цен в РМ период на 2008 года Оценщик, на основании данных за 2007 год, проанализировал и рассчитал тарифы замыкающих станций в ОЭС Урала, Северо-Запада и Юга. В ОЭС Урала замыкающей по мощности станцией является Яйвинская ГРЭС, в ОЭС Северо Запада – Псковская ГРЭС, в ОЭС Юга – Невиномыская ГРЭС. Данные тарифы в дальнейшем изменялись в соответствии темпами инфляции.

11.5.2. ДОХОДЫ ОАО «ОГК 2» ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОЭНЕРГИИ.

Реализация тепловой энергии происходит на региональном рынке по месту нахождения электрической станции по тарифам, утвержденным соответствующими региональными энергетическими комиссиями:

Ретроспективные данные по объему отпуска теплоэнергии представлены в таблице.

Табл. 11.10. Ретроспективная динамика отпуска теплоэнергии

№ п/п	Наименование филиала	Единицы измерения	Год	
			2005	2006
1.	Ставропольская ГРЭС	тыс. Гкал	110,2	95,8
2.	Троицкая ГРЭС	тыс. Гкал	523,1	545,7
3.	Псковская ГРЭС	тыс. Гкал	93,8	87,1
4.	Сургутская ГРЭС 1	тыс. Гкал	1 638,2	1 800,0
5.	Серовская ГРЭС	тыс. Гкал	116,8	152,9
	Итого	тыс. Гкал	2 482,1	2 681,5

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

Табл. 11.11. Основные потребители тепловой энергии

№ пп	Основные потребители тепловой энергии	Место нахождения	Объем продаж 2006 г., тыс. Гкал
1.	ОАО «ТГК-10»	г. Сургут	1693,8
2.	ОАО «Завод железобетонных изделий»	г. Сургут	69,5
3.	ОАО «Челябобл-коммунэнерго»	г. Троицк	

4.	МУП «Жилсервис»	г. Троицк	304,9
5.	ЗАО «Троицкие энергетические системы»	г. Троицк	171,2
6.	ООО «Восток»	г. Серов	62,8
7.	УМП ЖКХ Восток	г. Серов	42,2
8.	МУП ЖКХ п.Солнечно-дольск	п. Солнечнодольск	67,5
9.	МП ЖКХ Дедовичского района	п. Дедовичи	52,2
	ВСЕГО по ОГК-2		2 542

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

Нами были проанализированы ретроспективные данные по темпам роста отпуска теплоэнергии и прогнозы, предоставленные ОАО «ОГК 2». Согласно этим данным отпуск теплоэнергии прогнозируется на неизменном уровне.

Планируемые объемы отпуска теплоэнергии на 2007 год составляют 2 426,3 тыс. Гкал.

На 2007 годы нами были использованы тарифы на теплоэнергию, утвержденные для филиалов ОАО «ОГК 2».

Начиная с 2008 года тариф рассчитывался на основании тарифа на 2007 год с учетом темпов роста топлива и инфляции. В прогнозных темпах роста тарифа учитывался темп роста топлива в объеме топливной составляющей тарифа и инфляционная составляющая в объеме постоянных издержек.

Табл. 11.12. Прогноз темпов роста цен на теплоэнергию для ОАО «ОГК 2»

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Псковская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	119,6%	116,2%	116,1%	108,1%	105,7%	105,5%	104,5%
Серовская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	109,1%	107,8%	107,1%	106,2%	105,6%	105,0%	104,3%
Ставропольская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	119,6%	116,3%	116,3%	108,1%	105,7%	105,5%	104,5%
Сургутская ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	118,9%	112,7%	110,5%	108,1%	105,7%	105,5%	104,5%
Троицкая ГРЭС								
Темпы роста тарифа	%	108,9%	107,7%	107,0%	106,2%	105,6%	105,1%	104,3%

Источник: данные ОАО «ОГК 2», расчеты ЗАО «Российская оценка»

11.5.3. ПРОЧИЕ ДОХОДЫ ОАО «ОГК 2» ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

В состав прочих доходов ОАО «ОГК 2» от основной деятельности, входят подпитка теплосети и невозврат конденсата. Ожидаемая выручка в 2007 году 52 688,4 тыс. рублей. Начиная с 2008 года выручка от прочих доходов рассчитывалась, на основании выручки за 2007 год с учетом темпов инфляции.

11.6. ПРОГНОЗ РАСХОДОВ КОМПАНИИ

Построение прогноза расходов ОАО «ОГК 2» было проведено на основе анализа ретроспективных данных (см. раздел ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ настоящего Отчета), предположений и допущений, описанных выше и в данном разделе, а также прогнозных показателей.

В рамках настоящего исследования были спрогнозированы следующие статьи расходов:

1. Расходы на топливо.
2. Расходы на оплату труда.
3. Амортизация.
4. Расходы на ремонт и обслуживание.

5. Расходы на сырье и материалы.
6. Прочие эксплуатационные расходы.
7. Расходы на топливо.

11.6.1. РАСХОДЫ НА ТОПЛИВО

Нами была проанализирована структура топлива на каждой генерирующей станции ОАО «ОГК 2». Основным топливом, потребляемым станциями, входящими в состав ОАО «ОГК 2», является газ и уголь, резервным – мазут. (более подробно см. раздел ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ данного Отчета).

Табл. 11.13. Данные о долях потребления условного топлива (тут) в 2006 г.г.

	2006 г.
Мазут	0,01%
Газ	99,94%
Уголь	0,05%
Итого	100,0%

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Табл. 11.14. Структура расхода условного топлива по видам натурального топлива

	Ед. измерения	Псковская ГРЭС	Серовская ГРЭС	Ставропольская ГРЭС	Сургутская ГРЭС 1	Троицкая ГРЭС
Газ	%	100,00%	34,85%	97,10%	100,00%	0,00%
Уголь	%	0,00%	65,15%	0,00%	0,00%	98,80%
Мазут	%	0,00%	0,00%	2,90%	0,00%	1,20%
Итого	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Источник: данные ОАО «ОГК-2»

Мы проанализировали стоимость каждого вида топлива для каждой станции входящей в состав ОАО «ОГК 2» на 2007 год. Также Оценщик проанализировал и спрогнозировал долю коммерческого газа в объеме потребляемого газа. Начиная с 2008 года стоимость топлива рассчитывался на основании стоимости данного вида топлива для каждой станции скорректированной на темп роста по соответствующему виду топлива. При прогнозе стоимости угля для Троицкой ГРЭС и Серовской ГРЭС, нами были проанализированы договора ОАО «ОГК 2» на поставку Экибастузского угля. Согласно условиям этих договоров, темп роста стоимости покупаемого угля не превышает темпов роста инфляции. Темп роста ж/д тарифов взят в соответствии с прогнозом МЭРТ.

Стоимость основных видов топлива и доля коммерческого газа для каждой станции входящей в состав ОАО «ОГК 2», с 2007 год по 2020 год представлена в таблице.

Табл. 11.15. Прогноз цен на топливо для ОАО «ОГК 2»

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ставропольская ГРЭС								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	1 675,85	2 094,82	2 521,01	3 033,91	3 302,13	3 490,35	3 682,32
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	1 953,87	2 246,95	2 583,99	3 033,91	3 302,13	3 490,35	3 682,32
Доля лимитного газа	%	94,4%	91,7%	89,0%	86,5%	0%	0%	0%
Троицкая ГРЭС								
Цена приобретения уголь	руб. / тнт	577,32	631,84	682,45	731,88	777,83	821,30	861,88
уголь	руб. / тнт	264,34	284,43	303,77	322,90	342,28	361,79	381,69

ж/д перевозка	руб. / тнт	312,98	347,41	378,68	408,97	435,56	459,51	480,19
Серовская ГРЭС								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	1 419,51	1 774,39	2 135,39	2 391,63	2 603,07	2 751,45	2 902,78
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	1 653,48	1 901,51	2 186,73	2 449,14	2 603,07	2 751,45	2 902,78
Цена приобретения уголь	руб. / тнт	700,37	768,42	831,32	892,66	949,07	1 001,95	1 050,66
уголь	руб. / тнт	264,34	284,43	303,77	322,90	342,28	361,79	381,69
ж/д перевозка	руб. / тнт	436,03	483,99	527,55	569,76	606,79	640,16	668,97
Псковская ГРЭС								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	1 576,59	1 970,74	2 371,68	2 854,20	3 106,54	3 283,61	3 464,21
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	1 860,24	2 139,28	2 460,17	2 854,20	3 106,54	3 283,61	3 464,21
Доля лимитного газа	%	92,9%	89,1%	85,7%	82,4%	0%	0%	0%
Сургутская ГРЭС 1								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	1 382,30	1 727,88	2 206,32	2 817,25	3 066,58	3 213,41	3 360,46
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	1 902,17	2 187,50	2 515,62	2 817,49	3 066,58	3 213,41	3 360,46
Доля лимитного газа	%	87,96%	87,94%	88,04%	88,01%	0%	0%	0%

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ставропольская ГРЭС								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	3 848,02	4 001,94	4 142,01	4 286,98	4 437,02	4 592,32	4 753,05
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	3 848,02	4 001,94	4 142,01	4 286,98	4 437,02	4 592,32	4 753,05
Доля лимитного газа	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Троицкая ГРЭС								
Цена приобретения уголь	руб. / тнт	898,26	931,69	964,30	998,05	1 032,99	1 069,14	1 106,56
уголь	руб. / тнт	398,86	414,82	429,33	444,36	459,91	476,01	492,67
ж/д перевозка	руб. / тнт	499,40	516,88	534,97	553,69	573,07	593,13	613,89
Серовская ГРЭС								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	3 033,40	3 154,74	3 265,15	3 379,43	3 497,71	3 620,13	3 746,84
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	3 033,40	3 154,74	3 265,15	3 379,43	3 497,71	3 620,13	3 746,84
Цена приобретения уголь	руб. / тнт	1 094,59	1 134,90	1 174,62	1 215,73	1 258,28	1 302,32	1 347,90
уголь	руб. / тнт	398,86	414,82	429,33	444,36	459,91	476,01	492,67

ж/д перевозка	руб. / тнт	695,73	720,08	745,28	771,37	798,37	826,31	855,23
Псковская ГРЭС								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	3 620,10	3 764,90	3 896,67	4 033,06	4 174,21	4 320,31	4 471,52
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	3 620,10	3 764,90	3 896,67	4 033,06	4 174,21	4 320,31	4 471,52
Доля лимитного газа	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Сургутская ГРЭС 1								
Цена приобретения лимитного газ,	руб. / тнт	2 156,77	2 253,83	2 343,98	2 426,02	2 510,93	2 598,82	2 689,77
Цена приобретения коммерческого газа	руб. / тнт	2 156,77	2 253,83	2 343,98	2 426,02	2 510,93	2 598,82	2 689,77
Доля лимитного газа	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Источник: данные ОАО «ОГК 2», расчеты ЗАО «Российская оценка»

Удельные расходы условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии в 2006 г. приведены в таблице:

Табл. 11.16. Данные об удельных расходах условного топлива по станциям, входящим в состав ОАО «ОГК 2» в 2006г.

Показатели	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии
Ставропольская ГРЭС	332,6	171,1
Псковская ГРЭС	332,1	168,2
Троицкая ГРЭС	378,5	166,0
Серовская ГРЭС	459,4	178,6
Сургутская ГРЭС 1	324,3	139,2

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

Прогнозные удельные расходы условного топлива были рассчитаны постанционно с учетом объемов выработки электроэнергии в теплофикационном и конденсационном режиме, а также с учетом увеличения/уменьшения объема отпуска тепла на основании данных технических служб ОАО «ОГК 2».

Изменение удельного расхода топлива в прогнозный период планируется за счет изменения выработки электроэнергии, а также за счет проведения реконструкции (модернизации) энергоблоков станций. Величина удельного расхода топлива после осуществления работ по реконструкции энергоблоков (замена существующего оборудования) была спрогнозирована на основе СЦЕНАРНЫХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ХОЛДИНГА РАО «ЕЭС России» на 2005-2009 гг., а также на основе данных МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ 5-ЛЕТНЕГО ПЛАНА-ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ (ОГК, ТГК) И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» и данных ОАО «ОГК 2».

Расчет величины расхода условного топлива был произведен на основе графика реконструкции энергоблоков, представленном в разделе Капитальные вложения Доходного подхода настоящего Отчета.

Прогноз величины расхода условного топлива строился по каждому энергоблоку в зависимости от момента проведения работ по его реконструкции или модернизации.

11.6.2. РАСХОДЫ НА ПЕРСОНАЛ

Расходы на персонал рассчитывались как сумма фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды, принятых на уровне установленной законодательством ставки налога (26,4% от ФОТ). Размер Фонда оплаты труда на 2007 год был принят на основании данных Бизнес плана ОАО «ОГК 2».

Табл. 11.17. Данные о среднесписочной численности ОАО «ОГК 2» в 2004-2006г.г.

Показатели	ед.изм.	2004 год	2005 год	2006 год
Среднесписочная численность	чел.	4 912	4 837	4 816

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

В результате реорганизации ОАО «ОГК-2» численность персонала в Обществе по данным на конец декабря 2006 года составила 4 842 человек. В это число входит:

- Исполнительного аппарата ОАО «ОГК-2» - 181 человек;
- Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС (Псковская ГРЭС) - 521 человек;
- Филиала ОАО «ОГК-2» - Серовская ГРЭС (Серовская ГРЭС) - 457 человек;
- Филиала ОАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС (Ставропольская ГРЭС) - 971 человек;
- Филиала ОАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (Сургутская ГРЭС-1) - 1090 человек;
- Филиала ОАО «ОГК-2» - Троицкая ГРЭС (Троицкая ГРЭС) - 1622 человек.

Две трети от общей численности персонала, 65% (3 185 человек), составляют рабочие, 19% (898 человек) – специалисты, 15% - руководители среднего и высшего звена (674 и 55 человек соответственно).

Среднемесячный размер оплаты труда работников станции корректировался на темпы инфляции. Данная корректировка вводилась в соответствии с анализом коллективных договоров в отрасли электроэнергетики, который показал, что преимущественно темп роста заработной платы заложен на уровне, не превышающем инфляционную составляющую.

Средние выплаты персоналу Компании на 2007 год (согласно Бизнес плана) планируется на уровне 27 614,2 руб. на человека.

Среднесписочная численность персонала на 2007 год – 4 842 человек. Мы провели консультации с соответствующими службами ОАО «ОГК 2», в ходе которых было выявлено, что согласно Программе по оптимизации численности персонала планируется незначительное сокращение текущей величины персонала и незначительное изменение качественного состава. Согласно этой Программе численность персонала, планируемая на 2020 находится на уровне 4 842 человека. Эти данные были использованы в прогнозе затрат на оплату труда на 2007 – 2020 г.г.

11.6.3. РАСХОДЫ НА СЫРЬЕ И РЕМОНТ

При прогнозировании расходов на ремонт оборудования станций, входящих в состав ОАО «ОГК 2», мы проанализировали следующие данные:

1. Данные о затратах на ремонт в 2001 – 2006 гг. по генерирующим мощностям станций входящих в ОАО «ОГК 2», приведенные на дату оценки.
2. Плановые показатели на 2006 и 2007 гг.
3. Данные об отчислениях на поддержание рабочего состояния электростанций по данным, предоставленным институтом Теплоэлектропроект.
4. Данные об отчислениях на текущие, средние и капитальные ремонты основного и вспомогательного оборудования по данным ОАО «ЦКБЭнергоремонт»;
5. График остановки и вывода энергоблоков на все виды ремонтов.

Табл. 11.18. Данные об отчислениях на ремонт по станциям, входящим в состав ОАО «ОГК 2» в 2004 - 2007г.г.

Электростанция	2004г.	2005г.	2006г.	2007г.план
Псковская ГРЭС	105 954	88 393	105 145	128 513
Ставропольская ГРЭС	455 755	497 437	535 458	558 843
Сургутская ГРЭС	1 017 710	1 430 669	1 182 595	1 264 969
Серовская ГРЭС	137 913	138 832	183 776	194 099
Троицкая ГРЭС	448 057	611 145	821 311	827 065

Всего по ОГК-2	2 165 389	2 766 476	2 828 285	2 973 489
-----------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

Анализ приведенных затрат на ремонт и плановых затрат Компании на 2007 год показал, что планируемая величина затрат, равная 2 973 489,3 тыс. руб. сопоставима с затратами на ремонт прошлых лет. В целом по филиалам ОАО «ОГК-2», при увеличении затрат на ремонты основных производственных фондов в текущих ценах наблюдается незначительное снижение уровня затрат на ремонты в приведенных ценах. В дальнейшем при построении расходов на ремонт в рассматриваемом периоде принято решение за основу взять данные, представленные Компанией, а также использовать в прогнозах предоставленный укрупненный график ремонтов оборудования станций, входящих в состав ОАО «ОГК 2».

В расчетах на 2007 год мы использовали плановую величину, заложенную в Бизнес-плане Компании.

В последующие прогнозные годы величина расходов на ремонтные работы рассчитывалась, исходя из ожидаемой величины 2007 года, скорректированной на уровень инфляции и планируемого увеличения/уменьшения мощности.

Прогноз затрат на ремонт и обслуживание на прогнозный период приведен в Приложении 2 настоящего Отчета.

11.6.4. ПРОГНОЗ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ

Прогноз величины амортизационных отчислений складывается из прогноза амортизационных отчислений по существующим основным фондам и вновь вводимым основным фондам.

Прогноз амортизационных отчислений по существующим основным фондам строился на основе информации о ретроспективных нормах амортизации по группам основных фондов. Норма амортизации существующих основных фондов, рассчитанная на основе информации на 01 января 2007 года по выделенному в состав ОАО «ОГК 2» имуществу приведена в таблице.

Табл. 11.19. Данные о средней норме амортизационных отчислений ОАО «ОГК 2» по группам основных средств

Группа основных фондов	Норма амортизации
Здания	1,95%
Сооружения	8,40%
Машины и оборудование	11,21%
Транспортные средства	22,24%
Прочие основные фонды	27,86%

Источник: данные ОАО «ОГК 2», расчеты ЗАО «Российская оценка»

По вновь вводимым основным фондам ставка амортизации была скорректирована с учетом укрупненных средних показателей по группам основных фондов, определенных на основании среднего эффективного срока службы объектов основных средств по каждой группе.

В рассматриваемом случае корректировке подверглась ставка амортизации по группам:

- здания – ставка амортизации по данной группе по вновь вводимым основным средствам составила 1,5%;
- сооружения - ставка амортизации по данной группе по вновь вводимым основным средствам составила 3%;
- машины и оборудование – ставка амортизации по данной группе по вновь вводимым основным средствам составила 5%;
- транспортные средства – ставка амортизации по данной группе по вновь вводимым основным средствам составила 10%;
- прочие основные фонды - ставка амортизации по данной группе по вновь вводимым основным средствам составила 10%.

Прогноз амортизационных отчислений приведен в Приложении 2 к настоящему отчету.

11.6.5. РАСЧЕТ НАЛОГОВЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ

Налоги (на имущество, прибыль и иные) приняты исходя из предположения о неизменности их уровня на протяжении прогнозного периода (за исключением тех из них, изменение которых известно нам по состоянию на дату оценки).

Средневзвешенный налог на имущество для ОАО «ОГК 2» составляет 2,0% от среднегодовой стоимости основных фондов, так как ОАО «ОГК 2» имеет льготы по налогу на имущество вследствие того, что в составе имущественного комплекса Компании находятся тепловые магистральные трубопроводы и пристанционные электрические сети.

Расчет налога на имущество в прогнозном периоде осуществлялся по следующему алгоритму:

- Налог на имущество по существующим основным фондам рассчитывался, исходя из средневзвешенной ставки, равной 2,0% от среднегодовой стоимости основных фондов. Данная ставка была рассчитана на основе сложившейся структуры основных фондов по состоянию на дату оценки;
- Вновь вводимые основные фонды были разделены на две группы: подлежащие налогообложению и льготированное имущество;
- Налог на имущество по подлежащим налогообложению вновь вводимым основным фондам рассчитывался, исходя из ставки налога, равной 2,2% от среднегодовой стоимости имущества.

Размер прочих налоговых отчислений в прогнозный период составит:

- налог на прибыль – 24% от налогооблагаемой прибыли;
- отчисления на социальные нужды – 26,4% от фонда оплаты труда.

Подробнее расчет расходов Компании приведен в финансовой модели ОАО «ОГК 2», (см. Приложение 2 к настоящему Отчету).

11.6.6. ПРОЧИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Прочие эксплуатационные расходы ОАО «ОГК 2» включают следующие затраты:

- страховые платежи;
- налоги, включаемые в себестоимость продукции - плата за землю, транспортный налог;
- отчисления во внебюджетные фонды - отчисления в страховой фонд;
- оплата прочих услуг сторонних организаций – связи, информационно-вычислительного обслуживания, вневедомственной охраны, пассажирского транспорта, банков, коммунального хозяйства, нотариальных и юридических организаций, расходы на НИОКР;
- вода на технологические нужды;
- прочие.

В состав данной статьи входят затраты на приобретение воды для технологических нужд станций. Согласно данным технических специалистов ОАО «ОГК 2» объем закупаемой воды зависит от количества вырабатываемой электроэнергии. Размер расходов для покупки воды на технологические нужды определяется размером тарифа на воду и увеличением выработки электроэнергии. Величина водного налога прогнозировалась на основе величины водного налога на 2007 год и инфляционной составляющей на прогнозный период.

Прогноз прочих эксплуатационных расходов на период с 2008г. по 2020 г. был составлен на основе ожидаемых значений за 2007 год, скорректированных на прогнозные темпы инфляции.

11.7. ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

При прогнозировании величины капитальных вложений ОАО «ОГК 2» учитывались следующие факты:

- В проведенных расчетах Капитальные вложения на 2007 года были приняты на планируемом уровне в размере 1 139 842 тыс. руб.
- В рамках капитальных вложений мы рассматриваем только введение в эксплуатацию основных средств, а также мероприятия по модернизации и техническому перевооружению станций,

входящих в состав ОАО «ОГК 2». Затраты на продление ресурса основного технологического оборудования учтены в затратах на капитальные ремонты. Расчёт стоимости технического перевооружения ГРЭС производился на основании «Справочника укрупнённых показателей стоимости замещения ТЭС» аналогично расчёту стоимости замещения ГРЭС в разделе «Расчёт стоимости основного энергетического оборудования ГРЭС» в Приложении 3.

- На основании данных Затратного подхода строительство новой станции занимает порядка пяти лет. В первые несколько лет проводятся преимущественно проектные, подготовительные и согласовательные мероприятия, непосредственно само строительство занимает два – три года. В рассматриваемом случае мы производим замену оборудования, сроки которой составляют порядка одного - двух лет в рамках строительства станции. Соответственно, нами был выбран срок, равный двум годам с учетом демонтажа существующего и монтажа нового оборудования.

Фактическое выполнение капитальных вложений по ОАО «ОГК-2» составило 849 207 руб., что составило 105,8% от плана года, причём наиболее высокий процент выполнения Программы у Троицкой ГРЭС, Псковской ГРЭС и Сургутской ГРЭС-1. Программу не выполнили Ставропольская и Серовская ГРЭС на 6,7% и 1,7% соответственно. Причины невыполнения годовой Программы ТПиР:

- Несвоевременность проведения конкурсных процедур;
- Разбиение закупок на отдельные лоты по поставке оборудования и по выполнению работ, что приводит к дополнительным временным потерям на проведение конкурсных процедур и заключения договоров по поставке оборудования и отдельно на выполнение работ, необоснованный простой оборудования на складах в ожидании начала строительно-монтажных работ, отсутствие единого ответственного за выполнение работ в случае срыва.

Фактическое выполнение годовой Программы ТПиР и НС 2006г.

Табл. 11.20. Фактическое выполнение годовой Программы ТПиР и НС 2006г.

№ п/п	Наименование мероприятия	Инвестиции (тыс.руб.)		% выполнения
		План	Факт	
1	Троицкая ГРЭС	134 059	153 771	114,7%
2	Сургутская ГРЭС-1	200 414	223 838	111,7%
3	Псковская ГРЭС	110 054	124 170	112,8%
4	Ставропольская ГРЭС	179 314	167 319	93,3%
5	Серовская ГРЭС	96 765	95 410	98,6%
6	Исполнительный аппарат	81 772	84 697	103,6%
	ИТОГО по ОАО "ОГК-2"	802 378	849 207	105,8%

Источник: данные ОАО «ОГК 2»

В 2006 году выполнялись работы по Программе технического перевооружения и реконструкции ОАО «ОГК-2», направленные на :

- продление и сохранение эксплуатационной способности производственных фондов;
- замену морально устаревшего оборудования; отработавшего нормативный срок и требующего замены по техническому состоянию на новое с более высокими технико-экономическими показателями;
- внедрение перспективных технологий;
- продление срока службы зданий и сооружений за счёт проводимой реконструкции.

Состав планируемых капитальных вложений на 2007 год:

Псковская ГРЭС

Техническое перевооружение и реконструкция АСУ ТП второго энергоблока, установка дополнительного питательного насоса эн.блока №1, модернизация системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО-ЦДУ, монтаж оборудования канала связи

Троицкая ГРЭС

Техническое перевооружение и реконструкция КТЦ-3. Бл.№9. Создание системы химико-технологического мониторинга водно-химического режима, замена аккумуляторной батареи №5 типа СК-32, система ГЗУ. Реконструкция 2 секции золоотвала (рекультивация золовых пляжей), система пожаротушения ГРЭС. Реконструкция с переводом на распыленную воду трансформаторов 1 очереди. Внедрение автоматической пожарной сигнализации и системы оповещения на объектах станции, ОРУ-110кВ яч. №2,15. Реконструкция с заменой трансформаторов тока ТФНД-110 на ТГ-145, ОРУ-220кВ, ОРУ-500кВ яч. №5. Реконструкция с заменой трансформаторов напряжения на СРВ-245, СРВ-550, ОРУ-220кВ яч.№8. Реконструкция с заменой воздушного выключателя ВВН-220 на элегазовый НРЛ245В1 и разъединителей РЛНДЗ-220/2000 на SGF-245, Энергоблок №8. Реконструкция ПВД7,8,9, Энергоблок №8. Реконструкция обмотки статора ТГВ-500, Турбоагрегаты ст.№№4,5,9. Внедрение стационарной системы вибромониторинга турбин на базе виброаппаратуры, замена затвора плотины.

Серовская ГРЭС

Техническое перевооружение и реконструкция АИИС КУЭ, приведение вторичных цепей трансформаторов и напряжения в соответствии с требованиями ПУЭ, увеличение емкости золоотвала № 3 (2 ярус наращивания, доп. 1 м) Реконструкция ограждающей дамбы 2-го яруса наращивания с повышением отметки до 95,2 м, оснащение турбоагрегата системой вибродиагностики, реконструкция электролизерной.

Ставропольская ГРЭС

Создание централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), замена трансформаторов тока на ОРУ-330, Замена трансформаторов тока на ОРУ-110, реконструкция ХВО, реконструкция САР турбины, информационных подсистем, технологических защит, сигнализации, авторегуляторов котла и турбоагрегата энергоблока № 3 в полном составе ПТК, замена вводов блочного трансформатора на вводы с твердой изоляцией энергоблоков № 1,3, замена проточной части питательного турбонасоса (ПЧ ПТН) энергоблока № 3, замена вводов 500 кВ МР-502

Сургутская ГРЭС-1

Модернизация АИИСКУЭ, телемеханики, телефонной и радиосвязи оперативного персонала главного корпуса, АТС СИ-2000, внедрение АХК ВХР на блоках №№13,14, реконструкция внешнего ограждения, приобретение и установка трансформатора ТДЦ- 250000/500, замена трансформаторов напряжения НКФ-220 на НДЕ-220 на СШ ОРУ-220, реконструкция силовых трансформаторов 6/04 103Т и 104Т, реконструкция газоснабжения эн.бл.12, реконструкция газоснабжения эн.бл.6, реконструкция электролизной установки с заменой ресиверов водорода, реконструкция электроснабжения ИБК-1 в связи с увеличением потребляемой мощности, реконструкция РВС 1,6 с монтажом системы охлаждения, внедрение количественно-качественного регулирования отпуска тепла на город

11.8. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ, МОДЕРНИЗАЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ СТАНЦИЙ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ОАО «ОГК 2»

Согласно задачи оценки и для получения денежного потока на миноритарном уровне было спрогнозировано и рассчитано капитальные вложения только на реконструкцию и необходимое техническое перевооружение действующих электростанций, без учета расширения деятельности Компании.

Инвестиционная программа на ближайшие несколько лет, включает в себя:

- Строительство новых генерирующих мощностей 2*330 МВт в период 2008 – 2013 на Серовской ГРЭС и демонтаж существующей первой и второй очереди после года опытной эксплуатации новых блоков;
- Увеличение генерирующих мощностей на Троицкой ГРЭС на 330 МВт;
- Надстройка ГТУ на энергоблоки Псковской ГРЭС;
- Внедрение информационных технологий, направленных на создание, развитие и надежную эксплуатацию единой ИТ-инфраструктуры;
- Прогноз капитальных вложений по группе Транспортные средства и Прочие основные фонды строился, исходя из предположения о необходимости замены выбывающих основных фондов, т.е. использовался принцип простого воспроизводства.

В ОЭС Урала наиболее динамично развивающимися энергосистемами с прогнозируемым дефицитом являются – Свердловская, Тюменская и Пермская энергосистемы. Дефицит мощности возникает в ОЭС Урала на уровне

2008 года до 325 МВт и увеличивается 2009 года до 1900 МВт. По данным ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в Свердловской энергосистеме дефицит мощности 600 МВт прогнозируется к 2015 году, с учетом различных планируемых вводов мощностей по ОЭС Урала.

Дефицит мощности и электроэнергии Свердловской энергосистемы в 2000-2005 гг. покрывался за счет расположенной на ее территории Белоярской АЭС концерна «Росэнергоатом». Дефицит Пермской энергосистемы – за счет Пермской ГРЭС ОАО «ОГК-1».

Наиболее остродефицитной в ОЭС Урала является Челябинская энергосистема, где максимальные величины дефицита мощности и электроэнергии наблюдались в 2000 году и составили около 2000 МВт и 11 млрд.кВт.ч соответственно.

Цели инвестиционного проекта:

- повышение конкурентоспособности ОАО «ОГК-2» на рынке электроэнергии и мощности;
- снижение дефицита мощности в ОЭС Урала и повышение энергобезопасности региона;
- создание замещающей мощности для возможного последующего вывода из эксплуатации под реконструкцию выработавшего свой ресурс оборудования и повышения эффективности оборудования Серовской и Троицкой ГРЭС.

Табл. 11.21. Прогноз капитальных вложений ОАО «ОГК 2» на 2007 – 2020 гг., тыс. руб.

Прогноз капитальных вложений по группам ОС	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Здания	11 398	13 423	34 490	64 125	62 074	36 523	50 362
Сооружения	176 676	208 063	215 562	561 098	589 703	566 110	780 604
Машины и оборудование	941 510	1 096 138	3 172 350	5 758 918	5 525 432	3 017 683	4 171 360
Транспорт	5 699	6 155	6 623	7 073	7 519	7 970	8 424
Прочие ОС	4 559	18 562	19 973	21 331	22 675	24 035	25 405
Итого	1 139 842	1 342 341	3 448 998	6 412 545	6 207 403	3 652 321	5 036 155

Прогноз капитальных вложений по группам ОС	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Здания	67 344	22 283	20 669	21 392	22 141	22 916	23 718
Сооружения	656 600	345 383	320 364	331 576	343 181	355 193	367 625
Машины и оборудование	5 974 722	1 823 317	1 687 041	1 746 088	1 807 201	1 870 453	1 935 919
Транспорт	8 888	9 288	9 659	9 997	10 347	10 709	11 084
Прочие ОС	26 802	28 009	29 129	30 148	31 204	32 296	33 426
Итого	6 734 355	2 228 280	2 066 862	2 139 202	2 214 074	2 291 567	2 371 771

Источник: данные ОАО «ОГК 2», расчеты ЗАО «Российская оценка»

11.9.ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ОБОРОТНОГО КАПИТАЛА

При построении прогноза денежного потока оценщик определил величину оборотного капитала, необходимого для функционирования бизнеса.

Для определения величины оборотного капитала был применен следующий алгоритм:

1. Проведен анализ и корректировка оборотных активов по состоянию на дату оценки.

При этом:

- скорректировано балансовое значение дебиторской задолженности;
- скорректировано балансовое значение запасов.

2. Проведен анализ и корректировка краткосрочных пассивов на дату оценки.

При этом:

- скорректирована величина кредиторской задолженности;
 - при необходимости были скорректированы величины остальных статей краткосрочных пассивов для отражения полной величины краткосрочных обязательств на дату оценки;
3. Определена величина основных статей оборотного капитала на дату оценки на основе скорректированного значения статей баланса.

На основании произведенного анализа и консультаций с менеджментом Компании был определен нормализованный уровень оборачиваемости основных статей оборотного капитала и рассчитано значение каждой статьи оборотного капитала для каждого расчетного шага путем умножения соответствующей величины элемента выручки или затрат в расчетном периоде на полученный коэффициент оборачиваемости.

Нами был проанализирован состав топливных запасов ОАО «ОГК 2». В составе топливных запасов Компании присутствуют мазут и уголь. Так как мазут является резервным топливом и его расходование происходит только в чрезвычайных ситуациях, то для расчета коэффициента оборачиваемости топливных запасов, мы исключили из рассмотрения величину запасов мазута. Оборачиваемость запасов угля составляет порядка 6 дней. Данная величина была использована в расчетах оборачиваемости по топливным запасам на прогнозный период.

Относительно краткосрочной дебиторской задолженности (в основном задолженности за поставки тепло и электроэнергии) было принято решение о ее корректировке в соответствии со среднерыночным требуемым показателем. Таким образом, расчетный средневзвешенный период оборачиваемости краткосрочной дебиторской задолженности в среднем составляет около 30 дней.

Используемые в расчете оборотного капитала статьи и показатели оборачиваемости приведены в таблице:

Табл. 11.22. Показатели оборачиваемости основных статей оборотного капитала

Статья оборотного капитала:	Оборачиваемость (дн.)
Запасы (топливо)	6
Запасы (прочие)	65
НДС по приобретенным ценностям	1
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	30
Прочие оборотные активы	отсутствуют
Кредиторская задолженность (топливо)	9
Кредиторская задолженность (прочие)	80
Прочие краткосрочные обязательства	7

Источник: расчеты ЗАО «Российская оценка»

Определен избыток/недостаток оборотного капитала на дату оценки как разность между фактическим (скорректированным) значением оборотного капитала оцениваемой Компании и рассчитанным нормальным уровнем основных статей оборотного капитала.

В расчет оборотного капитала не включены денежные средства и краткосрочные финансовые вложения. Данные статьи (с учетом необходимой корректировки на дату оценки) были учтены при расчете чистого долга.

Прогнозное изменение оборотного капитала Компании приведено в Приложении 2 к настоящему Отчету.

11.10. РАСЧЕТ СТАВКИ ДИСКОНТИРОВАНИЯ

Для расчета ставки дисконтирования денежного потока необходимо рассчитать средневзвешенную стоимость капитала. При расчете средневзвешенной стоимости капитала важным параметром является предположение об оптимальной структуре капитала. В соответствии с рекомендациями специалистов «Deloitte & Touche», при оценке стоимости бизнеса энергетических компаний необходимо брать за основу оптимальную структуру капитала энергетических компаний на наиболее развитом рынке – рынке акций США.

Издержки собственного капитала (cost of equity) рассчитываются на основе модели формирования цен капитальных активов (Capital Asset Pricing Model или CAPM). В соответствии с моделью CAPM, требуемая норма прибыли на вложенный капитал рассчитывается путем анализа следующих компонентов:

- безрисковая ставка (risk free rate);

- бета (beta);
- рыночная премия за риск (market risk premium);
- другие дополнительные надбавки за риск, связанный, например, с небольшим размером компании (small stock), страновым риском (country risk) и специфичным риском оцениваемой Компании (company specific risk premium).

Алгоритм расчета по методу CAPM может быть представлен следующим образом:

$$Re = Rf + b(Rm - Rf) + Risk A + Risk B + Risk C, \text{ где:}$$

- Re = Требуемая норма прибыли (required return on equity);
- Rf = Безрисковая ставка (risk free rate);
- b = Бета (beta);
- Rm - Rf = Рыночная премия за риск (market risk premium);
- Risk A = Риск, связанный с небольшим размером Компании (small stock risk) ;
- Risk B = Страновой риск (country risk);
- Risk C = Риск, связанный с Компанией (company specific risk);

11.10.1. БЕЗРИСКОВАЯ СТАВКА

В качестве безрисковой ставки, в соответствии с рекомендациями компании «Deloitte & Touche», нами была использована доходность по 30-ти летним долгосрочным казначейским облигациям Правительства США, составившая на 01.01.2007 года 4,81%⁷. Данный выбор обосновывается тем, что произведенные расчеты премии за риск акционерного капитала базируются на показателях американского фондового рынка, как наиболее развитого и представительного с точки зрения сравнимых активов.

Выбранный период в 30 лет сопоставим с периодом, в течение которого инвесторы обычно сохраняют свои инвестиции в акции.

11.10.2. БЕТА

В модели CAPM риск разделяется на две категории, систематический риск и несистематический риск. Систематический риск представляет собой риск, связанный с изменением ситуации на фондовых рынках в целом в связи с изменением таких макроэкономических и политических факторов, как процентные ставки, инфляция, изменение государственной политики и т.д. Данные факторы напрямую оказывают влияние на все компании, поскольку они затрагивают экономические и рыночные условия, в которых действуют все предприятия.

Систематический риск учитывается в модели CAPM с помощью коэффициента «бета». Коэффициент «бета» отражает амплитуду колебаний цен на акции конкретной компании по сравнению с изменением цен на акции по всем компаниям на данном сегменте рынка.

Для оценки коэффициента «бета» оцениваемой компании с использованием восходящего подхода мы предприняли следующие шаги:

Приняли, в соответствии с рекомендациями «Deloitte & Touche», в качестве отправной точки расчета коэффициент бета для энергетических компаний США, т.к. именно на энергетический рынок данной страны рекомендуют обратить внимание в своих расчетах специалисты международной компании. Данная величина составляет, по данным Damodaran, величину равную 0,63;

Рассчитали коэффициенты «бета» без учета финансового рычага по следующей формуле:

$$Bu = B1 / (1 + (1 - t) (D / E)), \text{ где:}$$

- Bu – коэффициент «бета» без учета финансового рычага;
- B1 – коэффициент «бета» с учетом финансового рычага;
- t – предельная налоговая ставка, используемая сопоставимой компанией;

⁷ <http://www.federalreserve.gov>

- D – рыночная стоимость заемного капитала сопоставимой компании;
- E – рыночная стоимость собственного капитала сопоставимой компании.

В течение прогнозного периода в модели использовались фактическая структура капитала, потому что рассчитывался денежный поток на миноритарном уровне, так как миноритарные акционеры не могут влиять на изменения структуры капитала. Фактическая структура на 2007 год: собственный капитал 93,52%, заемный – 6,48%. Данная структура капитала была получена на основе рыночной стоимости активов и пассивов Компании.

Рассчитали значение коэффициента «бета» без учета финансового рычага для использования при расчете коэффициента «бета» оцениваемой компании в течение прогнозного периода.

Определили коэффициент «бета» для оцениваемой Компании по следующей формуле:

$$B_{rl} = B_{mu} (1 + (1 - t) (D / E)), \text{ где:}$$

- B_{rl} – коэффициент «бета» с учетом рассчитанного финансового рычага оцениваемой Компании;
- B_{mu} – медианное значение коэффициента «бета» без учета финансового рычага по сопоставимым компаниям;
- t – предельная налоговая ставка, используемая оцениваемой компанией;
- D/E – основано на отраслевой структуре капитала, рассчитанной на основании медианного значения коэффициента соотношения заемных и собственных средств по сопоставимым компаниям.

11.10.3. РЫНОЧНАЯ ПРЕМИЯ ЗА РИСК АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА ($R_M - R_F$)

Премия за риск акционерного капитала (equity risk premium) отражает расхождение в доходности, представленное превышением доходности корпоративных акций над доходностью по казначейским обязательствам Правительства США. Согласно статистике, рассчитанной по данным американского фондового рынка, инвесторы в среднем рассчитывают на премию в размере 3,25%⁸ сверх доходности по долгосрочным казначейским обязательствам.

Рыночная премия представляет собой дополнительный доход, который необходимо добавить к безрисковой ставке, чтобы компенсировать инвестору дополнительный риск, связанный с инвестированием в акции компании.

Величина премии была определена на основании данных A.Damodaran, как среднегеометрическая историческая премия на американском фондовом рынке за 1964-2006 г.г. Данная величина была выбрана по следующим причинам:

По мнению многих западных аналитиков (Ш. Пратт и др.) среднее геометрическое значение более адекватно отражает среднюю величину в представленной выборке.

Период 1964 – 2004 г.г. считается нами наиболее репрезентативным для оценки среднего уровня премии, т.е. это достаточно долгосрочный период, с одной стороны, а также период отсутствия событий, которые имеют слишком малый шанс повториться в будущем (Вторая мировая война, Великая депрессия и т.д.), с другой. Соответственно, период 1928 – 2004 не был использован по второй причине, а период 1996 – 2004 – по первой.

Выбранный размер премии в 3,25% близок к величине implied premium 3,65%, рассчитанной A.Damodaran (т.е. вмененной премии - той премии, которую инвесторы закладывают сейчас в инвестиционные проекты, которые будут осуществляться в будущем).

11.10.4. ПРЕМИЯ ЗА РАЗМЕР КОМПАНИИ

Показатель премии за риск инвестирования в компании с небольшой капитализацией рассчитывается как разница между средней исторической доходностью по инвестициям на фондовом рынке США и средней исторической доходностью по инвестициям таких компаний.

⁸ Значение, полученное как разница между среднеарифметической доходностью по акциям корпораций и долгосрочным казначейским облигациям правительства США за период 1964 – 2006 г.г. Источник: www.damodaran.com, Aswath Damodaran.

Премия за размер компании: результаты многочисленных исследований свидетельствуют о том, что у более мелких компаний норма прибыли выше, чем у более крупных компаний. Результаты исследований в этой области, проведенные компанией Ibbotson приведены в таблице ниже.

Табл. 11.23. Расчет долгосрочной прибыли сверх CAPM для портфелей десятичных групп NYSE/AMEX/NASDAQ (1926-2006 гг.)

Size premium:			
Decile	Market Capitalization of Smallest Company (1 000 000 USD)	Market Capitalization of Largest Company (1 000 000 USD)	Size premium (return in excess of CAPM)
4	2 525,472	3 961,425	1,10%

Источник: Ibbotson Associates, Ежегодник за 2006 г.

Для определения премии за размер компании, был проведен предварительный анализ стоимости акционерного капитала Компании. Акции Компании обращаются на открытом рынке. Капитализация ОАО «ОГК 2» на дату оценки находится в диапазоне четвертой группы. Соответственно размер премии за размер для ОАО «ОГК 2» составляет 1,10%.

11.10.5. ПРЕМИЯ ЗА СПЕЦИФИЧЕСКИЙ РИСК КОМПАНИИ

Премия за специфический риск оцениваемой компании отражает дополнительные риски, связанные с инвестированием в оцениваемую Компанию, которые не были учтены в коэффициенте бета и премии за страновой риск.

Основными факторами, оказывающими влияние на специфический риск оцениваемой компании, являются:

- зависимость от ключевых сотрудников;
- корпоративное управление;
- зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла;
- зависимость от ключевых поставщиков;
- ограничения доступа к заемному капиталу;
- падение спроса на электроэнергию в результате внедрения энергосберегающих технологий;
- риск замедления реформы электроэнергетики и либерализации рынка газа.

Рекомендуемый диапазон премии за специфический риск оцениваемой Компании лежит в пределах от 0 до 5%.

Расчет размера специфического риска вложения в акции Компании, произведенный в соответствии с Методологией и руководством по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных международной консалтинговой компанией «Deloitte & Touche» приведен в Приложении 2 настоящего Отчета.

Табл. 11.24. Сводный перечень специфических рисков Компании приведен в таблице ниже:

Фактор риска	Степень риска			Результат
	Низкая	Средняя	Высокая	
Зависимость от ключевых сотрудников	1	2	3	2
Корпоративное управление	1	2	3	2
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла	1	2	3	1
Зависимость от ключевых поставщиков	1	2	3	2
Итого (сумма)				7
Рассчитанная степень риска				1,75

Источник: Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche», анализ ЗАО «Российская оценка»

Табл. 11.25. Алгоритм расчета премии за специфический риск

Степень риска	Рассчитанное значение	Размер премии за специфический риск, %
Низкая	=1 но <1,5	0-1
Средняя	>=1,75 но < 2,25	2-3
Высокая	>=2,75-3	4-5

Источник: Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche», анализ ЗАО «Российская оценка»

Как видно из приведенных выше расчетов, размер специфического риска вложения средств в рассматриваемую Компанию лежит в диапазоне от 1,75 до 1,25. Нами в дальнейших расчетах принято значение – 2,0%.

По рекомендациям Методологии и руководства по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных международной консалтинговой компанией «Deloitte & Touche», в период реформирования к ставке дисконтирования необходимо применить премию за риск переходного периода в размере 0-3%.

Эта премия учитывает следующие риски:

- риск замедления реформы и либерализации рынка газа;
- ограничение доступа к заемному капиталу;
- падение спроса на электроэнергию в результате внедрения энергосберегающих технологий.

Оценщиком было взято рассчитанное значение данного риска в размере 1%.

Таким образом, специфический риск оцениваемой Компании составляет 3%.

11.10.6. СТРАНОВОЙ РИСК

Премия за страновой риск отражает дополнительный доход, который потребует инвестор за риск, связанный с вложениями в российские компании по сравнению с компаниями, функционирующими в США. Для количественного измерения российского странового риска, в соответствии с рекомендациями компании Deloitte & Touche, Оценщик использовал данные о величине спреда, обусловленного рисками странового дефолта (country default spread). Расчет премии за страновой риск базируется на анализе кредитных рейтингов долговых инструментов Российской Федерации и США, присвоенными международными рейтинговыми агентствами Moody's Investors Service, S&P и Fitch-составляет -1,48%.⁹

11.10.7. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЗАЕМНОГО КАПИТАЛА

Расчет стоимости заемных средств для рассматриваемой Компании представлен в Таблице ниже. Стоимость кредитов была определена на основании данных Компании по размещению облигационного займа.

Табл. 11.26. Расчет синтетического показателя средней стоимости кредитов

Показатель	Размер риска, %
Стоимость кредитов в долл. США, %	8
Ставка налога на прибыль, %	24
Стоимость банковских кредитов (после налогов), округленно, %	6,08

Источник: данные ОАО «ОГК 2», расчеты ЗАО «Российская оценка»

В течение прогнозного периода в модели использовались фактическая структура капитала, потому что рассчитывался денежный поток на миноритарном уровне, так как миноритарные акционеры не могут влиять на изменения структуры капитала. Фактическая структура на 2007 год: собственный капитал 93,52%, заемный – 6,48%. Данная структура капитала была получена на основе рыночной стоимости активов и пассивов Компании.

Ниже в таблице приведен расчет ставок дисконтирования, соответствующий заданным условиям по каждому году прогнозного периода:

⁹ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/

Табл. 11.27. Расчет величины WACC

Показатель	Единица измерения	База	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Стоимость собственного капитала															
Безрисковая ставка (номинальная)	%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%	4,81%
Рыночная премия	%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
Скорректированный коэффициент Бета		0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Расчетанный коэф. бета для Генерирующих Компаний		0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Предварительная стоимость собственного капитала	%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%
Премия за размер	%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%
Специфический риск оцениваемой компании	%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Страновой риск	%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%	1,48%
Окончательная стоимость собственного капитала оцениваемой компании	%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%	12,56%
Стоимость заемного капитала															
Стоимость заемных средств (до налогов)	%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%
Ставка налога на прибыль	%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%
Стоимость заемных средств (после налогов)	%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%	6,08%
Структура капитала															
Соотношение долга к собственному капиталу	%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%	6,93%
Собственный капитал	%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%	93,52%
Заемный капитал	%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%	6,48%
Средневзвешенная стоимость капитала	%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%	12,14%

Источник: Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche», расчеты ЗАО «Российская оценка»

Потоки доходов, расходов и величина денежных потоков, а также их текущая стоимость приведены в таблице ниже.

Табл. 11.28. Расчет величины денежных потоков Компании

<i>тыс. рублей.</i>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Выручка от реализации э/э</i>	18 836 995	24 045 273	29 460 246	35 882 378	41 675 470	44 514 008	46 944 606	49 119 133	51 190 863	53 272 389	54 658 819	56 849 598	58 738 169	60 527 359
<i>Выручка от реализации тепла</i>	706 022	812 961	908 385	999 998	1 074 175	1 135 198	1 197 294	1 250 512	1 299 817	1 345 329	1 392 409	1 442 313	1 492 794	1 545 036
<i>Выручка от реализации мощности</i>	7 739 419	8 904 634	10 331 823	12 511 248	16 032 577	18 413 368	20 625 392	23 388 898	26 576 445	28 212 655	29 930 843	31 734 745	33 628 254	35 615 433
Выручка от реализации	27 282 437	33 762 867	40 700 454	49 393 624	58 782 223	64 062 575	68 767 292	73 758 543	79 067 125	82 830 372	85 982 070	90 026 655	93 859 216	97 687 828
<i>Топливо</i>	-18 169 201	-22 124 046	-25 858 230	-29 632 000	-32 644 557	-34 360 765	-36 432 361	-38 687 829	-40 634 201	-42 748 403	-44 514 385	-46 861 643	-49 066 502	-51 286 579
<i>Затраты на персонал</i>	-2 048 818	-2 204 528	-2 354 436	-2 502 766	-2 652 932	-2 804 149	-2 958 377	-3 091 504	-3 215 164	-3 327 695	-3 444 164	-3 564 710	-3 689 475	-3 818 606
<i>Сырье и материалы</i>	-917 281	-986 995	-1 054 110	-1 120 519	-1 219 169	-1 307 287	-1 363 955	-1 425 333	-1 482 347	-1 534 229	-1 587 927	-1 643 504	-1 701 027	-1 760 563
<i>Ремонт и обслуживание</i>	-2 159 460	-2 323 579	-2 481 582	-2 585 164	-2 812 759	-3 016 059	-3 146 798	-3 288 404	-3 419 940	-3 539 638	-3 663 525	-3 791 749	-3 924 460	-4 061 816
<i>Амортизация</i>	-555 522	-614 169	-730 161	-961 180	-1 255 751	-1 490 516	-1 694 386	-1 973 955	-2 066 942	-2 039 712	-2 139 068	-2 183 843	-2 177 036	-2 285 014
<i>Прочие эксплуатационные расходы</i>	-1 775 893	-1 910 860	-2 040 799	-2 169 369	-2 299 531	-2 430 605	-2 564 288	-2 679 681	-2 786 868	-2 884 409	-2 985 363	-3 089 851	-3 197 995	-3 309 925
Всего операционные расходы:	-25 626 175	-30 164 177	-34 519 319	-38 970 999	-42 884 699	-45 409 381	-48 160 165	-51 146 705	-53 605 462	-56 074 085	-58 334 433	-61 135 299	-63 756 495	-66 522 503
<i>Налоги в себестоимости (кроме ЕЧН)</i>	-952 777	-1 037 913	-1 123 796	-1 206 292	-1 305 167	-1 401 162	-1 501 477	-1 592 314	-1 676 258	-1 754 777	-1 816 612	-1 902 014	-1 980 536	-2 057 863
<i>Налог на имущество</i>	-176 647	-197 561	-236 800	-327 985	-443 710	-523 240	-585 061	-675 466	-730 736	-733 626	-734 582	-735 500	-737 467	-739 917
Всего прочие расходы:	-1 129 423	-1 235 474	-1 360 596	-1 534 277	-1 748 877	-1 924 402	-2 086 538	-2 267 780	-2 406 994	-2 488 403	-2 551 194	-2 637 515	-2 718 003	-2 797 780
Прибыль / (Убыток) от продаж - ЕБИТ	526 839	2 363 215	4 820 539	8 888 349	14 148 647	16 728 792	18 520 589	20 344 057	23 054 669	24 267 884	25 096 444	26 253 841	27 384 718	28 367 545
<i>ЕБИТ в % от Дохода</i>	<i>1,9%</i>	<i>7,0%</i>	<i>11,8%</i>	<i>18,0%</i>	<i>24,1%</i>	<i>26,1%</i>	<i>26,9%</i>	<i>27,6%</i>	<i>29,2%</i>	<i>29,3%</i>	<i>29,2%</i>	<i>29,2%</i>	<i>29,2%</i>	<i>29,0%</i>
<i>Налоги на ЕБИТ по эффективной налоговой ставке</i>	-126 441	-567 172	-1 156 929	-2 133 204	-3 395 675	-4 014 910	-4 444 941	-4 882 574	-5 533 120	-5 824 292	-6 023 147	-6 300 922	-6 572 332	-6 808 211
Скорректированная Чистая Прибыль - NOPLAT	400 397	1 796 044	3 663 610	6 755 145	10 752 972	12 713 882	14 075 648	15 461 483	17 521 548	18 443 592	19 073 297	19 952 919	20 812 386	21 559 335
<i>NOPLAT в % от Дохода</i>	<i>1,5%</i>	<i>5,3%</i>	<i>9,0%</i>	<i>13,7%</i>	<i>18,3%</i>	<i>19,8%</i>	<i>20,5%</i>	<i>21,0%</i>	<i>22,2%</i>	<i>22,3%</i>	<i>22,2%</i>	<i>22,2%</i>	<i>22,2%</i>	<i>22,1%</i>
Денежный Поток														
<i>Амортизация</i>	555 522	614 169	730 161	961 180	1 255 751	1 490 516	1 694 386	1 973 955	2 066 942	2 039 712	2 139 068	2 183 843	2 177 036	2 285 014
<i>Изменения оборотного капитала</i>	0	-559 862	-605 535	-777 655	-835 839	-451 583	-399 326	-428 027	-462 963	-316 582	-262 963	-339 670	-321 047	-320 246
<i>Реструктурированная дебиторская задолженность</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Капиталовложения</i>	-1 139 842	-1 342 341	-3 448 998	-6 412 545	-6 207 403	-3 652 321	-5 036 155	-6 734 355	-2 228 280	-2 066 862	-2 139 202	-2 214 074	-2 291 567	-2 371 771
Денежный Поток на Инвестированный Капитал	-183 923	508 010	339 238	526 125	4 965 481	10 100 493	10 334 553	10 273 055	16 897 247	18 099 861	18 810 201	19 583 018	20 376 808	21 152 331
RUR/USD	26,0	25,9	26,2	26,8	27,3	28,1	28,9	29,4	29,7	30,0	30,2	30,4	30,7	30,9
Денежный Поток на Инвестированный Капитал	-7 074	19 636	12 970	19 618	181 886	359 481	358 049	349 788	568 143	603 875	622 724	643 298	664 200	684 149

Источник: Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche», расчеты ЗАО «Российская оценка»

11.11. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ РЕВЕРСИИ

Результаты деятельности Компании в терминальный период характеризуются стабильной степенью роста выручки и стабильной нормой прибыльности. Денежный поток оцениваемой Компании в терминальный период характеризуется следующим образом:

- более низкий уровень капиталовложений;
- имеет среднюю степень риска;
- отдача на капитал близка или равна стоимости капитала;
- финансовый рычаг близок или равен среднеотраслевому показателю.

Существует три основных подхода для расчета терминальной стоимости:

- ликвидационная стоимость;
- метод рыночных мультипликаторов;
- модель постоянного роста (модель Гордона).

Величина реверсии была найдена по формуле

$$TV = \frac{CF_n adj}{i - g}, \quad \text{где:}$$

- $CF_n adj$ – скорректированный денежный поток в год, следующий за последним годом прогнозного периода, с учетом темпа роста, изменения оборотного капитала и поправки к постпрогнозной стоимости возникающей при нормализации капитальных вложений;
- i – ставка дисконта;
- g – долгосрочные темпы роста денежного потока (в данном случае Оценщиком сделано предположение о стабилизации, а соответственно, неизменности и постоянстве денежного потока в постпрогнозный период, соответственно, изменение денежного потока за пределами 2020 года будет соответствовать долгосрочным темпам роста инфляции) – в соответствии рекомендациями Deloitte & Touche RCS, изложенными в руководстве по оценке бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и его ДЗО.

Денежный поток в постпрогножном периоде

Метод дисконтированных денежных потоков предусматривает деление временного интервала на: прогнозный период, в течение которого явно прогнозируются все компоненты денежного потока от деятельности Компании и их изменения, и постпрогнозный период, для которого принимается допущение, что денежный поток стабилизировался, а все его возможные изменения интегрируются в терминальной ставке капитализации в виде единой поправки к ставке дисконтирования (модель Гордона).

Величина денежного потока в постпрогножном периоде базируется на росте выручки, прибыли от операционной деятельности, эффективной налоговой ставке, амортизации, капитальных вложениях и изменениях в оборотном капитале. Денежный поток в постпрогножном периоде рассчитывается на основе следующих допущений:

- рост выручки равен долгосрочному прогнозу инфляции для России;
- эффективная налоговая ставка равна эффективной налоговой ставке в последний год прогноза;
- объем капитальных вложений равен амортизационным отчислениям;
- величина оборотного капитала равна величине оборотного капитала в последний год прогноза, скорректированной на долгосрочный темп роста денежного потока в постпрогнозный период.

Рассчитанный денежный поток в рублях в постпрогножном периоде был переведен в доллары США, используя прогноз обменного курса рубля к доллару США на данный год прогноза.

Особенности учета капитальных вложений в постпрогножном периоде

Капитальные вложения в прогнозный период определяются исходя из планов Компании по выводу, замене и продлению ресурса основных производственных мощностей, с учетом прогнозной загрузки станции, данных о техническом состоянии и предполагаемом остаточном сроке службы активов.

При определении величины капитальных вложений в постпрогнозный период предполагается, что ежегодные капитальные вложения в основные средства стабилизируются на уровне, достаточном для поддержания их технического состояния. Таким образом, ежегодные капитальные вложения должны компенсировать реальный износ активов в течение года.

Если рассматривать станцию как единый имущественный комплекс, то он изнашивается темпами, обратно пропорциональными средневзвешенному сроку службы составных компонентов. Базой для расчета износа должна являться полная стоимость замещения станции за вычетом тех затрат на создание, которые не надо восстанавливать в процессе эксплуатации станции. К таким затратам относятся общепроектные затраты, которые могут составлять около 10% от полной стоимости замещения станции.

Исходя из допущения стабилизированного денежного потока, амортизационные отчисления в постпрогнозный период предполагаются равными ежегодным капитальным вложениям. В том случае, когда первоначальная балансовая стоимость основных средств станции соответствует их полной стоимости замещения, это допущение корректно, поскольку размер годовой амортизации действительно будет равен реальному годовому износу.

На практике первоначальная балансовая стоимость станций, как правило, существенно ниже их полной стоимости замещения за счет искажений в бухгалтерском учете в период гиперинфляции и массовых переоценок. Новые капитальные вложения - исторические в последние годы и прогнозируемые в течение прогнозного периода - отражаются на балансе по рыночной стоимости и амортизируются по нормам, соответствующим реальным темпам износа. Если к концу прогнозного периода на балансе станции остались несамортизированные «старые» основные средства, которые имели заниженную первоначальную стоимость, то годовая амортизация будет ниже стабилизированного уровня необходимых капитальных вложений.

Капитальные вложения в постпрогнозный период предполагаются на постоянном (нормализованном) уровне, достаточном для поддержания активов в том состоянии, в котором они будут находиться в конце прогнозного периода.

Нормализованные капитальные вложения рекомендуется определять на основе:

- полной стоимости замещения, с учетом предполагаемой загрузки, за вычетом невосстанавливаемых затрат на создание станции (проектные работы, подготовка площадки и т.п.). Величина полной стоимости замещения основных фондов была рассчитана на основе полной стоимости замещения станции, рассчитанной в рамках затратного подхода с применением индекса удорожания строительных работ и материалов на 2021 год. Данный индекс по расчетам Компании Ко-Инвест составляет 1,6.
- средневзвешенного срока службы ОС.

В рамках данного Отчета был использован следующий алгоритм расчета:

- произведен расчет стоимости замещения основных средств, исходя из мощности и состава основных средств на 2021 года в уровне цен 2007 года (по Сборнику Ко-Инвест). Таким образом, были учтены вводы ОС, происходящие в прогнозном периоде.
- определен период нормализации (срок, в течение которого происходит полная амортизация активов);
- на протяжении периода нормализации равномерно приведены амортизационные отчисления к уровню нормализованных капитальных вложений, начиная от расчетного уровня амортизационных отчислений за последний прогнозный год;
- при расчете прибыли первого постпрогнозного года мы использовали величину нормализованной амортизации.

Расчет стоимости реверсии был проведен по четырем сценариям по методике описанной выше. Далее вычислялась средневзвешенная стоимость. Результаты расчетов приведены в следующей таблице.

Табл. 11.29. Расчет рыночной стоимости собственного капитала Компании

Показатели на начало постпрогнозного периода	
Первоначальная стоимость основных средств на начало п/п периода, тыс. руб.	49 747 883
Остаточная стоимость существующих основных средств в последний прогнозный	31 739 714

период, тыс. руб.	
Средневзвешенная ставка амортизации по основным средствам на начало постпрогнозного периода, %	4,70%
Амортизационные отчисления в последний прогнозный год, тыс. руб.	2 338 399
Нормализованные показатели	
Полная стоимость замещения (ПСЗ) на начало постпрогнозного периода, тыс. руб.	299 851 552
Доля невосстанавливаемых затрат в ПСЗ, %	10,0%
База для расчета нормального уровня капитальных вложений в п/п период, тыс. руб.	269 866 397
Средневзвешенный срок службы ОС, лет*	50
Нормализованные капитальные вложения, тыс. руб.	5 397 328
Период нормализации амортизационных отчислений = срок полной амортизации существующих основных средств, лет	13,57
Нормализованные амортизационные отчисления, тыс. руб.	5 397 328
Поправка к постпрогнозной стоимости, тыс. долл. (дисконтированная разница между капвложениями и амортизационными отчислениями)	-94 988

Источник: Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche», расчеты ЗАО «Российская оценка»

Расчет постпрогнозной стоимости	Итоговая стоимость реверсии
Чистая операционная прибыль (NOPLAT), тыс. руб.	20 047 660
+ Амортизация, тыс.руб.	5 397 328
- Капитальные вложения, тыс.руб.	- 5 397 328
+/- Изменения оборотного капитала, тыс.руб.	-283 845
Денежный поток, тыс.руб.	19 763 816
Прогнозный курс доллара	31,16
Денежный поток, тыс.долл.	634 298
Поспрогнозный темп роста денежного потока, %	2,70%
Постпрогнозная стоимость, тыс. долл. США (на начало п/п периода)	6 625 064

Источник расчеты ЗАО «Российская оценка»

11.12. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ В РАМКАХ ДОХОДНОГО ПОДХОДА

Стоимость Компании, определяемая на основе метода дисконтирования денежных потоков, складывается из текущей стоимости денежных потоков прогнозного периода и стоимости реверсии в постпрогнозный период.

Стоимость 100% пакета акций (бизнеса) определяется из соотношения:

$$PV = \sum_{k=1}^K \frac{CF_k}{(1+i)^k} + \frac{TV}{(1+i)^K}, \quad \text{где:}$$

- CF_k – денежный поток k-го прогнозного года;
- K – количество прогнозных лет;
- i – ставка дисконта;
- TV – стоимость реверсии.

Потоки денежных средств дисконтировались с учетом временного фактора, взятого на середину периода дисконтирования. В результате получается величина стоимости капитала, инвестированного в Компанию. Затем из полученной величины вычитается сумма чистого долга, корректируется на недостаток/избыток Оборотного капитала. В следствии того, что мы прогнозировали денежный поток на миноритарном уровне стоимость непрофильных активов не учитывалась при расчете собственного капитала.

Сумма чистого долга Компании рассчитывалась как сумма полученных Компанией кредитов и займов, за вычетом суммы денежных средств, а также кредитов и займов, выданных Компанией другим предприятиям.

Кроме того, при расчете рыночной стоимости собственного (акционерного) капитала необходимо учесть влияние на итоговую стоимость таких составляющих активов и обязательств, как отложенные налоговые активы и обязательства (ОНА и ОНО). Поскольку данные составляющие бизнеса Компании отнесены в балансе к долгосрочным активам и обязательствам, переносящим свою стоимость на протяжении нескольких отчетных периодов, а также учитывая объективную невозможность определения части данных активов и обязательств в соответствующих периодах, включить их в расчет скорректированного оборотного капитала не представляется правомерным. Тем не менее, не учесть данные активы и обязательства совсем также неверно. В связи с этим, при определении рыночной стоимости собственного капитала, после консультаций со специалистами компании «Deloitte & Touche» нами было принято решение учесть данные составляющие как разницу между ОНА и ОНО.

Рыночная стоимость реструктурированной долгосрочной дебиторской задолженности, после приведения ее к текущей стоимости, была прибавлена к итоговой стоимости бизнеса.

Итоговая величина представляет собой стоимость собственного капитала.

Табл. 11.30. Расчет рыночной стоимости собственного капитала Компании

Общая сумма текущей стоимости прогнозируемых денежных потоков	тыс. долл.	1 732 435
Плюс: Текущая стоимость поспрогнозом стоимости	тыс. долл.	1 410 850
Рыночная стоимость бизнеса	тыс. долл.	3 143 285
Плюс/минус: избыток/недостаток оборотного капитала	тыс. долл.	19 128
Итого рыночная стоимость инвестированного капитала без учета поправок на контроль и ликвидность	тыс. долл.	3 162 413
	тыс. руб.	83 197 077
Плюс Рыночная стоимость Долгосрочной дебиторской задолженности	тыс. руб.	418 938
Плюс/минус: Сальдо между ОНО и ОНА	тыс. руб.	37 885
Минус: чистый долг	тыс. руб.	-3 868 848
Итого рыночная стоимость акционерного капитала	тыс. руб.	79 785 052
Количество обыкновенных акций, шт..	шт.	26 480 895 818
Стоимость одной акции, руб.	руб.	3,0129

Источник: расчеты ЗАО «Российская оценка»

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, рыночная стоимость одной акции ОАО «ОГК 2» на не контрольном и ликвидном уровне, рассчитанная в рамках Доходного подхода, по состоянию на дату оценки составляет 3,0129 руб.

12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ КОМПАНИИ СРАВНИТЕЛЬНЫМ ПОДХОДОМ

12.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Сравнительный подход в оценке бизнеса предполагает, что ценность активов определяется тем, за сколько они могут быть проданы при наличии достаточно сформированного финансового рынка.

Теоретической основой сравнительного подхода, доказывающей возможность его применения, а также объективность результативной величины, являются следующие базовые положения:

Во-первых, Оценщик использует в качестве ориентира реально сформированные рынком цены на акции компаний – аналогов. При наличии развитого финансового рынка фактическая цена купли-продажи предприятия в целом или одной акции наиболее интегрально учитывает многочисленные факторы, влияющие на величину стоимости компании. К таким факторам можно отнести соотношение спроса и предложения на данный вид бизнеса, уровень риска, перспективы развития отрасли, конкретные особенности предприятия и т. д.

Во-вторых, сравнительный подход базируется на принципе альтернативных инвестиций. Инвестор, вкладывая деньги в акции, покупает, прежде всего, будущий доход. Производственные, технологические и другие особенности конкретного бизнеса интересуют инвестора только с позиции перспектив получения дохода. Стремление получить максимальный доход на размещенные инвестиции при адекватном риске и свободном размещении капитала обеспечивает выравнивание рыночных цен.

В-третьих, цена акций компании отражает ее производственные и финансовые возможности, положение на рынке, перспективы развития. Следовательно, в аналогичных компаниях должно совпадать соотношение между ценой и важнейшими финансовыми параметрами, такими, как прибыль, дивидендные выплаты, объем реализации, балансовая стоимость собственного капитала. Отличительной чертой этих финансовых параметров является их определяющая роль в формировании дохода, получаемого инвестором.

В рамках данного подхода используются следующие методы оценки акций компании:

- метод рынка капитала - основан на ценах, реально выплаченных за акции сходных компаний, которые котируются на фондовых рынках;
- метод сделок - основан на ценах приобретения контрольных пакетов акций в сходных компаниях;
- метод отраслевой оценки - основан на специальных формулах или ценовых показателях, используемых в различных отраслях.

Алгоритм применения сравнительного подхода при определении стоимости компании заключается в следующем. Выбираются компании, аналогичные оцениваемой, которые было недавно проданы. Рассчитывается соотношение между ценой продажи и каким-либо финансовым или производственным показателем по компании-аналогу. Это соотношение (мультипликатор) умножается на тот же базовый финансовый показатель оцениваемой компании, в итоге получая ее стоимость.

Сравнительный подход предполагает следующие основные этапы:

1. Сбор необходимой информации. На первом этапе происходит отбор сопоставимых предприятий, в список которых входит максимально возможное число компаний, имеющих сложившуюся на рынке цену купли-продажи. Критерии отбора на первом этапе: сходство отрасли, производимой продукции, объемов производства, соотношения собственных и заемных средств.
2. Составление списка аналогичных компаний. На втором этапе составляется окончательный перечень компаний-аналогов. Включение компаний в этот список основано на тщательном анализе дополнительно полученной информации (уровень диверсификации производства, положение на рынке, характер конкуренции и т.д.).
3. Расчет мультипликаторов. Для генерирующих компаний наиболее подходящими мультипликаторами являются:
 - мультипликатор, рассчитанный на основе показателя прибыли до уплаты процентов, налогов и амортизации (ЕБИТДА);
 - мультипликатор, рассчитанный на основе показателя чистые активы Компании;
 - мультипликатор, рассчитанный на основе показателя выручки Компании;

- мультипликатор, рассчитанный на основе показателя выработка электроэнергии;
- мультипликатор, рассчитанный на базе установленной мощности.

4. Выбор величины мультипликатора. Этот этап является наиболее сложным, т.к. одинаковых компаний нет, а диапазон величины одного и того же мультипликатора по компаниям-аналогам может быть достаточно широк. С учетом предыдущих этапов оценщик производит отбор наиболее подходящих компаний и определяет величину мультипликатора – медианное значение (среднее значение) – по группе аналогов.

5. Определение итоговой величины стоимости. Сравнительный подход позволяет использовать максимальное число всех возможных вариантов мультипликаторов, следовательно, в процессе расчета будет получено столько же вариантов стоимости. Оценщик в зависимости от конкретных условий, целей и объекта оценки, степени доверия к той или иной информации придает каждому мультипликатору свой вес. На основе взвешивания получается итоговая величина стоимости, которая может быть взята за основу для проведения последующих корректировок.

6. Внесение итоговых корректировок. К рассчитанной величине рыночной стоимости необходимо применить соответствующие премии за контроль и скидки за недостаточную ликвидность. Полученное значение должно быть скорректировано на величину непрофильных активов компании на дату оценки.

В рамках сравнительного подхода к оценке стоимости одной акций ОАО «ОГК 2» был использован метод рынка капитала.

12.2. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ НА ОСНОВЕ РОССИЙСКОГО РЫНКА АКЦИЙ

Этап 1. Сбор и обработка рыночной информации

На данном этапе был проведен сбор информации по генерирующим компаниям, акции которых обращаются на фондовом рынке. Для этого использовались следующие информационные источники: данные Российской Торговой Системы, Московской межбанковской валютной биржи (ММВБ) и другие источники.

Этап 2. Отбор сопоставимых компаний (компаний-аналогов)

Далее был произведен отбор компаний-аналогов из базы всех предприятий электроэнергетики с учетом требуемых критериев.

Требуемые критерии отбора отечественных компаний-аналогов:

- Наличие сделок с обыкновенными акциями компаний за предыдущие три месяца до даты оценки.
- Вид деятельности. Преимущественным видом деятельности должно являться производство электроэнергии и поставка ее на ОРЭМ (Оптовый рынок электроэнергии и мощности).

В ходе сбора и анализа информации были отобраны отечественные компании, в достаточной мере отвечающие вышеперечисленным критериям.

Отечественные компании-аналоги:

- ОАО «ОГК 3»
- ОАО «ОГК 4»
- ОАО «ОГК 5»
- ОАО «ОГК 6»

Краткая характеристика отобранных компаний.

Открытое акционерное общество "Третья генерирующая компания оптового рынка электроэнергии" (ОГК-3) образовано в соответствии со стратегией реформирования энергетической отрасли страны. Его государственная регистрация состоялась 23 ноября 2004 года в межрайонной инспекции МНС России № 2 по Республике Бурятия. В состав ОГК-3 включены:

- Костромская ГРЭС установленная мощность 3600 МВт,
- Печорская ГРЭС установленная мощность 1060 МВт,
- Черепетская ГРЭС установленная мощность 1425 МВт,
- Харанорская ГРЭС установленная мощность 430 МВт,

- Гусиноозёрская ГРЭС установленная мощность 1100 МВт,
- Южноуральская ГРЭС установленная мощность 882 МВт.

Суммарная установленная мощность ОГК-3 составляет 8497 МВт.

Станции кампании строились в разное время, так Южноуральская ГРЭС строилась в 50-е годы, Гусиноозерская ГРЭС в 70-80-е г.г., а последний энергоблок был запущен в 1992 г. Соответственно в это же время происходила и установка энергетического оборудования, отечественного производства, с помощью которого осуществляется выработка энергии и на сегодняшний день. Оборудование находится в рабочем состоянии, регламентные работы выполняются по графикам, составленным в соответствии рекомендациями разработчиков, и в надлежащем объеме, что позволяет, в случае необходимости, после проведения соответствующих мероприятий, продлевать сроки его эксплуатации. В качестве топлива станции ОГК-3 используют газ, мазут, уголь.

Открытое акционерное общество «Четвертая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ОГК-4) учреждено единственным учредителем – РАО «ЕЭС России» (Распоряжение Председателя Правления № 34р от 02.03.2005 г.). ОАО «ОГК-4» зарегистрировано 4 марта 2005 года в г. Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югра.

В состав ОГК-4 вошли пять тепловых электрических станций:

- Сургутская ГРЭС-2 установленная мощность 4800 МВт,
- Березовская ГРЭС установленная мощность 1500 МВт,
- Шатурская ГРЭС установленная мощность 1100 МВт,
- Смоленская ГРЭС установленная мощность 630 МВт,
- Яйвинская ГРЭС установленная мощность 600 МВт.

Общая установленная мощность ОАО «ОГК-4» составляет 8 630 МВт.

Первый блок Яйвинской ГРЭС был введен в эксплуатацию в 1963 г., Шатурской ГРЭС – в 1971 г., Смоленской ГРЭС – в 1978 г., Сургутской ГРЭС-2 – в 1985 г., Березовской ГРЭС – в 1987 г. Таким образом, станции кампании относительно новые, соответственно относительно новым является и установленное в тоже время энергетическое оборудование, с помощью которого на сегодняшний день осуществляется выработка энергии. Оборудование находится в рабочем состоянии, регламентные работы выполняются по графикам, составленным в соответствии рекомендациями разработчиков, и в надлежащем объеме, что позволяет, в случае необходимости, после проведения соответствующих мероприятий, продлевать сроки его эксплуатации. Топливом для Сургутской ГРЭС является газ, Березовской ГРЭС, все остальные станции работают на газу и угле, а Шатурская ГРЭС способна работать на торфе.

Открытое акционерное общество «Пятая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ОГК-5) создан на основании распоряжения Правления РАО «ЕЭС России» № 113р от 25 октября 2004г. в рамках реализации Концепции Стратегии РАО «ЕЭС России» «5+5», принятой Советом Директоров РАО «ЕЭС России» 29 мая 2003 г.

Уставный капитал эмитента при учреждении был оплачен:

- имуществом Рефтинской ГРЭС и Среднеуральской ГРЭС;
- акциями ОАО «Конаковская ГРЭС» и ОАО «Невинномысская ГРЭС».

С момента учреждения имущество Рефтинской ГРЭС и Среднеуральской ГРЭС было передано на праве аренды ОАО «Свердловэнерго» (ОАО «ТГК-9»). Договоры аренды в отношении имущества Рефтинской ГРЭС и Среднеуральской ГРЭС с ОАО «ТГК-9» прекращены досрочно с 31.12.2005 г.

В конце 2005 г. – 1 квартале 2006 г. Компанией проведены основные корпоративные мероприятия, а в начале 2 квартала 2006 г. произошла реорганизация Компании в форме присоединения к нему двух дочерних обществ ОАО «Конаковская ГРЭС» и ОАО «Невинномысская ГРЭС».

Компания является одной из самых крупных тепловых генерирующих компаний в России. Основным видом деятельности эмитента является - производство и реализация электрической и тепловой энергии. Суммарная установленная мощность электростанций эмитента – 8 671,5 МВт или около 8,7% от суммарной установленной мощности тепловых электрических станций Европейской части и Урала. В том числе:

- Конаковская ГРЭС (Тверская область, ОЭС Центра) – 2400 МВт;
- Невинномысская ГРЭС» (Ставропольский край, ОЭС Юга) - 1290 МВт;

- Рефтинская ГРЭС (Свердловская область, ОЭС Урала) – 3800 МВт;
- Среднеуральская ГРЭС (Свердловская область, ОЭС Урала) – 1181,5 МВт.

Свою производственную деятельность Общество осуществляет на оптовом рынке электроэнергии (далее - ОРЭ) в ценовой зоне Европейской части РФ и Урала.

Открытое акционерное общество «Шестая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ОГК-6) было учреждено распоряжением ОАО РАО «ЕЭС России» от 16 марта 2005 года. Дата государственной регистрации – 17 марта 2005 года.

В состав ОГК-6 вошли шесть тепловых электрических станций:

- Новочеркасская ГРЭС установленная мощность 2 112 МВт,
- Киришская ГРЭС установленная мощность 2 100 МВт,
- Рязанская ГРЭС установленная мощность 2 650 МВт,
- Красноярская ГРЭС-2 установленная мощность 1 250 МВт,
- ГРЭС-24 установленная мощность 310 МВт,
- Череповецкая ГРЭС установленная мощность 630 МВт.

Суммарная установленная мощность ОГК-6 составляет 9052Мвт.

Рязанская ГРЭС, введенная в эксплуатацию в 1973 г., по установленной мощности входит в пятерку крупнейших российских тепловых электростанций. Расположение ГРЭС в центре важнейших потоков энергии между “Центром” и “Югом”, состав имеющегося оборудования, многообразие и взаимозаменяемость сжигаемого топлива ставят её в ряд наиболее конкурентоспособных производителей энергии. Новочеркасская ГРЭС, введенная в эксплуатацию в 1965 г., - крупнейшая в Ростовской области, её выработка составляет более 15% потребления электроэнергии Объединенной энергетической системы Северного Кавказа. Киришская ГРЭС, введенная в эксплуатацию в 1969 г., - крупнейшая тепловая электростанция Объединенной энергетической системы (ОЭС) Северо-Запада. ГРЭС поставляет электрическую и тепловую энергию (технический пар и горячая вода), оказывает услуги по поставке обессоленной, химически очищенной и технической воды, кислорода и водорода. Красноярская ГРЭС-2, введенная в эксплуатацию в 1966 г., - одна из крупнейших электростанций в Восточно-Сибирском регионе России. Основными потребителями мощности являются предприятия Красноярского края. Череповецкая ГРЭС, введенная в эксплуатацию в 1976 г., - единственная крупная электростанция Череповецко - Вологодского узла. ГРЭС-24 введена в эксплуатацию в 1988 г. Как следует из представленного описания, станции кампании в эксплуатацию введены относительно недавно, соответственно относительно новым является и установленное на них энергетическое оборудование, с помощью которого на сегодняшний день осуществляется выработка энергии. Оборудование находится в рабочем состоянии, регламентные работы выполняются по графикам, составленным в соответствии рекомендациями разработчиков, и в надлежащем объеме, что позволяет, в случае необходимости, после проведения соответствующих мероприятий, продлевать сроки его эксплуатации. Из всех станций ГРЭС-24 работает только на газу, топливом для остальных станций являются газ, уголь, мазут.

Краткие характеристики компаний приведены в Табл. 12.1. и Источник: данные Компании

Табл. 12.2.

Табл. 12.1. Данные об уставном капитале компаний

Наименование	ОАО «ОГК 3»	ОАО «ОГК 4»	ОАО «ОГК 5»	ОАО «ОГК 6»
Уставной капитал, руб.	29 487 999 252	49 130 625 974	35 371 685 504	26 731 061 492
Количество обыкновенных именных акций, шт.	29 487 999 252	49 130 625 974	35 371 685 504	26 731 061 492
Номинальная стоимость обыкновенной именной акции, руб.	1,00	1,00	1,00	1,00
Количество привилегированных акций, шт.	0	0	0	0

Источник: данные Компании

Табл. 12.2. Данные об основных финансовых и производственных показателях

Наименование	ОАО «ОГК 3»	ОАО «ОГК 4»	ОАО «ОГК 5»	ОАО «ОГК 6»
Установленная мощность, МВт	8 497	8 630	8 672	9 052
Выработка э/э, млн. кВт ч	30 613 454	51 028 786	40 440 542	32 904 382
Выручка, тыс. руб.	17 590 094	13 742 870	25 898 943	9 222 277
Прибыль, тыс. руб.	857 366	514 246	570 930	1 241 702

Источник: данные Компании

Этап 3. Расчет капитализации компаний-аналогов.

Капитализация по отобранным компаниям рассчитана по состоянию на дату оценки – 01.01.2007 г. По тем компаниям, по акциям которых торгов на дату оценки не проводилось, капитализация рассчитана на предыдущую дату, ближайшую к дате оценки. Капитализация рассчитывалась путем умножения котировки по обыкновенным акциям на количество обыкновенных акций. Результаты расчетов сведены в Табл. 12.3.

Табл. 12.3. Расчет стоимости инвестированного капитала

Показатель	ОАО «ОГК 3»	ОАО «ОГК 4»	ОАО «ОГК 5»	ОАО «ОГК 6»
Рыночная стоимость обыкновенной акции, руб.	3,498	2,141	3,265	3,400
Дата сделки на ММВБ	29.12.2006	29.12.2006	29.12.2006	29.12.2006
Количество обыкновенных акций, шт.	29 487 999 252	49 130 625 974	35 371 685 504	26 731 061 492
Рыночная стоимость собственного капитала, тыс. руб.	103 149 021	105 188 670	115 488 553	90 885 609
Долгосрочная задолженность (+), тыс. руб.	4 032 916	948 177	5 752 041	7 670 909
Непрофильные активы (-), тыс. руб.	622 291	1 411 836	13 390 995	216 187
Рыночная стоимость инвестированного капитала, руб.	106 559 646	104 725 011	107 849 599	98 340 331

Источник: данные ММВБ, расчеты ЗАО «Российская оценка»

Этап 4. Выбор и расчет мультипликаторов для объекта оценки.

Некоторые станции входили в состав ОГК в течении всего 2006 года. По этому итоговые финансовые показатели (такие как выручка, прибыль и т.д.) не типичные для них, поэтому не могут рассматриваться как экономический результат производственного процесса, и, соответственно, все мультипликаторы, основанные на значениях прибыли, не могут быть использованы для определения стоимости объекта оценки сравнительным подходом. Таким образом, в качестве мультипликаторов, предназначенных для расчета стоимости объекта оценки, были выбраны три оценочных мультипликатора.

Оценочные мультипликаторы:

- мультипликатор, рассчитанный на основе показателя чистые активы Компании;
- мультипликатор, рассчитанный на основе показателя выработка электроэнергии;
- мультипликатор, рассчитанный на базе установленной мощности.

Расчет оценочных мультипликаторов представлен в Табл. 12.4.

Табл. 12.4. Расчет оценочных мультипликаторов

№ п/п	Компания	MVIC/ Чистые активы	MVIC/ Выработка э/э	MVIC/ Установленная мощность
1	ОАО «ОГК 3»	6 939	3 481	12 540 855
2	ОАО «ОГК 4»	5 322	2 052	12 134 996

№ п/п	Компания	MVIC/ Чистые активы	MVIC/ Выработка э/э	MVIC/ Установленная мощность
3	ОАО «ОГК 5»	2 478	2 667	12 437 248
4	ОАО «ОГК 6»	7 736	2 989	10 863 934
6	Медиана	6 130	2 828	12 286 122
7	Среднее значение	5 619	2 797	11 994 258
8	Выбранный коэффициент	5 619	2 797	11 994 258

Источник: расчеты ЗАО «Российская оценка»

Этап 5. Расчет стоимости пакета акций

Расчет стоимости инвестированного капитала производился путем умножения показателя оцениваемой компании на соответствующее ему значение мультипликатора. Результат стоимости выводился путем взвешивания значений, полученных с применением трех мультипликаторов. Мультипликаторам MVIC/ЧА, MVIC/Выработка э/э и MVIC/Установленная мощность были приданы равные веса в силу одинаковой значимости показателей для оцениваемой компании.

В качестве финансовых показателей ОАО «ОГК 2» были использованы показатели за последний отчетный период - 2006 г.

Расчет стоимости пакета акций ОАО «ОГК 2» представлен в Табл. 11.1.

Табл. 12.5. Расчет стоимости пакета акций ОАО «ОГК 2»

Показатель/Мультипликатор	MVIC/ Чистые активы	MVIC/ Выработка э/э	MVIC/ Установленная мощность
Значение мультипликатора	5 619	2 797	11 994 258
Соответствующий показатель	9 579 268	48 083 707	8 695
Расчетное значение для мультипликатора, тыс. руб.	53 821 531	134 497 608	104 290 076
Расчетная стоимость инвестированного капитала, тыс. руб.			97 536 405
Долгосрочная задолженность, тыс. руб.			5 704 749
Непрофильные активы (-), тыс. руб.			1 740 426
Расчетная стоимость собственного капитала, тыс. руб.			93 572 082
Количество обыкновенных акций, шт.			26 480 895 818
Стоимость одной акции, руб.			3,5336

Источник: данные Компании, расчеты ЗАО «Российская оценка»

Этап 6. Внесение итоговых корректировок

Итоговая величина стоимости, полученная в результате применения всей совокупности ценовых мультипликаторов, должна быть откорректирована в соответствии с конкретными условиями оценки бизнеса.

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, рыночная стоимость одной акций ОАО «ОГК 2», на не контрольном и ликвидном уровне, рассчитанная в рамках Сравнительного подхода, по состоянию на дату оценки составляет 3,5336 руб.

13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ ЗАТРАТНЫМ ПОДХОДОМ

13.1. ОБОСНОВАНИЕ ОТКАЗА ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЗАТРАТНОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ

В соответствии с п.п. 1-3 ст. 75 ФЗ № 208_ФЗ «Об акционерных обществах» (далее по тексту Закон), акционеры владельцы голосующих акций вправе требовать выкупа обществом всех или части принадлежащих им акций в случаях:

- реорганизации общества или совершения крупной сделки, решение об одобрении которой принимается общим собранием акционеров, если они голосовали против принятия решения о его реорганизации или одобрении указанной сделки либо не принимали участия в голосовании по этим вопросам;
- внесения изменений и дополнений в устав общества или утверждения устава общества в новой редакции, ограничивающих их права, если они голосовали против принятия соответствующего решения или не принимали участия в голосовании.

Выкуп акций обществом осуществляется по цене, определенной советом директоров (наблюдательным советом) общества, но не ниже рыночной стоимости, которая должна быть определена независимым оценщиком без учета ее изменения в результате действий общества, повлекших возникновение права требования оценки и выкупа акций.

Общая сумма средств, направляемых обществом на выкуп акций, не может превышать 10 процентов стоимости чистых активов общества на дату принятия решения, которое повлекло возникновение у акционеров права требовать выкупа обществом принадлежащих им акций. В случае, если общее количество акций, в отношении которых заявлены требования о выкупе, превышает количество акций, которое может быть выкуплено обществом с учетом установленного выше ограничения, акции выкупаются у акционеров пропорционально заявленным требованиям.

Оценка акций для целей выкупа не предполагает использования затратного подхода, в частности метода расчета собственного капитала предприятия. Право владельцев обыкновенных акций на часть имущества общества и право владельцев привилегированных акций на выкуп их акций по ликвидационной стоимости (или на часть имущества общества) возникают лишь при ликвидации общества, которая не предполагается (ст. 23, 31, 32 Закона). Миноритарного акционера в большей степени будет интересовать вопрос, сколько стоят его акции на рынке, а не сколько стоит имущество предприятия, акционером которого он является.

Наиболее применимыми и отражающими цель оценки подходами в данном случае могут выступать сравнительный и доходный. В рамках сравнительного подхода возможно применить метод компании - аналога, в рамках доходного подхода - метод прямой капитализации или дисконтирования дохода акционера, получаемого в форме дивидендов на принадлежащие ему акции. Если дивиденды не выплачиваются или не отражают реальной стоимости компании, возможно применение классического доходного подхода.

14. ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ

В настоящем пункте Отчета мы свели результаты примененных подходов к оценке стоимости одной обыкновенной акций ОАО «ОГК-2» с целью определения преимуществ и недостатков каждого из них, и, тем самым, выработки единой стоимостной оценки.

Применение двух подходов позволило получить следующие значения стоимости:

Сравнительный подход	3,5336 руб.
Затратный подход	не применялся.
Доходный подход	3,0129 руб.

При определении итоговой стоимости компании мы, исходя из ограничений, накладываемых качеством полученной информации и особенностями каждого из применяемых подходов, использовали следующие предположения и допущения:

- Доходный подход, в значительной степени основывается на прогнозируемой модели рынка и данных, определяющих условия функционирования бизнеса на конкурентном рынке. Рациональный инвестор, принимающий решение о покупке актива, ориентируется в первую очередь на тот поток доходов, который будет приносить актив в будущем, с учетом тех рисков и альтернативной доходности, которые связаны с инвестированием в актив в условиях реформирования отрасли;
- при расчете ставки дисконтирования в Доходном подходе применяется экспертная оценка рисков, присущих деятельности Компании, основанная на информации, предоставленной менеджерами Компании и анализе рынка, проведенном оценщиком.
- Сравнительный подход базируется на принципе замещения, согласно которому стоимость оцениваемой компании не может больше суммы, за которую можно приобрести аналогичный актив. Другими словами, в этом подходе стоимость предприятия определяется на основании сравнения его с компаниями-аналогами.

Исходя из вышесказанного, подходам, применяемым к определению рыночной стоимости, были присвоены следующие веса:

Табл. 14.1. Расчет рыночной стоимости собственного капитала исходя из рекомендуемых весов для согласования

Подход	Удельный вес	Рыночная стоимость, руб.	Результат, руб.
Доходный	75	3,0129	3,1431
Сравнительный	25	3,5336	

Источник: расчеты ЗАО «Российская оценка»

Таким образом, в результате проведенного анализа, с учетом приведенных в Отчете допущений и ограничительных условий, Оценщик пришел к выводу о том, что рыночная стоимость одной обыкновенной акции ОАО «ОГК-2», по состоянию на 1 января 2007 г. составляет 3,1431 руб.

При определении стоимости объекта оценки необходимо учитывать следующие поправки:

- Скидка на недостаточную степень контроля.

В Сравнительном подходе использовались стоимости акций компаний-аналогов на миноритарном уровне и в Доходном подходе прогнозировался денежный поток для миноритарного уровня соответственно рассчитывалась стоимость на соответствующем уровне контроля. Следовательно, мы не применяем скидку за неконтрольный характер, так как примененные нами методы определения рыночной стоимости оценивают стоимость на миноритарном уровне.

- Скидка на недостаточную ликвидность.

Результаты, полученные путем применения методов Сравнительного подхода, отражают стоимость компании при условии, что акции этой компании котируются на бирже, т.е. акции данной компании имеют высокую ликвидность.

Был проведен анализ факторов для определения размера дисконта за отсутствие ликвидности:

1. Доступ к информации и ее надежность

ОАО «ОГК-2» является открытым акционерным обществом. Его финансовая отчетность и прогнозы руководства подлежат разглашению и могут быть получены с официальных серверов раскрытия информации.

2. Выплата дивидендов

ОАО «ОГК-2» проводит выплаты дивидендов. Это говорит об отсутствии необходимости применения дисконта за отсутствие ликвидности.

3. Ожидаемое размещение акций на открытом рынке или продажа компании

Акции ОАО «ОГК-2» котируются на фондовом рынке. Это также указывает на отсутствие необходимости применения скидки на низкую ликвидность.

На основании анализа факторов, оказывающих влияние на размер дисконта за отсутствие ликвидности и описанных выше, был сделан вывод об отказе о применении дисконта на недостаточную ликвидность для оцениваемого объекта оценки.

В результате проведенного анализа мы пришли к выводу о том, что рыночная стоимость одной обыкновенной акции ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии», по состоянию на 01 января 2007 года составляет:

3,1431 рубля

15. ДОКУМЕНТЫ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ

Проведение анализа и расчетов основывалось, прежде всего, на информации о компании, полученной от Заказчика, и в ходе независимых исследований, проведенных Оценщиком. Перечень документов, использованных Оценщиком и устанавливающих количественные и качественные характеристики объекта оценки, предоставленный Заказчиком, приведен ниже:

№ п/п	Наименование документа
1.	Свидетельство о государственной регистрации юридического лица
2.	Сведения о структуре уставного капитала
3.	Состав Совета Директоров
4.	Устав ОАО «ОГК 2»
5.	Годовой отчет за 2005 г.
6.	Годовой отчет за 2006 г.
7.	Бизнес план на 2007 г.
8.	Ежеквартальный отчет эмитента
9.	Бухгалтерская отчетность за 2006 г. (формы 1,2,3,4 и 5)
10.	Аудиторское заключение за 2006 г.
11.	Расшифровки статей баланса

16. НОРМАТИВНЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ

Настоящая работа выполнена в соответствии с документами, регламентирующими практику профессиональной оценки в Российской Федерации.

Основными нормативными и методическими источниками при проведении настоящей работы являются:

1. Конституция РФ.
2. Гражданский Кодекс РФ часть I, II.
3. Федеральный закон РФ от 21.11.96г. № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете»;
4. Приказ Минфина РФ от 20.03.01 № 62н «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/2001», зарегистрированный Минюстом РФ 28.04.01, №2689;
5. Федеральный закон РФ от 26.12.95г. № 208-ФЗ «Об акционерных обществах»;
6. Приказ Минфина РФ от 29.07.98г. № 34н «Об утверждении положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в РФ»;
7. Приказ Минэкономики РФ от 01.10.97г. № 118 «Об утверждении методических рекомендаций по реформе предприятий организаций»;
8. Постановление Правительства РФ от 31.05.02 г. №369
9. Федеральный закон «Об оценочной деятельности в РФ».
10. «Стандарты оценки, обязательные к применению субъектами оценочной деятельности», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июля 2001 г. №519.
11. Международные стандарты оценки. МСО 2000, МСО 2001.
12. Фридман Дж., Ордуэй Н., «Анализ и оценка приносящей доход недвижимости», ДЕЛО Лтд., Москва, 1995г.
13. Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанные компанией «Deloitte and Touche»
14. Харрисон Г.С., «Оценка недвижимости», Москва 1994г.
15. Тарасевич Е.И., «Оценка недвижимости», Издательство СПбГТУ, Санкт-Петербург, 1997г.
16. Коростелев С.П. «Основы теории и практики оценки недвижимости», ООО «Русская деловая литература», Москва, 1998г.
17. Черняк А.В. «Оценка городской недвижимости», М., 1996г.
18. Оценка объектов недвижимости. Учебное пособие. М., ИН-ФРА-М., 1997г.
19. С. Грибовский «Методы капитализации дохода», С-П, 1997г.
20. Александров В.Т. Ценообразование в строительстве. Питер, С.-П., 2000г.
21. Бейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов. Пер. с английского. Москва. 1997г.
22. Белых Л.П. Основы финансового рынка. Финансы. ЮНИТИ. Москва. 1999г
23. Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов. Банки и биржи. ЮНИТИ. 1997г.
24. Гитман Л.Дж., Джонк М.Д. Основы инвестирования. Дело. Москва. 1999г.
25. Есипов В. и др. Оценка бизнеса. Питер, С.-П., 2001г.
26. Ковалев В.В. Методы оценки инвестиционных проектов. Москва. 2000г.
27. Коупленд Т., Коллер Т., Муррин Д. Стоимость компаний: оценка и управление. Олимп-бизнес. Москва. 1999г.
28. Крушвиц Л. Инвестиционные расчеты. Питер, С.-П., 2001г.
29. Модильяни Ф., Миллер М. Сколько стоит фирма? Теорема ММ. Москва. 1999г.
30. Оценка бизнеса. Под ред. проф. Грязновой А.Г., проф. Федотовой М.А. Финансы и статистика. Москва. 1998г.

31. Оценка недвижимости. Под ред. проф. Грязновой А.Г., проф. Федотовой М.А. Финансы и статистика. Москва. 2002г.
32. Организация оценки и налогообложения недвижимости. Под ред. Дж.К. Эккерта, РОО, М. 1997г.
33. Пратт Ш.П. Оценка бизнеса. Институт Экономического Развития Всемирного Банка.
34. Скотт М.К. Факторы стоимости. Олимп-бизнес.2000г.
35. Фабочки Ф.Д., Управление инвестициями. Пер. с английского. ИНФРА-М. Москва. 2000г.
36. Шарп У.Ф., Александер Г. Дж., Бейли Д.В. Инвестиции.ИНФРА-М. Москва. 1999г.
37. Экономика и управление недвижимостью. Под ред. Грабовского П.Г., АСВ, М. 2001г.
 - Федеральный закон от 14.04.1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»;
 - Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
 - Федеральный закон от 26.03.2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»;
 - Постановление Правительства РФ от 12 июля 1996 года № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)»;
 - Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 года № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»;
 - Постановление Правительства РФ от 2 апреля 2002 года № 226 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии»;
 - Постановление правительства РФ от 24 октября 2003 г. № 643 «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»;
 - Постановление ФЭК России от 02.10.2002 г. № 66-Э/4 «Об утверждении методики применения тарифов на электрическую энергию при оперативной дооптимизации режимов работы ЕЭС России»;
 - «Временные правила работы федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности)», утвержденные ФЭК России 01.07.1996 г.;
 - Постановление ФЭК России от 25.05.2000 г. № 28/5 «О согласовании временного порядка проведения торгов по продаже сверхплановой электрической энергии, вырабатываемой поставщиками – субъектами ФОРЭМ»;
 - Постановление ФЭК России от 07.09.2000 г. № 47/1 «Об утверждении Порядка вывода на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) энергоемких организаций – потребителей»
 - Временные методические указания по формированию и применению двухставочных тарифов на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии и мощности (ФОРЭМ)», утвержденные Протоколом заседания Правления ФЭК России от 6 мая 1997 г. № 76;
 - Постановления ФЭК России, устанавливающие тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую/отпускаемую на Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) (в т.ч., постановления ФЭК России от 25.12.2002 № 98-Э/2 и № 98-э/3 – тарифы на 2003 г.; от 29.10.2003 № 89-э/1 и № 89-э/3 – тарифы на 2004 г.);
 - Постановление ФЭК России от 03 апреля 1998 г. № 15/2 «Об утверждении «Временного положения об основах формирования плановых балансов производства и поставок электрической (тепловой) энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка»
 - Постановление ФЭК России от 21.01.2000 г. № 4/6 «Об утверждении Инструкции о порядке расчета стоимостного баланса федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ) при установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую с ФОРЭМ;
 - Постановление ФЭК России от 12.02.1999 № 5/1 «Об утверждении Положения о расчете размера абонентной платы РАО «ЕЭС России» за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России»; постановления ФЭК России об утверждении абонентной платы за услуги РАО «ЕЭС России» (в т.ч. от 25.12.2002 № 98-Э/4, от 25.06.2003 № 49-Э/3 , от 18.10.2003 № 84-Э/1 – с 01.01.2004);
 - Постановление ФЭК России от 12.05.2000 г. № 25/2 «О включении ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» в перечень коммерческих организаций – субъектов ФОРЭМ, тарифы на электроэнергию (размер платы за услуги) для которых устанавливаются ФЭК России»;

- Постановление ФЭК России от 11.04.2001 г. № 22/9 «Об утверждении размера платы ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» за оказание услуг по обеспечению и развитию ФОРЭМ» - до ноября 2003 года.
 - Постановление ФЭК России от 18.10.2003 № 84-Э/1 «Об утверждении тарифа на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), оказываемые ЗАО «Центр договоров и расчетов федерального (общероссийского) оптового рынка электроэнергии (мощности)».
38. Информационные источники сети Интернет:
- 39. <http://www.rao-ees.ru>
 - 40. <http://denova.ru>
 - 41. <http://www.burene.eastsib.ru>
 - 42. <http://intertek.ru>
 - 43. <http://www.energetica.ru>
 - 44. <http://bfa.ru>
 - 45. <http://content.mail.ru>
 - 46. <http://sibene.elektra.ru>
 - 47. <http://motor-s.ru>
 - 48. <http://www.gtt.ru>
 - 49. <http://www.skrin.ru>
 - 50. <http://www.nqs.ru>
 - 51. <http://www.rts.ru>
 - 52. <http://www.bloomberg.com>
 - 53. <http://www.hoovers.com>
 - 54. <http://www.mergerstat.com>
 - 55. Дополнительная информация, использованная в данном отчете получена из ряда других источников и архива Оценщика. Ссылки на прочие источники информации и их реквизиты приведены в соответствующих разделах настоящего Отчета.

17. ОГРАНИЧЕНИЯ И ПРЕДЕЛЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛУЧЕННОГО РЕЗУЛЬТАТА

1. Полученный результат может быть использован только в рамках указанной в Отчете цели оценки.
2. Итоговая величина стоимости объекта оценки, указанная в настоящем Отчете может быть признана рекомендуемой для целей совершения сделки с объектом оценки, если с даты составления отчета об оценке до даты совершения сделки с объектом оценки или даты представления публичной оферты прошло не более 6 (шести) месяцев.
3. Сделанный анализ, высказанные мнения и полученные результаты действительны исключительно в пределах оговоренных в настоящем отчете допущений и ограничений и основаны на имеющейся в распоряжении Оценщика информации.
4. В обязанности Оценщика не входила проверка достоверности документов, предоставленных Заказчиком или сторонними специалистами. При проведении исследования предполагалось, что информация, полученная от Заказчика или сторонних специалистов, является надежной и достоверной.
5. Настоящий расчет действителен только в полном объеме, любое использование отдельных его частей без их взаимосвязи не будет отражать точку зрения Оценщика.
6. Полученный результат относится к объекту оценки в целом. Любое соотнесение части стоимости с какой-либо частью объекта оценки является не правомерным, если иное не оговорено в настоящем Отчете.
7. Объект оценки оценивался исходя из допущения об отсутствии обременений правами третьих лиц, если иное не оговорено в настоящем Отчете.
8. Приведенная в Отчете итоговая величина рыночной стоимости не отражает стоимость объекта на какую-либо иную дату, отличную от даты оценки. Изменение конъюнктуры рынка может привести к существенным изменениям итоговой величины стоимости объекта оценки по сравнению со стоимостью на дату оценки.

18. ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

При выполнении настоящей работы Оценщик исходил из следующих допущений:

- Предполагается, что информация, полученная от Заказчика или сторонних специалистов, является надежной и достоверной. Оценщик не может гарантировать абсолютную точность информации, предоставленной другими сторонами, поэтому указывается источник информации.
- Расчеты и выводы, полученные Оценщиком, основаны на имеющейся в его распоряжении информации, перечень которой приведен в разделе 4.6.4 настоящего отчета.
- Настоящий отчет действителен только в полном объеме, любое использование отдельных его частей без их взаимосвязи не будет отражать точку зрения Оценщика.
- В соответствии с условиями задания Оценщиком не проводилась никакая-либо юридическая экспертиза прав собственности на активы оцениваемой компании. Также в обязанности Оценщика не входила проверка достоверности предоставленной ему финансовой отчетности компании.
- Оценщик не несет ответственности за изменение рыночных условий и не дает никаких обязательств по исправлению данного отчета, с тем, чтобы отразить события или изменяющиеся условия, происходящие после даты оценки.
- В качестве прогнозных данных по вырабатываемой электроэнергии, стоимости топлива и электроэнергии, а так же платы за мощность, Оценщик использовал данные, подготовленные группой консультантов под руководством компании Nera Economic Consulting в том числе с участием специалистов Топливо-Энергетического Независимого Института (ТЭНИ) и Института Энергетических Исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН).

Допущения, сформулированные в рамках использованных конкретных методов оценки, ограничения и границы применения полученного результата, приведены непосредственно в расчетных разделах настоящего отчета.

19. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КАЧЕСТВА ОЦЕНКИ

Мы, нижеподписавшиеся, данным удостоверяем, что в соответствии с имеющимися у нас данными:

- изложенные в данном отчете факты правильны и соответствуют действительности;
- сделанный анализ, высказанные мнения и полученные выводы действительны исключительно в пределах оговоренных в данном отчете допущений и ограничивающих условий и являются нашими персональными, непредвзятыми профессиональными анализом, мнениями и выводами;
- мы не имеем ни в настоящем, ни в будущем какого-либо интереса в объектах собственности, являющихся предметом данного отчета; мы также не имеем личной заинтересованности и предубеждения в отношении сторон, имеющих интерес к этим объектам;
- наше вознаграждение ни в какой степени не связано с объявлением заранее предопределенной стоимости, или тенденции в определении стоимости в пользу клиента с суммой оценки стоимости, с достижением заранее оговоренного результата или с последующими событиями;
- задание на оценку не основывалось на требовании определения минимальной цены, оговоренной цены или одобрения ссуды;
- ни одно лицо, кроме подписавших данный отчет, не оказывали профессионального содействия оценщикам, подписавшим данный отчет;
- эксперты, участвующие в оценке, лично осмотрели объект оценки, составляющий предмет данного отчета;
- расчетная стоимость признается действительной на 01 января 2007 года;
- по всем вопросам, связанным с данным отчетом, просим обращаться лично к нам, подписавшим настоящий отчет.

С уважением,

Иванов Александр Сергеевич _____

Кувалдин Дмитрий Андреевич _____

Дмитриева Елена Борисовна _____

20. ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ДАННЫЕ ОБ ИСПОЛНИТЕЛЯХ



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности
 от 06.08.2001 № 000024
 с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) в области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные знания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Бакушина Вера Николаевна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711031, выдан 27.07.2004;
--------------------------	---	---

Баранова Елена Сергеевна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 775538, выдан 28.10.2005;
--------------------------	---	---

Белов Дмитрий Борисович	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711030, выдан 27.07.2004.
-------------------------	---	---

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

012284

Лист № 1



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности
 от 06.08.2001 № 000024
 с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) в области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные знания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Воронцова Ольга Сергеевна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 161647, выдан 04.07.2003;
Гусев Эдуард Владимирович	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 161644, выдан 04.07.2003;
Дмитриева Елена Борисовна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Финансовая академия при Правительстве РФ, диплом о профессиональной переподготовке, БВС 0179336, выдан 29.06.2001; Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, свидетельство о повышении квалификации, выдано 25.06.2004.

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

2

012285

Лист № _____



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности

от 06.08.2001 № 000024

с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) в области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные знания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Иванов Александр Сергеевич

оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)

Международный университет (в Москве), диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 408062, выдан 10.10.2001; Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, свидетельство о повышении квалификации, выдано 25.06.2004;

Иногамов Сергей Файзуллаевич

оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)

Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711067, выдан 25.03.2004;

Кувалдин Дмитрий Андреевич

оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)

Международный университет (в Москве), диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 408002, выдан 28.03.2001; Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, свидетельство о повышении квалификации, выдано 25.12.2003.

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

012286

Лист № _____

3



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности
 от 06.08.2001 № 000024
 с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) в области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные знания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Кучер Дмитрий Дмитриевич	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711035, выдан 27.07.2004;
Ланда Леонида Петровна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Межотраслевой институт повышения квалификации и переподготовки руководящих кадров и специалистов Российской экономической академии им. Г.В.Плеханова, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 541071, выдан 01.07.2003;
Мариенко Алёна Владимировна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711034, выдан 27.07.2004.

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

012287

Лист №

4



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности

от 06.08.2001 № 000024

с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) и области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные знания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Навовев Дмитрий Александрович	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711033, выдан 27.07.2004;
Папина Марина Михайловна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Межотраслевой институт повышения квалификации и переподготовки руководящих кадров и специалистов Российской экономической академии им. Г.В.Плеханова, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 542772, выдан 30.04.2003;
Писарев Андрей Викторович	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Институт профессиональной оценки, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 718443, выдан 28.04.2004.

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

012288

Лист №

5



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности

от 06.08.2001 № 000024

с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) в области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные звания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Скворцов Дмитрий Геннадьевич	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Институт профессиональной оценки, диплом о профессиональной переподготовке, ИП № 323229, выдан 22.05.2003;
------------------------------	---	--

Станюкович Владимир Николаевич	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный университет экономики, статистики и информатики, диплом о профессиональной переподготовке, ИП № 346976, выдан 21.12.2000; Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, свидетельство о повышении квалификации, выдано 25.12.2003.
--------------------------------	---	--

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

012316

Лист №

6



Приложение на 7 листах
к лицензии на осуществление оценочной деятельности
 от 06.08.2001 № 000024
 с учетом изменений по заявлению лицензиата от 20.12.2005

Фамилия И. О. индивидуального предпринимателя / штатного работника.	Работы (услуги) в области оценочной деятельности, по которым получены профессиональные знания.	Образовательное учреждение, серия, номер и дата выдачи документа о профессиональном образовании.
---	--	--

Тишаков Сергей Леонтьевич	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Международный университет (в Москве), диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 408061, выдан 10.10.2001; Межотраслевой институт повышения квалификации и переподготовки руководящих кадров и специалистов Российской экономической академии им. Г.В. Плеханова, свидетельство о повышении квалификации, выдано 01.07.2003;
Шмелев Юрий Евгеньевич	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Институт профессиональной оценки, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 926106, выдан 19.04.2005;
Якимова Оксана Николаевна	оценка стоимости недвижимого имущества; оценка стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценка стоимости предприятия (бизнеса)	Московский государственный строительный университет, диплом о профессиональной переподготовке, ПП № 711032, выдан 27.07.2004.

Начальник отдела оценки



(А.В. Каминский)

012315

Лист №

7





Страховая Акционерная Компания
Информстрах

127006, г. Москва, ул. Долгоруковская, 40, тел. 973-52-49, 973-52-48
р/с 40702810138120102003 в «Сбербанке России» г. Москва,
к/с 30101810400000000225 БИК 044525225 ИНН 7701017213

ПОЛИС 19/06 - 062296
СТРАХОВАЯ АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ
«ИНФОРМСТРАХ»

ЗАО САК «Информстрах» в соответствии с Правилами страхования ответственности оценщиков принимает на страхование ответственность Страхователя перед третьими лицами, возникшую в результате причинения ущерба, явившегося следствием осуществления Страхователем профессиональной деятельности по оценке объектов оценки и совершения при этом ошибок или упущений.

Страхователь: ЗАО «Российская оценка»

Адрес: 107014, г. Москва, ул. Матросская Тишина, дом 23, стр. 2

Страховая сумма: 10 000 000 (Десять миллионов) Евро

Лимит ответственности на один страховой случай:

10 000 000 (Десять миллионов) Евро

Франшиза: отсутствует

Перечень застрахованных рисков: Совершение Страхователем ошибок и упущений в процессе осуществления профессиональной деятельности по оценке стоимости недвижимого имущества; оценке стоимости машин, оборудования и транспортных средств; оценке стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности; оценке стоимости предприятия (бизнеса) и других видов оценочной деятельности (в зависимости от объекта оценки), осуществляемых в соответствии с Законом «Об оценочной деятельности в РФ».

Срок действия договора: с «12» сентября 2006 г. по «11» сентября 2007 г.

Территория страхования: Российская Федерация.

ЗАО САК «Информстрах» обязуется при наступлении страхового случая возместить третьим лицам ущерб в течение 5-ти банковских дней со дня наступления страхового случая и предоставления Страхователем необходимых документов, указанных в п.8.1. Правил страхования ответственности оценщиков. Страховой случай считается наступившим со дня удовлетворения в законном порядке претензий к Страхователю.

Договор страхования вступает в силу с даты начала срока его действия. Страхование по настоящему полису (договору) распространяется на страховые случаи, произошедшие после даты начала срока действия договора.

Окончанием ответственности ЗАО САК «Информстрах» является истечение срока действия договора страхования, выплата 100% страхового возмещения и другие случаи, предусмотренные Правилами страхования.

К настоящему полису прилагаются и являются его неотъемлемой частью:

1. Правила страхования ответственности оценщиков ЗАО САК «Информстрах». Правила страхования Страхователю вручены.
2. Заявление на страхование ответственности оценщиков.

Страховщик
Генеральный директор
ЗАО САК «Информстрах»

(Подпись)

В. М. Прошин
«29» августа 2006 г.



062296

21. ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОБОСНОВАНИЕ СПЕЦИФИЧЕСКОГО РИСКА КОМПАНИИ

Таблица 21-1. Качественные характеристики факторов риска

Фактор риска	Степень риска	Проявления
Зависимость от ключевых сотрудников	Низкая	Отсутствие зависимости от ключевых сотрудников
	Средняя	Средняя степень зависимости – часть ключевых сотрудников может быть заменена на новых, в случае их ухода
	Высокая	Имеется высокая зависимость от ключевых сотрудников (ген.директора, гл.инженера, нач. планово-экон. отдела, нач.ПТО, гл.бухгалтера)
Корпоративное управление	Низкая	· Прозрачность структуры собственности и отсутствие негативного влияния крупных акционеров на интересы других заинтересованных лиц;
		· Соблюдение прав финансово заинтересованных лиц (проведение собраний, порядок голосования, право собственности, защита против поглощения);
		Финансовая прозрачность, своевременность и доступность информации, наличие независимых аудиторов;
		· Представление интересов всех акционеров в Совете директоров, независимость и ответственность директоров.
	Средняя	· Наличие информации о структуре собственности, возможно преобладание интересов крупных акционеров, права миноритарных акционеров в целом защищены;
		· Имеются отдельные недостатки, но в целом права финансово заинтересованных лиц соблюдаются;
		· Отдельные недочеты в области качества финансовой отчетности, раскрытия и своевременности предоставления информации;
		· В Совете директоров могут доминировать представители крупных акционеров и руководства компании, ответственность Совета может быть ограничена, может отсутствовать четкая политика в отношении оценки результатов работы и вознаграждения директоров.
	Высокая	· Непрозрачность структуры собственности, негативное влияние крупных акционеров на интересы других заинтересованных лиц, ущемление прав миноритарных акционеров;
		· Несоблюдение прав финансово заинтересованных лиц (нарушения порядка проведения собраний, порядка голосования, прав собственности, отсутствие защиты против поглощения);
		· Отсутствие финансовой прозрачности, несвоевременность и недоступность информации, отсутствие независимых аудиторов;
		· Представление интересов отдельных акционеров в Совете директоров, неспособность Совета директоров обеспечить контроль за качеством работы менеджмента, отсутствие независимости и ответственности директоров.
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла	Низкая	· Имеется широко диверсифицированная клиентская база потребителей электроэнергии и тепла;
	Средняя	· Имеется несколько крупных потребителей электроэнергии и тепла (до 10%), однако их возможный уход не окажет существенного материального влияния на результаты работы оцениваемой компании.
	Высокая	· Имеется несколько крупных потребителей электроэнергии и тепла (30-40% от выручки), уход которых может оказать существенное материальное влияние на результаты работы оцениваемой компании.
Зависимость от ключевых поставщиков	Низкая	Отсутствует зависимость от поставщиков продукции или услуг определенного вида (топлива, электроэнергии, ремонтных услуг и т.д.)

Фактор риска	Степень риска	Проявления
	Средняя	Имеется несколько основных поставщиков продукции (топлива, электроэнергии, оборудования) и услуг (ремонт), которые могут быть заменены в случае необходимости.
	Высокая	Имеется зависимость от поставщиков продукции или услуг определенного вида, напр.:
		топлива – для объектов генерации (уголь определенной марки, природный газ по цене ниже рыночной в рамках установленных лимитов);
		электроэнергии – для сетевых компаний (для покрытия потерь на передачу);
		электроэнергии – для сбытовых компаний;
		оборудования – для генерирующих и сбытовых компаний.
		При этом, смена поставщика может оказать негативный материальный эффект на деятельность оцениваемой компании.

Источник: Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и / или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Deloitte & Touche», анализ Консорциума «Эксперт - Российская оценка»

Зависимость от ключевых сотрудников:

ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» учреждено «04» марта 2005 года в соответствии с решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» (протокол от 24.12.2004 № 183), распоряжением Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.03.2005 № 35р в качестве 100% ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России».

Основными видами деятельности Компании являются производство и реализация на оптовом рынке электрической энергии. ОАО «ОГК 2» объединила генерирующие активы пяти крупных тепловых электростанций: Ставропольской ГРЭС, Троицкой ГРЭС, Серовской ГРЭС, Сургутской ГРЭС 1 и Псковской ГРЭС.

Кадровая политика Компании направлена на формирование и развитие коллектива, в котором высокий уровень профессиональных навыков сотрудников, их мотивация, уровень трудовых и социальных отношений обеспечивает выполнение текущих и перспективных задач в соответствии со Стратегией развития Компании.

Компания стремится создать условия для максимальной реализации трудового и творческого потенциала каждого работника, сформировать у него чувство корпоративной солидарности и приверженности интересам Компании.

Основными инструментами проведения такой политики в Компании являются отбор, прием и адаптация молодых рабочих и специалистов, подготовка резерва руководителей, профессиональное обучение работников, совершенствование системы мотивации и формирование корпоративной культуры.

По предоставленным на анализ данным, зависимость от ключевых сотрудников компании, вследствие планомерной политики по созданию кадрового резерва, повышению квалификации и переподготовке кадров компании можно охарактеризовать как низкую.

Ниже приведены данные о предпринимаемых ОАО «ОГК 2» усилиях в данном направлении:

- Работа с персоналом в Компании проводится согласно отраслевым нормативным документам, в том числе «Правилам организации работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации».
- Главной целью кадровой политики Компании является формирование оптимальной социально-профессиональной структуры персонала, способной обеспечить достижение поставленных стратегических целей Компании, создание системы работы с персоналом, обеспечивающую формирование у каждого работника профессионально - производственного поведения, адекватного стратегическим целям Компании.

Основными принципами и направлениями Компании по кадровой работе являются:

- Создание необходимых условий для эффективного использования знаний, навыков и опыта сотрудников;
- Обеспечение Компании квалифицированными кадрами;

- Предоставление возможностей для развития, повышения квалификации и профессионального роста;
- Постоянная работа по формированию резерва высококвалифицированного руководящего персонала.

В Компании проводятся мероприятия по прогнозированию и перспективному планированию решения вопросов кадров управления, возможностей замещения руководителей всех уровней и звеньев.

С работниками, зачисленными в резерв, проводится работа по повышению квалификации, стажировке, исполнению обязанностей на период отпуска, командировки, решению отдельных производственных, технических и экономических вопросов.

Вывод: Уровень риска средний.

Уровень корпоративного управления:

Корпоративное управление в Компании строится на следующих основных принципах:

- равное отношение ко всем акционерам, равная защита их прав и интересов;
- осуществление Советом директоров общего руководства деятельностью Компании и эффективный контроль с его стороны за деятельностью исполнительных органов управления, а также подотчетность Совета директоров Общему собранию акционеров;
- своевременное раскрытие информации о деятельности Компании, в том числе его финансовом состоянии, основных экономических показателях, структуре собственности и управления.

В целях повышения инвестиционной привлекательности, прозрачности и информационной открытости в мае 2005 года Советом директоров Компании был утвержден и зарегистрирован в ФСФР России Проспект ценных бумаг ОАО «ОГК-2».

Данный факт вызвал безусловный интерес со стороны потенциальных инвесторов, наблюдающих за ходом проведения реформы российского энергохолдинга в целом.

Начиная с данного момента времени ОАО «ОГК-2» приступило к раскрытию информации о своей финансово-хозяйственной деятельности в форме:

- ежеквартального отчета эмитента;
- сообщений о существенных фактах;
- сведений, оказывающих влияние на стоимость ценных бумаг.

Финансовая информация о деятельности Компании регулярно и с определенной периодичностью раскрывается в лентах новостей уполномоченных ФКЦБ России известных российских информационных агентств Интерфакс и АК&М, периодических печатных изданиях, доступных для большинства акционеров ОАО «ОГК-2».

В отношении раскрываемой корпоративной информации Компания придерживается следующих основных принципов:

- гарантия полноты и достоверности раскрываемой информации;
- оперативность раскрытия информации обо всех существенных фактах, затрагивающих финансово-хозяйственную деятельность Компании;
- публичность и неизбирательность раскрытия информации.

Соблюдение прав акционеров на участие в общих собраниях акционеров ОАО «ОГК-2» является одним из приоритетных направлений в области своевременного и полного раскрытия информации о деятельности Компании. Информационные сообщения о проведении общих собраний акционеров ОАО «ОГК-2», а также материалы для представления лицам, имеющим право на участие в общем собрании акционеров Компании, направляются в соответствии с требованиями Федерального закона «Об акционерных обществах» и внутренними документами ОАО «ОГК-2».

В качестве дополнительных источников своевременного информирования акционеров и других заинтересованных лиц о проводимых общих собраниях акционеров ОАО «ОГК-2» используются периодические печатные издания, в том числе центральные, доступные большинству акционеров Компании.

Вывод: Уровень риска средний.

Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла:

Риск зависимости по данному показателю следует признать низким, поскольку практически всю свою производственную деятельность Компания осуществляет на оптовом рынке электроэнергии (далее - ОРЭ) в ценовой зоне Европейской части РФ и Урала.

В период с 01.01.2006г. по 31.08.2006г. Компания осуществлял свою деятельность по реализации продукции на ОРЭ в трех сегментах: регулируемом секторе, секторе свободной торговли и балансирующем сегменте.

Основными конкурентами станций ОГК-2 на оптовом рынке электрической энергии являются 5 других ОГК, ТГК, единая ГидроОГК, а также атомные электростанции, входящие в Концерн Росэнергоатом.

ГЭС и АЭС, по сравнению с тепловыми электростанциями, имеют наименьшие издержки при производстве электроэнергии. Также ввиду особенностей эксплуатации их генерирующего оборудования (безопасность, природоохранные меры, использование природных ресурсов, а также режимы работы) данные типы станций более конкурентоспособны на рынках электроэнергии. В свою очередь ГЭС и АЭС несут большие, чем ТЭС, расходы по поддержанию генерирующих мощностей в готовности к несению нагрузки, что делает ТЭС более конкурентоспособными в рынке мощности.

Главная цель ОАО «ОГК-2» в области качества – существенно повысить эффективность бизнеса Компании и обеспечить прозрачность деятельности для повышения капитализации Компании и привлечения инвесторов.

В связи с этим ОАО «ОГК-2» делает акцент на свою клиентоориентированность, понимая под этим постоянное повышение удовлетворенности прямых потребителей электрической и тепловой энергии и всех заинтересованных в деятельности Компании сторон, включая общество (государство), инвесторов, акционеров, контрагентов, собственный персонал.

В нашей работе мы руководствуемся следующими принципами:

- Полное понимание, удовлетворение и предвосхищение требований потребителей на регулируемых и свободных рынках продаж электрической и тепловой энергии за счет применения активной стратегии сбыта и постоянного взаимодействия с потребителями.
- Постоянное улучшение нашей деятельности с помощью непрерывного развития потенциала наших сотрудников и создания благоприятной социальной и производственной среды.
- Достижение высокого уровня качества нашей продукции, надежной и бесперебойной работы оборудования станций на основе построения эффективной системы процессного управления.
- Повышение эффективности управления на основе автоматизации ключевых бизнес-процессов Компании.
- Эффективное взаимодействие с поставщиком в области качества с целью удовлетворения потребителей продукции ОАО «ОГК-2» и создания положительного имиджа Компании в России и за рубежом.
- Построение и применение экономически эффективной системы менеджмента качества на основе анализа международного опыта и с учетом отраслевой специфики.

Ответственность за реализацию Политики в области качества высшие менеджеры Компании возлагают на себя и гарантируют ее претворение в жизнь. Повышение эффективного управления Компанией продажами электроэнергии включает в себя:

- Централизацию управления продажами электроэнергии;
- Внедрение современных технологий в организации продаж электроэнергии;
- Построение эффективных отношений с розничными потребителями тепло- и электроэнергии путем участия в капитале региональных сбытовых компаний;
- Внедрение системы повышения квалификации персонала в области реализации электроэнергии на ОРЭМ;
- Мониторинг внешней среды и конкурентов, включающий в себя отслеживание изменений ОРЭМ, изучение рынков спроса и потребностей покупателей;
- Повышение надежности и маневренности оборудования;
- Внедрение системы менеджмента качества.

Концепция реформирования ОАО «РАО ЕЭС России» предполагает возможность заключения долгосрочных (в пределах 3-5 лет) договоров со сбытовыми компаниями (т.н. гарантирующими поставщиками энергии) и оптовыми покупателями на поставку электро- и теплоэнергии. Таким образом, возможно уменьшение

зависимости Компании от потребителей, а также повышение прогнозируемости доходов для поддержания рентабельности Компании на требуемом уровне.

Вывод: Уровень риска низкий.

Зависимость от ключевых поставщиков:

В сравнении с конкурентами преимуществом ОАО «ОГК-2» является то, что топливный баланс имеет не большую долю угля, соответственно ограничения в поставках газа и значительные колебания цен мазута в могут сказываться на результатах деятельности ОАО «ОГК-2».

Так как основным фактором, влияющим на ограничение выработки электрической энергии, является ограниченный объем потребления природного газа, связанный как с лимитированным объемом природного газа, так и с техническими особенностями передачи газа (ограничения по давлению в газопроводе), то с целью повышения конкурентоспособности электростанций Общества целесообразным является:

- для газомазутных электростанций – заключение договоров на поставку газа с независимыми поставщиками, покупка мазута в периоды наименьшей стоимости;
- для угольных электростанций – заключение долгосрочных договоров на поставку угля.

По данным Компании все поставляемое топливо соответствует принятым стандартам. По данным специалистов Компании, полученным из интервью, на станциях проблемы с поставщиками, связанными с несвоевременными поставками в согласованных сторонами позициях, за последние 5 лет не отмечались.

Действия Компании для уменьшения данных рисков:

- повышение операционной эффективности эмитента путём реализации программ по снижению производственных издержек и экономии топлива;
- заключение долгосрочных договоров с поставщиками по стабильным, заранее известным ценам, принятым в расчет при формировании тарифов;
- определение оптимального времени закупки топлива.

Вывод: Уровень риска средний.

**22. ПРИЛОЖЕНИЕ 3 ДОКУМЕНТЫ ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ
ЗАКАЗЧИКОМ**