



КРАТКАЯ ВЕРСИЯ ОТЧЕТА № 311/10-05 (TGC-6)-03

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ОАО «МОРДОВСКАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ»

**По состоянию на: 01 апреля 2005г.
Дата составления отчета: 21 марта 2006г.**



**Заказчик: ОАО «Альфа -банк»
Исполнитель: ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания»**

**ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания»
125009, ул. Б. Никитская, д. 22/2, оф. 20
г. Москва, 2006 г.**

**Председателю Правления
ОАО «Альфа-Банк»
Хвезюку Р.Ф.**

Уважаемый Рушан Федорович!

В соответствии с условиями Договора возмездного оказания услуг по оценке от 11.08.2005 года, ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания» произвело оценку рыночной стоимости пакета акций ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» в количестве 1 345 037 710 штук обыкновенных именных акций, составляющих 100% акций ОАО «Мордовская Генерирующая Компания».

Оценка произведена по состоянию на 1 апреля 2005 г. Результаты настоящей оценки будут использованы для обеспечения справедливых рыночных условий обмена акций ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» на дополнительные акции ОАО «ТГК-6», размещаемые посредством подписки, и справедливых рыночных условий конвертации акций ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» в акции ОАО «ТГК-6» при присоединении.

Проведенный анализ позволяет сделать следующий вывод:

Рыночная стоимость 100%-ного пакета акций ОАО «Мордовская генерирующая Компания» по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:

От 1 143 143 000 до 1 338 018 000 руб.

(От одного миллиарда ста сорока трех миллионов ста сорока трех тысяч рублей до одного миллиарда трёхсот тридцати восьми миллионов восемнадцати тысяч рублей)

Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции на контрольном и ликвидном уровне ОАО «Мордовская генерирующая Компания» составляет:

От 0,85 до 0,99 рубля

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 оценке бизнеса и (или) активов РАО «ЕЭС России» и его ДЗО, разработанных компанией «Делойт и Туш». Методика расчетов и заключений, источники информации, а также все основные предположения, расчеты и выводы содержатся в прилагаемом отчете об оценке.

Обращаем Ваше внимание на то, что это письмо не является отчетом по оценке, а только предваряет отчет, приведенный далее.

С уважением,

**Генеральный директор
ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания»
М.П.**

М. Долматов



СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЗОР МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ, ОТРАСЛЕВОЙ И РЕГИОНАЛЬНОЙ СИТУАЦИИ	4
1.1. Краткий обзор экономической ситуации в Российской Федерации	4
1.2. Обзор отрасли электроэнергетики.....	7
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ	8
2.1. Общие сведения о компании	8
2.2. Структура акционерного капитала Общества.....	9
2.3. Основная деятельность Общества	10
3. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ	13
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ	14
4.1. Прогноз макроэкономических показателей.....	14
4.2. Основные допущения при построении денежных потоков	15
4.3. Выбор длительности прогнозного периода	15
4.4. Анализ и прогнозирование доходов	16
4.5. Анализ и прогнозирование расходов	18
4.6. РАСХОДЫ НА ТОПЛИВО	18
4.7. РАСХОДЫ НА ПЕРСОНАЛ	19
4.8. Прогноз амортизационных отчислений	19
4.9. НАЛОГОВЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ.....	19
4.10. Прочие эксплуатационные расходы.....	19
4.11. Прогноз капитальных вложений и ремонтов.....	19
4.12. Прогноз собственного оборотного капитала.....	21
4.13. РАСЧЕТ СТАВКИ ДИСКОНТИРОВАНИЯ	22
4.14. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ В РАМКАХ ДОХОДНОГО ПОДХОДА	26
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ	27
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ	28
6.1. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ АКТИВОВ	28
6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ ПРОФИЛЬНЫХ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ	29
6.3. РАСЧЕТ ПОЛНОЙ СТОИМОСТИ ЗАМЕЩЕНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	39
6.4. Функциональный износ основного оборудования станций	40
6.5. АНАЛИЗ ИЗНОСА ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ.....	42
6.5.1. Расчет физического износа.....	42
6.5.2. Оценка экономического износа.....	44
6.5.3. Определение накопленного износа	44
6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ	45
6.7. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ НЕПРОФИЛЬНЫХ АКТИВОВ.....	48
Оценка транспортных средств сравнительным подходом	49
6.8. СОГЛАСОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ, ОРГТЕХНИКИ, КОМПЬЮТЕРОВ И ИНВЕНТАРЯ.....	50
6.9. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ	50
6.10. НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО.....	51
6.11. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОТЛОЖЕННЫХ НАЛОГОВЫХ АКТИВОВ.....	52
6.12. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДОЛГОСРОЧНЫХ ФИНАНСОВЫХ ВЛОЖЕНИЙ.....	52
6.13. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗАПАСОВ.....	52
6.14. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ НДС	52
6.15. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ	52



6.16.	ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА	53
6.17.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ.....	53
6.21.	ИТОГИ ЗАТРАТНОГО ПОДХОДА.....	53
7.	ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ.....	54
7.1.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ	54
7.2.	РАСЧЕТ СТОИМОСТИ 100% АКЦИИ.....	55
7.3.	РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ОДНОЙ ОБЫКНОВЕННОЙ АКЦИИ	55
8.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ.....	56

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.

Таблица 1 Основные показатели социально-экономического развития РФ в 2004-2005 гг.	4
Таблица 2 Прогноз макроэкономических показателей.....	6
Таблица 3. Сведения об акционерах МГК.....	9
Таблица 4. Динамика изменения численности работающих.....	11
Таблица 5. Производственные показатели за период 2003, 2004гг. , 1 кв. 2005г.....	11
Таблица 6. Характеристика генерирующих мощностей за 2000-2004 г.	12
Таблица 7. Прогнозы NERA и ТЭНИ (в ценах 2003 г).....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 8. Сравнение тарифов NERA и утвержденных тарифов компании	17
Таблица 9. Нормы амортизации по существующим основным средствам.....	19
Таблица 10. Парковый ресурс основного оборудования.....	20
Таблица 11. Прогноз затрат на ремонт до 2020 г.	20
Таблица 12. Расчет коэффициентов оборачиваемости.....	22
Таблица 13. Данные о структуре капитала энергетических компаний-аналогов.....	24
Таблица 14. Алгоритм определения степени риска оцениваемой компании	25
Таблица 15. Алгоритм расчета премии за специфический риск.....	25
Таблица 16. Определение степени риска оцениваемой компании	25
Таблица 17. Расчет синтетического показателя средней стоимости кредитов.....	26
Таблица 18. Компании-аналоги.....	27
Таблица 19. Расчет значений мультипликаторов.....	27
Таблица 20. Итоговый расчет стоимости собственного капитала в рамках метода отраслевых мультипликаторов	28
Таблица 21. Расчет стоимости замещения Саранской ТЭЦ (руб.)	29
Таблица 22. Расчет стоимости замещения Алексеевской ТЭЦ (руб.)	30
Таблица 23 Расчет стоимости замещения котлов.	37
Таблица 24 Расчет стоимости замещения турбин.	39
Таблица 25. Расчет оптимальной тепловой мощности для выработки необходимой тепловой энергии	40
Таблица 26. Полная стоимость замещения Саранской ТЭЦ	41
Таблица 27. Полная стоимость замещения Алексеевской ТЭЦ	41
Таблица 28 Итоговая таблица расчета физического износа теплосилового оборудования.....	42
Таблица 29. Расчет средневзвешенного физического износа по основным группам основных средств МГК.....	43
Таблица 30 Расчет рыночной стоимости основного энергетического оборудования	45
Таблица 31. Расчет рыночной стоимости недвижимости ОАО «Мордовская генерирующая компания».....	47
Таблица 32. Итог расчета стоимости непрофильных активов.....	50
Таблица 33 Расчет рыночной стоимости земельных участков	51
Таблица 34. Расчет рыночной стоимости 100 % акций.....	53
Таблица 35. Согласование результатов	55
Таблица 36. Расчет итоговой стоимости 100% акций.	55



1. ОБЗОР МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ, ОТРАСЛЕВОЙ И РЕГИОНАЛЬНОЙ СИТУАЦИИ

1.1. Краткий обзор экономической ситуации в Российской Федерации

Таблица 1 Основные показатели социально-экономического развития РФ в 2004-2005 гг.

Показатели	2004 год		2005 год		
	апрель	январь-апрель	апрель	январь-апрель	Справочно март
Экономический рост, в % к соответствующему периоду предыдущего года					
ВВП ¹⁾	107,4	107,3	106,1	105,3	105,9
Индекс промышленного производства ²⁾	105,4	106,9	105,0	104,2	104,0
Инвестиции в основной капитал	111,6	112,7	111,0	109,8	110,8
Инфляция, прирост в % (на конец периода)					
Потребительские цены	1,0	4,6	1,1	6,5	1,3
Цены производителей промышленных товаров	2,1	11,2	2,5	6,9	2,5
Финансы населения					
Номинальная начисленная среднемесячная зарплата, в руб.	6448	6233	8133 ³⁾	7762 ³⁾	8093
Реальная зарплата, в % к соответствующему периоду предыдущего года	113,9	114,7	109,6 ³⁾	108,7 ³⁾	109,7
Реальные располагаемые денежные доходы, в % к соответствующему периоду предыдущего года	107,9	110,9	112,8	105,6	111,9
Федеральный бюджет, в % к ВВП					
Доходы	21,4	20,0	25,0	27,3	28,7
Дефицит(-), профицит(+)	2,7	3,5	6,0	10,6	14,2
Первичный дефицит(-), профицит(+)	2,9	5,2	6,2	12,0	16,0
Деньги и кредит					
Денежная масса (M2) (изменение за период), в %	+1,8	+8,4	+4,4 ¹⁾	+7,0 ¹⁾	+3,8
Обменный курс, в руб. за 1 долл. США (средний за период)	28,68	28,66	27,82	27,84	27,62
Индекс реального курса рубля к доллару США, в % ¹⁾	100,2	105,3	99,7	104,5	101,9
Внеэкономическая деятельность, в млрд.долл.США					
Экспорт товаров ⁴⁾	14,7	52,0	20,0 ¹⁾	72,6 ¹⁾	20,3
Импорт товаров ⁴⁾	7,6	27,3	9,6 ¹⁾	34,0 ¹⁾	9,7
Золотовалютные резервы (изменение за период)	-0,734	+5,726	+6,874	+19,714	+3,228
¹⁾ Оценка Минэкономразвития России ²⁾ Агрегированный индекс производства по видам деятельности "добыча полезных ископаемых", "обрабатывающие производства", "производство и распределение электроэнергии, газа и воды" ³⁾ Предварительные данные ⁴⁾ По методологии платежного баланса					



Источник: Минэкономразвития России

За 2004 год ВВП увеличился к предыдущему году на 7,1% против роста на 7,3% за 2003 год.

Влияние основных отраслей экономики на динамику ВВП в 2004 году было разнонаправленным. Отрасли, оказывающие рыночные услуги (связь, торговля), а также строительство - способствовали ускорению роста ВВП, в то время как отрасли, производящие товары (промышленность, сельское хозяйство) - напротив, сдерживали его.

Со стороны компонентов производства ВВП, отличительной особенностью 2004 года явилось замедление темпов роста производства товаров (в 2004 году к предыдущему году рост на 6,3% против 8,2% – в 2003 году) по сравнению с динамикой производства услуг (соответственно, 7,9% против 6,9%). При этом, начиная со второго полугодия (и за год в целом), темпы роста производства услуг превзошли динамику производства товаров.

В апреле 2005 г. инфляция на потребительском рынке (ИПЦ) составила 1,1% (в апреле 2004 г. – 1,0%), несколько замедлившись против предшествующих месяцев. Вместе с тем, с начала 2005 года темп прироста цен (6,5%) в 1,4 раза выше, чем за январь-апрель 2004 г. (4,6 %).



Прогноз основных макроэкономических показателей произведен на основе данных «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2006 год и основных параметров прогноза до 2008 года», далее на основе Доклада подготовленного группой консультантов под руководством компании Nera Economic Consulting с участием специалистов Топливо-Энергетического Независимого Института (ТЭНИ) и Института Энергетических Исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН). В данном докладе прогнозируются следующие величины уровня инфляции и валютного курса:

Таблица 2 Прогноз макроэкономических показателей

Наименование показателя	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инфляция в США (годовая)	2,6%	3,60%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Индекс инфляции в США (база = 2003)	1,026	1,070	1,096	1,124	1,152	1,181	1,210	1,241	1,272	1,303	1,336	1,369	1,404	1,439	1,475	1,511	1,549
Инфляция в России (годовая)	11,7%	10,50%	7,75%	6,75%	4,75%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Индекс инфляции в России (база = 2003)	1,117	1,234	1,330	1,420	1,487	1,554	1,624	1,697	1,773	1,853	1,937	2,024	2,115	2,210	2,309	2,413	2,522
Номинальный обменный курс руб./US\$	28,80	28,30	29,08	29,73	29,85	30,43	31,03	31,63	32,25	32,88	33,52	34,17	34,84	35,52	36,21	36,92	37,64
Реальный обменный курс руб./US\$	26,45	24,53	23,97	23,53	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12
<i>Источник данных: 2005- 2008: МЭРиТ, «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2006 год и основные параметры прогноза до 2008 года», 24-08-2005; далее - NERA</i>																	



1.2. Обзор отрасли электроэнергетики

На сегодняшний день доля электроэнергетики в ВВП России составляет более 11%, что говорит о высокой электроемкости промышленности.

Основу российской электроэнергетики составляет РАО «ЕЭС России», которое вырабатывает около 70% электрической и 32% тепловой энергии в РФ.

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.

В 2004 г., по сравнению с предыдущим периодом, выработка на тепловых станциях осталась практически неизменной, (темп прироста составил 0,1%), а доля ТЭС в общей выработке упала до 65,4%. Данный факт при неизменности выработки ТЭС и падении выработки на АЭС объясняется существенным ростом выработки на гидроэлектростанциях (на 12,2%).

Энергосистемы, не входящие в состав РАО «ЕЭС России», а также блок-станции в 2004г. увеличили выпуск электрической энергии.

Отпуск тепловой энергии как станциями, входящими в РАО «ЕЭС России», так и независимыми производителями снизился в 2004 г. по сравнению с предыдущим годом.

В 2005 году производство электроэнергии на российских ГРЭС будет зависеть от нескольких факторов, и предсказать динамику пока трудно. Во-первых, это будет связано с климатическими условиями (уровнем температур). Во-вторых, это будет связано с топливным балансом страны (поставками газа, мазута, угля на электростанции).

Электроэнергетика в целом и РАО "ЕЭС России", в частности, в данный момент находится в процессе реструктуризации, целью которой является создание конкурентного рынка электроэнергии и среды, в которой РАО "ЕЭС России" и его преемники смогут привлекать средства, необходимые для поддержания и расширения производственных мощностей.

Топливо-энергетический комплекс Республики Мордовия

Республика Мордовия не располагает собственными предприятиями топливного комплекса, баланс производства и потребления электроэнергии республики имеет отрицательное saldo.

Все потребляемые топливные ресурсы Республика Мордовия завозит из других районов РФ.

Перспективы развития энергетического сектора в республике связаны:

- с необходимостью реконструкции и модернизации действующих ТЭС с наращиванием собственных генерирующих мощностей (ввод агрегата Т-110-130 на Саранской ТЭЦ-2);



– с реализацией программы энергосбережения в республике с целью повышения эффективности использования топлива и энергии.

На рынке тепла г. Саранск действуют три основных теплоснабжающих организации, входящие в состав ОАО «ТГК-6»:

ОАО «МГК» (Саранская ТЭЦ-2) – осуществляет комбинированную выработку электрической и тепловой энергии, вся тепловая энергия, отпускаемая с коллекторов ТЭЦ-2, реализуется по договору с ОАО «МТСК».

ОАО «Мордовская теплосетевая компания» (далее – ОАО «МТСК») (Центральная котельная, Северо-западная котельная, магистральные тепловые сети) – осуществляет выработку тепловой энергии (Центральная котельная), а также передачу тепловой энергии по магистральным тепловым сетям. Северо-западная котельная не используется по причине низкой рентабельности. Тепловая энергия реализуется по договорам с ОАО «СаранскТеплоТранс» (далее ОАО «СТТ») и промышленными потребителями.

В структуре потребления топливных ресурсов республики преобладают газ (75%) и продукты переработки нефти (21%) .

В дефицитной по электроэнергии республике работают всего лишь три тепловые электростанции суммарной мощностью 349 МВт .

Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях республики обеспечивает внутренние потребности республики лишь на 40%. Дефицит в размере 1,64 млрд. кВт.ч покрывается передачей электроэнергии из энергосистем соседних регионов.

Перспективы развития энергетического сектора в республике связаны:

- с необходимостью реконструкции и модернизации действующих ТЭС;
- с реализацией программы энергосбережения в республике с целью повышения эффективности использования топлива и энергии.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

2.1. Общие сведения о компании

Официальные сведения о компании

Полное наименование: Открытое Акционерное Общество «Мордовская Генерирующая Компания».

Сокращенное наименование: ОАО «Мордовская Генерирующая Компания».

Место нахождения: Российская Федерация, Республика Мордовия, г. Саранск.

Дата государственной регистрации: 01.02.2005г.

Структура органов управления

Органами управления Общества являются:

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

Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества за исключением вопросов, отнесенных Уставом к компетенции собрания акционеров. В своей деятельности Совет директоров руководствуется принципами:



- законности, ответственности, добросовестности;
- обоснованности принимаемых решений;
- соблюдения баланса интересов участников корпоративных отношений;
- деловой этики по отношению к Обществу.

Генеральный директор ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» – Ларюшкин Николай Иванович.

Основные виды деятельности.

Основными видами деятельности ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» являются:

- поставка (продажа) электрической и тепловой энергии по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками электрических и тепловых нагрузок;
- производство электрической и тепловой энергии.

Компания имеет все необходимые лицензии для осуществления своей основной деятельности.

2.2. Структура акционерного капитала Общества

Уставный капитал Общества составляет 1 116 381 299,30 (Один миллиард сто шестнадцать миллионов триста восемьдесят одна тысяча двести девяноста девять) рублей 30 копеек.

Всего акций **1 345 037 710** (Один миллиард триста сорок пять миллионов тридцать семь тысяч семьсот десять) штук.

Обществом размещены следующие категории именных бездокументарных акций одинаковой номинальной стоимостью 0 рублей 83 копейки каждая:

Обыкновенные акции:

1 345 037 710 (Один миллиард триста сорок пять миллионов тридцать семь тысяч семьсот десять) штук на общую сумму по номинальной стоимости 1 116 381 299,30 (Один миллиард сто шестнадцать миллионов триста восемьдесят одна тысяча двести девяноста девять) рублей 30 копеек.

Привилегированные акции: нет.

Сведения об акционерах

Таблица 3. Сведения об акционерах МГК

№ п/п	Наименование организации (Ф.И.О.)	Всего акций (шт.)	В том числе		Доля в уставном капитале	Адрес владельца
			Привилегированных	Обыкновенных		
1	ОАО РАО «ЕЭС России»	714 760 910	0	714 760 910	53,14%	119 526, РФ г. Москва, просп. Вернадского, д. 101, корп. 3
2	ЗАО «Депозитарно-Клиринговая Компания»	379 886 591	0	379 886 591	28,24%	115162, РФ, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 31, стр. Б



№ п/п	Наименование организации (Ф.И.О.)	Всего акций (шт.)	В том числе		Доля в уставном капитале	Адрес владельца
			Привилегиро ванных	Обыкновенных		
3	Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению федеральным имуществом	133 000 000	0	133 000 000	9,89%	РФ, г. Москва

2.3. Основная деятельность Общества

ОАО «Мордовская генерирующая компания» (ранее филиал Мордовской энергосистемы – Саранская ТЭЦ-2) образована в результате реорганизации ОАО «Мордовэнерго», путем выделения филиалов в самостоятельные компании с 1 февраля 2005 года. Активы: активы Саранской ТЭЦ-2 и Алексеевской ТЭЦ-3.

Основным видом топлива для паровых котлов, работающих на комбинированную выработку электро- и теплоэнергии, является газ; мазут используется в качестве резервного топлива.

ОАО «МГК» (Саранская ТЭЦ-2) – осуществляет комбинированную выработку электрической и тепловой энергии, вся тепловая энергия, отпускаемая с коллекторов ТЭЦ-2, реализуется по договору с ОАО «МТСК».

Основным потребителем ОАО «МТСК» является ОПП ОАО «Сарансктеплотранс». Отпуск тепловой энергии в 2004 г. составил 1383 тыс. Гкал ОАО «Сарансктеплотранс» и 692 тыс. Гкал промышленным потребителям.

Помимо коммунально-бытовых потребителей в лице ОАО «СТТ», в г. Саранске нет потребителей тепла, на которые приходилось бы более 10% рынка.

Крупнейшими промышленными потребителями являются: ОАО «Саранский завод «Резинотехника» (8,5% полезного отпуска); ОАО «Биохимик» (5,5% полезного отпуска); ОАО «Саранскабель» (1,9% полезного отпуска); ОАО «Электровыпрямитель» (1,8% полезного отпуска); ОАО «Лисма» (1,5% полезного отпуска). Прочие промышленные потребители потребляют не более 1% полезного отпуска каждый.

Потребление тепловой энергии крупными потребителями в период с 2002-2004 гг. снижалось в среднем на 8% в год. Основные причины снижения – существенное уменьшения объемов производства промышленными предприятиями г. Саранск, а также стремление промышленных потребителей к энергосбережению. Потребление тепловой энергии промышленными потребителями сокращается как в паре, так и в горячей воде.

По оценкам специалистов ОАО «МГК» и ОАО «МТСК» снижение объемов потребления тепловой энергии промышленными потребителями продолжится и в 2005 г. На 2005 г. запланировано снижение тепловой энергии промышленными потребителями с 692 до 598 тыс. Гкал или на 13,6%.

Потребление тепловой энергии коммунально-бытовыми потребителями, подключенными к сетям оптового потребителя-перепродавца ОАО «Сарансктеплотранс» имеет тенденцию к росту, что связано в первую очередь с вводом нового жилья.

В п.г.т. Комсомольский расположена Алексеевская ТЭЦ-3 (Комсомольское отделение ОАО «МГК»). Алексеевская ТЭЦ-3 ориентирована на снабжение тепловой энергией промышленных потребителей. Коммунально-бытовые потребители тепловой



энергией снабжаются тепловой энергией от муниципальных котельных, которые ввиду малой мощности и удаленности технологически не могут конкурировать с Алексеевской ТЭЦ-3. Подключение коммунально-бытовых потребителей к Алексеевской ТЭЦ-3 нецелесообразно по причине высокой себестоимости производства тепловой и электрической энергии на станции, а также необходимостью крупномасштабных инвестиций в строительство тепловых сетей.

Алексеевская ТЭЦ-3 снабжает тепловой энергией пять потребителей, расположенных в поселке: ОАО «Мордовцемент» (потребление тепловой энергии составило 50 тыс. Гкал/год в 2004 г.); ОАО «Лато» (потребление тепловой энергии составило 44 тыс. Гкал/год в 2004 г.); Комсомольские электрические сети ОАО «Мордовэнерго»; Станция Нуя ОАО «РЖД»; Комсомольское отделение ОАО «Мордовская энергосбытовая компания».

В связи с низкими технико-экономическими показателями Алексеевской ТЭЦ-3 (особенно в части производства электрической энергии) представляется целесообразной продажа ТЭЦ промышленным потребителям либо перевод ТЭЦ в режим работы котельной.

Структура работающих по категориям

На 26 апреля 2005 года списочная численность ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» составляет 533,25 человека.

Таблица 4. Динамика изменения численности работающих и средней заработной платы

	2000		2001		2002		2003		2004		2005	
	пром	непром	пром	непром	пром	непром	пром	непром	пром	непром	пром	непром
Численность, чел.	697	92	690	79	544	44	475	16	480	16	477	9
Средняя з/п, руб.	2463	1601	3897	2225	5391	3707	7013	3893	9520	6085	10627	13472
Ставка ЕСН, %	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	26	26

Основные производственные показатели

Компания осуществляет выработку тепловой и электрической энергии. Проектная электрическая мощность МГК для Саранской ТЭЦ-2 с учетом строящейся IV очереди составляет 440 МВт. Установленная электрическая мощность 340 МВт, установленная тепловая мощность 978 Гкал/ч (в т. числе с паром 328 Гкал/ч и с горячей водой 650 Гкал/ч). Тепловая энергия от коллекторов ТЭЦ-2 отпускается в виде пара давлением 8÷13 ата по двум районам и горячей (сетевой) воды для отопления и горячего водоснабжения жилого сектора и предприятий города по четырем районам.

Таблица 5. Производственные показатели за период 2003, 2004гг. , 1 кв. 2005г.

Показатели	2003 г.	2004 г.	2005 г. 4 мес.
Выработка эл. Энергии, тыс. кВтч	1 274 563	1 499 767	700 098
Отпуск эл. Энергии, тыс. кВтч	1 154 790	1 360 902	637 239
Отпуск тепла, тыс. Гкал	2 003 837	2 020 324	984 165



Показатели	2003 г.	2004 г.	2005 г. 4 мес.
Отпуск тепла с горячей водой, тыс. Гкал	1 380 215	1 445 333	785 230
Отпуск тепла с паром, тыс. Гкал	623 622	574 991	198 935
Отпуск тепла от БРОУ, тыс. Гкал	65 489	63 857	21 428
Отпуск тепла с отработ. Паром, %	96.7	96.8	97.8
Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ, г/кВтч	310.7	307.9	302.6
Удельный расход топлива на отпуск ТЭ, кг/Гкал	138.8	138.2	139.1
Собств. Нужды, тыс. кВтч	119 773	138 865	62 859
Собств. Нужды общие, %	9.4	9.3	9.0
Собств. Нужды на эл. энергию, %	4.9	5.3	4.8
Собств. Нужды на теплоэнергию, кг/Гкал	28.6	29.2	29.4

На начало 2005 г. в составе ТЭЦ-2 имелось следующее оборудование:

I очередь – это оборудование группы 90 кгс/см² с котлами ПК-19 ст. № 1÷4 и турбиной ПТ-65-90/13 ст. №2;

II очередь – это оборудование группы 90 кгс/см² с котлами ТП-47 ст. № 5÷6 и турбиной ПТ-60-90/13 ст. №3;

III очередь – это оборудование группы 130 кгс/см² с энергоблоками в составе котла ТГМЕ-464 ст. № 7÷8 и турбинами Т-100/120-130-3 ст. № 4÷5.

водогрейная котельная с котлами КВГМ-100 ст. №1 и ПТВМ-100 ст. № 2÷3.

Начато строительство IV очереди с оборудованием группы 130 кгс/см² с энергоблоком в составе котла ТГМЕ-464 ст. № 9 и турбины Т-100/120-130-3 ст. 6.

Таблица 6. Характеристика генерирующих мощностей за 2000-2004 г.

Наименование электростанции	Установленная мощность		Тип и марка основного оборудования		Тип использу емого топлива	Удельный расход, г.у.т./кВт	
	Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч	Турбины	Котлы		Тепло	Эл. энергия
Саранская ТЭЦ-2	340	978	ПТ-65/90-13; ПТ-60/90-13; Т-100/120-130-3	ПК-19; ТП-47; ТГМЕ-464	газ-мазут	139	323
Комсомольская ТЭЦ-2	9	73	Р-3-35/6 Р-6-35/5	ТП-35; ГМ-50	газ-мазут	182	509

Подробное описание основного оборудования станций приведено на стр. 193-194 настоящего отчета.

На сегодняшний момент в активе компании имеется незавершенная строительством IV очередь ТЭЦ-2. Строительство ведется с 1989 года, стоимость незавершенного строительства 540 млн. руб. На завершение строительства необходимо 900 млн. руб., в т.ч. на пусковой комплекс 520 млн. руб.



3. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ

ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» была выделена в результате реорганизации ОАО «Мордовэнерго». В состав ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» входят Саранская ТЭЦ-2 и Алексеевская ТЭЦ. ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» зарегистрировано, как юридическое лицо, 01 февраля 2005 года. Бухгалтерский учет и отчетность осуществляются предприятием в соответствии с установленными правилами ведения бухгалтерского учета и отчетности.

В связи с тем, что деятельность компании, в качестве самостоятельной юридической и финансовой единицы осуществлялась в период с 01.02.2005г. по 01.04.2005г. Бухгалтерская отчетность в оцениваемой компании имеется за 1 квартал 2005 года. На основании этих данных не представляется возможным спрогнозировать дальнейшее развитие компании, составить четкое представление о финансовых показателях деятельности и сделать выводы о ее деловой активности и рентабельности.

Анализ балансовой отчетности и отчета по прибылям и убыткам позволил сделать нижеследующие выводы.

В целом, финансово-экономическое состояние предприятия может быть охарактеризовано как удовлетворительное.

Структура активов предприятия характеризуется как консервативная, то есть значительным превышением внеоборотных активов (85%) над оборотными (15 %). При этом основными составляющими внеоборотных активов на 01.04.2005 года являются основные средства предприятия (здания, сооружения, машины, оборудование и пр.) – 55,7% и незавершенное строительство – 43,6%. Структура оборотных активов характеризуется значительным удельным весом статей Краткосрочная дебиторская задолженность (24,6% величины мобильного капитала предприятия) и Запасы (26,9% величины мобильного капитала предприятия).

В структуре источников финансирования деятельности предприятия преобладают собственные средства, которые составляют на 01.04.05 г. 85 % общей величины пассивов. Основная доля заемного капитала предприятия на 01.04.2005 г. приходится на долгосрочные пассивы – 15,0 %. Кредиторская задолженность составляет на конец анализируемого периода 26,4% обязательств предприятия, краткосрочные кредиты и займы – 29,1%.

Структура баланса признается удовлетворительной, предприятие является платежеспособным. Показатели ликвидности свидетельствуют о способности предприятия своевременно и в полном объеме расплачиваться по своим обязательствам. За исследуемый период наблюдается положительная динамика показателей ликвидности, что свидетельствует об увеличении уровня платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия.

Финансовые результаты деятельности предприятия принимают положительные значения на протяжении исследуемого периода, финансово-хозяйственная деятельность предприятия прибыльна. Основная доля прибыли предприятия формируется за счет осуществления операционной деятельности.

Анализ статей баланса показал необходимость корректировок ряда статей (основные средства, незавершенное строительство, дебиторская задолженность и др.), которые затем будут использованы для расчета рыночной стоимости чистых активов в затратном подходе.



4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ

4.1. Прогноз макроэкономических показателей

В расчетах в рамках прогнозного периода были использованы макроэкономические показатели, предоставленные компанией NERA Economic Consulting. Данные по макроэкономическим показателям приведены в разделе 3 Отчета «Общий макроэкономический анализ».

Прогнозирование цен и объемов на рынке электроэнергии

Прогнозы цен и объемов на рынке электроэнергии строились по трем сценариям, на основании модели рынка разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России».

Общее описание сценариев

Комитет по Оценке утвердил следующий набор сценариев.

No	Название сценария	Измененный параметр
1	Топливо по факту 2004	базовый
2	Альтернативные зоны мощности	зоны свободного перетока мощности
3	Низкая стоимость нового строительства	стоимость строительства новых мощностей

Сценарий Топливо по факту 2004 фактически является Базовым сценарием. Каждый из двух дополнительных сценариев отличаются от Базового одним измененным параметром.

Сценарий «Топливо по факту 2004»

Условия Базового сценария Топливо по факту 2004:

- Совокупный рост потребления на электроэнергию разработан с учетом Оптимистического Сценария, взятого из Энергетической Стратегии РФ до 2020 года и составляет около 2% в год.
- Срок эксплуатации каждого энергоблока продлевается на 5 лет (в рамках расширенного капитального ремонта мощностей), сначала по достижении ими планового срока вывода, а затем каждый раз по истечении 5-летнего срока.
- Ввод новых мощностей АЭС соответствует минимальному сценарию ввода мощностей АЭС Энергетической Стратегии России на период до 2020 года;
- Используемая в модели сеть ЛЭП включает себя все существующие линии, узлы и системные ограничения на 01.01.2004;
- Развитие сетей ЛЭП соответствует оптимистическому варианту инвестиционной программе ФСК;
- При прогнозировании программы развития мощностей учитываются индивидуальные резервы мощности по отдельным зонам, величина которых соответствует параметрам, предусмотренным «Схемой развития ЕЭС-ОЭС до 2015 года»;
- Прогноз импорта/экспорта разработан на основе «Корпоративного Баланса Холдинга РАО «ЕЭС России» на период 2004-2008 гг.» - с дальнейшим развитием в последующие годы;



- При расчете строительства новых мощностей в Сибири учитывалось ограничение по газоснабжению.
- Соответственно, на территории Иркутскэнерго, Читаэнерго и Бурятэнерго до 2015 года предполагается строительство только угольных станций, строительство газовых станций начинается в 2015 году. В Красноярскэнерго, Кузбассэнерго и Хакассэнерго строительства газовых станций до 2020 года не предполагается;
- Строительство новых станций происходит по двум критериям: необходимость поддержания резерва и прибыльность;
- Стоимость создания новых мощностей определена на среднем уровне согласно данным из российских и зарубежных источников
- Цены на топливо: фактические цены на топливо за 2004 год индексируются в соответствии с темпами роста цен на топливо, которые предусматривает Сценарий рыночных ожиданий.
- Дата перехода к целевой модели рынка -01.01.2007.

Сценарий «Альтернативные зоны мощности»

Альтернативные зоны мощности определены с учетом системных ограничений и ограничений по топливу внутри ОЭС, выделяя квази-изолированные зоны в отдельные зоны мощности, и таким образом обеспечивает восполнение резерва именно в тех зонах, где оно необходимо.

Величина резерва мощности не меняется, меняется его «привязка»: избыток мощности в одной зоне внутри ОЭС не компенсирует дефицит резерва в другой!

Сценарий «Низкая стоимость нового строительства»

Применительно к условиям среднего уровня стоимости создания новых мощностей рассмотрена альтернативная стоимость строительства новых электростанций в соответствии с использованием коэффициента 0,8.

Методика расчетов

Цены на электроэнергию рассчитывались с помощью модели UPLAN по принципу маржинального ценообразования для каждого часа в каждом узле ЕЭС с учетом системных ограничений.

Расчет платы за мощность произведен вне модели UPLAN. Представленный расчет основан так же на принципе маржинального ценообразования в зоне мощности.

4.2. Основные допущения при построении денежных потоков

Прогнозы доходов и части расходов Предприятия строились на основании модели рынка разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России».

Выработка электроэнергии рассчитывалась от установленной мощности с учетом коэффициента использования установленной мощности.

Денежные потоки в расчетах приведены в номинальном выражении.

4.3. Выбор длительности прогнозного периода

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

В рамках проведения данной оценки был выбран период прогноза с 01.04.2005 г. (дата оценки) по 31.12.2020 г.



4.4. Анализ и прогнозирование доходов

Установленная мощность по выработке электроэнергии Саранской ТЭЦ-2 составляет 340 Мвт, по выработке тепловой энергии – 978 Гкал/час.

Установленная мощность по выработке электроэнергии Алексеевской ТЭЦ-3 составляет 9 Мвт, по выработке тепловой энергии – 74 Гкал/час.

Суммарная установленная мощность по выработке электроэнергии ОАО «Мордовская генерирующая компания» составляет 349 Мвт, по выработке тепловой энергии – 1052 Гкал/час.

Прогноз доходов строился отдельно для Саранской и Алексеевской станций, так как при построении модели мы опирались на прогнозные показатели компании NERA, которые разработаны отдельно по каждой станции исходя из потребности в электроэнергии потребителей ОАО «Мордовэнерго».

Для построения прогноза использовались обобщенные данные бизнес-плана на 2005 г. и технико-экономические показатели предприятия на период до 2006 г. по Саранской и Алексеевской станциям.

Для построения прогнозов тарифов на электроэнергию, начиная с 2007 года, были использованы данные модели рынка, разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России». Данные по трем сценариям приведены выше, в разделе Основные допущения при построении денежных потоков Доходного подхода настоящего Отчета.

Однако, нами было сделано отступление от прогнозов, предоставленных в моделях рынка NERA для Саранской и Алексеевской станций в отношении объема выработки электроэнергии, отпуска тепла и тарифов на тепло.

В прогнозах NERA отпуск тепла с коллекторов Саранской ТЭЦ-2 и Алексеевской ТЭЦ-3, по трем сценариям, поддерживается постоянным на уровне 2 108 тыс. Гкал. и 78 тыс. Гкал на период до 2020 года.

Исследования компании Bранан относительно прогнозов потребления тепла в Саранске, содержит уточненный прогноз спроса на тепло до 2020 года.

В модели оценки ОАО «Мордовская генерирующая компания» методом дисконтированных денежных потоков уточненный прогноз полезного отпуска тепла, на основе исследования регионального рынка тепла, проведенного компанией Bранан. В 2005 гг базовый сценарий прогнозов объема отпуска тепла, разработанный компанией Bранан, совпадает с прогнозом NERA. В 2006 году предполагается снижение потребления тепла в г. Саранске на 3,6%. Затем, до 2009 года включительно, снижение спроса на тепло в соответствии с прогнозами компании Bранан составляет 0,2%-0,1%.

Начиная с 2010 года, базовый сценарий компании Bранан предусматривает рост отпуска тепла (увязанный с прогнозом роста теплопотребления в Саранске) примерно на 1% до конца прогнозного периода. Объем отпуск тепла с коллекторов рассчитан обратным счетом с учетом процента потерь, принятым в соответствии с данными ОАО «Мордовская генерирующая компания».

Также были изменены прогнозы NERA в отношении выработки и отпуска электроэнергии, что связано с условием соблюдения минимально необходимого уровня загрузки мощностей при работе станции.

В соответствии с моделью рынка, в прогнозе NERA после 2007 г. отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ существенно падает до уровня, когда, по расчетам NERA, при



данном отпуске тепла потребителям производство электроэнергии является экономически эффективным.

В ходе обсуждения, технические специалисты и менеджмент компании указали, что уровень отпуска электроэнергии, содержащийся в прогнозе NERA существенно ниже уровня, который может быть реализован технологически для данного уровня производства тепла.

Компанией были предоставлены данные по минимально возможному отпуску электроэнергии (технологический минимум) и соответствующие удельные расходы топлива, на основе которых и делался прогноз. При этом было сделано допущение о том, что выработка электроэнергии свыше технологического минимума не является экономически оправданной в условиях рынка.

На период 2005 -2006 гг прогноз отпуска электроэнергии с шин станций принят в соответствии с планами компании.

Начиная с 2007 года, отпуск электроэнергии с шин соответствует технологическому минимуму, который рассчитал технический персонал станции, и на протяжении последующего прогнозного периода, превышает уровень отпуска, предусмотренный в модели рынка NERA. Технологический минимум отпуска электроэнергии с шин соответствует определённому объёму выработки тепла, который растёт на протяжении прогнозного периода. Величина удельного расхода условного топлива принята постоянной для минимально возможного уровня производства электроэнергии. Процент потерь в сетях принят на основании данных Предприятия, на нулевом уровне на весь прогнозный период.

При прогнозировании тарифов на электроэнергию на 2005 – 2006 гг для ОАО «Мордовская генерирующая компания» использовался утвержденный одноставочный тариф.

Так как предоставленной моделью прогнозируется включение конкурентного рынка электроэнергии в 2007 году, то на прогнозный период 2007 - 2020 гг. мы использовали в расчетах данные по тарифу на электроэнергию и мощность, предоставленные компанией NERA Economic Consulting.

При прогнозировании тарифов на тепло на 2005-2006 года использовались данные менеджмента компании. Начиная с 2007 года, тарифы на тепло росли с учетом реального темпа роста цен на тепло согласно прогнозу NERA и уровня инфляции.

Тарифы NERA не были использованы нами при прогнозировании доходов от продажи тепла ввиду того, что прогнозный уровень тарифа NERA на 2005 год существенно отличается от фактического значения.

Таблица 7. Сравнение тарифов NERA и утвержденных тарифов компании

№ пп	Наименование	Тариф NERA, руб/Гкал	Утвержденный тариф компании, руб/гкал
1	Саранская ТЭЦ		
	В ценах 2003 г.	139,81	
	В ценах на 1.01.2005 г.	169,45	204,96
2	Алексеевская ТЭЦ		
	В ценах 2003 г.	147,38	
	В ценах на 1.01.2005 г.	178,62	405,44

В расчетах принят отпуск электроэнергии с шин, который равен разнице между объемом вырабатываемой энергии и потреблением энергии на собственные нужды.

Кроме того, Предприятие имеет прочую выручку от продажи конденсата. Оценщик принял в качестве базовой выручки от продажи излишков конденсата, плановую выручку Предприятия на 2005 год, рассчитанную на основании ретроспективных показателей. В дальнейшем базовый объем прочей выручки индексировался на темпы инфляции.

Изложенные выше предпосылки, расчеты и выводы реализованы в модели, разработанной компанией Deloitte & Touche

4.5. Анализ и прогнозирование расходов

Ретроспективные данные о расходах по двум структурным подразделениям – Саранской ТЭЦ-2 и Алексеевской ТЭЦ-3 - вошедших с 1 февраля 2005 года в состав ОАО «Мордовская генерирующая компания», представлены руководством компании.

В целом, анализ структуры расходов позволяет сделать вывод о том, что структура расходов менялась незначительно за исследуемый период, а структура ожидаемых расходов на 2005 г. на 2% выше среднего и медианного значения вследствие увеличения в 2005 гг. сумм по статье «Работы и услуги» и «Прочие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования». Это произошло за счет роста объемов ремонтных работ.

В дальнейшем прогноз расходов осуществляется исходя из плановых расходов на 2005г.- 2006 г, предоставленных руководством Предприятия.

Основная расходная статья затрат электростанций – расходы на топливо.

4.6. Расходы на топливо

Расчет затрат на топливо осуществлялся исходя из действующих цен на потребляемое топливо и темпов роста прогнозных цен на топливо. Цены на условное топливо на 2005-2006 гг., приняты по данным менеджмента.

Для прогнозирования цен на условное топливо на период с 2006 по 2020 гг. использованы цены 2005 г., растущие в номинальных ценах в соответствии с прогнозами NERA и ТЭНИ для каждого сценария.

Сами цены NERA не были использованы нами при прогнозировании расходов на топливо ввиду того, что прогнозный уровень цен NERA на 2005 год существенно отличается от фактического значения.

Сравнение цен на топливо, прогнозируемых компанией NERA, и фактических цен покупки в 2005 году представлено в таблице:

№ пп	Наименование	Цена - NERA, руб/тут	Цена – утв. бизнес- план, руб/тут
1	Саранская ТЭЦ		
	В ценах 2003 г.	1023,80	
	В ценах на 1.01.2005 г.	1240,79	1103,13
2	Алексеевская ТЭЦ		
	В ценах 2003 г.	1023,80	
	В ценах на 1.01.2005 г.	1240,79	1039,62

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии с шин и отпуск тепловой энергии с коллекторов, приведен в таблицах ввода исходных данных по каждой станции.

Для расчёта изменения расходных норм условного топлива при изменении отпуска тепла и электроэнергии было сделано допущение, что технологически минимальный отпуск



электроэнергии с шин, заданный компаниями для уровня производства тепла 2006 г., меняется пропорционально отпуску тепла с коллекторов.

4.7. 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% от ФОТ).

Прогнозируемая численность персонала на 2005 г. по данным руководства Предприятия составляет 533 человек. Данное значение было использовано в прогнозировании затрат на оплату труда на 2006 - 2020 г. г.

Фонд заработной платы на 2005 год утвержден в размере 62 880 тыс. руб. (без учета оплаты ремонтного персонала). Фонд заработной платы на 2006 год утвержден в размере 68 220 тыс. руб. На последующие годы прогнозного периода, изменения численности не предусмотрено.

4.8. Прогноз амортизационных отчислений

Прогноз амортизационных отчислений строился на основе информации о ретроспективных нормах амортизации по группам основных фондов и прогнозах капитальных вложений.

Принятая в расчетах норма амортизации по группам существующих основных средств приведена в таблице:

Таблица 8. Нормы амортизации по существующим основным средствам

Наименование	Принятая норма амортизации	Средневзвешенный срок службы по группам ОС, лет	Группа ОС в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы»	Срок службы в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы», лет
Здания и сооружения	1,28%	78	10	Свыше 30
Машины и оборудование	3,59%	27,9	9	25-30
Вспомогательное оборудование	6,18%	16,2	7	15-20
Прочие ОС	6,93%	14,4	Разные группы	

Взвешенный процент амортизационных отчислений по вновь вводимым основным средствам – 5,9%, принят в соответствии с прогнозными данными Предприятия, исходя из средневзвешенного срока их службы 17 лет.

4.9. Налоговые отчисления

Размер налоговых отчислений в прогнозный период составит:

Налог на прибыль - 24% от налогооблагаемой прибыли;

Налог на имущество - 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов;

Отчисления на социальные нужды - 26% от фонда оплаты труда.

4.10. Прочие эксплуатационные расходы

Прогноз прочих эксплуатационных расходов на период с 2006г. по 2020 г. был составлен на основе прогнозных значений на 2005 г., скорректированных на прогнозные темпы инфляции.

4.11. Прогноз капитальных вложений и ремонтов.

По данным ОАО «Мордовская генерирующая компания», для обеспечения предполагаемого уровня выработки электроэнергии предполагается постепенное продление ресурса и реконструкция энергоблоков по частям без замены и расширения существующих мощностей.

Плановые капвложения на 2005 – 2008 гг составляют:

2005 г – 33 500 тыс. руб., в том числе, факт 1-го квартала: 7 066 тыс. руб.

2006 г – 59 942 тыс. руб.

2007 г – 65 115 тыс. руб.

2008 г – 69 739 тыс. руб.

Примечание: Суммы капвложений приведены в номинальных ценах.

Таблица 9. Парковый ресурс основного оборудования

№ п/п	Наименование	Парковый ресурс первоначальный, ч; нормативный срок службы	Наработка за 2004 г.	Наработка на 01.01.05, ч; срок эксплуатации	Остаточный ресурс, ч; остаточный срок службы	Примечание
1	ТГ-2	270000 ч.	8607	43167	226833	
2	ТГ-3	270000 ч.	1971	239023	30977	
3	ТГ-4	220000 ч.	4600	130441	89559	
4	ТГ-5	220000 ч.	6625	126536	93464	
5	К-1	30 лет	2072	46 лет		Срок службы установлен заводом-изготовителем
6	К-2	30 лет	6945	45 лет		
7	К-3	30 лет	3411	44 года		
8	К-4	30 лет	2165	42 года		
9	К-5	30 лет	6018	37 лет		
10	К-6	30 лет	4048	37 лет		
11	К-7	30 лет	4600	27 лет	3 года	
12	К-8	30 лет	6625	26 лет	4 года	

Последний капитальный ремонт парового котла ТГМЕ-464 ст. №7 и турбогенератора Т-100/130 ст. № 4 проводился в 2003 году, в том же году был проведен средний ремонт паровых котлов ПК-19 ст. №2 ТП-47 ст. №6.

Средний ремонт парового котла ПК-19 ст. №1 и блока № 1 (Котел паровой ТГМЕ-464 ст. №7, Турбина Т-100/130 ст. № 4) был проведен в 2004 году.

Ремонты

Согласно оценкам РАО "ЕЭС России" (<http://www.expert.ru/conference/mater/energy/3.shtml>) средний уровень затрат на ремонт по объектам генерации (без учета АЭС) должен составить 39.2 млрд. руб. в 2005 г., или 7,2 долл. на 1 кВтч установленной мощности. Основываясь на этих данных, учитывая физический износ оцениваемой компании и средний физический износ основных средств по отрасли в размере 57,3%, а также план ремонтных работ, мы сделали прогноз затрат на ремонт до 2020 г.

Таблица 10. Прогноз затрат на ремонт до 2020 г.

Наименование	2005г	2010г	2015г
Мощность ТЭС и ГЭС, млн. кВтч	193,7		



Наименование	2005г	2010г	2015г
Затраты на ремонт, млн.руб/год	39200	42500	45800
Среднегодовой курс доллара, руб/\$	28,1		
Затраты на ремонт на 1 кВтч установленной мощности, \$/кВтч	7,20	7,81	8,41
Затраты на ремонт на 1 кВтч установленной мощности, руб/кВтч	202,37		
Рост затрат на ремонт в ценах 2005 г		1,084	1,078
Годовой темп роста за период		1,0162968	1,0150684
Затраты на ремонт на 1 кВтч установленной мощности, руб/кВтч (с учетом корректировки на износ)	202,37		

Удельный Прогноз затрат на ремонт осуществлялся по отраслевым усредненным удельным показателям стоимости ремонтов на единицу мощности, с учетом прогнозного роста затрат, в связи со старением оборудования станций и прогнозного темпа инфляции.

Показатель затрат на ремонт в ценах 2005 года индексировался на сренеотраслевой годовой темп роста до 2010 года (1,0162968) и по темпам инфляции. Ежегодный рост затрат на ремонт до 2015 года, в соответствии со среднеотраслевым показателем, принят в размере 1.0150684, с индексацией на инфляцию. Объем затрат на ремонт 2015 года принят необходимым и достаточным для поддержания станции в рабочем состоянии. Поэтому, начиная с 2016 года рост затрат принят только на уровне инфляции.

Капитальные вложения.

Менеджментом оцениваемой компании были предоставлены прогнозы ремонтов и капвложений. Оценщик произвел свой собственный прогноз ремонтов на основании среднеотраслевых показателей, и прогноз капвложений на основании анализа физического износа оборудования, сроков его жизни и графиков продления ресурса. Сравнение предоставленных менеджментом данных с собственным расчетам выявило сопоставимость только по общей сумме ремонтов и капвложений, но не по отдельности. Принимая во внимание, что данное отличие по статьям затрат может быть вызвано учетной политикой предприятия и принцип сопоставимости, Оценщик использовал в оценке собственный прогноз ремонтов. Прогноз капвложений менеджмента был скорректирован на разницу между прогнозом ремонтов менеджмента и собственным прогнозом.

Прогноз капитальных вложений и ремонтов

		2005 *	2006*	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Капвложения																	
Прогноз	млн. руб.	34	60	77	81	74	76	78	80	82	83	85	89	93	97	102	106
Ремонты																	
Прогноз	млн. руб.	50	113	84	89	95	101	107	113	120	128	135	141	148	154	161	169

*Данные менеджмента компании

4.12. Прогноз собственного оборотного капитала

При прогнозировании статей оборотного капитала рассчитывалась оборачиваемость данных статей на конец периода (года) по показателям за истекший период. Данная методика отражает факт использования менеджментом компаний ex-post информации о работе компании при формировании необходимого оборотного капитала. Кроме того,



использование данной методики позволяет прогнозировать оборотный капитал на 31.12.2020 без построения прогнозов показателей деятельности компании на 2021 год.

Оборотный капитал рассчитывался исходя из оборачиваемости в днях, полученной на основе данных прогнозных балансов на конец 2005 года, Отчетов о прибылях и убытков за 2005 г. и бизнес-планов компаний.

Расчет коэффициентов оборачиваемости приведен в таблице:

Таблица 11. Расчет коэффициентов оборачиваемости

Статья	01.04.05 – Ф. млн. руб.	31.12.05 – БП, млн. руб.	Поток, млн. руб.	Комментарий	Оборачиваемость ЕОУ, дн.
Запасы (топливо)	28			Не применяется	
НДС по приобретенным ценностям	17	15	973	Выручка	6
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	52	53	973	Выручка	20
Прочие оборотные активы	0	0	973	Выручка	0
Кредиторская задолженность	54	35	874	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	15
Прочие краткосрочные обязательства	0	0	874	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	0

Избыток/недостаток оборотного капитала на дату оценки определен как разность между фактическим 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.

4.13. Расчет ставки дисконтирования

Выбор ставки дисконтирования зависит от типа денежного потока, используемого для оценки. Поскольку при оценке используется бездолговой денежный поток, в качестве ставки дисконтирования Оценщики применили величину средневзвешенной стоимости капитала (Weighted Average Cost of Capital) после налогообложения.

Средневзвешенная стоимость капитала учитывает в себе все риски, связанные с финансированием деятельности предприятия, как из собственных источников финансирования, так и за счет заемных средств. Стоимость финансирования деятельности предприятия за счет собственного капитала (стоимость собственного капитала), отражает все риски, присущие инвестициям в виде акционерного капитала, в то время, как стоимость финансирования за счет заемных средств выражается в процентной ставке, по которой предприятию предоставляют кредитные ресурсы.

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:

$$Re = Rf + b(Rm - Rf) + Risk A + Risk B + Risk C$$

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)

Безрисковая ставка

В качестве безрисковой ставки в соответствии с рекомендацией Deloitte and Touche В качестве безрисковой ставки, в соответствии с рекомендациями компании Deloitte and Touche, нами была использована доходность по 20-ти летним долгосрочным казначейским облигациям Правительства США составившая на дату оценки 4,85% (источник: <http://www.federalreserve.gov>).

Коэффициент бета

Для оценки коэффициента «бета» оцениваемой компании с использованием восходящего подхода мы предприняли следующие шаги:

Приняли, в соответствии с рекомендациями Deloitte and 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 0,47;

Рассчитали коэффициенты «бета» без учета финансового рычага по следующей формуле:

$$Bu = Bf / (1 + (1 - t) (D / E))$$

где:

Bu – коэффициент «бета» без учета финансового рычага,

Bf – коэффициент «бета» с учетом финансового рычага,

t – предельная налоговая ставка, используемая сопоставимой компанией,

D – рыночная стоимость заемного капитала сопоставимой компании,

E – рыночная стоимость собственного капитала сопоставимой компании.



В течение прогнозного периода в модели использовались «плавающие» значения коэффициента бета в зависимости от изменения структуры капитала оцениваемого Предприятия (начиная с фактической в 2005 году, с постепенным равномерным изменением до целевой в 2010 году). Фактическая структура на 2005 год: собственный капитал 84,98 %, заемный – 15,02 %. Целевое соотношение структуры капитала (достигаемое в 2010 г.) в соответствии с Методологией и данными Damodaran было принято аналогичным целевой структуре, характерной для энергетических компаний США: 52% - собственный капитал и 48% - заемный капитал.

Таблица 12. Данные о структуре капитала энергетических компаний-аналогов.

Рынок	Доля кредитов в структуре капитала	Доля собственного капитала в структуре капитала
Развитые страны-США	48%	52%

Рассчитали значение коэффициента «бета» без учета финансового рычага для использования при расчете коэффициента «бета» оцениваемой компании в течение 2005 - 2010 г.г.;

Определили коэффициент «бета» для оцениваемой компании по следующей формуле:

$$Brl = Bmu (1 + (1 - t) (D / E))$$

Где: Brl - коэффициент «бета» с учетом рассчитанного финансового рычага оцениваемой компании,

Bmu - 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.

Рыночная премия за риск инвестирования в акционерный капитал ($R_m - R_f$)

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 3,47% сверх доходности по долгосрочным казначейским обязательствам.

Выбранный размер премии в 3,47% 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).

Премия за страновой риск

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 -2,25 % (источник: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New Home Page/>).



Премия за размер компании

Премия за размер компании: результаты многочисленных исследований свидетельствуют о том, что у более мелких компаний норма прибыли выше, чем у более крупных компаний.

Для определения премии за размер компании, необходимо рассмотреть капитализацию компании на ОРЦБ. В связи с тем, что акции компании не обращаются на открытом рынке, мы считаем необходимым принять размер риска на максимальном уровне: 4,02%.

Премия за специфический риск оцениваемой компании

Рекомендуемый диапазон премии за специфический риск оцениваемой компании лежит в пределах от 0 до 5%.

Для определения премии за специфический риск оцениваемой компании, согласно рекомендациям Deloitte and Touche, использовался алгоритм, приведенный в нижеследующих таблицах.

Таблица 13. Алгоритм определения степени риска оцениваемой компании

Фактор риска	Степень риска		
	Низкая	Средняя	Высокая
Зависимость от ключевых сотрудников;	1	2	3
Корпоративное управление;	1	2	3
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла;	1	2	3
Зависимость от ключевых поставщиков;	1	2	3
А. Итого (сумма):			
Б. Рассчитанная степень риска (Б=А/4):			

Таблица 14. Алгоритм расчета премии за специфический риск

Степень риска	Рассчитанное значение	Размер премии за специфический риск
Низкая	$=1 \text{ но } < 1,5$	0-1
Средняя	$\geq 1,75 \text{ но } < 2,25$	2-3
Высокая	$\geq 2,75-3$	4-5

На основании анализа степени риска, был рассчитан специфический риск оцениваемой компании:

Таблица 15. Определение степени риска оцениваемой компании

Фактор риска	Значение
Зависимость от ключевых сотрудников	1
Корпоративное управление	1
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла	1,5
Зависимость от ключевых поставщиков	2
Итого (сумма)	5,5
Рассчитанная степень риска	1,375
Размер премии за специфический риск	0,75%

Премия за риск переходного периода



По рекомендациям Методологии и руководству по оценке бизнеса и/или активов ОАО «РАО «ЕЭС России» и его ДЗО, в период реформирования к ставке дисконтирования необходимо применить премию за риск переходного периода в размере 3%.

Деятельность ТГК в меньшей степени подвержена рискам переходного периода, чем деятельность ОГК, т.к. деятельность ТГК в первую очередь направлена на обеспечение потребителей теплом, а установление тарифов на тепло останется регулируемым, этот факт обуславливает снижение данной премии до уровня в 2%.

Таким образом, специфический риск оцениваемого предприятия составляет **2,75%**.

Расчет стоимости заемного капитала

Расчет стоимости заемных средств для рассматриваемой компании представлен в Таблице ниже. Стоимость кредитов была определена на основании данных ЦБ РФ («Бюллетень банковской статистики» № 5 (144), стр.103. Средневзвешенные процентные ставки по кредитам, предоставленные физическим лицам, и нефинансовым организациям, в долларах США).

Таблица 16. Расчет синтетического показателя средней стоимости кредитов

Показатель	Размер риска, %
Стоимость кредитов в долл. США, %	9,76
Ставка налога на прибыль, %	24
Стоимость банковских кредитов (после налогов), округленно, %	7,42

Средневзвешенное значение WACC для оцениваемой компании составило 14,47%.

4.14. 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:

$$PV = \sum_{k=1}^K \frac{CF_k}{(1+i)^k} + \frac{TV}{(1+i)^k}$$

где:

CF_k - денежный поток k-го прогнозного года;

K - количество прогнозных лет;

i - ставка дисконта;

TV - стоимость реверсии;

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод о том, что рыночная стоимость 100% акций ОАО «Мордовская генерирующая компания», рассчитанная с применением метода дисконтирования денежного потока, по состоянию на 1 апреля 2005 г. года составляет:



948 268 000 рублей**(девятьсот сорок восемь миллионов двести шестьдесят восемь тысяч рублей)**

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ

В этом подходе стоимость предприятия определяется на основании сравнения его с компаниями-аналогами. Для этого используют два основных метода:

- Метод рынка капитала – основан на сравнении с компаниями, акции которых активно обращаются на российском и зарубежном фондовых рынках.

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

Последовательность расчетов методом отраслевых мультипликаторов приведена ниже:

1. Исключены компании, не имеющие рыночной стоимости, в соответствии с требованиями Распоряжения ФКЦБ РФ № 1087-р. Ниже приведена таблица с наименованиями компаний, торгующихся на рынке, и данные по их мощностям.

Таблица 17. Компании-аналоги

Наименование ГРЭС	Установленная электрическая мощность, МВт
Костромская ГРЭС	3 600
Ставропольская ГРЭС	2 400
Черепетская ГРЭС	1 425
Печорская ГРЭС	1 060

Источник: Отчетность эмитентов

2. Проверка соответствия установленной мощности объекта оценки и компаний-аналогов. Установленная электрическая мощность Мордовская РГК составляет 349 МВт. Все отобранные аналоги превышают по мощности объект оценки.

Расчет значений мультипликаторов и обоснование приданных им весов приведено в таблицах ниже.

Таблица 18. Расчет значений мультипликаторов.



Мультипликатор	Средневзв. значение мультипл-ра	ОАО "Ставропольска я ГРЭС"	ОАО "Печорская ГРЭС"	ОАО "Костромская ГРЭС"
MVIC/Установленная электрическая мощность	2,677	3,151	2,313	3,587
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		2,051	711	3,251
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		5.88	2.04	9.32
обратное отклонение аналога от оцениваемого	0.77	0.17	0.49	0.11
удельный вес аналога по показателю	100%	22%	64%	14%
MVIC/Выработка электроэнергии	1,627	1,762	1,590	2,317
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		2,926	175	4,207
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		2.14	0.13	3.08
обратное отклонение аналога от оцениваемого	9	0.47	7.83	0.32
удельный вес аналога по показателю	100,00%	0.05	0.91	0.04

Таблица 19. Итоговый расчет стоимости собственного капитала в рамках метода отраслевых мультипликаторов

Показатели корреляции	Вес мультипликато ра, %	Средневзв. значение мультипликато ра	Показатели оцениваемой РГК	Стоимость собственного капитала компании по данному мультипликатору	Вклад мультипликатора в стоимость
установл. электрическая мощность, МВт и MVIC	50%	2,677	349	934,107	467,054
Отпуск электроэнергии, млн. кВтч и MVIC	50%	1,627	1,367	2,224,092	1,112,046
Итого	100%				1,579,100
Обязательства, тыс. руб.					93,921
ДФВ, тыс. руб.					600
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.					1,485,779

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, *стоимость собственного капитала ОАО «Мордовская РГК», рассчитанная с применением метода отраслевых мультипликаторов, составляет на дату определения стоимости (округленно) 1 485 779 тыс.руб.*

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ

6.1. Расчет рыночной стоимости активов

ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

В состав основных средств ОАО «Мордовская генерирующая компания» входят:

- здания, сооружения, передаточные устройства;
- оборудование основной технологической схемы;



- вспомогательное оборудование;
- непрофильные активы.

6.2. Определение стоимости профильных основных средств

На первом этапе вся номенклатура основных средств, находящихся на балансе ОАО "Мордовская генерирующая компания", была сгруппирована с использованием системы кодов по основным технологическим блокам. Количество основных блоков было определено в соответствии с типовой структурой объектов, предусмотренных строительством в соответствии с выбранной технологической схемой получения электроэнергии. Типовая структура отражена в Справочнике:

1. Главный корпус
2. Дымовые трубы и газоходы
3. Электротехнические устройства
4. Топливное хозяйство
5. Техническое водоснабжение
6. Гидрозолоудаление
7. Внешние коммуникации
8. Транспортное хозяйство
9. Объекты подсобного и обслуживающего назначения

Результаты расчета полной стоимости замещения станций без учета стоимости замещения основного оборудования представлены в таблицах:

Таблица 20. Расчет стоимости замещения Саранской ТЭЦ (руб.)

Наименование	Нормативный %	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Главный корпус	37,7	51,83%	Ксэ-15	2 628 110 400	0,838	1,021	2 248 606 002
Дымовые трубы и газоходы	5,8	4,48%					194 590 904
Электротехнические устройства	3,3	2,55%					110 715 514
Топливное хозяйство	4,2	3,25%					140 910 655
Техническое водоснабжение	11,3	8,74%					379 116 761
Гидрозолоудаление	0,2	0,15%					6 710 031
Внешние коммуникации	8,6	6,65%					288 531 340
Пиковая водогрейная станция	5,1	3,94%					171 105 795
Транспортное хозяйство	3,7	2,86%					124 135 577



Наименование	Нормативный %	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1	15,54%					674 358 133
Всего	100,0	100,00%					4 338 780 712

Таблица 21. Расчет стоимости замещения Алексеевской ТЭЦ (руб.)

Наименование	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.
Главный корпус	39,2	Ксэ-15	127 744 056	0,838	1,021	109 297 559
Дымовые трубы и газоходы	5,3					14 777 476
Электротехнические устройства	3,3					9 201 070
Топливное хозяйство	4,2					11 710 453
Техническое водоснабжение	11,3					31 506 694
Гидрозолоудаление	0,2					557 641
Внешние коммуникации	8,6					23 978 546
Пиковая водогрейная станция	3,3					9 201 070
Транспортное хозяйство	4,5					12 546 914
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1					56 042 881
Всего	100,0					278 820 303

Укрупненный алгоритм расчета стоимости замещения оборудования включает следующие этапы:

- расчет стоимости основного технологического оборудования главного корпуса с использованием данных раздела справочника «Показатели стоимости замещения



основного оборудования» по стоимости замещения котлов, турбин и генераторов. При отсутствии необходимых значений, расчет стоимости замещения основного оборудования осуществляется с использованием параметрического метода и показателей раздела «Расчет стоимости замещения паровых котлов и турбин с использованием параметрического метода»;

- определение стоимости замещения оборудования прочих технологических блоков.

Стоимость замещения паровых котлов (на 01.01.05 г.) с использованием параметрического метода определяется по следующей формуле:

$$\Pi_k = \Pi_6 \times D \times K_g \times K_{p0} \times K_{t2} \times K_{монн} \times K_{штп} \times K_{mun} \times K_{комн} \times K_{карк} \times K_{бл} \times K_{сейсм} \times K_{зг} \times K_{тепл},$$

где: Π_6 - удельная стоимость базового котла, руб./(т/ч), принимаемая по таблице 6 справочника. Для групп котлов паропроизводительностью до 500 т/ч (с промперегревом) удельная стоимость базового котла принимается равной 222 000 руб./(т/ч). Технические характеристики базового котла - условная производительность 500 т/ч на каменном угле, прямоточный, П-образная компоновка, в газо-мазутном исполнении, с параметрами пара 25 МПа, 545 °С, для несейсмичного района, с сухим шлакоудалением, поставка блоками.

Д - производительность нового котла.

К - коэффициенты, характеризующие зависимость удельной стоимости котлов от их параметров. Значения коэффициентов принимаются по таблицам 7, 8, 9, пп. 2.4 - 2.12 «Справочника укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС».

Стоимость замещения турбин (на 01.01.05 г.) определяется по следующей формуле:

$$\Pi_t = \Pi_6 \times \Pi_{баз} \times K_n \times K_g \times K_p \times K_t \times K_d \times K_1,$$

где: Π_6 - удельная стоимость базовой турбины согласно справочнику.

К - коэффициенты, характеризующие зависимость стоимости турбин от их параметров. Значения коэффициентов принимаются по «Справочнику укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС».

Полученные значения стоимостей замещения технологического оборудования индексировались на дату оценки согласно индексам увеличения стоимости, «КО-ИНВЕСТ», №51. Расчетные таблицы по расчету стоимостей замещения основного технологического оборудования приведены ниже.



Таблица 22 Расчет стоимости замещения котлов.

Наименование	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел
Маркировка	ПК-19	ПК-19	ПК-19	ПК-19	ТП-47	ТП-47	ТГМЕ-464	ТГМЕ-464	КВГМ-100	ТП-35	ТП-35	ТП-35	ПМ-50-1
Производительность, т/час(Гкал/час)	150	150	150	150	220	220	500	500	100	40	40	40	50
Удельная стоимость базового котла, руб./(т/ч)	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	4 240 150	222 000	222 000	222 000	222 000
Kd	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	-	1,2	1,2	1,2	1,2
Kpo	0,804	0,804	0,804	0,804	0,804	0,804	0,88	0,88	-	0,804	0,804	0,804	0,804
Kтопл	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-	0,9	0,9	0,9	0,9
Kt2	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	-	0,78	0,78	0,78	0,78
Kшл	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	-	0,93	0,93	0,93	0,93
Kтип	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,00	1,00	-	1,05	1,05	1,05	1,05
K комп	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00
Kкарк	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00
K сейс	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00
Kбл	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00
Kзг	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00
Kтепл	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00
Итого, руб.	22 023 731	22 023 731	22 023 731	22 023 731	32 301 472	32 301 472	76 525 638	76 525 638	4 240 150	5 872 995	5 872 995	5 872 995	7 341 244
Стоимость базовая (цена приобретения оборудования), руб.	22 023 731	22 023 731	22 023 731	22 023 731	32 301 472	32 301 472	76 525 638	76 525 638	4 240 150	5 872 995	5 872 995	5 872 995	7 341 244



Наименование	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел
Поправка на стоимость возведения под ключ	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.01.05 г., руб.	34 511 186	34 511 186	34 511 186	34 511 186	50 616 407	50 616 407	119 915 675	119 915 675	6 644 315	9 202 983	9 202 983	9 202 983	11 503 729
Индекс пересчета в цены на дату оценки	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.04.05 г., руб.	35 615 544	35 615 544	35 615 544	35 615 544	52 236 132	52 236 132	123 752 977	123 752 977	6 856 933	9 497 478	9 497 478	9 497 478	11 871 848
ИТОГО:	541 661 609												



Расчет стоимости замещения паровых конденсационных турбин выполняется с использованием данных раздела справочника «Показатели стоимости замещения основного оборудования».

Таблица 23 Расчет стоимости замещения турбин.

Наименование	турбина	турбина	турбина	турбина	турбина	турбина
Маркировка	ПТ-65/75-90/13	ПТ-60/90-13	T-100/120-130-3	T-100/130	P-3-35/6	P-3-35/6
Маркировка аналога	ПТ - 80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	P-2,5-15/3М	P-2,5-15/3М
Ц баз, руб.	128 485 100	128 485 100	128 485 100	128 485 100	9 731 950	9 731 950
Kn	0,815	0,76	1,30	1,30	1,032	1,032
Kg	0,995	0,982	1,002	1,002	-	-
Kp	0,936	0,986	1,025	1,025	1,00	1,00
Итого, руб.	97 523 506	94 548 526	171 548 809	171 548 809	10 043 372	10 043 372
Стоимость базовая (цена приобретения оборудования), руб.	97 523 506	94 548 526	171 548 809	171 548 809	10 043 372	10 043 372
Поправка на стоимость возведения под ключ	1,457	1,457	1,457	1,457	1,457	1,457
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.01.05 г., руб.	142 091 748	137 757 202	249 946 615	249 946 615	14 633 193	14 633 193
Индекс пересчета в цены на дату оценки	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.04.05 г., руб.	146 638 684	142 165 432	257 944 907	257 944 907	15 101 455	15 101 455
ИТОГО:	834 896 840					

6.3. Расчет полной стоимости замещения вспомогательного оборудования

Наиболее предпочтительным и дающим наибольшую точность способом оценки стоимости является способ расчета по аналогу, т.е. с использованием данных о текущих стоимостях объектов (машин, оборудования), аналогичных по своим характеристикам, оцениваемым объектам.

Рыночная стоимость объектов машин и оборудования на основе затратного подхода в случае наличия износа ($I_{\text{нак}}$) определяется как стоимость замещения $C_{\text{рын}}$ из соотношения:

$$C_{\text{рын}} = C_v \times (1 - I_{\text{нак}}),$$

где C_v - полная стоимость замещения.

Определение полной стоимости замещения

Наиболее точные результаты при использовании затратного подхода дает определение полной стоимости замещения машин и оборудования методом прямого пересчета,



т.е. определение стоимости оборудования в текущих ценах на основании ценовой информации на идентичное или аналогичное оборудование.

В этом случае определение стоимости машин и оборудования производилось в текущем уровне цен следующими методами:

- по прайс-листам заводов-изготовителей и торговых организаций (в том числе публикуемых в интернет-изданиях);
- по данным специализированных периодических изданий.

6.4. Функциональный износ основного оборудования станций

Функциональное устаревание (обесценивание) - это потеря стоимости объектов, вызванная появлением новых технологий, причем эти технологии должны активно использоваться в промышленном производстве и иметь широкое распространение.

Величина удельных стоимостных показателей строительства станций в значительной степени зависит от следующих основных факторов:

- мощности станции,
- типа используемого топлива
- выбора площадки для размещения в зависимости от удаленности от источников энерго- и водоснабжения.

Количество основных блоков новой станции было определено в соответствии с типовой структурой объектов, предусмотренных строительством в соответствии с выбранной технологической схемой получения электроэнергии и тепла.

Оценщиком был проанализирован рынок теплоснабжения региона с разбиением на промышленное и бытовое потребление в итоге которого была получена новая тепловая мощность, необходимая для удовлетворения имеющегося спроса.

Таблица 24. Расчет оптимальной тепловой мощности для выработки необходимой тепловой энергии

Станции	Полезный отпуск, тыс. гКал		Отпуск с коллекторов, тыс. гКал		Необходимая мощность, гКал/ч			Мощность 2005, гКал/ч	% сокращения мощности
	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Итого		
Саранская ТЭЦ	618	1608	618	1608	101	427	528	978	46.0%
Алексеевская ТЭЦ	113	-	113	-	18	-	18	74	75.1%

Полученный коэффициент, учитывающий снижение тепловой мощности, назван оценщиком - корректирующий коэффициент по тепловой мощности (далее - «ККТМ»).

Для полного расчета коэффициента функционального износа, связанного с необходимостью замещения меньшей тепловой мощности, необходимо учесть также более высокую удельную стоимость замещающей мощности.

При строительстве объекта энергетики с большей мощностью по выработке тепла и электроэнергии затраты на создание растут не линейно, а более медленно - присутствует так называемый "коэффициент торможения" который может варьироваться от 1 до 0.6. В результате анализа оценщика для оцениваемого объекта коэффициент торможения принят равным 0,85.



Таким образом, рассчитанное значение ККТМ с учетом коэффициента торможения отражает величину функционального износа, вызванного внешними (экономическими) факторами. Его значение используется для корректировки стоимости замещения имеющих основных средств станции.

Таблица 25. Полная стоимость замещения Саранской ТЭЦ

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	2 248 606 002	36,52%	1 427 389 240
Дымовые трубы и газоходы	194 590 904	36,52%	123 524 069
Электротехнические устройства	110 715 514	36,52%	70 280 936
Топливное хозяйство	140 910 655	36,52%	89 448 464
Техническое водоснабжение	379 116 761	36,52%	240 658 962
Гидрозолоудоление	6 710 031	36,52%	4 259 451
Внешние коммуникации	288 531 340	36,52%	183 156 378
Пиковая водогрейная станция	171 105 795	36,52%	108 615 992
Транспортное хозяйство	124 135 577	36,52%	78 799 837
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	674 358 133	36,52%	428 074 791
Итого недвижимость	4 338 780 712		2 754 208 118
Основное оборудование	1 305 991 000	36,52%	829 028 073
Вспомогательное оборудование	388 047 477	36,52%	246 328 077
Итого основные средства	6 032 819 190		3 829 564 269

Таблица 26. Полная стоимость замещения Алексеевской ТЭЦ

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	109 297 559	70,67%	32 061 098
Дымовые трубы и газоходы	14 777 476	70,67%	4 334 791
Электротехнические устройства	9 201 070	70,67%	2 699 021
Топливное хозяйство	11 710 453	70,67%	3 435 118
Техническое водоснабжение	31 506 694	70,67%	9 242 102
Гидрозолоудаление	557 641	70,67%	163 577
Внешние коммуникации	23 978 546	70,67%	7 033 812
Пиковая водогрейная станция	9 201 070	70,67%	2 699 021
Транспортное хозяйство	12 546 914	70,67%	3 680 483
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	56 042 881	70,67%	16 439 491
Итого недвижимость	278 820 303		81 788 515
Основное оборудование	70 567 000	70,67%	20 699 964



Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Вспомогательное оборудование	20 967 485	70,67%	6 150 554
Итого основные средства	370 354 788		108 639 033

6.5. Анализ износа основных средств

Износ можно определить как снижение полной стоимости замещения вследствие воздействия различных факторов, полученное на дату оценки.

6.5.1. Расчет физического износа.

Физический износ представляет собой уменьшение стоимости имущества вследствие его физического старения, использования, стихийных бедствий и прочих факторов, которые ведут к уменьшению срока полезного использования имущества.

Одним из методов определения физического износа является *метод остаточного срока службы*. Физический износ рассчитывается на основании соотношения фактической наработки и паркового ресурса объектов данного вида:

$$\text{Ифиз} = \text{Тфакт} / \text{Тпарк}$$

Парковый ресурс определяется отдельно для каждой группы основных фондов и может быть продлен соответствующей службой, в зависимости от условий эксплуатации, видов и качества проведенных ремонтов и т.д.

Физический износ данного оборудования был рассчитан как среднеарифметическое значение между износами, полученными по двум методам: методом оставшегося срока службы и методом экспертизы состояния. Так как все силовое оборудование пригодно для дальнейшей эксплуатации, то нами была определена верхняя предельная граница согласованного физического износа равная 67%. Расчетное значение физического износа силового оборудования приведено ниже в таблице.

Таблица 27 Итоговая таблица расчета физического износа теплосилового оборудования

№ п/п	Наименование, марка котла	Мощность	Парковый ресурс первоначальный, ч	Наработка на 01.04.05, ч	Год ввода в эксплуатацию	Иф по методу оставшегося срока жизни	Иф по методу экспертизы состояния	Средневзвешенное значение Иф
	Саранская ТЭЦ							
1	Котёл паровой ПК-19 ст. №1	150	300000	246853	1968	82,28%	67,00%	67,00%
2	Котел паровой ПК-19 ст. №2	150	250000	235431	1966	94,17%	67,00%	67,00%
3	Котел паровой ПК-19 ст. №3	150	300000	223652	1958	74,55%	67,00%	67,00%
4	Котел паровой ПК-19 ст. №4	150	300000	213177	1959	71,06%	67,00%	67,00%
5	Котел паровой ТП-47 ст. №5	220	300000	206345	1960	68,78%	67,00%	67,00%
6	Котел паровой ТП-47 ст. №6	220	300000	204147	1961	68,05%	67,00%	67,00%
7	Котел паровой ТГМЕ-464 ст. №7	500	300000	130441	1979	43,48%	50,00%	46,74%
8	Котел паровой ТГМЕ-464 ст. №8	500	300000	126536	1978	42,18%	50,00%	46,09%



№ п/п	Наименование, марка котла	Мощность	Парковый ресурс первоначальный, ч	Наработка на 01.04.05, ч	Год ввода в эксплуатацию	И _ф по методу оставшегося срока жизни	И _ф по методу экспертизы состояния	Средневзвешенное значение И _ф
9	Водогрейный котел КВГМ-100	100	220000	17636	1975	8,02%	33,00%	20,51%
10	Турбина ПТ-65/75-90/13 №2	60	170000	43167	1999	25,39%	33,00%	29,20%
11	Турбина пар.ПТ-60/90-13 №3	60	275000	239023	1967	86,92%	67,00%	67,00%
12	Турбоагрегат с ген. Т-100/120-130-3 №4	110	220000	130441	1977	59,29%	67,00%	63,15%
13	Турбина Т-100/130 ст. № 5	110	220000	126536	1979	57,52%	67,00%	62,26%
	Алексеевская ТЭЦ							
1	Турбина паровая с генератором Р-3-35/6 №1	3	220000	136 056	1955	61,84%	67,00%	64,42%
2	Турбина паровая с генератором Р-3-35/6 №2	3	220000	110695	1956	50,32%	67,00%	58,66%
3	Котельный агрегат ТП-35 №1	40	220000	167152	1955	75,98%	83,00%	67,00%
4	Котельный агрегат ТП-35 №2	40	220000	148212	1956	67,37%	67,00%	67,00%
5	Котельный агрегат ТП-35 №3	40	220000	165111	1957	75,05%	83,00%	67,00%
6	Котельный агрегат ПМ-50-1 №4	50	220000	75923	1971	34,51%	67,00%	50,76%

Физический износ недвижимого имущества определялся отдельно для каждой из групп, как средневзвешенное значение физического износа, рассчитанного на основе метода оставшегося срока жизни, для каждой инвентарной единицы отдельно. Средневзвешенное значение физического износа для каждой группы объектов недвижимости рассчитывалось по формуле:

$$И_{ф.ср.} = 1 - \frac{\sum PC}{\sum ПСЗ},$$

где $И_{ф.ср.}$ – средневзвешенное значение физического износа для каждой группы основных средств;

$\sum PC$ – сумма расчетных значений рыночных стоимостей всех инвентарных единиц, входящих в данную группу объектов недвижимости;

$\sum ПСЗ$ – сумма расчетных значений полных стоимостей замещения всех инвентарных единиц, входящих в данную группу объектов недвижимости.

Таблица 28. Расчет средневзвешенного физического износа по основным группам основных средств МГК

Наименование основного средства	Средний период эксплуатации, лет	Средневзвешенный физический износ, %
Здания, относящиеся к главным корпусам генерации	38	74,8%



Сооружения, относящиеся к дымовым трубам	17	74,3%
Сооружения, относящиеся к электротехническим устройствам	48	72,3%
Сооружения, относящиеся к топливному хозяйству	28	70,0%
Сооружения, относящиеся к техническому водоснабжению	32	74,8%
Сооружения, относящиеся к гидрозолоудалению	40	88,1%
Сооружения, относящиеся к внешним коммуникациям	33	88,2%
Сооружения, относящиеся к пиковой водогрейной котельной	31	75,0%
Сооружения, относящиеся к транспортному хозяйству	19	83,5%
Здания и сооружения, относящиеся к объектам подсобного и обслуживающего назначения	23	73,0%
Вспомогательное оборудование	20	88,0%

Физический износ вспомогательного оборудования рассчитывался по методу оставшегося срока службы для каждой инвентарной единицы.

6.5.2. Оценка экономического износа

Экономический износ (внешнее воздействие) - проявляется в потере стоимости, вызванной крупными отраслевыми, региональными, общенациональными или мировыми технологическими, социально-экономическими, экологическими и политическими изменениями.

В ходе проведения работ по оценке был выявлен технологический фактор, выраженный в избыточной мощности для производства тепловой энергии. С точки зрения оценщика этот фактор, учтенный в функциональном износе, подразумевает под собой и экономический износ.

6.5.3. Определение накопленного износа

Накопленный износ определяется как разница между полной стоимостью замещения и реальной рыночной стоимостью объекта на дату оценки.

В зависимости от причин, вызывающих потерю стоимости, износ подразделяется на три типа: физический износ, функциональный износ, износ внешнего воздействия и рассчитывается по формуле:

$$\text{Инак} = (1 - (1 - \text{Ифиз}/100) \times (1 - \text{Ифунк}/100) \times (1 - \text{Ивн}/100)) \times 100\%, \text{ где:}$$

Инак – накопленный износ, %

Ифиз – физический износ, %

И функц – функциональный износ, %

И вн – внешний износ, %



6.6. Определение рыночной стоимости

Расчет стоимости объектов (с учетом накопленного износа) производится по формуле:

$$C_0 = C_3 \times (1 - I_{\text{нак}} / 100), \text{ где:}$$

C_0 – стоимость объекта, руб.;

C_3 – полная стоимость замещения объекта, руб.;

$I_{\text{нак}}$ – износ накопленный, %.

Расчет по определению рыночной стоимости основного энергетического оборудования ОАО «Мордовская генерирующая компания» приведен ниже.

Таблица 29 Расчет рыночной стоимости основного энергетического оборудования

№ п/п	Наименование, марка котла	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость
	Саранская ТЭЦ						
	Котлы						
1	Котёл паровой ПК-19 ст. №1	35 615 544	36,52%	22 608 338	67,00%	79,05%	7 460 752
2	Котел паровой ПК-19 ст. №2	35 615 544	36,52%	22 608 338	67,00%	79,05%	7 460 752
3	Котел паровой ПК-19 ст. №3	35 615 544	36,52%	22 608 338	67,00%	79,05%	7 460 752
4	Котел паровой ПК-19 ст. №4	35 615 544	36,52%	22 608 338	67,00%	79,05%	7 460 752
5	Котел паровой ТП-47 ст. №5	52 236 132	36,52%	33 158 896	67,00%	79,05%	10 942 436
6	Котел паровой ТП-47 ст. №6	52 236 132	36,52%	33 158 896	67,00%	79,05%	10 942 436
7	Котел паровой ТГМЕ-464 ст. №7	123 752 977	36,52%	78 556 967	46,74%	66,19%	41 839 441
8	Котел паровой ТГМЕ-464 ст. №8	123 752 977	36,52%	78 556 967	46,09%	65,78%	42 350 061
9	Водогрейный котел КВГМ-100	6 856 933	36,52%	4 352 702	20,51%	49,54%	3 459 963
	Турбины		36,52%	0		36,52%	0
1	Турбина ПТ-65/75-90/13 №2	146 638 684	36,52%	93 084 551	29,20%	55,06%	65 903 862
2	Турбина пар. ПТ-60/90-13 №3	142 165 432	36,52%	90 244 982	67,00%	79,05%	29 780 844
3	Турбоагрегат с ген. Т-100/120-130-3 №4	257 944 907	36,52%	163 740 462	63,15%	76,61%	60 338 360
4	Турбина Т-100/130 ст. № 5	257 944 907	36,52%	163 740 462	62,26%	76,04%	61 795 650
	Алексеевская ТЭЦ						
	Турбины						
1	Турбина паровая с генератором Р-3-35/6 №1	15 101 455	70,67%	4 429 257	64,42%	89,56%	1 575 930



№ п/п	Наименование, марка котла	Стоимость замещения без кор- ректиро- вок, руб.	Функцио- нальный износ	Полная стоимость замещения с учетом функциональ- ного износа, руб.	Физиче- ский износ	Накоп- ленный износ	Рыночная стоимость
2	Турбина паровая с генера- тором Р-3-35/6 №2	15 101 455	70,67%	4 429 257	58,66%	87,87%	1 831 055
	Котлы		70,67%	0		70,67%	0
3	Котельный агрегат ТП-35 №1	9 497 478	70,67%	2 785 610	67,00%	90,32%	919 251
4	Котельный агрегат ТП-35 №2	9 497 478	70,67%	2 785 610	67,00%	90,32%	919 251
5	Котельный агрегат ТП-35 №3	9 497 478	70,67%	2 785 610	67,00%	90,32%	919 251
6	Котельный агрегат ПМ-50-1 №4	11 871 848	70,67%	3 482 013	50,76%	85,56%	1 714 543
	Итого	1 376 558 449		722 305 285			365 075 340



Таблица 30. Расчет рыночной стоимости недвижимости ОАО «Мордовская генерирующая компания»

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
Саранская ТЭЦ						
Главный корпус	2 248 606 002	36,52%	1 427 415 090	67,10%	79,12%	469 619 565
Дымовые трубы и газоходы	194 590 904	36,52%	123 526 306	66,20%	78,54%	41 751 891
Электротехнические устройства	110 715 514	36,52%	70 282 208	65,80%	78,29%	24 036 515
Топливное хозяйство	140 910 655	36,52%	89 450 084	62,70%	76,32%	33 364 881
Техническое водоснабжение	379 116 761	36,52%	240 663 320	67,10%	79,12%	79 178 232
Гидрозолоудаление	6 710 031	36,52%	4 259 528	88,10%	92,45%	506 884
Внешние коммуникации	288 531 340	36,52%	183 159 695	67,10%	79,12%	60 259 540
Пиковая водогрейная станция	171 105 795	36,52%	108 617 959	71,60%	81,97%	30 847 500
Транспортное хозяйство	124 135 577	36,52%	78 801 264	75,20%	84,26%	19 542 714
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	674 358 133	36,52%	428 082 543	65,30%	77,97%	148 544 642
Итого Саранская ТЭЦ	4 338 780 712		2 754 257 996			907 652 364
Алексеевская ТЭЦ						
Главный корпус	109 297 559	70,67%	32 056 974	67,10%	90,35%	10 546 744
Дымовые трубы и газоходы	14 777 476	70,67%	4 334 234	66,20%	90,09%	1 464 971
Электротехнические устройства	9 201 070	70,67%	2 698 674	65,80%	89,97%	922 946
Топливное хозяйство	11 710 453	70,67%	3 434 676	62,70%	89,06%	1 281 134
Техническое водоснабжение	31 506 694	70,67%	9 240 913	67,10%	90,35%	3 040 260
Гидрозолоудаление	557 641	70,67%	163 556	88,10%	96,51%	19 463
Внешние коммуникации	23 978 546	70,67%	7 032 908	67,10%	90,35%	2 313 827
Пиковая водогрейная станция	9 201 070	70,67%	2 698 674	71,60%	91,67%	766 423
Транспортное хозяйство	12 546 914	70,67%	3 680 010	75,20%	92,73%	912 642
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	56 042 881	70,67%	16 437 377	65,30%	89,82%	5 703 770
Итого Алексеевская ТЭЦ	278 820 303		81 777 995			26 972 182
Итого МГК	4 617 601 015		2 836 035 991			934 624 546



Таким образом, рыночная стоимость основного имущества (компонентов функционально-технологической схемы станций ОАО «Мордовская генерирующая компания»: недвижимости, основного и вспомогательного оборудования) (без НДС) составила:

1 325 400 694 руб.

(Один миллиард триста двадцать пять миллионов четыреста тысяч шестьсот девяносто четыре рубля)

6.7. Расчет рыночной стоимости непрофильных активов

Определение рыночной стоимости транспортных средств

Оценка транспортных средств затратным подходом

При оценке автотранспортных средств на основе затратного подхода методом замещения применялось «МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СТОИМОСТИ АВТОТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ С УЧЕТОМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИЗНОСА И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НА МОМЕНТ ПРЕДЪЯВЛЕНИЯ РД-03112194-0376-98».

Определение рыночной стоимости проводилось по следующей формуле:

$$PC = C_0 \times (1 - I_{\phi}/100),$$

где:

C_0 – розничная цена транспортного средства с учетом комплектности, руб.

I_{ϕ} – расчетный процент износа транспортного средства.

I_{ϕ} транспортных средств определяется по методике, рекомендованной в «Методике оценки остаточной стоимости транспортных средств с учетом технического состояния» РД-03112194-0376-98 по формуле:

$$I_{\phi} = 100 \times (1 - e^{-\Omega}), \%$$

где:

e – основание натуральных логарифмов, $e = 2,72$;

Ω – функция, зависящая от возраста и фактического пробега транспортного средства с начала эксплуатации.

Параметрическое описание функции Ω для различных видов транспортных средств, зависящей от фактического возраста T_{ϕ} и фактического пробега с начала эксплуатации L_{ϕ} , представлено в «Методике оценки остаточной стоимости транспортных средств с учетом технического состояния» РД-03112194-0376-98.

Расчет стоимости C_0 и оценка однородности выборки проводился соответственно по формулам:



$$C_0 = \frac{\sum_{r=1}^k C_0^r}{k},$$

где:

C_0^r - r -ое значение рыночной стоимости нового транспортного средства данной модели на дату оценки в месте оценки, тыс.руб.

k - объем выборки значений стоимости нового транспортного средства.

$$Y = \frac{\sqrt{\sum_{r=1}^k \left(C_r^{nod} - \frac{\sum_{r=1}^k C_r^{nod}}{k} \right)^2}}{k-1} \cdot \frac{\sum_{r=1}^k C_r^{nod}}{k}$$

Совокупность значений стоимости транспортного средства в выборке считается однородной при значении коэффициента вариации $v \leq 0,3$.

Оценка транспортных средств сравнительным подходом

При оценке транспортных средств сравнительный (рыночный) подход является основным.

В качестве величины рыночной стоимости принималась средняя цена предложения на аналогичные транспортные средства и самоходные машины с учетом внесенных корректировок, рассчитанная по формуле:

$$PC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ai}}{n}$$

где:

C_{ai} - расчетные цены предложения объектов-аналогов, аналогичных оцениваемому по модели с учетом корректирующих коэффициентов. В стоимость аналогов последовательно (перемножением) вносились корректировки на отличия от объекта оценки;

n - количество объектов-аналогов.

Стоимость объекта оценки определяется по формуле:

$$PC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ai}}{n}$$

где: C_{ai} – скорректированные цены предложения объектов-аналогов;

n – количество объектов-аналогов.



Рыночная стоимость автотранспорта составила **5 528 584** рублей.

Оценка оргтехники, компьютеров и инвентаря

Оценка данного вида имущества осуществлялась методами *сравнительного* и *затратного* подходов (см. Раздел «Обоснование выбора методов определения рыночной стоимости имущества»).

Итоговая рыночная стоимость оборудования по графе «оргтехника и компьютеры» составила **1 495 550** рублей.

Непрофильные активы по графе «инвентарь», ввиду их незначительной стоимости по сравнению с основными статьями баланса, приняты нами по балансовой стоимости (с индексацией на дату оценки) и составляют **2 509 241** руб.

6.8. Согласование результатов оценки транспортных средств, оргтехники, компьютеров и инвентаря.

Рыночная стоимость имущества непрофильных активов представлена в таблице:

Таблица 31. Итог расчета стоимости непрофильных активов.

Непрофильные активы	Итого рыночная стоимость, руб.
Транспорт	5 528 584
Оргтехника и компьютеры	1 495 550
Инвентарь	2 509 241
ИТОГО	9 533 375

6.9. Расчет рыночной стоимости земельных участков

Анализ представленных Оценщику документов показал, что ОАО «Мордовская генерирующая компания» по состоянию на дату оценки не имеет в собственности земельных участков.

При оценке рыночной стоимости права аренды земельного участка доход от данного права рассчитывается как разница между земельной рентой и величиной арендной платы, предусмотренной договором аренды, за соответствующий период.

Учитывая слабую развитость рынка аренды земельных участков Мордовии в качестве величины земельной ренты принимаем ставку арендных платежей за земельный участок на основании данных менеджмента Компании. (Источники: Решение Саранского городского Совета депутатов от 29 ноября 2004 г. N 82 "Об экономическом регулировании земельных отношений в г.Саранске" (с изменениями от 28 февраля 2005 г.)

Коэффициент капитализации в расчетах принят на уровне 14,47%, что соответствует уровню WACC 2005 года, рассчитанного в доходном подходе настоящего отчета.

Таким образом, рыночная стоимость земельного участка определяется по следующей формуле:

$$PC = \frac{S(A - H)}{R} - C_{\text{выкупа}}$$

где

A – ставка арендной платы за земельный участок, руб./кв. м;

H - ставка налога на земельный участок, руб./кв. м;



S - площадь соответствующего земельного участка, кв. м;

R – коэффициент капитализации для земельного участка;

C_{выкупа} – стоимость выкупа земельного участка в собственность.

Коэффициент кратный размеру ставки земельного налога для Республики Мордовия составляет – 7
(источник: <http://www.volgainform.ru>).

Таблица 32 Расчет рыночной стоимости земельных участков

Виды земельных участков	Вид права	Правоустанавливающие документы	площадь земельных участков	Ставка земельного налога	Ставка аренды	Рентный доход	Затраты на выкуп	Предполагаемая рыночная стоимость земельного участка
			га	руб./кв.м	руб./кв.м	руб.	руб.	руб.
г. Саранск, ТЭЦ-2 (13:23: 11 05) для эксплуатации производственной территории	аренда		682 182	14	79	44 287 255	68 907 204	237 155 377
г. Саранск, ТЭЦ-2 (13:23: 11 05) для эксплуатации артезианской скважины	аренда		6 129	14	16	8 826	619 090	-558 097
г. Саранск, ул. Терешковой, 1 (13:23: 09 01) для эксплуатации детского сада	аренда		3 717	31	1	-112 922	817 517	-1 597 907
Пром площадка Алексеевской ТЭЦ, г. Комсомольск для размещения производственных помещений	аренда		42 494	5	10	198 702	1 594 375	-221 176

Предполагаемая рыночная стоимость земельных участков ОАО «Мордовская генерирующая компания» используемых на правах аренды и бессрочного (постоянного) пользования составляют на дату оценки: **237 155 тыс. рублей.**

6.10. Незавершенное строительство

Согласно ПБУ 2/1994 незавершенное строительство – это затраты застройщика по возведению объектов строительства с начала строительства до ввода объектов в эксплуатацию.

По состоянию на 1 апреля 2005 г. стоимость объектов незавершенного строительства IV очереди филиала ОАО «Мордовская генерирующая компания – Саранской ТЭЦ-2» (без учета НДС) составляла **504 008 тысяч руб.**

В результате анализа объектов незавершенных строительством Оценщик пришел к выводу, что часть объектов недвижимости и оборудования не имеет перспективы использования в производственном процессе станции. Оценщик счел необходимым произвести корректировку статьи «незавершенное строительство» на рыночную стоимость объектов, производственная необходимость в которых, весьма сомнительна. Необходимый объем средств для завершения строительства составляет 844 779 тыс. руб. Основываясь на перечне объектов незавершенных строительством Оценщиком был рассчитан удельный вес объекта в общем объеме строительства и затем рассчитаны



необходимые затраты на завершение каждого объекта. По всем ниже объектам сумма необходимых затрат превышает 122% произведенных инвестиций, что подтверждает сделанный Оценщиком вывод о нецелесообразности завершения строительства.

Данная статья была учтена с суммарной корректировкой в размере 283 123 тыс. руб. Но в связи с тем, что объекты незавершенного строительства ТЭЦ имеют длительный период строительных работ та часть СМР, которая существует на дату оценки подвержена функциональному износу, который определяется: во-первых – моральным устареванием объектов строительства (на дату ввода объекта в эксплуатацию могут появиться более современные проекты строительства и технологии), во-вторых – по долгосрочным прогнозам не планируется увеличение спроса на тепловую энергию со стороны промпотребителей (данные Branan), которые приносят компании большую часть выручки из общего объема выручки полученной от производства тепловой энергии. Таким образом, Оценщик счел возможным скорректировать данную статью затрат оцениваемой компании на размер функционального износа, равного среднему функциональному износу основных средств.

Таким образом, рыночная стоимость статьи «Незавершенное строительство» составляет **140 218 тысяч рублей**.

6.11. Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов

Данная статья была учтена по номиналу - **8 669,00** тысяч рублей.

6.12. Расчет рыночной стоимости долгосрочных финансовых вложений

Краткосрочные финансовые вложения это денежные средства компании, находящиеся на депозите и составляющие **3 849 тысяч рублей**. Данная статья баланса не корректируется.

ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

6.13. Расчет рыночной стоимости запасов

Стоимость Запасов была учтена по балансовой стоимости - **57 158 тыс. рублей**

6.14. Расчет рыночной стоимости НДС

Данная статья была учтена по номиналу - **17 133,00 тыс. рублей**.

6.15. Расчет рыночной стоимости дебиторской задолженности

Основная формула расчета стоимости дебиторской задолженности выглядит следующим образом:

$$PV = \sum i \frac{BV}{(1 + D)^T}, \text{ где}$$

PV - рыночная стоимость дебиторской задолженности,

BV - сумма дебиторской задолженности, которая подлежит выплате в соответствии с договором и актом сверки, согласно графику погашения дебиторской задолженности,

T - вероятный срок погашения дебиторской задолженности



D - ставка дисконтирования, рассчитываемая на основе средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Балансовая стоимость дебиторской задолженности (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты) составляет 36 725 тыс. рублей.

Балансовая стоимость краткосрочной дебиторской задолженности (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты) составляет 52 200 тыс. рублей. Так как период деятельности компании составляет 1 квартал 2005 года сделать выводы о реальном периоде оборачиваемости дебиторской задолженности не представляется возможным, оценщиком был проведен анализ состава дебиторской задолженности для выявления задолженностей невозможных к взысканию.

Таким образом, стоимость дебиторской задолженности ОАО «Мордовская генерирующая Компания» составляет **88 925 тысяч рублей**.

6.16. Денежные средства

Сумма денежных средств принята по номиналу - **45 180 тыс. руб.**

6.17. Расчет рыночной стоимости обязательств

Корректировка данных статей не проводилась. Таким образом, рыночная стоимость обязательств ОАО «Мордовская генерирующая Компания» составляет **206 054 тыс. руб.**

6.21. Итоги затратного подхода

Метод чистых активов определяет стоимость 100% пакета акций.

Рыночная стоимость предприятия (100% пакета акций) по методу накопления чистых активов равна разнице между активами и пассивами, принимаемыми к расчету:

Таблица 33. Расчет рыночной стоимости 100 % акций
тыс. руб

Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированн ое значение
I. Активы			
Внеоборотные активы	1 159 852	561 724	1 721 576
1. Основные средства, в том числе	646 575	925 514	1 572 089
- земельные участки и объекты природопользования		237 155	237 155
- здания, машины и оборудования, сооружения	644 353	681 048	1 325 401
- другие виды основных средств	2222	7311	9 533
2. Незавершенное строительство	504 008	-283 123	140 218
3. Доходные вложения в материальные ценности		-	
4. Долгосрочные финансовые вложения (10.9)	600	-	600
5. Отложенные налоговые активы	8 669	-	8 669
6. Прочие внеоборотные активы			
Оборотные активы	212 245	-	212 245



Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированн ое значение
7. Запасы и затраты	57 158	-	57 158
8. Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	17 133	-	17 133
9. Дебиторская задолженность	88 925	-	88 925
10. Краткосрочные финансовые вложения	3 849	-	3 849
11. Денежные средства	45 180	-	45 180
12. Прочие оборотные активы		-	
Итого активы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 1-13)	1 372 097	561 724	1 933 821
II. Пассивы			
Долгосрочные пассивы	91 619	-	91 619
15. Долгосрочные обязательства по займам кредитам	79 555	-	79 555
16. Отложенные налоговые обязательства	12 064	-	12 064
17. Прочие долгосрочные обязательства		-	
Краткосрочные пассивы	114 435	-	114 435
18. Краткосрочные обязательства по займам и кредитам	60 000	-	60 000
19. Кредиторская задолженность	54 435	-	54 435
20. Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов			
21. Резервы предстоящих расходов и платежей			
22. Прочие краткосрочные обязательства			
Итого пассивы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 15-22)	206 054	-	206 054
Стоимость собственного капитала (итого активы, принимаемые к расчету минус итоговые пассивы, принимаемые к расчету).	1 166 043	561 724	1 727 767

Таким образом, рыночная стоимость 100 % акций ОАО «Мордовская генерирующая Компания» по методу накопления чистых активов составляет:

1 727 767 тыс. руб.

(Один миллиард семьсот двадцать семь миллионов семьсот шестьдесят семь тысяч рублей)

7. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ

7.1. Определение весовых коэффициентов



Для определения рыночной стоимости акций ОАО «Мордовская генерирующая Компания» были использованы подходы к оценке: затратный и доходный.

В результате применения данных подходов были получены следующие результаты определения рыночной стоимости 100 % акций компании:

Доходный подход 948 268 000 руб.

Сравнительный подход 1 485 779 000 руб.

Затратный подход 1 727 767 000 руб.

Требуется согласование результатов оценки по разным методам с применением весовых коэффициентов, характеризующих значимость и степень применимости метода в данном конкретном анализе.

Оценщик присвоил следующие веса.

1 граница интервала: доходному подходу вес 50%, затратному подходу - 50%, сравнительному подходу – 0%.

2 граница интервала: доходному подходу вес 75%, затратному подходу - 25%, сравнительному подходу – 0%.

Таблица 34. Согласование результатов .

Название подхода	Присвоенный вес, %	Присвоенный вес, %
Доходный подход	50 %	75 %
Сравнительный подход	0 %	0 %
Затратный подход	50 %	25 %

7.2. Расчет стоимости 100% акции

Таблица 35. Расчет итоговой стоимости 100% акций.

Наименование показателя		
Доходный подход, уд. вес	0,75	0,50
Сравнительный подход, уд. вес	0,00	0,00
Затратный подход, уд. вес	0,25	0,50
Итоговая стоимость 100% пакета акции, руб.	1 143 143 000	1 338 018 000

7.3. Расчет стоимости одной обыкновенной акции

ОАО «Мордовская Генерирующая Компания» имеет только обыкновенные именные акции.

Для расчета стоимости 1 обыкновенной акций на контрольном и ликвидном уровне можно применить следующую формулу:

$$S = n_{\text{обыкн.}} \times S_{\text{обыкн.}},$$

где

S – стоимость компании;

$n_{\text{обыкн.}}$ – количество обыкновенных акций;

$S_{\text{обыкн.}}$ – стоимость обыкновенной акции.



При 1 варианте: $1\ 143\ 143\ 000 = X \times 1\ 345\ 037\ 710$

$$X = 1\ 143\ 143\ 000 / 1\ 345\ 037\ 710$$

$$X = 0,85 \text{ руб.}$$

При 2 варианте: $1\ 338\ 018\ 000 = X \times 1\ 345\ 037\ 710$

$$X = 1\ 338\ 018\ 000 / 1\ 345\ 037\ 710$$

$$X = 0,99 \text{ руб.}$$

Таким образом, стоимость 1 обыкновенной акции на контрольном и ликвидном уровне составляет:

От 0,85 до 0,99 руб.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

В процессе проведения соответствующих расчетов ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания» была определена рыночная стоимость стоимости 100% акций ОАО «Мордовская генерирующая Компания», 1 345 037 710 штук обыкновенных именных акций (в соответствии с Договором возмездного оказания услуг по оценке от 11.08.2005 года.).

Полученные результаты позволяют сделать вывод:

Рыночная стоимость 100%-ного пакета акций ОАО «Мордовская генерирующая Компания» по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:

От 1 143 143 000 до 1 338 018 000 руб.

(От одного миллиарда ста сорока трёх миллионов ста сорока трех тысяч рублей до одного миллиарда трёхсот тридцати восьми миллионов восемнадцати тысяч рублей)

Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции на контрольном и ликвидном уровне ОАО «Мордовская генерирующая Компания» составляет:

От 0,85 до 0,99 рубля

