



**Институт оценки собственности  
и финансовой деятельности**

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор Московского филиала  
ООО "Институт оценки собственности  
и финансовой деятельности"  
\_\_\_\_\_/Сикорский О.Е./  
М.П.        «        » \_\_\_\_\_ 2006года

# ОТЧЕТ

## № 311/10-05 (TGC-6) - 02

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ  
100% АКЦИЙ

**ОАО «ИВАНОВСКАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ»**



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

Заказчик: ОАО «Альфа –банк»

Оценщик: Московский филиал ООО "Институт оценки  
собственности и финансовой деятельности"

Москва 2006 г.



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

**Уважаемый Рушан Федорович!**

В соответствии с условиями Договора возмездного оказания услуг по оценке от 11.08.2005 года, Московский Филиал ООО «Институт оценки собственности и финансовой деятельности» произвело оценку рыночной стоимости акций ОАО «Ивановская генерирующая Компания» в количестве 1 249 550 841 штук именных бездокументарных акций, составляющих 100% уставного капитала ОАО «Ивановская генерирующая Компания».

Оценка произведена по состоянию на 01 апреля 2005 г. Результаты настоящей оценки будут использованы для обеспечения справедливых рыночных условий обмена акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» на дополнительные акции ОАО «ТГК-б», размещаемые посредством подписки, и справедливых рыночных условий конвертации акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» в акции ОАО «ТГК-б» при присоединении.

Проведенный анализ позволяет сделать следующий вывод:

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

**От 2 352 915 000 до 2 820 201 000**

(От двух миллиардов трехсот пятидесяти двух миллионов девятисот пятнадцати тысяч рублей до двух миллиардов восьмисот двадцати миллиона двухсот одной тысячи) рублей

Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции ОАО «Ивановская Генерирующая Компания» в составе оцениваемого пакета на дату оценки находится в диапазоне:

**от 1,88 до 2,34 рубля**

Рыночная стоимость 1 (Одной) привилегированной акции ОАО «Ивановская Генерирующая Компания» в составе оцениваемого пакета на дату оценки находится в диапазоне:

**1,37 рубля – 2,26 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, \_\_\_\_\_

**Директор Московского филиала ООО «Институт оценки собственности и финансовой деятельности»**

**Сикорский О.Е.**

М.П.





## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. ОБЩИЙ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ .....</b>	<b>5</b>
1.1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИТУАЦИИ .....	5
1.2. ПРОГНОЗ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ .....	6
<b>2. ОБЗОР ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>7</b>
2.1. СТРУКТУРА ОТРАСЛИ.....	7
2.2. ОБЗОР ОТРАСЛИ.....	7
2.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЭЦ и ГРЭС (ТЭС) РОССИИ. ....	7
2.4. ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) – ФОРЭМ. ....	8
2.5. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	8
2.5.1. <i>Формирование территориальных генерирующих компаний</i> .....	9
2.6. ПРОГНОЗЫ НА БУДУЩЕЕ И ВЫВОДЫ. ....	9
2.7. РЫНОК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	10
<b>3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ .....</b>	<b>13</b>
3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ .....	13
3.2. СТРУКТУРА АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА ОБЩЕСТВА.....	14
3.3. ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ОБЩЕСТВА .....	15
<b>4. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....</b>	<b>18</b>
4.1. АНАЛИЗ ОТЧЕТА О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ.....	18
4.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ.....	18
4.3. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ .....	18
<b>5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ .....</b>	<b>19</b>
5.1. <i>Прогноз макроэкономических показателей</i> .....	19
5.2. <i>Основные допущения при построении денежных потоков</i> .....	19
5.3. ВЫБОР ДЛИТЕЛЬНОСТИ ПРОГНОЗНОГО ПЕРИОДА.....	20
5.4. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОХОДОВ .....	20
5.5. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСХОДОВ .....	22
5.6. РАСХОДЫ НА ТОПЛИВО.....	22
5.7. ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И РАСХОДОВ НА РЕМОНТ.....	23
5.8. РАСХОДЫ НА ПЕРСОНАЛ .....	24
5.9. ПРОГНОЗ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ .....	24
5.10. НАЛОГОВЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ.....	25
5.11. РАСХОДЫ НА СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛЫ .....	25
5.12. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ .....	25
5.13. ПРОГНОЗ СОБСТВЕННОГО ОБОРОТНОГО КАПИТАЛА.....	25
5.14. РАСЧЕТ СТАВКИ ДИСКОНТИРОВАНИЯ .....	25
5.15. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ В РАМКАХ ДОХОДНОГО ПОДХОДА .....	33
5.16. ИТОГОВОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ .....	34
<b>6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ .....</b>	<b>35</b>
6.1. <i>Расчет стоимости на основе западного рынка акций производителей электроэнергии.</i> .....	35
<b>7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ .....</b>	<b>39</b>
7.1. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ АКЦИЙ ПО ЧИСТЫМ АКТИВАМ.....	39
7.1.1. <i>Идентификация оцениваемого имущества</i> .....	39
7.2. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ АКТИВОВ .....	39
7.2.1. <i>Общая часть к расчету рыночной стоимости основных фондов и незавершенного строительства</i> .....	39
7.3. АНАЛИЗ ИЗНОСА ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ .....	51
7.3.1. <i>Расчет физического износа основного оборудования.</i> .....	51





7.3.2. <i>Определение функционального износа главного корпуса Ивановской ТЭЦ-3</i> .....	53
7.3.3. <i>Функциональный износ основного оборудования станций</i> .....	54
7.3.4. <i>Определение накопленного износа</i> .....	57
7.3.5. <i>Определение рыночной стоимости</i> .....	58
7.4. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ НЕПРОФИЛЬНЫХ АКТИВОВ.....	64
7.5. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ .....	64
7.6. НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО .....	75
7.7. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОТЛОЖЕННЫХ НАЛОГОВЫХ АКТИВОВ .....	75
7.8. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДОЛГОСРОЧНЫХ ФИНАНСОВЫХ ВЛОЖЕНИЙ .....	75
7.9. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗАПАСОВ .....	75
7.10. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ НДС.....	76
7.11. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ.....	76
7.12. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ .....	76
7.13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА .....	77
7.14. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ.....	77
7.15. ИТОГИ ЗАТРАТНОГО ПОДХОДА .....	78
<b>8. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ</b> .....	<b>80</b>
8.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ .....	80
8.2. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ОДНОЙ АКЦИИ .....	80
<b>9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ</b> .....	<b>82</b>





# 1. ОБЩИЙ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

## 1.1. Обзор существующей ситуации

Таблица 1. Основные показатели социально-экономического развития РФ в 2003-2005 гг.

Показатели	2004 год		2005 год		
	апрель	январь-апрель	апрель	январь-апрель	Справочно март
<i>Экономический рост, в % к соответствующему периоду предыдущего года</i>					
ВВП <sup>1)</sup>	107,4	107,3	106,1	105,3	105,9
Индекс промышленного производства <sup>2)</sup>	105,4	106,9	105,0	104,2	104,0
Инвестиции в основной капитал	111,6	112,7	111,0	109,8	110,8
<i>Инфляция, прирост в % (на конец периода)</i>					
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
<i>Финансы населения</i>					
Номинальная начисленная среднемесячная зарплата, в руб.	6448	6233	81333)	77623)	8093
Реальная зарплата, в % к соответствующему периоду предыдущего года	113,9	114,7	109,63)	108,73)	109,7
Реальные располагаемые денежные доходы, в % к соответствующему периоду предыдущего года	107,9	110,9	112,8	105,6	111,9
<i>Федеральный бюджет, в % к ВВП</i>					
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
<i>Деньги и кредит</i>					
Денежная масса (M2) (изменение за период), в %	+1,8	+8,4	+4,41)	+7,01)	+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 % <sup>1)</sup>	100,2	105,3	99,7	104,5	101,9
<i>Внешнеэкономическая деятельность, в млрд.долл.США</i>					
Экспорт товаров <sup>4)</sup>	14,7	52,0	20,01)	72,61)	20,3
Импорт товаров <sup>4)</sup>	7,6	27,3	9,61)	34,01)	9,7
Золотовалютные резервы (изменение за период)	-0,734	+5,726	+6,874	+19,714	+3,228
<sup>1)</sup> Оценка Минэкономразвития России					
<sup>2)</sup> Агрегированный индекс производства по видам деятельности "добыча полезных ископаемых", "обрабатывающие производства", "производство и распределение электроэнергии, газа и воды"					
<sup>3)</sup> Предварительные данные					
<sup>4)</sup> По методологии платежного баланса					

Источник: Минэкономразвития России





## 1.2. Прогноз макроэкономических показателей

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

*Источник данных:* 2005- 2008: МЭРТ, «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2006 год и основные параметры прогноза до 2008 года», 24-08-2005; далее - NERA





## 2. ОБЗОР ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

### 2.1. Структура отрасли

В настоящее время все компании, составляющие российскую отрасль электроэнергетики, можно разделить на четыре сегмента:

1. Компании, контролируемые холдингом РАО «ЕЭС России». (к которым относится объект оценки).
2. Независимые энергокомпании.
3. Атомные электростанции.
4. Субъекты малой генерации.

Компании, контролируемые РАО «ЕЭС России» (РАО ЕЭС), осуществляют генерацию, транспортировку, диспетчеризацию и сбыт электро- и теплоэнергии. РАО ЕЭС контролирует 71 АО-энерго, 16 обособленных гидроэлектростанций и 21 теплоэлектростанцию на территории РФ.

### 2.2. Обзор отрасли.

Россия обладает мощной энергетической системой, созданной главным образом во времена бывшего СССР.

Электроэнергетическая отрасль России занимает 4 место в мире по установленной мощности после США, Китая и Японии и является одной из базовых отраслей экономики страны. На сегодняшний день доля электроэнергетики в ВВП России составляет более 11%, что говорит о высокой электроемкости промышленности.

Основу российской электроэнергетики составляет РАО «ЕЭС России», которое вырабатывает около 70% электрической и 32% тепловой энергии в РФ. Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС России" было создано 31 декабря 1992 года в результате приватизации отдельных объектов, используемых для выработки, передачи и распределения электроэнергии, до этого находившихся под контролем Министерства топлива и энергетики Российской Федерации. В уставный капитал были переданы крупные тепловые электростанции мощностью 1000 МВт и выше, гидравлические электростанции мощностью 500 МВт и выше, магистральные высоковольтные линии электропередачи, формирующие Единую энергосистему РФ, центральное диспетчерское управление, научно-исследовательские и проектные организации, часть акций региональных энергосистем. Атомные электростанции не были переданы РАО «ЕЭС РОССИИ». В настоящее время РАО «ЕЭС России» представляет собой финансово-производственный холдинг, который включает в себя семь следующих объединенных энергосистем (ОЭС):

- северо-западная;
- центральная;
- средневолжская;
- северокавказская;
- уральская;
- сибирская;
- дальневосточная.

### 2.3. Характеристика ТЭЦ и ГРЭС (ТЭС) России.

В настоящее время ТЭС представлены двумя видами электростанций: ГРЭС – государственные районные электростанции (аббревиатура, сохранившаяся с советских времен) и ТЭЦ – тепловые электроцентрали.





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.

Необходимо отметить, что имеются некоторые расхождения между данными МЭРТ РФ и РАО «ЕЭС России» об объемах выработки и потребления электроэнергии (около 1,5%), не оказывающие существенного влияния на общую картину состояния отрасли. Поэтому в Отчете везде, где приведены численные данные, указаны источники, из которых получена та или иная информация.

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).

#### **2.4. Федеральный оптовый рынок электрической энергии (мощности) – ФОРЭМ.**

Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ) является сферой услуг и купли-продажи электрической энергии и мощности, осуществляемой его субъектами в пределах ЕЭС России и представляет собой систему договорных отношений множества его участников (субъектов), связанных между собой единством технологического процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии в ЕЭС России.

Перечень субъектов ФОРЭМ ежегодно устанавливается Правительством Российской Федерации по предложению Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации. Тарифы на электрическую энергию (мощность), продаваемую/покупаемую на оптовом рынке устанавливаются Федеральной энергетической комиссией.

#### **2.5. Реформирование электроэнергетики**

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. Основы нормативного регулирования процесса реформирования электроэнергетики РФ, а также функционирования отрасли в переходный период и после завершения реформы, заложены в Федеральных законах от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ РФ "Об электроэнергетике РФ" и № 36-ФЗ РФ "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых"







законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием закона "Об электроэнергетике".

### **2.5.1. Формирование территориальных генерирующих компаний**

Согласно Концепции Стратегии предполагалось создание около 20 Территориальных генерирующих компаний (ТГК), образуемых путем включения не вошедших в ОГК генерирующих активов во вновь образуемые компании. Совет директоров РАО "ЕЭС России" на своем заседании 23 апреля 2003 г. одобрил конфигурацию ТГК, подготовленную менеджментом РАО "ЕЭС России", и прошедшую через серию обсуждений в министерствах и ведомствах с участием представителей миноритарных акционеров и потенциальных заинтересованных инвесторов. В соответствии с решением Совета директоров РАО "ЕЭС России" будет создано 14 территориальных генерирующих компаний с включением в них генерирующих активов АО-энерго.

### **2.6. Прогнозы на будущее и выводы.**

На основании составленных прогнозов электропотребления были сделаны следующие выводы:

- внутреннее электропотребление России увеличится к 2009 г. относительно 2004 г. на 8% в пониженном и на 9,6% в базовом варианте;
- в период до 2009 г. в наибольшей мере вырастет потребность ОЭС Центра и Урала (на 10-11%), а в ОЭС Средней Волги и Сибири темпы роста электропотребления будут на 2% ниже среднероссийских;
- при росте внутренней потребности страны в электроэнергии в период до 2009 г. предполагается относительно стабильное сальдо экспорта-импорта электроэнергии. По прогнозам ЗАО "ИНТЕР РАО" сальдо гарантированного экспорта-импорта электроэнергии в период 2005-2009 гг. будет в диапазоне 6,5-7,5 млрд. кВт·ч;

При прогнозе **потребности в тепле централизованных источников** рассчитана перспективная потребность в централизованном тепле и объёмы его отпуска всеми электростанциями страны в разрезе федеральных округов и объединённых энергосистем, а отпуск тепла всеми источниками (электростанциями и крупными котельными) АО-энерго и АО-электростанциями определён на базе собственных прогнозов ДЗО:

- при начавшемся с 2003 г. росте общей потребности страны в централизованном тепле прогнозируется запаздывающий на два года и более медленный рост отпуска тепла от источников Холдинга вследствие успешной конкуренции со стороны иных компаний, владеющих источниками тепла;

При определении **общей потребности электроэнергетики в капиталовложениях** наряду с расходами на поддержание и развитие генерирующих и электросетевых объектов были дополнительно учтены расходы на остальные виды деятельности.

В целом за пятилетний период капиталовложения в электроэнергетику России оцениваются на уровне 685 млрд. руб., а их ежегодные значения составят 125-152 млрд. руб. С учетом прогнозируемого роста инвестиционных расходов на объекты генерации их доля в ежегодных инвестициях увеличится с 46% в 2005 г. до 55% в 2008-2009 гг.





В соответствии с оптимальным распределением производства электроэнергии в период 2005-2009 гг. экономически эффективна более интенсивная загрузка электростанций входящих в состав ОГК, в то время как суммарный объем производства электроэнергии ТГК либо несколько снизится, либо останется практически неизменным, стабилизируясь на уровне 2004 г.

Всесторонний анализ перспектив развития электроэнергетики в 2005-2009 гг. свидетельствует о возможности обеспечить ее устойчивое развитие в соответствии с энергетическими потребностями и тарифными ограничениями со стороны экономики, но при условии запуска механизмов гарантирования инвестиций в электроэнергетике.

## **2.7. Рынок тепловой энергии**

ОАО «Ивановская Генерирующая Компания» (далее ОАО «ИГК») осуществляет теплоснабжение потребителей, расположенных в трех городах Ивановской области: г. Иваново, г. Кохма и г. Комсомольск. ОАО «ИГК» также осуществляет передачу тепловой энергии по магистральным тепловым сетям (филиал Ивгортеплосеть). Объем рынка тепловой энергии г. Комсомольск, снабжаемого от ИвГРЭС, рассматривается отдельно, хотя составляет менее 5% полезного отпуска тепла, отпускаемого ОАО «ИГК».

### ***Рынок тепла городов Иваново и Кохма***

#### ***Структура предложения на рынке и наличие конкуренции***

В г. Иваново расположены филиалы ОАО «ИГК» - Ивановские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Ивгортеплосеть. ТЭЦ-3 расположена между гг. Иваново и Кохма, осуществляет теплоснабжение этих городов (в г. Иваново – теплоснабжение восточной части города).

Помимо ТЭС ОАО «ИГК» теплом г. Иваново снабжают также квартальные котельные, входящие в состав МП «Ивгортеплоэнерго». Ивановская ТЭЦ-1 работала в режиме котельной до декабря 2004 года, когда была введена в эксплуатацию газотурбинная установка Урал-6000. Вторая такая же установка была введена в эксплуатацию в 1 квартале 2005 г.

Ивановская ТЭЦ-3 является наиболее мощной станцией, входящей в состав ОАО «ИГК». Техничко-экономические показатели ТЭЦ-3 также являются наилучшими среди всех станций, входящих в состав ОАО «ИГК». Паровая мощность ТЭЦ-3 практически не задействована в связи с фактическим прекращением производства на камвольном комбинате. Квартальные котельные, входящие в состав МП «Ивгортеплоэнерго», обладают низкой эффективностью оборудования, что является причиной высокой себестоимости производства тепла.

Планов по выводу теплогенерирующих активов на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и Ивгортеплосеть нет.

#### ***Структура потребления тепловой энергии***

Общее потребление тепла в 2005 г. прогнозируется в размере 2345 тыс. Гкал. Динамика и структура потребления за последние 4 года представлены на Рисунке 10.

#### ***Промышленные потребители***





Таблица 3. Потребление тепловой энергии наиболее крупными промышленными потребителями

Наименование потребителя	Полезный отпуск, тыс. Гкал		% к полезному отпуску ОАО «ИГК»
	2004 г.	2005 г. (план)	
ОАО «Самтекс»	126,6	124,6	5,1%
АОЗТ «Красная Талка»	92,0	92,4	3,8%
ЗАО «Меланж»	80,9	77,9	3,2%
ОАО «БИМ»	67,9	66,4	2,7%
ОАО «НИМ»	75,8	61,0	2,5%
<b>Всего</b>	<b>443,2</b>	<b>422,3</b>	<b>17,4%</b>

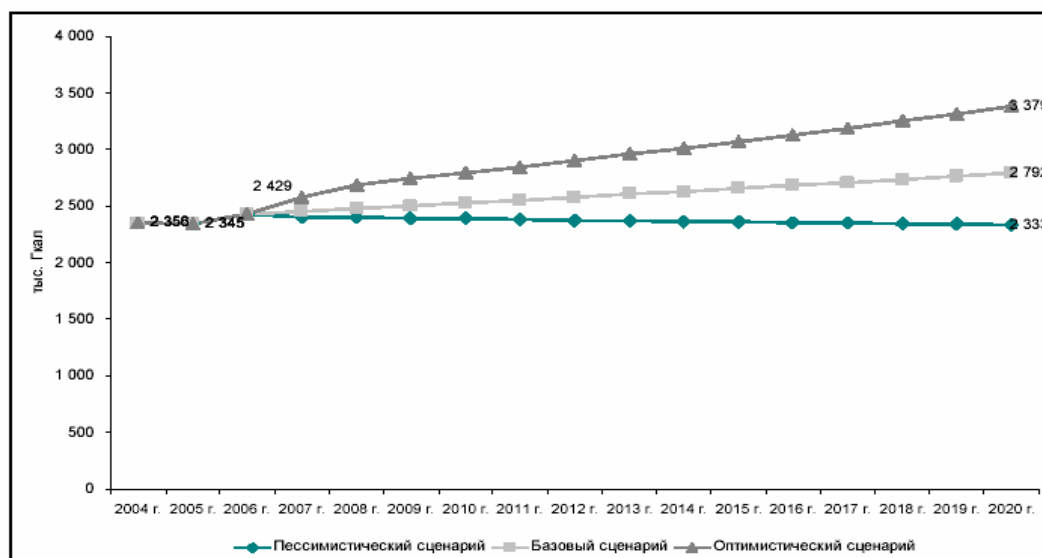
Потребление тепловой энергии, по оценкам специалистов, будет постепенно расти. На площадках обанкротившихся промышленных потребителей развиваются новые, менее энергоемкие производства. Ожидается восстановление тепловой нагрузки в размере 25-30 Гкал/час.

Зависимость ОАО «ИГК» от крупных промышленных потребителей оценивается как низкая: крупнейший промышленный потребитель тепловой энергии ОАО «Самтекс» потребляет немногим более 5% от полезного отпуска тепловой энергии ОАО «ИГК».

#### *Коммунально-бытовые потребители*

Потребление тепловой энергии ОПП имеет тенденцию к росту, что связано со строительством нового жилья в г. Иваново.

Рисунок 1. Прогноз потребления тепловой энергии г.Иваново до 2020г.



#### *Рынок тепла г. Комсомольск*

#### *Структура предложения на рынке и наличие конкуренции*

В г. Комсомольск единственным поставщиком тепла в настоящий момент является Ивановская ГРЭС (Далее - ИвГРЭС).





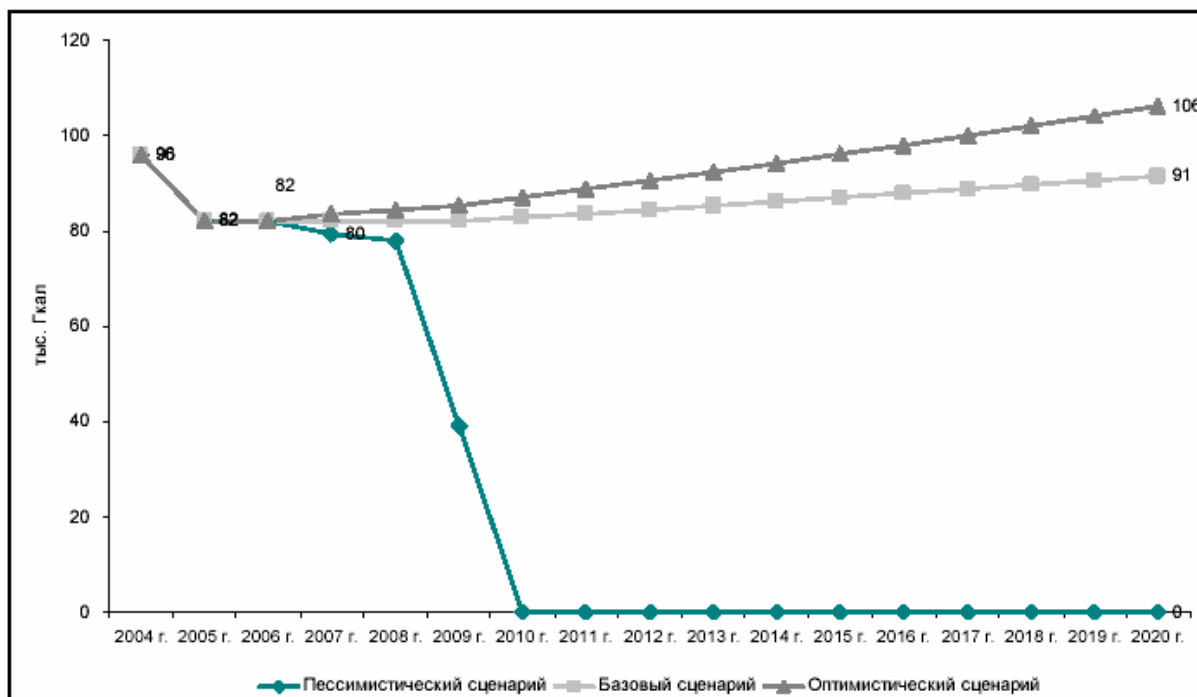
В силу низкой экономичности производства тепловой энергии рассматривается вопрос о консервации или продаже теплогенерирующих активов ИвГРЭС. Наиболее вероятным претендентом на приобретение активов является ОАО «ПГУ».

### Структура потребления тепловой энергии

В г. Комсомольск насчитывается 11 тысяч жителей и около 8 промышленных предприятий, крупных предприятий нет. После падения в 90-х годах, потребление тепла в г. Комсомольск стабилизировалось на уровне 90-100 тыс. Гкал в год.

Рост потребления тепловой энергии промышленными потребителями предположительно будет расти не более чем на 1-2% в год. Существенного роста жилищного строительства не предвидится.

Рисунок 2. Прогноз потребления тепловой энергии г. Комсомольск до 2020г.





### 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

#### 3.1. Общие сведения об эмитенте

**Полное наименование:** Открытое Акционерное Общество "Ивановская генерирующая компания».

**Сокращенное наименование:** ОАО «Ивановская генерирующая компания».

**Место нахождения:** Российская Федерация, Ивановская область, город Иваново, ул. Суворова, 76.

**Дата государственной регистрации:** 01.01.2005г.

**Номер свидетельства о государственной регистрации:** 000476376

**Идентификационный номер налогоплательщика:** 3702065100

#### Описание производственной структуры ОАО «Ивановская генерирующая компании»

В состав ОАО «Ивановская генерирующая компании» входят следующие структурные подразделения:

- ТЭЦ – 1 (год постройки 1965г., электрическая мощность 12 мВт, тепловая мощность 129 Гкал);
- ТЭЦ – 2 (год постройки 1954г., электрическая мощность 181 мВт, тепловая мощность 943 Гкал);
- ТЭЦ – 3 (год постройки 1964г., электрическая мощность 330 мВт, тепловая мощность 1076 Гкал);
- ИвГРЭС (год постройки 1929г., тепловая мощность 64 Гкал.);
- ИвГТС (общая протяженность теплосетей составляет 144,8 км; общая протяженность паропровода 37,45 км).

Совокупную мощность, обеспечивает генерирующее оборудование, состоящее из котлов и турбин.

Таблица 4. Котлы.

№ п/п	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Дата ввода в эксплуатацию
<b>ИвТЭЦ-1</b>			
1	ГМ-50-1	50	июнь 1965 г.
2	ГМ-50-1	50	июнь 1967 г.
3	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	50	январь 2004 г.
4	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	50	январь 2004 г.
<b>ИвТЭЦ-2</b>			
5	ТП-170	170	29.09.1954
6	ТП-170	170	18.12.1954
7	ТП-170	170	27.09.1955
8	ТП-170	170	21.06.1956
9	ТП-170	170	26.12.1957
10	ТП-28(170)	170	03.09.1958
11	БКЗ-220-100Ф	220	01.01.1968
12	БКЗ-220-100Ф	220	27.12.1969
<b>ИвТЭЦ-3</b>			
13	ТП-87	420	март 1977 г.





№ п/п	Наименование, марка котла	Производительность котла, т/ч	Дата ввода в эксплуатацию
14	ТП-87	420	январь 1979 г.
15	ТП-87	420	январь 1983 г.
16	ТП-87	420	январь 1987 г.
17	ТП-87	420	октябрь 1991 г.
<b>ИвГРЭС</b>			
18	Е-10-1.4 ГМ	10	июль 2000 г.
19	Е-50-1.4-225 ГМ	50	октябрь 2001 г.
20	Е-50-1.4-225 ГМ	50	декабрь 2001 г.

Таблица 5. Турбины.

№/п	Наименование, марка турбины	Номинальная мощность, МВт	Дата ввода в эксплуатацию
<b>ИвТЭЦ-1</b>			
1	Газотурбинная установка "Урал-6000"	6	Не введена в эксплуатацию.
2	Газотурбинная установка "Урал-6000"	6	октябрь 2004г.
<b>ИвТЭЦ-2</b>			
3	ПТ-25-90/10М	25	31.12.1980
4	ПТ-25-90/10М	25	24.12.1981
5	Р-46(50)-130(90)/11	46	16.12.1984
6	ПТ-25-90/10М	25	29.12.1987
7	ПТ-60-90/13	60	02.01.1968
<b>ИвТЭЦ-3</b>			
8	ПТ-60-130/13	60	январь 1977 г.
9	Т-100/120-130-3	110	декабрь 1978 г.
10	ПТ-80/100-130/13	80	июль 1986 г.
11	ПТ-80/100-130/13	80	сентябрь 1991 г.
<b>ИвГРЭС</b>			
12	17 ноября 2004 г. Управляющим директором Бизнес-единицы №2 ОАО "РАО ЕЭС России" В. Е. Аветисяном подписаны протоколы о выводе из эксплуатации газотурбинных установок типа ГТ 100-3М ст.№1 и ст. №2.		

Таблица 6 Основные показатели мощности ОАО «Ивановская генерирующая компания» по плану 2005 года

№	Показатели	Единица измерения	2005г.
1.	Установленная мощность электростанций на начало периода	МВт	517,0
2.	Ввод мощности в расчетном периоде	МВт	6,0
3.	Выбытие мощности в расчетном периоде	МВт	0,0
4.	Установленная мощность на конец периода	МВт	523,0
5.	Установленная тепловая мощность	Гкал	2148,0

### 3.2. Структура акционерного капитала Общества

Уставный капитал Общества составляется из номинальной стоимости акций Общества, приобретенных акционерами (размещенных акций). Уставный капитал Общества составляет 1 624 416 093,3 (один миллиард шестьсот двадцать четыре миллиона четыреста шестнадцать тысяч девяноста три целых три десятых) рубля.





Обществом размещены следующие категории именных бездокументарных акций одинаковой номинальной стоимостью 1,3 (Одна целая три десятых) рубля каждая: *привилегированные акции типа А:*

- 152 180 014 (Сто пятьдесят два миллиона сто восемьдесят тысяч четырнадцать) штук на общую сумму по номинальной стоимости 197 834 018,2 (Сто девяносто семь миллионов восемьсот тридцать четыре тысячи восемнадцать целых две десятых) рубля; *обыкновенные акции:*

-1 097 370 827 (один миллиард девяносто семь миллионов триста семьдесят тысяч восемьсот двадцать семь) штук на общую сумму по номинальной стоимости 1 426 582 075,1 (один миллиард четыреста двадцать шесть миллионов пятьсот восемьдесят две тысячи семьдесят пять целых одна десятая) рубля.

Таблица 7. Сведения об акционерах

№ п/п	Наименование организации	Доля в уставном капитале по состоянию на 01 апреля.2005г., %
1	ОАО РАО «ЕЭС России»	49,66
2	ОАО КБ «Петрокоммерц»	17,08
3	Прочие акционеры	33,26

### 3.3. Основная деятельность Общества

#### Рынки сбыта продукции (работ, услуг) компании

Основным потребителем электрической энергии Общества является ОАО "Ивановская энергосбытовая компания", которой поставляется практически вся выработанная электрическая энергия. В структуре полезного отпуска тепловой энергии наибольшая доля потребления приходится на одного потребителя - МП "Ивгортеплоэнерго", являющегося оптовым потребителем-перепродавцом теплоэнергии. ОАО "Ивановская генерирующая компания" осуществляет тепловой бизнес (генерация, транспорт, сбыт) в городе Иваново по одной централизованной системе теплоснабжения, обеспечивая около 70% потребности г. Иваново в тепловой энергии, остальные 30% - ведомственные котельные. Кроме того, ОАО "Ивановская генерирующая компания" производит выработку тепловой энергии в г. Комсомольске, покрывая около 92% потребности города в тепловой энергии.

#### Структура потребителей ОАО "Ивановская генерирующая компания"

Наименование потребителя	Ед.изм.	Отпущено энергии	
		В натуральном выражении	В денежном выражении, тыс.руб с НДС
Электроэнергия			
ОАО «Ивановская энергосбытовая компания»	Тыс.кВтч	552,024	500 644,5
Теплоэнергия			
Всего:	Тыс. Гкал	1 166,038	513 451,04
МП «Ивгортеплоэнерго»	Тыс. Гкал	879,942	372 989,9
МУП «Комсомольское ЖКХ»	Тыс. Гкал	46,542	19 923,7

#### Характеристика основных конкурентов по производству энергии

ОАО «Ивановская генерирующая компания» за первый квартал 2005 года обеспечила около 52 % от общей потребности Ивановской области в электрической





энергии. Конкурентом ОАО «Ивановская генерирующая компания» является ОАО «Ивановская энергообеспечивающая компания», закупающая электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии.

На рынке производства и сбыта тепловой энергии конкурентами ОАО «Ивановская генерирующая компания» являются муниципальные котельные, которые обеспечивают около 30% потребности г.Иваново в тепловой энергии. В настоящее время ведется работа с руководством г.Иванов по переводу потребителей этих котельных на систему централизованного теплоснабжения.

#### **Основные поставщики угля**

Основными поставщиками угля для нужд ОАО «Ивановская генерирующая компания» являются: ООО «Энкорд» г. Иваново, ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания» (СУЭК), ООО «Самараснаб» г. Самара, которые отбираются по итогам конкурсов по закупкам угля.

#### **Практика деятельности в отношении запасов**

В целом Общество стремится минимизировать запасы сырья и материалов, однако вынуждено поддерживать их на достаточно высоком уровне. Это связано со спецификой производства продукции в электроэнергетике.

#### **Сезонный характер деятельности**

В связи с сезонным характером деятельности компании, во втором и третьем квартале года традиционно планируется получение убытка, который компенсируется прибылью в первом и четвертом квартале года.

Других отрицательных изменений в финансовом состоянии Компании не прогнозируется.

#### **Стратегия развития**

ОАО «Ивановская генерирующая компания» в интересах своих акционеров стремится к долгосрочному росту ценности своих акций путем повышения эффективности и прозрачности своей деятельности.

#### **Основные риски**

На сегодняшний день ОАО «Ивановская генерирующая компания» является монополистом в части производства электроэнергии на территории Ивановской области и обеспечивает тепловой энергией потребителей г.Иваново и г.Комсомольска.

В соответствии с Методикой рейтинговых дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» ОАО «ИГК» входит в группу предприятий с устойчивым финансовым положением.

Однако, несмотря на успешную финансово-хозяйственную деятельность предприятия и стабильное финансовое положение, во внутренней и внешней среде предприятия существуют факторы риска, которые необходимо учитывать при тактическом и стратегическом планировании деятельности ОАО «ИГК».

Учитывая интересы акционеров, ОАО «Ивановская генерирующая компания» предпринимает все возможные меры для снижения существующих рисков.

#### **Структура себестоимости**







Наибольший удельный вес в структуре себестоимости занимает топливо – порядка 55%, затем идут расходы на заработную плату порядка 12%, расходы на полученные услуги составляют около 12%, амортизация в структуре затрат составляет порядка 5%.

**Установленная и рабочая мощность ОАО «Ивановская генерирующая компания»**

Установленная мощность по плану (утвержденные) на 2005 год - 583 МВт;

Установленная мощность на конец регулируемого периода на 2005 год – 523 МВт;

Среднее нормативное снижение мощности в расчетном периоде из-за вывода освоенного энергетического оборудования – 10,5 МВт;

Среднее нормативное снижение мощности в расчетном периоде из-за ограничений мощности – 69,5 МВт.

**Основная хозяйственная деятельность компании**

ОАО "Ивановская генерирующая компания" является основным энергоснабжающим предприятием Ивановской области, а также обеспечивает теплоснабжение от своих энергоисточников большинство коммунально-бытовых и некоторых промышленных потребителей городов Иванова и Комсомольска.





## 4. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Основным источником формирования имущества предприятия является *собственный капитал*, его доля в структуре пассивов на 01.04.2005 года составила 89%, что свидетельствует о достаточном запасе прочности. Доля заемных средств выросла на 4%, а доля нераспределенной прибыли выросла на 6,2%.

### 4.1. Анализ отчета о финансовых результатах

Основной доходной составляющей деятельности предприятия является производство, покупка и продажа электрической энергии внутренним потребителям (45,89% выручки предприятия) и тепловой энергии (47,06%).

### 4.2. Анализ финансовых коэффициентов

Коэффициенты оборачиваемости статей оборотного капитала рассчитывались 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.

#### Коэффициенты оборачиваемости

Статья	01.04.05 - Ф	31.12.05 - БП	Поток	Комментарий	Оборачиваемость ЕОУ, дн.
Запасы (мазут)	9	9		Не изменяется	
Запасы угля	91	94	423	Затраты на уголь	80
НДС по приобретенным ценностям	26	19	1 964	Выручка	3
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	322	281	1 964	Выручка	51
Прочие оборотные активы	0	0	1 964	Выручка	0
Кредиторская задолженность	205	91	1 809	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	19
Прочие краткосрочные обязательства	0	0	1 809	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	0

Выводы о периоде оборачиваемости и значение коэффициентов оборачиваемости будут использованы для расчета оборотного капитала компании в доходном подходе настоящего отчета.

### 4.3. Основные выводы

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

Структура активов предприятия характеризуется как консервативная, то есть значительным превышением внеоборотных активов (62%) над оборотными (38 %). При этом основными составляющими внеоборотных активов на 01.04.2005 года являются основные средства предприятия (здания, сооружения, машины, оборудование и пр.) – 91,4% и незавершенное строительство – 8,1%. Структура оборотных активов характеризуется значительным удельным весом статей Краткосрочная дебиторская задолженность (29,6% величины мобильного капитала предприятия), Запасы (20,8% величины мобильного капитала предприятия) и Денежные средства (38,0% . величины мобильного капитала предприятия).

В структуре источников финансирования деятельности предприятия преобладают собственные средства, которые составляют на 01.04.05 г. 89 % общей величины пассивов. Основная доля заемного капитала предприятия на 01.04.2005 г. приходится на кредиторскую задолженность – 64,5 %.





## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ

### 5.1. 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».

В результате анализа получаемых в процессе расчетов результатов, Комитет по Оценке утвердил следующий набор сценариев.

№	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

### 5.2. Основные допущения при построении денежных потоков

Разработка используемой модели рынка под руководством компании Nera Economic Consulting, велась с участием специалистов Топливо-Энергетического Независимого Института (ТЭНИ) и Института Энергетических Исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН), что предполагает глубокие аналитические исследования и учет особенностей российской топливно-энергетического комплекса и рекомендована к использованию в оценке генерирующих мощностей РАО «ЕЭС России».

Поэтому в рамках настоящей работы использована именно эта модель.

Денежные потоки в расчетах приведены в номинальном выражении.

Дисконтирование денежных потоков, в соответствии с оценочной теорией, проведено на середину периода. При этом в связи с тем, что датой оценки является 01.04.2005 г., показатели денежных потоков за 2005 г. пересчитаны за период 9 месяцев.

Первым периодом является временной отрезок с 01.04.2005 г. по 01.01.2006 г. Таким образом, среднегодовой фактор для этого данного периода принят на уровне 0,375. Для большей точности расчетов и учета сезонной специфики деятельности Предприятия в первом прогнозируемом периоде был учтен денежный поток, приходящийся на 9 месяцев 2005 г.

Далее денежные потоки дисконтировались на середину каждого периода. При этом было учтено, что фактор изменения структуры капитала и изменения, связанные с рисками переходного периода непосредственным образом влияют на величину WACC. Для корректного определения текущей стоимости денежных потоков каждого года прогнозного периода, в соответствии с Методологией Делойт и Туш, был рассчитан кумулятивный WACC, отражающий риски соответствующего периода. Терминальная стоимость была также приведена к текущей стоимости путем умножения на рассчитанный кумулятивный дисконт-фактор для соответствующего периода. Сумма приведенных к единой базе текущих стоимостей денежных потоков и приведенной к дате оценки рыночной стоимости составил текущую стоимость инвестированного капитала Предприятия.





### 5.3. Выбор длительности прогнозного периода

В рамках проведения данной оценки был выбран период прогноза с 01.04.2005 г. (дата оценки) по 31.12.2020 г. Данный выбор объясняется тем, что прогноз целого ряда факторов, оказывающих определяющее влияние на стоимость энергетических активов (соотношение между различными видами топлива, динамика тарифов на электроэнергию и т.д.), приведен в заслуживающих доверие источниках<sup>2</sup> именно до 2020 г. Данный период вполне соотносится с мировой практикой оценки капиталоемких отраслей. При этом, по нашему мнению, прогнозирование деятельности Предприятия за пределами 2020 г. нецелесообразно в связи с практически полным отсутствием реперных точек заслуживающих доверие источников в отношении изменения тарифов и стоимости топлива. Кроме того, изменения потоков за пределом этого периода оказывают минимальное влияние на стоимость Предприятия.

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

### 5.4. Анализ и прогнозирование доходов

Установленная мощность по выработке электроэнергии Ивановской ТЭЦ-1 составляет 12 Мвт, по выработке тепловой энергии – 129 Гкал/час

Установленная мощность по выработке электроэнергии Ивановской ТЭЦ-2 составляет 181 Мвт, по выработке тепловой энергии – 943 Гкал/час

Установленная мощность по выработке электроэнергии Ивановской ТЭЦ-3 составляет 330 Мвт, по выработке тепловой энергии – 1076 Гкал/час

Установленная мощность по выработке тепловой энергии Ивановской ГРЭС составляет 64 Гкал/час

В расчетах использовались обобщенные данные бизнес-плана на 2005 г. и технико-экономические показатели предприятия на период до 2006 г.

Для построения прогнозов по уровню выработки электроэнергии и тарифу на электроэнергию начиная с 2007 года были использованы данные модели рынка, разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России».

Однако нами было сделано отступление от прогнозов, предоставленных в моделях рынка NERA.

В прогнозах NERA выработка и отпуск тепла с коллекторов Ивановской ТЭЦ-2 и Ивановской ТЭЦ-3 ОАО «Ивановская генерирующая компания» по трем сценариям предусмотрен на уровне 2 031 тыс. Гкал на период до 2020 г.

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





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.

Процент потерь тепловой энергии на 2005 год на основании данных Предприятия принят на уровне 1,4%, 6,8%, 11,9%, 0% для ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и ГРЭС; на 2006 год – на уровне 1,1%, 6,6% 11,7% и 0% соответственно

Процент потерь в электросетях принят на основании данных Предприятия на уровне 0%, 0,9% и 0,8% в 2005 году и в размере 0%, 1,6% и 1,51% на остальной прогнозный период для ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 соответственно.

При прогнозировании тарифов на электроэнергию на 2005 – 2006 гг для ОАО «Ивановская 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 теплоэнергию на 2005-2006 гг. мы использовали данные бизнес-планов, подтвержденные менеджментом компании.

В сценарных условиях, подготовленных NERA Economic Consulting, цены условного топлива для станций Ивановской РГК были спрогнозированы исходя из структуры потребляемого топлива за 2004 г. Однако в 2005 г. структура потребляемого топлива Ивановской РГК существенно изменилась в сторону увеличения доли угля, что делает некорректным использование для прогнозирования тарифов на тепло данных Nera Economic Consulting.



Согласно указанной методике тарифы на теплоэнергию прогнозируются следующим образом:

1. Определяется максимально допустимый тариф  $T_{\max}$  (предельный тариф).

- 2,0 для ТЭЦ на газе;
- 3,0 для ТЭЦ на мазуте;
- 4,0 для ТЭЦ на угле/многотопливных ТЭЦ.

Топливные затраты индексируются на соответствующий коэффициент роста цен на топливо.

2. Определяется приемлемый уровень тарифа станции Т

3. Определение прогнозного тарифа Т

В качестве отправной точки для прогнозирования тарифов на 2007-2020 гг. использовался тариф на тепло 2005 г. как наиболее достоверный уровень тарифа, информация о котором была нам представлена.

Смоделированные таким образом тарифы на теплоэнергию представлены в таблице ниже:

**Таблица 8. Прогноз тарифов на теплоэнергию, рублей/Гкал**

Год	Тариф, руб./Гкал	Год	Тариф, руб./Гкал
2005 *	377	2013	706
2006 *	440	2014	743
2007	475	2015	782
2008	515	2016	822
2009	559	2017	862
2010	601	2018	904
2011	635	2019	948
2012	670	2020	995

\* Данные компании

### **5.5. Анализ и прогнозирование расходов**

Прогноз расходов осуществляется исходя из плановых расходов на 2005г.- 2006 г.

### **5.6. Расходы на топливо**

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на 2005 год по Ивановской ТЭЦ-1 планируется на уровне 282,3 г/кВтч, тепловой энергии – 178,1 кг/Гкал; на 2006 год – 298,1 г/кВтч, тепловой энергии – 182,1 кг/Гкал соответственно.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на 2005г. по Ивановской ТЭЦ-2 планируется на уровне 435,9 г/кВтч, тепловой энергии – 162,4 кг/Гкал, на 2006 г. – 422,7 г/кВтч и 161,3 кг/Гкал соответственно.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на 2005 год по Ивановской ТЭЦ-3 планируется на уровне 323,0 г/кВтч, тепловой энергии – 147,4 кг/Гкал, на 2006 г. – 305,7 г/кВтч 141,1 кг/Гкал соответственно.

Удельный расход топлива на 2005 год по Ивановской ГРЭС на отпуск тепловой энергии планируется на уровне 206,1 кг/Гкал и аналогично на 2006 год.



Изменение удельного расхода топлива в прогнозном периоде производилось с учетом изменения выработки электроэнергии в соответствии с данными, предоставленными техническими службами ОАО «Ивановская генерирующая компания». По данным РАО ЕЭС прогноз цен на условное топливо по видам натурального топлива, используемый NERA Economic Consulting при определении цены условного топлива. Прогноз цен на условное топливо использует в качестве базовых цены и структуру потребления условного топлива в 2005 г. по станциям Ивановской РГК и темп роста на условное топливо по видам натурального топлива, предоставленный РАО ЕЭС. Цены на условное топливо в 2006 г. были предоставлены самой Ивановской РГК.

**Прогноз цен на топливо для станций Ивановской РГК (в номинальных ценах)**

Топливо	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Цена, руб/тут газ	854	956	1 069	1 156	1 248	1 320	1 345	1 370	1 394	1 417	1 439	1 456	1 468	1 479	1 490	1 501
Цена, руб/тут уголь	1 019	1 043	1 067	1 091	1 115	1 139	1 151	1 163	1 163	1 163	1 163	1 163	1 163	1 163	1 163	1 163
Цена, руб/тут мазут	1 369	1 441	1 543	1 563	1 583	1 602	1 634	1 665	1 697	1 728	1 760	1 774	1 788	1 802	1 817	1 831

Источник: NERA

**Стоимость условного топлива, руб/тут**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ивановская ГРЭС	1 102	1 349	1 588	1 798	2 029	2 242	2 388	2 541	2 703	2 872	3 046	3 221	3 395	3 573	3 761	3 959
Ивановская ТЭЦ-1	1 103	1 349	1 589	1 798	2 029	2 243	2 389	2 542	2 704	2 873	3 047	3 222	3 396	3 574	3 762	3 960
Ивановская ТЭЦ-2	1 283	1 631	1 705	1 884	2 078	2 265	2 404	2 550	2 694	2 844	3 000	3 158	3 318	3 483	3 656	3 838
Ивановская ТЭЦ-3	1 140	1 483	1 539	1 710	1 895	2 071	2 200	2 336	2 471	2 612	2 759	2 907	3 056	3 210	3 372	3 542

Источник: расчет на основании данных NERA, менеджмента компании

В условиях роста стоимости угля более медленными темпами, чем цены на газ, кажется более рациональным со временем нарастить долю угля. Однако, менеджмент Ивановской РГК заявил, что текущая структура потребляемого топлива в натуральном выражении не может быть наращена в сторону увеличения доли угля по причине ограничений со стороны Минприроды, существенных выплат за загрязнение атмосферы.

## 5.7. Прогноз капитальных вложений и расходов на ремонт

### Ремонты

Техническое обслуживание оборудования ОАО «ИГК» осуществляется как собственным ремонтным персоналом, так и персоналом подрядных организаций. В этой области политика компании направлена на снижение доли стоимости ремонтных работ, выполняемых хозяйственным способом. Если в 2003 году доля работ, выполняемых хозяйственным способом, составляла 85,5%, то в 2006 году планируется, что это значение составит 40,1%.

Расходы на ремонт в плане на 2005 год утверждены в размере 122 325 тыс. рублей, на 2006 год по прогнозу компании расходы на ремонт составят 224 127 тыс. рублей.

### Капитальные вложения.

Менеджментом компании были предоставлены прогнозы ремонтов и капвложений, в частности программа капвложений менеджмента до 2010 г. и программа ремонтов до 2008 г. Для дальнейшего прогнозирования были использованы величины затрат на капвложения и ремонты, необходимых для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Менеджмент компании подтвердил, что средний уровень капвложений в реальном выражении за последние 5 лет соответствуют данному критерию. 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 расчетом 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, оценочная компания использовала в оценке собственный прогноз ремонтов, а прогноз капвложений менеджмента был скорректирована 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
<b>Капвложения</b>																	
Прогноз	млн. руб.	112	175	188	254	254	219	226	234	242	250	258	270	282	295	308	322
<b>Ремонты</b>																	
Прогноз	млн. руб.	122	224	194	205	216	229	241	255	269	284	299	313	327	342	357	373

\* Данные менеджмента компании

### 5.8. Расходы на персонал

Расходы на персонал рассчитывалась как сумма фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды, принятых на уровне установленной законодательством ставки налога (26% от ФОТ).

Размер оплаты труда работников станции, в соответствии с рекомендациями «Методологии и руководства по оценке активов и / или бизнеса РАО «ЕЭС России» и его ДЗО», разработанных компанией Deloitte & Touche, корректировался на темпы инфляции.

Прогнозируемая численность персонала на 2005 г. по данным руководства Предприятия составляет 1296 человек. Данное значение было использовано в прогнозировании затрат на оплату труда на 2006 - 2020 г. г.

### 5.9. Прогноз амортизационных отчислений

Нормы амортизационных отчислений по группам основных средств для целей прогноза приняты по данным расчетов, произведенных для аналогичных станций с сопоставимой структурой основных средств.

За 1 квартал 2005 года происходило в основном выбытие основных средств. За последние годы много основных средств выбывало, новых основных средств вводилось относительно немного (меньше реальной потребности), поэтому использовать ретроспективные данные для определения нормы амортизации по вновь вводимым основным средствам некорректно. Поскольку капитальные вложения осуществляются в основные средства, имеющие разные сроки жизни (для тепловых сетей срок полезного использования может составлять 10 лет, для основного генерирующего оборудования до 30 лет), то для адекватного прогноза амортизационных отчислений со вновь введенных основных средств использован прогноз до 2009 года по капитальным вложениям в разбивке по группам основных средств. Несмотря на то, что со времени начала финансирования капитальных вложений до ввода в эксплуатацию основного средства проходит некоторое время, расчет нормы амортизационных отчислений за период с 2005 до 2006 года составлен на основании прогноза капитальных вложений.





Значение нормы амортизационных отчислений со вновь вводимых основных средств принято на весь прогнозный период как среднее по прогнозу на период с 2005 по 2009 годы и составляет 2,73%.

#### 5.10. Налоговые отчисления

Налог на прибыль - 24% от налогооблагаемой прибыли;

Налог на имущество - 2% от среднегодовой стоимости основных фондов (по льготной ставке);

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

#### 5.11. Расходы на сырье и материалы

Расходы на сырье и материалы на эксплуатацию приняты на 2005 год в соответствии с бизнес-планом Предприятия, начиная с 2006 года и до конца прогнозного периода расходы на сырье и материалы на эксплуатацию корректировались от планового значения 2005 года на уровень инфляции. Это связано с тем, что данные затраты зависят от уровня загрузки производственных мощностей, а существенного уменьшения или увеличения отпуска электроэнергии и тепла не прогнозируется.

#### 5.12. Прочие 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.

#### 5.13. Прогноз собственного оборотного капитала

Для определения величины оборотного капитала был проведен анализ и, при необходимости, корректировка оборотных активов по состоянию на дату оценки. В частности, дебиторской задолженности, запасов, краткосрочных финансовых вложений с учетом рыночной стоимости ценных бумаг (облигаций или акций) на дату оценки и кредиторской задолженности. Данные корректировки приведены в Затратном подходе. Коэффициенты оборачиваемости представлены в разделе «Анализ финансового состояния».

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.

#### 5.14. Расчет ставки дисконтирования

- 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:

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

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

$$B_u = B_l / (1 + (1 - t) (D / E))$$

где:

B<sub>u</sub> – коэффициент «бета» без учета финансового рычага,

B<sub>l</sub> – 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 71,05%, заемный – 28,95 %. 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 9. Данные о структуре капитала энергетических компаний-аналогов.

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

### Рыночная премия за риск инвестирования в акционерный капитал (Rm – Rf)

Согласно статистике, рассчитанной по данным американского фондового рынка, инвесторы в среднем рассчитывают на премию в размере 3,47% сверх доходности по долгосрочным казначейским обязательствам.



Величина премии была определена на основании данных А.Damodaran, как среднегеометрическая историческая премия на американском фондовом рынке за 1964-2004 г.г. Данная величина была выбрана по следующим причинам:

По мнению многих западных аналитиков (Ш. Пратт и др.) среднее геометрическое значение более адекватно отражает среднюю величину в представленной выборке.

Выбранный размер премии в 3,47% близок к величине implied premium 3,65%, рассчитанной А.Damodaran (т.е. вмененной премии - той премии, которую инвесторы закладывают сейчас в инвестиционные проекты, которые будут осуществляться в будущем).

### Премия за страновой риск

Для количественного измерения российского странового риска, в соответствии с рекомендациями Deloitte and Touche, Оценщик использовал данные о величине спреда, обусловленного рисками странового дефолта (country default spread). Расчет премии за страновой риск базируется на анализе кредитных рейтингов долговых инструментов Российской Федерации и США, присвоенными международными рейтинговыми агентствами Moody's Investors Service, S&P, и Fitch-составляет -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. Результаты исследований в этой области, проведенные компанией Ibbotson приведены в таблице ниже.

Таблица 10. Расчет долгосрочной прибыли сверх CAPM для портфелей десятичных групп NYSE/AMEX/NASDAQ (1926-2000 гг.)

Size premium:			
Decile	Market Capitalization of Smallest Company (1 000 000 USD)	Market Capitalization of Largest Company (1 000 000 USD)	Size premium (return in excess of CAPM)
Mid-Cap, 3-5	1 607,931	6 241,953	0,95%
Low-Cap, 6-8	506,410	1 607,437	1,81%
Micro-Cap, 9-10	1,393	505,437	4,02%

Источник: Ibbotson Associates, Ежегодник за 2005 г.

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

Основными факторами, оказывающими влияние на специфический риск оцениваемой компании, являются:

- Зависимость от ключевых сотрудников;
- Корпоративное управление;



- Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла;
- Зависимость от ключевых поставщиков;
- Ограничения доступа к заемному капиталу;
- Падение спроса на электроэнергию в результате внедрения энергосберегающих технологий;
- Риск замедления реформы электроэнергетики и либерализации рынка газа.

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

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

**Таблица 11. 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
<b>А. Итого (сумма):</b>			
<b>Б. Рассчитанная степень риска (Б=А/4):</b>			

**Таблица 12. Алгоритм расчета премии за специфический риск**

Степень риска	Рассчитанное значение	Размер премии за специфический риск
Низкая	=1 но < 1,5	0-1
Средняя	>=1,75 но <2,25	2-3
Высокая	>=2,75-3	4-5

На основании анализа степени риска, в зависимости от перечисленных факторов, был рассчитан специфический риск оцениваемой компании:

	Средняя	Имеется несколько основных поставщиков продукции (топлива, электроэнергии, оборудования) и услуг (ремонт), которые могут быть заменены в случае необходимости.
	Высокая	Имеется зависимость от поставщиков продукции или услуг определенного вида, напр.: топлива – для объектов генерации (уголь определенной марки, природный газ по цене ниже рыночной в рамках установленных лимитов); электроэнергии – для сетевых компаний (для покрытия потерь на передачу); электроэнергии – для сбытовых компаний; оборудования – для генерирующих и сбытовых компаний. При этом, смена поставщика может оказать негативный материальный эффект на деятельность оцениваемой компании.

**Зависимость от ключевых сотрудников**



Исходя из анализа кадровой политики ОАО «Ивановская генерирующая компания» можно сказать, что степень риска зависимости от ключевых сотрудников низкая.

### **Корпоративное управление**

ОАО РАО «ЕЭС России» принадлежит самый крупный пакет акций ОАО «Ивановская генерирующая компания», который составляет – 49,66 %, что составляет 56,55% от общего количества голосующих акций. С помощью корпоративного управления Предприятие обеспечивает основному акционеру реальную возможность осуществлять свои права, связанные с участием в обществе.

Корпоративная политика основного акционера ОАО РАО «ЕЭС России» в отношении миноритарных акционеров характеризуется большой степенью открытости и прозрачности для других лиц и своевременным раскрытием финансовой информации. Таким образом, риск финансовой непрозрачности оцениваемого общества по сравнению с другими акционерными обществами, имеющими в структуре акционерного капитала крупного акционера, является низким.

### **Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла**

Риск зависимости по данному фактору можно признать средним.

Основными потребителями (78,25%) являются оптовые потребители, среди них: Гортеплоэнерго, Иврайэнерго, Комсомольская ЖКХ.

Производимая электроэнергия поставляется на Федеральный оптовый рынок энергии, где и распределяется между потребителями. Вырабатываемая электроэнергия всегда будет востребована в регионе.

### **Зависимость от ключевых поставщиков**

Основной поставщик газа – ООО «Ивановрегионгаз», угля – ООО «Энкорд», ООО «Самараснаб», ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания». Анализ основных поставщиков показывает, что они смогут обеспечивать топливом электростанции в течение длительных прогнозных периодов. Сырьевая база наиболее диверсифицирована в отрасли по сравнению с другими РГК. Риск смены поставщиков минимальный.

Все это позволяет присвоить риску по «фактору зависимость от ключевых поставщиков» средний между низким и средним.

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



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%.

Данная премия применялась в расчете средневзвешенной стоимости капитала ОГК, чья выручка почти на 100% приходится на отпуск электричества, и, таким образом, подвержена рыночным рискам в период перехода к либерализованному рынку электричества. Однако деятельность ТГК в первую очередь направлена на обеспечение потребителей теплом, а установление тарифов на тепло останется регулируемым. Таким образом, деятельность ТГК в меньшей степени подвержена рискам переходного периода, чем деятельность ОГК, что обуславливает снижение данной премии до уровня в 2%.

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

#### *Расчет стоимости заемного капитала*

Согласно данным ЦБ РФ о средних по России ставках по долгосрочным кредитам свыше 3-х лет, выданным юридическим лицам за период с июля 2004 г. по июнь 2005 г.<sup>1</sup> целевая стоимость заемных средств равна 9,76%

Таблица 13. 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

#### *Изменение ставки дисконтирования во времени*

Применяется переменная, «плавающая» ставка дисконтирования для расчета стоимости активов доходным методом, что позволяет отразить изменения структуры капитала.

Алгоритм расчета выглядит следующим образом:

- определяется начальная (текущая) структура капитала компании, применяемая для расчета ставки дисконтирования для первого прогнозного периода
- определяется горизонт, в течение которого будет возможно осуществить переход на оптимальную структуру капитала
- рассчитывается значение соотношения заемных и собственных средств в период изменения структуры капитала (с применением линейной интерполяции для определения значений данных коэффициентов)

<sup>1</sup> Источник: БЮЛЛЕТЕНЬ БАНКОВСКОЙ СТАТИСТИКИ № 8 (147), <http://cbr.ru/BBS/Bbs0508r.pdf>



- используя методологию определения ставки дисконтирования, рассчитать ставку для каждого года в период изменения структуры капитала.

На текущий момент станции не имеет возможности привлекать заемные средства в объеме, необходимом для достижения эффективной структуры капитала (47,71% долга, 52,29% собственных средств)<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> <http://pades.stern.nyu.edu/~adamodar/>.



Таблица 14. Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC)

Показатель	Ед.изм.	База	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Стоимость собственного капитала</b>																	
Безрисковая ставка (номинальная)	%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%	4,85%
Рыночная премия	%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%	3,47%
Скорректированный коэффициент Бета		0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Рассчитанный коэф. бета для ГК		0,515	0,57	0,63	0,68	0,74	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Предварительная стоимость собственного капитала	%	6,64%	6,83%	7,03%	7,22%	7,42%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%	7,61%
Премия за размер	%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%
Специфический риск оцениваемой компании	%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%
Страновой риск	%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%
Окончательная стоимость собственного капитала оцениваемой компании	%	15,66%	15,85%	16,05%	16,24%	16,44%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%	16,63%
<b>Стоимость заемного капитала</b>																	
Премия за риск неполучения доходов, %	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Стоимость заемных средств (до налогов)	%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%
Ставка налога на прибыль	%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%
Стоимость заемных средств (после налогов)	%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%	7,42%
<b>Структура капитала</b>																	
Соотношение долга к собственному капиталу	%	12,57%	28,31%	44,04%	59,78%	75,51%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%	91,24%
Собственный капитал	%	88,83%	77,94%	69,42%	62,59%	56,98%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%	52,29%
Заемный капитал	%	11,17%	22,06%	30,58%	37,41%	43,02%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%	47,71%
<b>Средневзвешенная стоимость капитала</b>	%	14,74%	13,99%	13,41%	12,94%	12,56%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%	12,24%





**5.15. 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.

В результате получается величина стоимости капитала, инвестированного в предприятие. Затем из полученной величины вычитается сумма чистого долга, корректируется на недостаток/избыток Оборотного капитала и величину активов, не участвующих в генерации потоков доходов в данной модели.

Сумма чистого долга Предприятия рассчитывалась как сумма полученных Предприятием кредитов и займов, за вычетом суммы денежных средств и краткосрочных обязательств, а также кредитов и займов, выданных компанией другим предприятиям. Кроме того, учитывались и поправки на величину долгосрочных финансовых вложений.

Итоговая величина представляет собой стоимость собственного капитала.

**Таблица 15. Расчет рыночной стоимости собственного капитала компании**

Показатель	Единица измерения	Сценарий: Альтернативные зоны мощности	Сценарий: Низкая стоимость нового строительства	Сценарий: Топливо по факту 2004г.
Общая сумма текущей стоимости прогнозируемых денежных потоков	тыс. долл. США	33 359	33 033	33 421
Плюс: Текущая стоимость постпрогнозной стоимости	тыс. долл. США	16 370	15 919	14 626
Итого рыночная стоимость бизнеса	тыс. долл. США	49 728	48 952	48 047
Минус: сумма чистого долга	тыс. долл. США	-18 797	-18 797	-18 797
<b>Итого рыночная стоимость акционерного капитала</b>	тыс. долл. США	68 526	67 750	66 845
<b>Итого рыночная стоимость акционерного капитала</b>	тыс. руб.	<b>1 908 438</b>	<b>1 886 825</b>	<b>1 861 621</b>
<b>Итого рыночная стоимость акционерного капитала</b>	тыс. руб.	<b>1 885 628</b>		

Согласование полученных результатов произведено по формуле средней арифметической, так как, по нашему мнению, все сценарии имеют равную вероятность реализации.

Оценщик провел анализ результатов оценки на чувствительность. Переменной величиной принят объем отпуска тепла потребителю в 2006 г. Темп роста спроса на тепло в 2007-2020 гг. соответствует Базовому сценарию развития рынка тепла в данном регионе, подготовленному компанией Branap.

Для расчета чувствительности был принят шаг «+5%» и «-5%», так как именно в такие рамки укладываются данные прогноза компании Branap по теплотреблению в





регионе, который обслуживает оцениваемая компания. В качестве базового был принят Сценарий – «Топливо по факту».

**Стоимость компании, сценарий "Топливо по факту", изменение отпуска тепла**

	Стоимость компании, млн. долларов США		Отклонение стоимости от базового сценария, %	
	Стоимость инвестированного капитала	Стоимость акционерного капитала	Стоимость инвестированного капитала	Стоимость акционерного капитала
+5%	54	73	12%	9%
0% (базовый сценарий)	48	67	0%	0%
-5%	42	61	-12%	-9%

**5.16. Итоговое заключение о стоимости**

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

**1 885 628**

**(Один миллиард восемьсот восемьдесят пять миллионов шестьсот двадцать восемь тысяч) рублей.**



## 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ

### 6.1. Расчет стоимости на основе западного рынка акций производителей электроэнергии.

В рамках сравнительного подхода к оценке стоимости пакета акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» оценщики сделали попытку применить метод рынка капитала. Анализ с применением данного метода был проведен на основе российского рынка акций производителей электроэнергии.

Для этого использовались следующие информационные источники: база данных «СПАРК», «Риком-Траст», «СКРИН-ЭМИТЕНТ», база данных ММВБ, база данных информационного агентства АК&М, Компания «ЦЕРИХ Кэпитал Менеджмент», данные Российской Торговой Системы и внебиржевого рынка акций.

Отечественные компании-аналоги:

- ОАО «Печорская ГРЭС»;
- ОАО «Ставропольская ГРЭС».
- ОАО «Костромская ГРЭС»
- ОАО «Черепетская ГРЭС»;

1. Проверка соответствия установленной мощности объекта оценки и компаний-аналогов. Установленная электрическая мощность ОАО «Ивановская генерирующая компания» на дату оценки составляет 523 МВт. Все отобранные аналоги существенно превышают по мощности объект оценки.

Таблица 16. Сравнение оцениваемой компании с компаниями-аналогами

Компании-аналоги	"Ивановская РГК"	"Ставропольская ГРЭС"	"Печорская ГРЭС"	"Костромская ГРЭС"
Рыночная капитализация, тыс.руб.		7,042,887	2,329,721	12,754,586
Установл. электрическая мощность, МВт	523	2,400	1,060	3,600
Отпуск электроэнергии, млн. кВтч	1,442	4,293	1,542	5,574
Обязательства, тыс. руб.	-524	519,654	121,840	160,384

Источник: Расчеты Института оценки собственности и финансовой деятельности, отчетность эмитентов

С целью нивелирования различий между компаниями-аналогами и ОАО «Ивановская генерирующая компания», использовался специальный алгоритм расчета весов мультипликаторов по различным компаниям - аналогам, который приведен ниже.

Для расчета рыночной стоимости объектов оценки необходимо произвести расчет с использованием отраслевых мультипликаторов. По нашему мнению, наиболее соответствующими в данном случае мультипликаторами являются следующие:

- Цена/Установленная мощность
- Цена/Отпущенная электроэнергия

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



Таблица 17. Расчет значений мультипликаторов.

Мультипликатор	Средневзв. значение мультипл-ра	ОАО "Ставропольская ГРЭС"	ОАО "Печорская ГРЭС"	ОАО "Костромская ГРЭС"
<b>MVIC/Установленная электрическая мощность</b>	<b>2,629</b>	<b>3,151</b>	<b>2,313</b>	<b>3,587</b>
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		1,877	537	3,077
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		3.59	1.03	5.88
обратное отклонение аналога от оцениваемого	1.42	0.28	0.97	0.17
удельный вес аналога по показателю	100%	20%	68%	12%
<b>MVIC/Выработка электроэнергии</b>	<b>1,613</b>	<b>1,762</b>	<b>1,590</b>	<b>2,317</b>
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		2,851	100	4,132
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		1.98	0.07	2.87
обратное отклонение аналога от оцениваемого	15.34	0.51	14.49	0.35
удельный вес аналога по показателю	100,00%	3.3%	94.4%	2.3%

В соответствии с рассчитанными выше средневзвешенными мультипликаторами и применяя одинаковые веса к рассчитанным мультипликаторам, мы получаем стоимость ОАО «Ивановская генерирующая компания», которая корректируется на размер чистого долга и непрофильных активов для расчета стоимости акционерного капитала.

Таблица 18 Итоговый расчет стоимости собственного капитала в рамках метода отраслевых мультипликаторов

Показатели корреляции	Вес мультипликатора, %	Средневзв. значение мультипликатора	Показатели оцениваемой РГК	Стоимость собственного капитала компании по данному мультипликатору	Вклад мультипликатора в стоимость
Установл. электрическая мощность, МВт и MVIC	50%	2,629	523	1,375,120	687,560
Отпуск электроэнергии, млн. кВтч и MVIC	50%	1,613	1,442	2,325,233	1,162,617
<b>Итого</b>	<b>100%</b>				<b>1,850,177</b>
<b>Обязательства, тыс. руб.</b>					<b>-523,501</b>
<b>ДФВ, тыс. руб.</b>					<b>0</b>
<b>Стоимость собственного капитала, тыс. руб.</b>					<b>2,373,678</b>

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, *стоимость собственного капитала ОАО «Ивановская генерирующая компания», рассчитанная с применением метода отраслевых мультипликаторов, составляет на дату определения стоимости (округленно) 2 373 678 тыс.руб.*

Энергетические мощности оцениваемой компании значительно ниже и даже при введении корректирующего коэффициента не отражают реальные результаты выработки электроэнергии, так как ТЭС оцениваемой компании работают как в конденсационном, так и в теплофикационном режиме.



Исходя из выше сказанного, оценщики предприняли попытку проведения оценки сравнительным подходом, основываясь на данных западного рынка акций производителей электроэнергии.

#### **Расчет стоимости на основе западного рынка акций производителей электроэнергии.**

В качестве информационной базы для анализа с применением данного метода были использованы сделки с контрольными пакетами акций генерирующих мощностей в США, Европе, Азии и Латинской Америке. База данных Herold Weekly M&A Review – Power (May 11, 2004)

В результате анализа информации о западных публичных компаниях, занятых в электроэнергетической отрасли, мы пришли к выводу о нецелесообразности их применения в качестве компаний-аналогов, что обусловлено следующими обстоятельствами:

- Значительные различия в объеме операций, масштабе и степени диверсификации производства, зрелости бизнеса и используемых моделей его организации;
- Специфика структуры производства зарубежных энергетических компаний, включающих в себя не только один вид бизнеса (например, производство электроэнергии), но и ее транспортировку и реализацию;
- Специфика ценообразования на российском рынке электроэнергии. Специфика ценообразования в электроэнергетической отрасли России существенно искажает сравнительный анализ российских и зарубежных компаний и результаты оценки, полученные на его основе.

Мы не использовали полученные данные в дальнейших расчетах, потому что невозможно выделить финансовые показатели для данных генерирующих мощностей, так как данные мощности входят в состав энергетических компаний или холдингов. Соответственно, невозможно правильно скорректировать необходимые мультипликаторы.

#### **Обоснование применения нулевого веса к результатам оценки сравнительным подходом**

Основные причины ограничений (не позволяющие получить объективные результаты оценки) использования сравнительного подхода для оценки генерирующих компаний на этапе реформирования электроэнергетики изложены ниже:

##### Для российского рынка:

на РТС и ММВБ котируются акции всего четырех тепловых электростанций (три из которых – газовые), применение данных по сделкам с ними на российском фондовом рынке является некорректным, поскольку данные цены на акции не отражают их реальную стоимость, в частности в связи с тем, что:

- Минимальный объем торгов приводит к зависимости цены акции от результата нескольких сделок;
- Российский фондовый рынок высоко спекулятивен из-за наблюдающейся на нем информационной неэффективности. Это приводит к высокой волатильности торгуемых акций;
- Основной объем сделок с акциями энергетических активов совершается стратегическими инвесторами. Таким образом, стоимость акций отражает скорее их инвестиционную, а не рыночную стоимость;

##### Для международного рынка:





- Значительные различия в объеме операций, масштабе и степени диверсификации производства, зрелости бизнеса и используемых моделей его организации;
- Специфика структуры производства зарубежных энергетических компаний, включающих в себя не только один вид бизнеса (например, производство электроэнергии), но и ее транспортировку и реализацию;
- Специфика ценообразования на российском рынке электроэнергии. Специфика ценообразования в электроэнергетической отрасли России существенно искажает сравнительный анализ российских и зарубежных компаний и результаты оценки, полученные на его основе.

Принимая во внимание рекомендации Методологии и руководства по проведению оценки бизнеса и/или активов РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», разработанных компанией «Делойт и Туш», отсутствие ретроспективных исследований российского рынка ценных бумаг, а также, руководствуясь всеми вышеперечисленными факторами, для получения объективных результатов оценки генерирующих компаний, мы **применили нулевой вес к результатам оценки сравнительным подходом** при расчете рыночной стоимости пакета акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» и приводим полученный результат только в справочных целях.



## 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ

### 7.1. Методология оценки стоимости акций по чистым активам

Метод чистых активов позволяет оценить предприятие с точки зрения издержек на его создание при условии, что предприятие останется действующим.

Под стоимостью чистых активов акционерного общества понимается величина, определяемая путем вычитания из суммы активов акционерного общества, принимаемых к расчету, суммы его пассивов, принимаемых к расчету.

Оценка статей баланса, участвующих в расчете стоимости чистых активов, производится в валюте Российской Федерации по состоянию на 01.04.2005 г.

В расчёте использовался баланс предприятия на 01.04.2005 г.

Корректировка статей баланса в целях оценки стоимости предприятия заключается как в нормализации бухгалтерской отчетности (в том числе статей баланса), так и в пересчете статей актива и пассива баланса в текущие цены. Пересчет статей актива баланса предприятия в текущие цены состоит в определении их рыночной стоимости.

#### 7.1.1. Идентификация оцениваемого имущества

Как экспертная оценка стоимости замещения/воспроизводства, так и анализ различных факторов износа могут быть корректно проведены только в разрезе так называемой функционально-технологической схемы. Элементами функционально-технологической схемы могут являться здания, сооружения, комплексы оборудования, представляющие собой блоки, выполняющие определенные функции в составе имущественного комплекса, рассматриваемого как единое целое.

На первом этапе мы выделили следующие составляющие имущества компании:

- компоненты функционально-технологической схемы ТЭЦ;
- подсобное хозяйство и непрофильные активы;
- земля;
- незавершенное строительство;
- материальные запасы и затраты;

Перечень активов приведен по мере описания расчетов рыночной стоимости активов.

### 7.2. Расчет рыночной стоимости активов

#### ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

##### 7.2.1. Общая часть к расчету рыночной стоимости основных фондов и незавершенного строительства

В качестве информационной базы при определении рыночной стоимости основных сооружений, зданий и оборудования, а также объектов незавершенного строительства мы использовали данные, предоставленные Администрацией ОАО «Ивановская генерирующая компания».

В состав основных средств ОАО «Ивановской генерирующей компании» входят:

- здания, сооружения, передаточные устройства;
- оборудование основной технологической схемы;
- вспомогательное оборудование;
- непрофильные активы.





Оцениваемые основные средства находятся в составе тепловых электростанций и ГРЭС, строительство которых осуществлялось в 30-70-х годах XX века.

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.

Таким образом, учитывая, что ТЭЦ и ГРЭС представляют собой сложные технологические комплексы, насчитывающие в своем составе большое количество зданий, сооружений, а также обширную номенклатуру основного и вспомогательного оборудования подбор какой-либо конкретной ТЭС, для использования данных о стоимости строительства, в качестве объекта представителя не представляется возможным. Для определения стоимости замещения основных средств был использован следующий алгоритм расчета, основанный на данных Справочника укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС (далее Справочник), составленного ООО "КО-ИНВЕСТ" при участии ОАО "Инженерный центр ЕЭС" для РАО "ЕЭС России".

На первом этапе вся номенклатура основных средств, находящихся на балансе ОАО "Ивановская 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

Группировка объектов внутри основных блоков осуществлена с разбивкой по основным элементам технологической структуры капитальных вложений:

- строительно-монтажные работы;
- оборудование, требующее и не требующее монтажа.

В структуре каждого из элементов учтены соответствующие прочие работы и затраты.

При расчете стоимости здания главного корпуса и стоимости блоков был применен метод, основанный на использовании укрупненных показателей и корректирующих коэффициентов Справочника, с последующим пересчетом стоимости на дату оценки.

За основу расчета стоимости строительно-монтажных работ был взят укрупненный показатель стоимости строительства главных корпусов ТЭС мощностью до 300 МВт либо от 300 до 600 МВт на твердом топливе и на газомазутном топливе (п.п. 1.1 и 1.9. таблицы 2 Справочника) – 3 340 руб./м<sup>3</sup> и 3 750 руб./м<sup>3</sup> соответственно, и с учетом







корректирующих коэффициентов определена стоимость строительно-монтажных работ главных корпусов станций.

**Таблица 19. Расчет стоимости замещения главного корпуса ТЭЦ-1**

Наименование	Значение
Стоимость замещения 1куб.м здания, руб.	3 340
Объем здания, куб.м	96 494
Стоимость замещения здания, руб.	322 289 960

**Таблица 20. Расчет стоимости замещения главного корпуса ТЭЦ-2**

Наименование	Значение
Стоимость замещения 1куб.м здания, руб.	4 785
Объем здания, куб.м	863 793
Стоимость замещения здания, руб.	4 133 249 505

**Таблица 21. Расчет стоимости замещения главного корпуса ТЭЦ-3**

Наименование	Значение
Стоимость замещения 1куб.м здания, руб.	4 785
Объем здания, куб.м	3 524 908
Стоимость замещения здания, руб.	16 866 684 780

**Таблица 22. Расчет стоимости замещения главного корпуса ГРЭС**

Наименование	Значение
Стоимость замещения 1куб.м здания, руб.	3 340
Объем здания, куб.м	450 891
Стоимость замещения здания, руб.	1 505 975 940

Определение полной стоимости замещения по технологическим блокам осуществлялось на основе структуры распределения стоимости зданий и сооружений (табл. 1 Справочника), скорректированной в соответствии с фактическими параметрами оцениваемой станции:

В соответствии с принятой структурой стоимости зданий и сооружений технологических блоков станции была определена стоимость замещения всей станции по технологическим блокам (без учета износа) путем расчета стоимости зданий и сооружений по приведенным выше соотношениям к стоимости главного корпуса и суммирования стоимости оборудования блоков, принятой по отношению соответствующих балансовых стоимостей зданий (сооружений) и оборудования.

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

**Таблица 23. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-1 (руб.)**

Наименование	%	%, 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, руб..
Главный корпус	65,3	69,7%	Ксэ-6	322 289 960	0,853	1,021	280 686 516
Электротехнические устройства	3,7	3,2%	Ксэ-11			1,021	12 886 612
Топливное хозяйство	4,7	4,1%	Ксэ-11			1,021	16 510 972





Наименование	%	%, 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, руб..
Техническое водоснабжение	8,6	7,5%	Ксэ-19			1,021	30 202 997
Внешние коммуникации	9,2	8,0%	Ксэ-28			1,021	32 619 236
Транспортное хозяйство	2,5	2,2%	Ксэ-1			1,021	8 859 546
Маслохозяйство со складом масла	0,6	0,5%	Ксэ-10			1,021	2 013 533
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	5,4	4,7%	Ксэ-4			1,021	19 329 918
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100</b>		<b>462 395 925</b>			<b>402 706 623</b>

Таблица 24. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-2 (руб.)

Наименование	%	%, 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	39,1	67,0%	Ксэ-15	4 133 249 505	0,844	1,021	3 561 720 296
Дымовые трубы и газоходы	5,0	2,7%	Ксэ-9			1,021	143 532 012
Электротехнические устройства	3,2	1,7%	Ксэ-11			1,021	90 372 008
Топливное хозяйство	6,7	3,6%	Ксэ-11			1,021	191 376 016
Техническое водоснабжение	10,2	5,5%	Ксэ-19			1,021	292 380 024
Гидроизолюдоление	2,2	1,2%	Ксэ-21			1,021	63 792 005
Внешние коммуникации	7,0	3,8%	Ксэ-28			1,021	202 008 017
Пиковая водогрейная станция	3,7	2,0%	Ксэ-22			1,021	106 320 009
Транспортное хозяйство	3,9	2,1%	Ксэ-1			1,021	111 636 009
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	19,0	10,3%	Ксэ-4			1,021	547 548 046
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0%</b>		<b>6 169 029 112</b>			<b>5 316 000 442</b>

Таблица 25. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-3 (руб.)

Наименование	%	%, 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	38,9	60,1%	Ксэ-15	16 866 684 780	0,844	1,021	14 534 427 075
Дымовые трубы и газоходы	4,4	2,9%	Ксэ-9			1,021	700 163 431





Наименование	%	%, 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.
Электротехнические устройства	3,2	2,1%	Ксэ-11			1,021	507 014 898
Топливное хозяйство	5,2	3,4%	Ксэ-11			1,021	820 881 263
Техническое водоснабжение	10,0	6,5%	Ксэ-19			1,021	1 569 331 827
Гидроизолюдоление	2,3	1,5%	Ксэ-21			1,021	362 153 499
Внешние коммуникации	7,1	4,6%	Ксэ-28			1,021	1 134 747 629
Пиковая водогрейная станция	5,8	3,8%	Ксэ-22			1,021	917 455 530
Транспортное хозяйство	4,0	2,6%	Ксэ-1			1,021	627 732 731
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	19,1	12,5%	Ксэ-4			1,021	2 993 802 255
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0%</b>		<b>28 017 748 804</b>			<b>24 143 566 570</b>

Таблица 26. Расчет стоимости замещения ГРЭС (руб.)

Наименование	%	%, 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	65,3	65,3%	Ксэ-6	1 505 975 940	0,853	1,021	1 311 574 024
Электротехнические устройства	3,7	3,7%				1,021	74 429 814
Топливное хозяйство	4,7	4,7%				1,021	94 545 980
Техническое водоснабжение	8,6	8,6%				1,021	172 999 028
Внешние коммуникации	9,2	9,2%				1,021	185 068 727
Транспортное хозяйство	2,5	2,5%				1,021	50 290 415
Маслохозяйство со складом масла	0,6	0,6%				1,021	12 069 700
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	5,4	5,4%				1,021	108 627 296
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0%</b>		<b>2 307 469 270</b>			<b>2 011 616 601</b>

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

$$Ц_k = Ц_0 \times Д \times K_g \times K_{po} \times K_{t2} \times K_{монн} \times K_{штп} \times K_{mun} \times K_{комн} \times K_{карк} \times K_{ол} \times K_{сейсм} \times K_{зг} \times K_{тепл}$$

где:  $Ц_0$  - 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 211 027,00 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 сейсмического 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, п.п. 2.4 - 2.12 «Справочника укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС».

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

$$Ц_{т} = Ц_{б} \times Ц_{баз} \times K_{н} \times K_{г} \times K_{р} \times K_{т} \times K_{д} \times K_{1},$$

где:  $Ц_{б}$  - 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.

Стоимость замещения газотурбинных установок «Урал-6000», установленных на ТЭЦ-1, принята по балансовой стоимости, так как они были смонтированы относительно недавно (конец 2004 г. – начало 2005 г.) и приняты на баланс по итоговым сметам. Расчетные таблицы по расчету стоимостей замещения основного технологического оборудования приведены ниже.





Таблица 27. Расчет стоимости замещения котлов.

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Удельная стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной производительности Кd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Крo	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Ктопl	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия промпрегрева Кt2	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Ктип	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Ккарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Кбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Ктепl	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб/(т/ч)	Стоимость замещения котла, руб.
	<b>ИвТЭЦ-1</b>													
1	ГМ-50-1	50	211 027,00	1,275	0,775	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	183 144,42	9 157 221,12
2	ГМ-50-1	50	211 027,00	1,275	0,775	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	183 144,42	9 157 221,12
3	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	50	211 027,00	1,275	0,775	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	183 144,42	9 157 221,12
4	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	50	211 027,00	1,275	0,775	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	183 144,42	9 157 221,12
	<b>ИвТЭЦ-2</b>													





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Удельная стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной паропроизводительности Kd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Kro	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Ktopp	Коэффициент. Характеризующий зависимость от наличия промперегрева Ktz	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Kтип	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Kкарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Kбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Kтепн	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб/(т/ч)	Стоимость замещения котла, руб.
5	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
6	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
7	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
8	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
9	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
10	ТП-28(170)	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Удельная стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной паропроизводительности Kd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Kro	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Ktopp	Коэффициент. Характеризующий зависимость от наличия промперегрева Ktz	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Kтип	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Kкарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Kбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Kтепн	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб/(т/ч)	Стоимость замещения котла, руб.
11	БКЗ-220-100Ф	220	211 027,00	1,2	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	177 931,58	39 144 948,29
12	БКЗ-220-100Ф	220	211 027,00	1,2	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	177 931,58	39 144 948,29
	<b>ИвтЭЦ-3</b>		211 027,00											
13	ТП-87	420	211 027,00	1,1	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 414,35	75 354 025,46
14	ТП-87	420	211 027,00	1,1	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 414,35	75 354 025,46
15	ТП-87	420	211 027,00	1,1	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 414,35	75 354 025,46





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Удельная стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной паропроизводительности Kd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Kro	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Ktopp	Коэффициент. Характеризующий зависимость от наличия промперегрева Ktz	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Kтип	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Kкарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Kбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Kтепн	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб/(т/ч)	Стоимость замещения котла, руб.
16	ТП-87	420	211 027,00	1,1	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 414,35	75 354 025,46
17	ТП-87	420	211 027,00	1,1	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 414,35	75 354 025,46
	<b>ИвГРЭС</b>		211 027,00											
18	Е-10-1.4 ГМ	10	211 027,00	1,3	0,758	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	182 639,36	1 826 393,56
19	Е-50-1.4-225 ГМ	50	211 027,00	1,275	0,758	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 127,06	8 956 353,05
20	Е-50-1.4-225 ГМ	50	211 027,00	1,275	0,758	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	179 127,06	8 956 353,05







## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м <sup>3</sup> /ч	Удельная стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной паропроизводительности Kd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Kro	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Kmnop	Коэффициент. Характеризующий зависимость от наличия промперегрева Ktz	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Ktup	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Kкарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Kбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Kтепн	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб/(т/ч)	Стоимость замещения котла, руб.
Итого														696 699 269

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

Таблица 28. Расчет стоимости замещения турбин.

№/п	Наименование, марка турбины	Марка базовой турбины	Базовая стоимость на 01.01.04 без НДС	Коэффициент, учитывающий изменение удельной мощности Kп	Коэффициент, учитывающий изменение начального давления пара Kр	Коэффициент, учитывающий изменение расхода пара на турбину, Kg	Индекс пересчета в текущие цены	Стоимость турбины скорректированная
	ИвТЭЦ-2							





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№/п	Наименование, марка турбины	Марка базовой турбины	Базовая стоимость на 01.01.04 без НДС	Коэффициент, учитывающий изменение удельной мощности Кп	Коэффициент, учитывающий изменение начального давления пара Кр	Коэффициент, учитывающий изменение расхода пара на турбину, Kg	Индекс пересчета в текущие цены	Стоимость турбины скорректированная
3	ПТ-25-90/10М	П-6-35/5М	20 859 823,00	2,15	1,15	1	1,18	60 859 576,59
4	ПТ-25-90/10М	П-6-35/5М	20 859 823,00	2,15	1,15	1	1,18	60 859 576,59
5	Р-46(50)-130(90)/11	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	0,606	0,92	0,996	1,18	67 351 071,42
6	ПТ-25-90/10М	П-6-35/5М	20 859 823,00	1,15	1,15	1	1,18	32 552 796,78
7	ПТ-60-90/13	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	0,76	0,92	0,994	1,18	84 297 078,40
	<b>ИвтЭЦ-3</b>							
8	ПТ-60-130/13	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	0,76	1	0,994	1,18	91 627 259,13
9	Т-100/120-130-3	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	1,2	1	1,001	1,18	145 693 455,03





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№/п	Наименование, марка турбины	Марка базовой турбины	Базовая стоимость на 01.01.04 без НДС	Коэффициент, учитывающий изменение удельной мощности Кп	Коэффициент, учитывающий изменение начального давления пара Кр	Коэффициент, учитывающий изменение расхода пара на турбину, Kg	Индекс пересчета в текущие цены	Стоимость турбины скорректированная
10	ПТ-80/100-130/13	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	1	1	0,999	1,18	121 168 632,68
11	ПТ-80/100-130/13	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	1	1	0,999	1,18	121 168 632,68
	<b>Итого</b>							<b>785 578 079,30</b>





### 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.

### 7.3. Анализ износа основных средств

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

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

где  $C_v$  - полная стоимость замещения.

#### 7.3.1. Расчет физического износа основного оборудования.

Физический износ оборудования, рассчитывался по двум методам: метод оставшегося срока службы и метод экспертизы состояния. Физический износ оборудования, для которого данных по ремонтным работам достаточно, рассчитывался на основе метода анализа проводимых капитальных ремонтов и метода экспертизы состояния.

При согласовании физического износа котлоагрегатов и турбогенераторов теплоэлектростанции Оценщик придал равные удельные веса каждому методу, и физический износ данного оборудования был рассчитан как среднеарифметическое значение между износами, полученными по двум вышеописанным методам. 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 29. Расчет физического износа котлов

№	Наименование, марка котла	Дата ввода	Стоимость замещения котла, руб.	Экспертные оценки физического состояния (в % износа, остаточный ресурс и др.)	Нормативный срок службы	Физический износ, %
	<b>ИвТЭЦ-1</b>					
1	ГМ-50-1	июнь 1965 г.	9 157 221,00	Остаточный ресурс - 110293 часов	250000	67
2	ГМ-50-1	июнь 1967 г.	9 157 221,00	Остаточный ресурс - 101427 часов	250000	67
3	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	январь 2004 г.	9 157 221,00	Остаточный ресурс - 248376 часов	250000	3,45
4	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	январь 2004 г.	9 157 221,00	Остаточный ресурс - 245621 часов	250000	3,45
	<b>ИвТЭЦ-2</b>					



№	Наименование, марка котла	Дата ввода	Стоимость замещения котла, руб.	Экспертные оценки физического состояния (в % износа, остаточный ресурс и др.)	Нормативный срок службы	Физический износ, %
5	ТП-170	29.09.1954	30 878 543,30	Остаточный ресурс - 36728 часов.	300 000	67
6	ТП-170	18.12.1954	30 878 543,30	Остаточный ресурс - 16713 часов.	345 000	67
7	ТП-170	27.09.1955	30 878 543,30	Остаточный ресурс - 28402 часов.	335 000	67
8	ТП-170	21.06.1956	30 878 543,30	Остаточный ресурс - 19413 часов.	340 000	67
9	ТП-170	26.12.1957	30 878 543,30	Остаточный ресурс - 33459 часов.	300 000	67
10	ТП-28(170)	03.09.1958	30 878 543,30	Остаточный ресурс - 1878 часов.	300 000	67
11	БКЗ-220-100Ф	01.01.1968	39 144 947,60	Остаточный ресурс - 73098	300 000	62,71
12	БКЗ-220-100Ф	27.12.1969	39 144 947,60	Остаточный ресурс - 8160 часов.	210 000	67
	<b>ИвТЭЦ-3</b>					
13	ТП-87	март 1977 г.	75 354 027,00	Остаточный ресурс - 65754 часов	150000	67
14	ТП-87	январь 1979 г.	75 354 027,00	Остаточный ресурс - 47694 часов	150000	67
15	ТП-87	январь 1983 г.	75 354 027,00	Остаточный ресурс - 50376 часов	150000	67
16	ТП-87	январь 1987 г.	75 354 027,00	Остаточный ресурс - 61277 часов	150000	56,25
17	ТП-87	октябрь 1991 г.	75 354 027,00	Остаточный ресурс - 101539 часов	150000	67
	<b>ИвГРЭС</b>					
18	Е-10-1.4 ГМ	июль 2000 г.	1 826 393,60	Остаточный ресурс - 93694 часов	100000	45,45
19	Е-50-1.4-225 ГМ	октябрь 2001 г.	8 956 353,00	Остаточный ресурс - 186490 часов	200000	17,39
20	Е-50-1.4-225 ГМ	декабрь 2001 г.	8 956 353,00	Остаточный ресурс - 191876 часов	200000	17,39
	<b>Итого</b>		<b>696 699 274</b>			



Таблица 30. Расчет физического износа турбин

№	Наименование, марка турбины	Дата ввода	Стоимость турбины скорректированная	Экспертные оценки физического состояния (в % износа, остаточный ресурс и др.)	Парковый срок службы	Физический износ, %
	<b>ИвТЭЦ-2</b>					
3	ПТ-25-90/10М	31.12.1980	60 859 576,59	Остаточный ресурс - 89015 часов	270 000	71,43
4	ПТ-25-90/10М	24.12.1981	60 859 576,59	Остаточный ресурс - 97429 часов	270 000	68,57
5	Р-46(50)-130(90)/11	16.12.1984	67 351 071,42	Остаточный ресурс - 153018 часов	270 000	35
6	ПТ-25-90/10М	29.12.1987	32 552 796,78	Остаточный ресурс - 187699 часов	270 000	30
7	ПТ-60-90/13	02.01.1968	84 297 078,40	Остаточный ресурс - 2533 часов	270 000	61,67
	<b>ИвТЭЦ-3</b>					
8	ПТ-60-130/13	январь 1977 г.	91 627 259,13	Остаточный ресурс - 63019 часов	220000	50,91
9	Т-100/120-130-3	декабрь 1978 г.	145 693 455,03	Остаточный ресурс - 71841 часов	220000	49,09
10	ПТ-80/100-130/13	июль 1986 г.	121 168 632,68	Остаточный ресурс - 116027 часов	220000	34,55
11	ПТ-80/100-130/13	сентябрь 1991 г.	121 168 632,68	Остаточный ресурс - 159088 часов	220000	25,45
	<b>Итого</b>		<b>1 091 498 179</b>			

### 7.3.2. Определение функционального износа главного корпуса Ивановской ТЭЦ-3

Строительство здания главного корпуса Ивановской ТЭЦ-3 относится к 1976 году. За время эксплуатации станции проводились текущие и капитальные ремонты здания главного корпуса без изменения его конструктивной схемы, а так же была проведена полная модернизация и замена основного технологического оборудования. Учитывая, что за период существования станции не была проведена серьезная реконструкция здания главного корпуса, но при этом произошло обновление технологического оборудования, возник неустраняемый функциональный износ, вызванный наличием избыточных улучшений (избыточного строительного объема).

Расчет функционального износа здания главного корпуса Ивановской ТЭЦ-3 приведен ниже в табличной форме.

Таблица 31. Расчет функционального износа главного корпуса ТЭЦ-3



Наименование станции	Суммарная паропроизводительность котлоагрегатов, т/ч	Строительный объем главного корпуса, куб. м.	Необходимый строительный объем главного корпуса, куб. м.	Стоимость замещения существующего главного корпуса <sup>3</sup> , руб.	Стоимость замещения главного корпуса <sup>4</sup> без учета избыточного объема, руб.	Функциональный износ главного корпуса, %
ТЭЦ-3 (Ивановская РГК)	2100	3 524 908	711 900	14 534 427 075	1 839 770 485	87%

### 7.3.3. Функциональный износ основного оборудования станций

Исходя из дальнейшей стратегии развития электроэнергетики России, тепловые станции ориентированы с приоритетом на выработку тепловой энергии. 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.

Новая тепловая мощность рассчитывается с учетом возможности отпуска необходимого тепла каждой из групп потребителей. При этом учитываются сезонные колебания спроса, характерные для каждой из групп потребителей.

При расчете оптимальной тепловой мощности оборудования принимались во внимание следующие показатели:

- Максимальная загрузка тепловой мощности в январе составляет 80% для всех групп потребителей.
- Среднегодовой КИУМ по тепловой мощности для промышленных потребителей составляет 80%.
- Среднегодовой КИУМ по тепловой мощности для ЖКХ составляет 43%.
- Объемы потребления тепла промышленными и коммунальными потребителями (на основании прогноза динамики спроса на тепло в 2020 г. с разбивкой по типам потребителей, подготовленного компанией Branar).

Основываясь на полученных результатах был проведен расчет необходимой электрической мощности на выработку новой (требуемой) тепловой мощности и выведен коэффициент зависимости.

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

Таблица 32. Расчет оптимальной тепловой мощности для выработки необходимой тепловой энергии

Станции	Полезный отпуск, тыс. гКал		Отпуск с коллекторов, тыс. гКал		Необходимая мощность, гКал/ч			Мощность в 2005, гКал/ч	ККТМ
	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Итого		

<sup>3</sup> без учета износа объекта

<sup>4</sup> без учета износа объекта



<b>Иваново</b>							<b>752</b>	<b>2 213</b>	66.0%
<b>ТЭЦ-1</b>	52	194	53	197	9	52	<b>61</b>	129	53.0%
<b>ТЭЦ-2</b>	279	1 033	316	1 106	52	294	<b>345</b>	943	63.4%
<b>ТЭЦ-3</b>	262	971	281	1 040	46	276	<b>322</b>	1 076	70.1%
<b>ГРЭС</b>	-	91	-	91	-	24	<b>24</b>	64	62.2%

Для полного расчета коэффициента функционального износа, связанного с необходимостью замещения меньшей тепловой мощности, необходимо учесть 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 имеющихся основных средств станции.

Таблица 33. Полная стоимость замещения Ивановская ТЭЦ-1

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	280 686 516	44,68%	155 275 781
Электротехнические устройства	12 886 612	44,68%	7 128 874
Топливное хозяйство	16 510 972	44,68%	9 133 870
Техническое водоснабжение	30 202 997	44,68%	16 708 298
Внешние коммуникации	32 619 236	44,68%	18 044 961
Транспортное хозяйство	8 859 546	44,68%	4 901 101
Маслохозяйство со складом масла	2 013 533	44,68%	1 113 886
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	19 329 918	44,68%	10 693 311
Итого недвижимость	403 109 330	44,68%	223 000 081
Основное оборудование	177 457 636	44,68%	98 169 564
Вспомогательное оборудование	18 712 828	44,68%	10 351 936
Итого основные средства	<b>599 279 794</b>		<b>331 521 582</b>

Таблица 34. Полная стоимость замещения Ивановская ТЭЦ-2

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	3 561 720 296	56,93%	1 533 980 420
Дымовые трубы и газоходы	143 532 012	56,93%	61 817 121
Электротехнические устройства	90 372 008	56,93%	38 921 891





Топливное хозяйство	191 376 016	56,93%	82 422 829
Техническое водоснабжение	292 380 024	56,93%	125 923 766
Гидрозолоудаление	63 792 005	56,93%	27 474 276
Внешние коммуникации	202 008 017	56,93%	87 001 875
Пиковая водогрейная станция	106 320 009	56,93%	45 790 460
Транспортное хозяйство	111 636 009	56,93%	48 079 983
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	547 548 046	56,93%	235 820 871
Итого недвижимость	5 310 684 442	56,93%	2 287 233 492
Основное оборудование	569 481 255	56,93%	245 267 181
Вспомогательное оборудование	290 934 461	56,93%	125 301 183
Итого основные средства	<b>6 171 100 158</b>		<b>2 657 801 856</b>

Таблица 35. Полная стоимость замещения Ивановская ТЭЦ-3

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	14 534 427 075	1 889 475 520	64,80%	665 178 679
Дымовые трубы и газоходы	700 163 431	700 163 431	64,80%	246 488 394
Электротехнические устройства	507 014 898	507 014 898	64,80%	178 491 595
Топливное хозяйство	820 881 263	820 881 263	64,80%	288 986 392
Техническое водоснабжение	1 569 331 827	1 569 331 827	64,80%	552 473 985
Гидрозолоудаление	362 153 499	362 153 499	64,80%	127 493 997
Внешние коммуникации	1 134 747 629	1 134 747 629	64,80%	399 481 190
Пиковая водогрейная станция	917 455 530	917 455 530	64,80%	322 984 792
Транспортное хозяйство	627 732 731	627 732 731	64,80%	220 989 594
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	2 993 802 255	2 993 802 255	64,80%	1 053 950 372
Итого недвижимость	24 167 710 138	11 522 758 583	64,80%	4 056 518 990
Основное оборудование	277 739 638	277 739 638	64,80%	97 776 596
Вспомогательное оборудование	110 056 031	110 056 031	64,80%	38 744 575
Итого основные средства	<b>24 555 505 807</b>	<b>11 910 554 252</b>		<b>4 193 040 161</b>

Таблица 36. Полная стоимость замещения Ивановская ГРЭС

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	1 311 574 024	55,56%	582 826 527
Электротехнические устройства	74 429 814	55,56%	33 074 511
Топливное хозяйство	94 545 980	55,56%	42 013 569



Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Техническое водоснабжение	172 999 028	55,56%	76 875 892
Внешние коммуникации	185 068 727	55,56%	82 239 326
Транспортное хозяйство	50 290 415	55,56%	22 347 643
Маслохозяйство со складом масла	12 069 700	55,56%	5 363 434
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	108 627 296	55,56%	48 270 908
Итого недвижимость	2 009 604 984	55,56%	893 011 811
Основное оборудование	19 739 100	55,56%	8 771 500
Вспомогательное оборудование	10 084 238	55,56%	4 481 151
Итого основные средства	<b>2 039 428 322</b>		<b>906 264 461</b>

*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. А именно, стоимость замещения для каждой группы основных средств разбивалась пропорционально первоначальной балансовой стоимости на каждую инвентарную единицу. Затем была рассчитана рыночная стоимость каждой единицы недвижимого имущества генерации по методу оставшегося срока службы, где согласно этому методу физический износ рассчитывался, как частное от деления фактического на нормативный срок службы.

Таблица 37 Физический износ основных средств ОАО «Ивановская генерирующая компания»

№ п/п	Группа основных средств	Период эксплуатации основных средств в группе, лет		Средневзвешенный физический износ по группе
		Min	Max	
1	Главный корпус	10	77	72,30%
2	Дымовые трубы и газоходы	10	51	63,80%
3	Электротехнические устройства	5	74	66,20%
4	Топливное хозяйство	14	57	75,10%
5	Техническое водоснабжение	5	51	58,40%
6	Гидрозолоудоление	18	51	73,00%
7	Внешние коммуникации	16	43	71,20%
8	Пиковая водогрейная станция	17	41	75,40%
9	Транспортное хозяйство	5	51	76,20%
10	Объекты подсобного и обслуживающего назначения	2	56	74,40%
11	Маслохозяйство со складом масла	2	40	57,40%

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

#### 7.3.4. Определение накопленного износа



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

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

Инак – накопленный износ, %

Ифиз – физический износ, %

И функц – функциональный износ, %

И вн – внешний износ, %

### 7.3.5. Определение рыночной стоимости

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

$$C_o = C_{\text{сз}} * (1 - \text{Инак}/100), \text{ где:}$$

C<sub>о</sub> – стоимость объекта, руб.;

C<sub>з</sub> – стоимость замещения объекта, руб.;

Инак – износ накопленный, %.

Таблица 38. Расчет рыночной стоимости энергетического оборудования ОАО «Ивановская генерирующая компания»

№ п/п	Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
	<b>ТЭЦ-1</b>						
	<b>Турбины</b>						
1	Газотурбинная установка "Урал-6000"	70 414 376,00	44,68	38 953 233	2	45,8	38 174 168
2	Газотурбинная установка "Урал-6000"	70 414 376,00	44,68	38 953 233	3,3	46,5	37 667 776
	<b>Котлы</b>						
1	ГМ-50-1	9 157 221,00	44,68	5 065 775	67	81,7	1 671 706
2	ГМ-50-1	9 157 221,00	44,68	5 065 775	67	81,7	1 671 706
3	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	9 157 221,00	44,68	5 065 775	3,45	46,6	4 891 005
4	Е-50-0,7-250Г (П-102Р)	9 157 221,00	44,68	5 065 775	3,45	46,6	4 891 005
	<b>ТЭЦ-2</b>						
	<b>Турбины</b>						
1	ТП-170	30 878 543,30	56,93	13 299 389	67	85,8	4 388 798
2	ТП-170	30 878 543,30	56,93	13 299 389	67	85,8	4 388 798
3	ТП-170	30 878 543,30	56,93	13 299 389	67	85,8	4 388 798



№ п/п	Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
4	ТП-170	30 878 543,30	56,93	13 299 389	67	85,8	4 388 798
5	ТП-170	30 878 543,30	56,93	13 299 389	67	85,8	4 388 798
6	ТП-28(170)	30 878 543,30	56,93	13 299 389	67	85,8	4 388 798
7	БКЗ-220-100Ф	39 144 947,60	56,93	16 859 729	62,71	83,9	6 286 993
8	БКЗ-220-100Ф	39 144 947,60	56,93	16 859 729	67	85,8	5 563 711
	<b>Котлы</b>						
1	ПТ-25-90/10М	60 859 576,59	56,93	26 212 220	71,43	87,7	7 488 831
2	ПТ-25-90/10М	60 859 576,59	56,93	26 212 220	68,57	86,5	8 238 501
3	Р-46(50)-130(90)/11	67 351 071,42	56,93	29 008 106	35	72,0	18 855 269
4	ПТ-25-90/10М	32 552 796,78	56,93	14 020 490	30	69,9	9 814 343
5	ПТ-60-90/13	84 297 078,40	56,93	36 306 752	61,67	83,5	13 916 378
	<b>ТЭЦ-3</b>						
	<b>Котлы</b>						
1	ТП-87	75 354 027,00	64,8	26 524 618	67	88,4	8 753 124
2	ТП-87	75 354 027,00	64,8	26 524 618	67	88,4	8 753 124
3	ТП-87	75 354 027,00	64,8	26 524 618	67	88,4	8 753 124
4	ТП-87	75 354 027,00	64,8	26 524 618	56,25	84,6	11 604 520
5	ТП-87	75 354 027,00	64,8	26 524 618	67	88,4	8 753 124
	<b>Турбины</b>						
1	ПТ-60-130/13	91 627 259,13	64,8	32 252 795	50,91	82,7	15 832 897
2	Т-100/120-130-3	145 693 455,03	64,8	51 284 096	49,09	82,1	26 108 733
3	ПТ-80/100-130/13	121 168 632,68	64,8	42 651 359	34,55	77,0	27 915 314
4	ПТ-80/100-130/13	121 168 632,68	64,8	42 651 359	25,45	73,8	31 796 588
	<b>ИвГРЭС</b>						
1	Е-10-1.4 ГМ	1 826 393,60	55,56	811 649	45,45	75,8	442 755
2	Е-50-1.4-225 ГМ	8 956 353,00	55,56	3 980 203	17,39	63,3	3 288 046
3	Е-50-1.4-225 ГМ	8 956 353,00	55,56	3 980 203	17,39	63,3	3 288 046
	<b>Итого</b>						<b>340 753 575</b>



# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Таблица 39. Расчет рыночной стоимости основных средств ОАО «Ивановская генерирующая компания»

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.	Физический износ	Накопленный износ, %	Итого рыночная стоимость
<b>Ивановская ТЭЦ-1</b>							
Главный корпус	280 686 516	280 686 516	44,68%	155 275 781	72,30%	84,7	43 011 391
Электротехнические устройства	12 886 612	12 886 612	44,68%	7 128 874	66,20%	81,3	2 409 559
Топливное хозяйство	16 510 972	16 510 972	44,68%	9 133 870	66,20%	81,3	3 087 248
Техническое водоснабжение	30 202 997	30 202 997	44,68%	16 708 298	75,10%	86,2	4 160 366
Внешние коммуникации	32 619 236	32 619 236	44,68%	18 044 961	71,20%	84,1	5 196 949
Транспортное хозяйство	8 859 546	8 859 546	44,68%	4 901 101	76,20%	86,8	1 166 462
Маслохозяйство со складом масла	2 013 533	2 013 533	44,68%	1 113 886	57,40%	76,4	474 516
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	19 329 918	19 329 918	44,68%	10 693 311	74,40%	85,8	2 737 488
Итого недвижимость	403 109 330	403 109 330	44,68%	223 000 081			62 243 979
Основное оборудование	177 457 636	177 457 636	44,68%	98 169 564			88 967 366
Вспомогательное оборудование	18 712 828	18 712 828	44,68%	10 351 936	68,00%	82,3	3 312 620
Итого основные средства	<b>599 279 794</b>	<b>599 279 794</b>		<b>331 521 582</b>			<b>154 523 965</b>
<b>Ивановская ТЭЦ-2</b>							
Главный корпус	3 561 720 296	3 561 720 296	56,93%	1 533 980 420	72,30%	88,1	424 912 576
Дымовые трубы и газоходы	143 532 012	143 532 012	56,93%	61 817 121	63,80%	84,4	22 377 798
Электротехнические устройства	90 372 008	90 372 008	56,93%	38 921 891	66,20%	85,4	13 155 599





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.	Физический износ	Накопленный износ, %	Итого рыночная стоимость
Топливное хозяйство	191 376 016	191 376 016	56,93%	82 422 829	75,10%	89,3	20 523 284
Техническое водоснабжение	292 380 024	292 380 024	56,93%	125 923 766	58,40%	82,1	52 384 287
Гидрозолоудаление	63 792 005	63 792 005	56,93%	27 474 276	73,00%	88,4	7 418 055
Внешние коммуникации	202 008 017	202 008 017	56,93%	87 001 875	71,20%	87,6	25 056 540
Пиковая водогрейная станция	106 320 009	106 320 009	56,93%	45 790 460	75,40%	89,4	11 264 453
Транспортное хозяйство	111 636 009	111 636 009	56,93%	48 079 983	76,20%	89,7	11 443 036
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	547 548 046	547 548 046	56,93%	235 820 871	74,40%	89,0	60 370 143
Итого недвижимость	5 310 684 442	5 310 684 442	56,93%	2 287 233 492			648 905 771
Основное оборудование	569 481 255	569 481 255	56,93%	245 267 181			96 496 814
Вспомогательное оборудование	290 934 461	290 934 461	56,93%	125 301 183	68%	86,2	40 096 379
Итого основные средства	<b>6 171 100 158</b>	<b>6 171 100 158</b>		<b>2 657 801 856</b>			<b>785 498 964</b>
<b>Ивановская ТЭЦ-3</b>							
Главный корпус	14 534 427 075	1 889 475 520	64,80%	665 178 679	72,30%	90,2	184 254 494
Дымовые трубы и газоходы	700 163 431	700 163 431	64,80%	246 488 394	63,80%	87,3	89 228 799
Электротехнические устройства	507 014 898	507 014 898	64,80%	178 491 595	66,20%	88,1	60 330 159
Топливное хозяйство	820 881 263	820 881 263	64,80%	288 986 392	75,10%	91,2	71 957 612
Техническое водоснабжение	1 569 331 827	1 569 331 827	64,80%	552 473 985	58,40%	85,4	229 829 178
Гидрозолоудаление	362 153 499	362 153 499	64,80%	127 493 997	73,00%	90,5	34 423 379
Внешние коммуникации	1 134 747 629	1 134 747 629	64,80%	399 481 190	71,20%	89,9	115 050 583
Пиковая водогрейная станция	917 455 530	917 455 530	64,80%	322 984 792	75,40%	91,3	79 454 259

Отчет об оценке 100 % акций  
ОАО «Ивановская генерирующая компания»  
Москва, 2006 г.





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.	Физический износ	Накопленный износ, %	Итого рыночная стоимость
Транспортное хозяйство	627 732 731	627 732 731	64,80%	220 989 594	76,20%	91,6	52 595 523
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	2 993 802 255	2 993 802 255	64,80%	1 053 950 372	74,40%	91,0	269 811 295
<b>Итого недвижимость</b>	<b>24 167 710 138</b>	<b>11 522 758 583</b>	<b>64,80%</b>	<b>4 056 518 990</b>			<b>1 186 935 281</b>
Основное оборудование	277 739 638	277 739 638	64,80%	97 776 596			148 270 548
Вспомогательное оборудование	110 056 031	110 056 031	64,80%	38 744 575	68,00%	88,7	12 398 264
<b>Итого основные средства</b>	<b>24 555 505 807</b>	<b>11 910 554 252</b>		<b>4 193 040 161</b>			<b>1 347 604 092</b>
<b>Ивановская ГРЭС</b>							
Главный корпус	1 311 574 024	1 311 574 024	55,56%	582 826 527	72,30%	87,7	161 442 948
Электротехнические устройства	74 429 814	74 429 814	55,56%	33 074 511	66,20%	85,0	11 179 185
Топливное хозяйство	94 545 980	94 545 980	55,56%	42 013 569	66,20%	85,0	14 200 586
Техническое водоснабжение	172 999 028	172 999 028	55,56%	76 875 892	75,10%	88,9	19 142 097
Внешние коммуникации	185 068 727	185 068 727	55,56%	82 239 326	71,20%	87,2	23 684 926
Транспортное хозяйство	50 290 415	50 290 415	55,56%	22 347 643	76,20%	89,4	5 318 739
Маслохозяйство со складом масла	12 069 700	12 069 700	55,56%	5 363 434	57,40%	81,1	2 284 823
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	108 627 296	108 627 296	55,56%	48 270 908	74,40%	88,6	12 357 353
<b>Итого недвижимость</b>	<b>2 009 604 984</b>	<b>2 009 604 984</b>	<b>55,56%</b>	<b>893 011 811</b>			<b>249 610 657</b>
Основное оборудование	19 739 100	19 739 100	55,56%	8 771 500			7 018 847
Вспомогательное оборудование	10 084 238	10 084 238	55,56%	4 481 151	68,00%	85,8	1 433 968





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.	Физический износ	Накопленный износ, %	Итого рыночная стоимость
Итого основные средства	2 039 428 322	2 039 428 322		906 264 461			258 063 472
Тепловые сети Ивановской РГК	733 384 226	733 384 226	55,56%	325 915 950	71,00%	87,1	94515625,51
<b>Итого основные средства</b>							<b>2 640 206 119</b>

Отчет об оценке 100 % акций  
ОАО «Ивановская генерирующая компания»  
Москва, 2006 г.







Таким образом, рыночная стоимость основного имущества (компонентов функционально-технологической схемы станций ОАО «Ивановская генерирующая компания») (без НДС) составила: **2 640 206 119 руб.**

#### **7.4. Расчет рыночной стоимости непрофильных активов**

Непрофильные активы учтены в расчете вспомогательного оборудования, так как выделить основные средства, участвующие в основном технологическом процессе Оценщик счел невозможным.

#### **7.5. Расчет рыночной стоимости земельных участков**

На балансе ОАО «Ивановская генерирующая компания» находятся земельные участки, на основании права аренды, а также в бессрочном (постоянном) пользовании. Исходя из этого, оценщиками были приняты различные подходы для определения рыночной стоимости земельных участков.

Исходя из объема имеющейся информации, стоимость права аренды земельного участка определялась с применением доходного подхода с использованием метода капитализации земельной ренты.

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 в городах Ивановской области определить величину земельной ренты не представляется возможным. Однако при этом нынешний собственник зданий и сооружений, расположенных на арендуемом земельном участке в соответствии с земельным законодательством (ст. 36 ЗК РФ) имеет исключительное право на их приватизацию. Следовательно, нынешний арендатор земельных участков после выкупа их в собственность может уменьшить свои земельные платежи на величину равную разнице между арендной ставкой и ставкой земельного налога, что и будет являться потенциальным доходом от права аренды земельного участка.

Нынешний арендатор земельных участков после выкупа их в собственность может уменьшить свои земельные платежи на величину равную разнице между арендной ставкой и ставкой земельного налога.

Учитывая слабую развитость рынка аренды земельных участков в Ивановской области в качестве величины земельной ренты принимаем ставку арендных платежей за земельный участок на основании данных менеджмента Компании. *Коэффициент капитализации* является ставкой для пересчета дохода, полученного от эксплуатации недвижимости, и отражает зависимость между ожидаемым чистым операционным доходом одного года и стоимостью недвижимости.

*Коэффициент капитализации* в расчетах принят на уровне 14,74%, 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 А – ставка арендной платы за земельный участок, руб./кв. м;

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

S - площадь соответствующего земельного участка, кв. м;

R – коэффициент капитализации для земельного участка;

C<sub>выкупа</sub> – стоимость выкупа земельного участка в собственность.

Коэффициент кратный размеру ставки земельного налога для Ивановской области составляет 10.

Для расчета рыночной стоимости земельных участков, находящихся в постоянном (бессрочном) пользовании был применен такой же алгоритм расчета.

Подобное предположение строилось на основании того факта, что по Земельному законодательству РФ на все участки, находящиеся в бессрочном (постоянном) пользовании должны быть оформлены либо договора аренды, либо права собственности.

Учитывая, те обстоятельства, что при заключение договора аренды Компания заведомо идет на потерю собственных средств в размере ежегодных арендных платежей. Тогда как при переводе используемых земельных участков на права собственности затраты на выкуп не соотносимо малы по сравнению с совокупной стоимостью арендных платежей, особенно учитывая, что с 01.01.06 г. арендная ставка рассчитывается из кадастровой стоимости, что повлечет значительное ее увеличение.

Ниже приведена таблица расчета предполагаемой рыночной стоимости земельных участков.



## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Таблица 40 Расчет предполагаемой рыночной стоимости земельных участков ОАО Ивановская генерирующая компания

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
1	Насосная станция добавочной воды (А110)	37:24:03 07 30:0001	880,00	7,24	10	36,19	63 694	14,74	109 153
2	Незавершенное строительство теплиц	37:05:02 12 10:0004	8 997,00	0,63	10	3,14	56 411	14,74	96 672
3	Здание проходной (А1); Гараж для легковых а/м (А5); Градирня №2 (А8); Градирня №4 (А9); Здание циркуляционной насосной (А10); Здание гаража для пожарных машин (А11); Градирня №1 (А12); Здание насосной аккумуляторных баков (А13); Градирня №3 (А14);	37:24:03 07 39:0015	714 844,00	7,22	10	36,08	51 580 420	14,74	88 393 583
4	П/провод от ТЭЦ-3-надземный(уч-к 3)	37:05:000000:0011	27 000,00	0,63	10	3,15	170 100	14,74	291 501
5	Площадка для строительства западной районной котельной	37:24:020684:0001	120 000,00	7,96	10	39,80	9 552 000	14,74	16 369 303
6	Для строительства подъездных железнодорожных путей к промплощадке строящейся западной районной котельной	37:24:020684:0002	8 629,00	7,96	10	39,80	686 868	14,74	1 177 089





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
7	Здание центральной проходной с караульным помещением А1; Здание прачечной А7; Здание газораспределительного пункта №1 А14; Здание газораспределительного пункта №2 А15; Электролизная А16;	обл.Ивановская, г.Иваново, ул.Суворова, 76, ТЭЦ-2	183 287	25,92	10	129,58	47 500 659	14,74	81 402 079
8	Здание береговой насосной станции А19;	обл.Ивановская, г.Иваново, ул.Суворова	2 884	25,92	10	129,58	747 417	14,74	1 280 852
9	Здание аккумуляторной насосной подпитки теплосети А87, А88;	обл.Ивановская, г.Иваново, ул.Карьерная	5 686	25,92	10	129,58	1 473 584	14,74	2 525 287
10	Трансформаторный киоск №1 на резервном складе А112; Здание пожарной насосной на резервном складе А106; Здание бытовых помещений А107, А108; Ремонтная мастерская на резервном складе А109, А110; Кладовая запчастей на резервном складе С18	обл.Ивановская, г.Иваново, разъезд 2 км станции Горино	177 054	7,24	10	36,19	12 815 169	14,74	21 961 408
11	Здание ж/д весов на резервном складе А114;	обл.Ивановская, г.Иваново, разъезд 2 км станции Горино	69	7,24	10	36,19	4 994	14,74	8 559
12	Трансформаторный киоск №2 на резервном складе А113;	обл.Ивановская, г.Иваново, разъезд 2 км станции Горино	95	7,24	10	36,19	6 876	14,74	11 784





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
13	Трубопровод кислоты от склада хим. реагентов до КТЦ(А17); Участок газопровода от ППГ до КТЦ (А15); Здание склада химических реагентов(А45,46); Объединённое здание проходной на топливную насосную и склада фильтрующих материалов(А33);	Территория Ивановской ГРЭС г.Комсомольск ул.Комсомольская Ивановская область	191 309	3,14	10	15,68	5 997 537	14,74	10 278 005
14	Железнодорожный тупик	Железнодорожный тупик в главный корпус ГТУ (восточная окраина Ивановской ГРЭС) г.Комсомольск Ивановской области	473	3,14	10	15,68	14 829	14,74	25 412
15	Железнодорожный тупик	Железнодорожный тупик (северная окраина ИвГРЭС) г.Комсомольск Ивановской области	798	3,14	10	15,68	25 017	14,74	42 872
16	Железнодорожный тупик	Железнодорожный тупик (южная окраина ИвГРЭС) г.Комсомольск Ивановской области	532	3,14	10	15,68	16 678	14,74	28 582
17	Здание караульной на плотине ИвГРЭС (А63); Плотина – помещение лебёдок (А62)	Ивановская область Комсомольский район г.Комсомольск северная и восточная часть города. Пруд-охладитель	1 385 379	0,04	10	0,20	562 043	14,74	963 175





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб. за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
18	Здание контрольно-пропускного пункта №1- Лит. А-1, А-2. Здание механических центральных мастерских- Лит. Г-1, А-20, А-21, А-22, А-23. Канализация- Лит. К-1.	г.Иваново ул.Батурина,2	26 866	25,92	10	129,60	6 963 667	14,74	11 933 666





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
19	Здание лаборатории топлива и бытовых помещений- Лит.А-28. Здание контрольно-пропускного пункта №2-Лит.А-29. Здание и сооружения мазутного хозяйства, в т.ч.: - склад; -здание мазутонасосной; -эстакада мазутослива; -здание установки по очистке сточных вод от нефтепродуктов; - резервуары мазута №1, №2, №3; -павильоны обслуживания резервуаров №1, №2, №3 для мазута модуль №2; -теплая стоянка для автомобилей, в т.ч.: - модуль №1; -здание склада участка механизации и транспорта; -здание бытовых помещений участка механизации; -здание контрольно-пропускного пункта №3-Лит. С-4, Г-6, Г-7, Г-8, А-30, А-31,А-32, 6, 7, 8, А-38,А-39,А-40,А-33,А-36,А-37,А-35,А-34,С-6,С-7,С-8,С-9,Г; - расходный склад нефтепродуктов газопровод-Лит. А-50, 9. Канализация-Лит.-К-2.	г.Иваново ул.Батурина,2	52 293	25,92	10	129,60	13 554 346	14,74	23 228 139
20	Здание для служб 2-го района (бывшая ПНС-3)-Лит.А-43.	г.Иваново ул.т.Александрова,18	1 158	25,92	10	129,60	300 154	14,74	514 374
21	Здание ПНС-5-Лит.Н-1.	г.Иваново пер.Подгорный	237	36,07	10	180,35	85 486	14,74	146 498





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
22	Здание ПНС-7-Лит.Н-2.	г.Иваново Кохомское шоссе	1 848	14,42	10	72,10	266 482	14,74	456 671
23	Здание ПНС-8-Лит.Н-3.	г.Иваново ул.Рыбинская	1 348	25,92	10	129,60	349 402	14,74	598 771
24	П/провод от ТЭЦ-3 - надземный(уч-к 1)-Лит.П-5.	г.Иваново от АООТ "Камвольный комбинат" до завода Чесальных машин	8 083	7,24	10	36,20	585 209	14,74	1 002 875
25	П/провод от ТЭЦ-3 - надземный(уч-к 2)-Лит.П-4.	г.Иваново от АООТ "Камвольный комбинат" до завода Чесальных машин	9 097	7,24	10	36,20	658 623	14,74	1 128 685
26	П/провод от ТЭЦ-2 до ХБК им. Самойлова-Лит.П-2.	г.Иваново от ТЭЦ-2 до ул.Школьная (ф-ка Кр.Талка)	2 870	26,03	10	130,14	747 014	14,74	1 280 162
27	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-2 , Вывод "А"-Лит.Т-1.	г.Иваново ул.Карьерная	1 072	25,92	10	129,60	277 862	14,74	476 174
28	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-2, Вывод "В" и "С"-Лит.Т-22,Т-41.	г.Иваново пер.Столярный	438	25,92	10	129,60	113 530	14,74	194 556
29	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3 , Вывод "Д"-от тк. Д-26 до тк. Д-80 Лит.Т-55	г.Иваново ул.Любимова	579	14,42	10	72,10	83 492	14,74	143 080
30	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3 , Вывод "Д" 2 очередь по ул.Любимова, уч.1-Лит.Т-58	г.Иваново ул. Любимова	3 753	7,24	10	36,20	271 717	14,74	465 643
31	0	0	2 535	14,42	10	72,10	365 547	14,74	626 439







## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
32	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3, Вывод "Д" от тк. Д-80 до тк. Д-88, 2 очередь по ул. Любимова, уч.2-Лит.Т-56 Территория Ивановского района-Лит. Т-56 Городская черта-Лит.56	г.Иваново ул. Любимова	5 477	14,42	10	72,10	789 783	14,74	1 353 455
33	то же	г.Иваново ул.Любимова	1 064	0,63	10	3,15	6 703	14,74	11 487
34	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3, Вывод "Д" от Д-113 от ул. Лежневской до ул.Станкостроителей (участок № 1)- Лит.Т-59	г.Иваново ул.Лежневская до ул. Станкостроителей	8 470	7,24	10	36,20	613 228	14,74	1 050 891
35	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3, Вывод "Д" от Д-113 от ул. Лежневской до ул.Станкостроителей (участок № 2)-Лит.Т-59	г.Иваново ул.Лежневская до ул. Станкостроителей	534	7,24	10	36,20	38 662	14,74	66 255
36	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3, Вывод "Д" от Д-113 от ул. Лежневской до ул.Станкостроителей (участок № 3)-Лит.Т-59	г.Иваново ул.Лежневская до ул. Станкостроителей	1 497	14,42	10	72,10	215 867	14,74	369 933
37	Т/трасса -надземная от ТЭЦ-3, Вывод "Е" (у ПНС-7) от т.119 до т.132-Лит.Т-64	г.Иваново Кохомское шоссе	995	0,63	10	3,15	6 269	14,74	10 742
38	Т/трасса -надземная Вывод "Д" от Д-88 до Д-92 ул.Вичугская-Лит.Т-57	г.Иваново, от ул. Кудряшова - до ул. Вичугской	1 037	0,63	10	3,15	6 533	14,74	11 196
39	Т/трасса -надземная Вывод "Д" от Д-88 до Д-92 ул.Вичугская-Лит.Т-57	г.Иваново, от ул. Кудряшова - до ул. Вичугской	5 116	0,63	10	3,15	32 231	14,74	55 234





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
40	Т/трасса -надземная Вывод "Е" от ТЭЦ-3 в сторону Кохмы от Е-7 до Е-21-Лит.Т-62 (тер-рия Ивановского р-на) Территория г. Иваново	г.Иваново Кохма от дер.Кочедыкова	18 028	0,63	10	3,15	113 576	14,74	194 636
41	Т/трасса-надземная,Вывод "Е" от ТЭЦ-3 в сторону г.Кохма от Е-7 до Е-21 лит.Т-62	г.Иваново г.Кохма от д.Кочедыково	1 487	7,23	10	36,15	107 510	14,74	184 241
42	Здание ПНС-9-Лит.Н-4	г.Иваново ул.Станкостроителей	819	7,24	10	36,20	59 296	14,74	101 615
43	Теплотрасса от ИвТЭЦ-3 до тк Е-7 лит.Т-61	Ивановский район	7 000	0,63	10	3,15	44 094	14,74	75 564
44	Теплотрасса по ул. Московская-Ташкентская от тк.В-19 до тк Д-68 лит.54	г.Иваново ул. Володарского	774	25,92	10	129,60	200 621	14,74	343 805
45	Теплотрасса от тк Д-49 до тк Д-60.12 лит Т-52	г.Иваново ул. Станкостроителей	335	7,24	10	36,20	24 254	14,74	41 564
46	Теплотрасса от тк Д-49 до тк Д-60.12 лит Т-52	г.Иваново ул. Станкостроителей	4 693	7,24	10	36,20	339 773	14,74	582 271
47	Теплотрасса от Д-37 до Д-49 лит.Т-50	г.Иваново ул. Панина	539	25,92	10	129,60	139 709	14,74	239 420
48	Теплотрасса от ИвТЭЦ-3 до тк Д-37 1очередь первого вывода с ПНС-7 и ответвлением от тк Д-14 до тк д-18.52 лит.Т-46	г.Иваново ул.Кохомское шоссе	17 213	4,54	10	22,70	781 420	14,74	1 339 122
49	Теплотрасса от ИвТЭЦ-3 до тк Д-37 1очередь первого вывода с ПНС-7 и ответвлением от тк Д-14 до тк д-18.52 лит.Т-46	г.Иваново ул.Кохомское шоссе	0	25,92	10	129,60	0	14,74	0





## ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения / кадастровый номер	Площадь земельного участка, кв.м.	Ставка земельного налога, руб.за 1 кв.м./год.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб.	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Стоимость права аренды, руб.
50	Теплосеть от тк В-38 до тк В-42 лит.Т-32	г.Иваново ул. Вольная	351	25,92	10	129,60	90 979	14,74	155 911
51	Теплосеть от ткС-10 до тк С-18 лит.Т-43	г.Иваново ул.Рыбинская	1 048	25,92	10	129,60	271 642	14,74	465 513
52	Теплотрасса от В-45 до В-47 лит.Т-34	г.Иваново ул. Демидова	152	25,92	10	129,60	39 398	14,74	67 517
53	Теплотрасса от В-30 до В-30/4 лит.Т-26	г.Иваново ул.Павловский овраг	1 356	25,92	10	129,60	351 475	14,74	602 325
54	Теплотрасса от А-25 до ПНС-3/1 лит.г-19	Г.Иваново ул.Батурина,	341	25,92	10	129,60	88 387	14,74	151 470
55	Теплотрасса от ПНС-1 до А-62 лит.г-11	Г.Иваново ул.Гнединых,	76	14,42	10	72,10	10 959	14,74	18 781
56	Теплотрасса от Д-60.12 до ИвТБС литер Т-53	Г.Иваново ул.Станкостроителей	10 095	7,24	10	36,20	730 878	14,74	1 252 509
57	Теплотрасса от Д-60.12 до ИвТБС литер Т-53	Г.Иваново ул.Станкостроителей	2 030	0,63	10	3,15	12 789	14,74	21 917
58	Теплотрасса от т. 132 до т. 154 ул. Куконковых литер Т-65	г. Иваново, Ул Куконковых	2 684	12,98	10	64,90	348 383	14,74	597 026





Таким образом предполагаемая рыночная стоимость земельных участков ОАО «Ивановская генерирующая компания» используемых на правах аренды и бессрочного (постоянного) пользования составляют на дату оценки: **276 525 447 рублей.**

#### **7.6. Незавершенное строительство**

Поскольку сооружения имеют невысокий процент завершения, по рекомендации Deloitte&Touche (Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО «ЕЭС России», март 2005 г., стр. 31, раздел IV «Практические рекомендации по проведению оценки активов»), рекомендуется применять метод индексации исторических затрат. При этом рекомендуется провести анализ степени готовности и технического состояния объектов, а также учитывать планы руководства АО-энерго и ОАО РАО «ЕЭС России» по завершению строительства таких объектов.

Заказчиком были представлены довольно полные данные по сооружениям, незавершенным строительством..

Исходя из данных по отдельным объектам, представленных Заказчиком, были использованы удельные стоимостные показатели в уровне сметных цен на 01.01.1991 года в региональном и отраслевом разрезе, а также индексы изменения стоимости строительства для пересчета этих показателей в уровень текущих цен.

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 Вранан), 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.

Рыночная стоимость незавершенного строительства, рассчитанная на основании данной методики составит

**56 996 000**

**(Пятьдесят шесть миллионов девятьсот девяносто шесть тысяч) рублей.**

#### **7.7. Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов**

Отложенные налоговые активы равняются величине, определяемой как произведение вычитаемых временных разниц, возникших в отчетном периоде, на ставку налога на прибыль, установленную законодательством Российской Федерации о налогах и сборах и действующую на отчетную дату.

Поэтому данная статья была учтена по номиналу. Таким образом, рыночная стоимость статьи «Отложенные налоговые активы» составляет **8 713** тысяч рублей.

#### **7.8. Расчет рыночной стоимости долгосрочных финансовых вложений**

На данном предприятии на дату оценки отсутствуют долгосрочные финансовые вложения.

#### **7.9. Расчет рыночной стоимости запасов**





Предприятием была предоставлена информация о структуре запасов. Структура запасов данного предприятия представлена следующими видами запасов:

Неликвидные запасы не выявлены. Поэтому, стоимость Запасов была учтена по балансовой стоимости.

Таблица 41. Состав статьи «запасы», тыс. руб.

Вид запасов	Балансовая стоимость	Рыночная стоимость
Сырье и материалы, из них:		
Мазут	8 682	8 682
Уголь	90 706	90 706
Запасные части	12 793	12 793
Прочие сырье и материалы	95 692	95 692
Готовая продукция и товары для перепродажи	123	123
Расходы будущих периодов	18 785	18 785
Итого	226 781	226 781

Таким образом, рыночная стоимость запасов ОАО «Ивановская генерирующая компания» составляет **226 781 тыс. рублей**.

#### 7.10. Расчет рыночной стоимости НДС

Данная статья была учтена по номиналу, так как является реальным активом ОАО «Ивановская генерирующая компания» - налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям подлежит зачету против исходящего НДС. Таким образом, рыночная стоимость статьи Налог на добавленную стоимость составляет **25 945 тыс. рублей**.

#### 7.11. Расчет рыночной стоимости дебиторской задолженности

Основным предприятием дебиторам является: ОАО «Ивановская энергосбытовая компания» - более 93 % всей дебиторской задолженности.

Основная часть договоров на основании которых образовалась дебиторская задолженность, предусматривает оплату работ (услуг) до 10 числа следующего месяца. Общий анализ дебиторов не выявил дебиторов находящихся в неустойчивом финансовом положении, также оценщик не располагает сведениями о возможном банкротстве предприятий – дебиторов. Это позволяет сделать вывод о соответствии балансовой стоимости дебиторской задолженности рыночной.

Структура дебиторской задолженности представлена в таблице.

Таблица 42. Расчет скорректированной стоимости дебиторской задолженности.

	Балансовая стоимость, тыс.руб.	Рыночная стоимость, тыс.руб.
Дебиторская задолженность, в том числе:	322 228	322 228
покупатели и заказчики	180 992	180 992
авансы выданные	41 363	41 363
прочие дебиторы	99 873	99 873

Таким образом, стоимость дебиторской задолженности ОАО «Ивановская генерирующая компания» составляет **322 228 тысяч рублей**.

#### 7.12. Краткосрочные финансовые вложения



Краткосрочные финансовые вложения предприятия на конец первого квартала 2005 года представлены следующими видами активов: Депозитные вложения в Глобэксбанк и векселем ОАО «Центроэнергомонтаж».

ОАО «Центроэнергомонтаж» - одна из крупнейших в России специализированных организаций в области энергетического строительства. Анализ рынка продажи долговых обязательств выявил следующее: во-первых, на момент оценки отсутствовала информация по предложению покупки-продажи векселей данной компании; во-вторых, анализ рынка продаж долговых обязательств показал, что векселя платежеспособных компаний (каковой является, по мнению оценщиков, ОАО «Центроэнергомаш») продаются с дисконтом от 07% до 1%.

По данным журнала «Профиль» (№ 15-16 2005 года) банк «Глобэкс» занимает 11 место в рейтинге крупнейших российских банков по размеру собственного капитала (данные на 01.03.2005 года). Также на основании информации (а именно: отчета о прибылях и убытках), находящейся на официальном сайте данного банка <http://www.globexbank.ru/fin02.asp>, мы можем сделать вывод о финансовой устойчивости данного банка.

Таким образом, на основании выводов, производится следующая корректировка данных статей актива: к векселю ОАО «Центроэнергомаш» применяется дисконт в размере 1 (одного) процента от номинальной стоимости, краткосрочные финансовые вложения признаются ликвидными и корректировке не подлежат.

Наименование	Балансовая стоимость, руб	Рыночная стоимость, руб
ГЛОБЭКСБАНК(краткоср фин влож)	100 000 000	100 000 000
Центроэнергомонтаж(вексель)	1 000 000	990 000
<b>Итого</b>	<b>101 000 000</b>	<b>100 990 000</b>

Таким образом, скорректированная стоимость краткосрочных финансовых вложений составляет **100 990 тысяч рублей.**

### 7.13. Денежные средства

В связи с тем, что денежные средства, в наличной и безналичной формах, являются абсолютно ликвидным активом, то корректировка не проводится. Сумма денежных средств составляет: **413 798 тыс. руб.**

### 7.14. Расчет рыночной стоимости обязательств

Состав обязательств предприятия представлен только краткосрочными обязательствами.

Таблица 43. Состав обязательств предприятия.

Наименование	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Рыночная стоимость, тыс.руб.
Кредиторская задолженность	204 659	204 659
Доходы будущих периодов	28 674	28 674
Резервы предстоящих расходов	84 074	84 074
<b>Итого краткосрочных обязательств:</b>	<b>317 407</b>	<b>317 407</b>

В связи с тем, что платежи по этим задолженностям являются обязательными, то корректировка данных статей не проводилась. Таким образом, рыночная стоимость 77



обязательств ОАО «Ивановская генерирующая компания» составляет: **317 407 тыс. руб.**

### 7.15. Итоги затратного подхода

Метод чистых активов определяет стоимость 100% пакета акций.

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

**Таблица 44. Расчет стоимости 100 % пакета акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» по методу накопления чистых активов, тыс. руб.**

Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
<b>I. Активы</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>	1 752 304		2 982 440
1. Нематериальные активы			
2. Основные средства, в том числе	1 601 102	919 375	2 916 731
- земельные участки и объекты природопользования		276 525	276 525
- здания, машины и оборудования, сооружения	1 601 102	2 083 650	2 640 206
3. Незавершенное строительство	142 489	-85 493	56 996
4. Доходные вложения в материальные ценности		0	
5. Долгосрочные финансовые вложения		0	
6. Отложенные налоговые активы	8 713	0	8 713
7. Прочие внеоборотные активы		0	
<b>Оборотные активы</b>	1 089 752		1 089 742
8. Запасы и затраты	226 781	0	226 781
9. Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	25 945	0	25 945
10. Дебиторская задолженность	322 228	0	322 228
11. Краткосрочные финансовые вложения	101 000	-10	100 990
12. Денежные средства	413 798	0	413 798
13. Прочие оборотные активы		0	
<b>Итого активы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 1-13)</b>	<b>2 842 056</b>		<b>4 072 182</b>
<b>II. Пассивы</b>		0	
<b>Долгосрочные пассивы</b>	0	0	0
15. Долгосрочные обязательства по займам и кредитам	0	0	0
16. Отложенные налоговые обязательства	0	0	0
17. Прочие долгосрочные обязательства	0	0	0
<b>Краткосрочные пассивы</b>			
18. Краткосрочные обязательства по займам и кредитам			



Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
19. Кредиторская задолженность	204 659	0	204 659
20. Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов		0	
21. Доходы будущих периодов	28 674	0	28 674
22. Резервы предстоящих расходов	84 074	0	84 074
<b>Итого пассивы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 15-22)</b>	<b>317 407</b>	<b>0</b>	<b>317 407</b>
<b>Стоимость собственного капитала (итого активы, принимаемые к расчету минус итог пассивы принимаемые к расчету).</b>	<b>2 524 649</b>		<b>3 754 775</b>

Таким образом, стоимость 100 % акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» рассчитанная затратным подходом по методу накопления чистых активов составляет:

**3 754 775 000**

**(Три миллиарда семьсот пятьдесят четыре миллиона семьсот семьдесят пять тысяч) рублей.**





## 8. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ

### 8.1. Определение весовых коэффициентов

Для определения рыночной стоимости акций ОАО «Ивановская 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	1 885 628 000	руб.
Сравнительный подход	2 373 678 000	руб.
Затратный подход	3 754 775 000	руб.

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

Оценщик полагает необходимым присвоить 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%.

Результаты расчета согласованной стоимости 100% акций ОАО «Ивановская генерирующая Компания» представлены в таблице:

Таблица 45. 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% акции, руб.	2 352 915 000	2 820 201 000

### 8.2. Расчет стоимости одной акции

#### Расчет стоимости привилегированных акций

При оценке стоимости привилегированных акций АО-энерго принимались во внимание два подхода:

- экономический: основанный на анализе приведенной стоимости денежных потоков, приходящихся на одну акцию;
- рыночный: основанный на анализе соотношений стоимостей привилегированных и обыкновенных акций, складывающихся на фондовом рынке, и учитывающий, в том числе, возможность владельцев обыкновенных акций влиять в большей или меньшей степени на управленческие решения компании.

#### 1. Рыночный/сравнительный подход

Исторически на Российском фондовом рынке привилегированные акции обычно торгуются с дисконтом к обыкновенным акциям, что обусловлено возможностью владельцев обыкновенных акций влиять на управленческие решения компании.



Мы проанализировали дисконт, имеющийся в среднем на рынке (по данным РТС), у предприятий электроэнергетики с достаточной ликвидностью акций, а также исторические данные по привилегированным акциям Нижновэнерго, Ивэнерго и Пензаэнерго (см ниже).

**Дисконт между ценами привилегированных и обыкновенных акций бывших АО-энерго, чьи РГК войдут в ТГК-6**

Компания	Средний дисконт, %	
	2003	2004
Нижновэнерго	34%	38%
Ивэнерго	нд	31%
Пензаэнерго	18%	31%
<b>Среднее значение</b>	<b>26%</b>	<b>33%</b>

Источник: Bloomberg

В настоящее время, дисконт привилегированных акций АО-энерго к обыкновенным составляет 27%, и, таким образом, не существенно отличается от среднего дисконта в 25% для акций, торгуемых в РТС.

Средний дисконт по привилегированным акциям для реформированных АО-энерго, из которых были выделены РГК, относящиеся к ТГК-6, составлял 26%-33%.

Беря за основу в рыночном методе среднее значение дисконта в 30%, мы получаем, что для целей оценки диапазон рыночной стоимости одной привилегированной акции компании составляет 0.70-1.00 от рыночной стоимости одной обыкновенной акции компании.

Оценщик полагает, что соотношение стоимостей обыкновенных и привилегированных акций ОАО «Ивановская генерирующая компания» составляет 1 к диапазону от 0,70 до 1,00.

Таким образом, диапазон стоимостей 1 обыкновенной акции составляет: от **1,88 до 2,34 руб.**

Диапазон стоимостей 1 привилегированной акции составляет: от **1,37 до 2,26 руб.**



## 9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

Полученные результаты позволяют сделать вывод:

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

**От 2 352 915 000 до 2 820 201 000**

**(От двух миллиардов трехсот пятидесяти двух миллионов девятисот пятнадцати тысяч рублей до двух миллиардов восьмисот двадцати миллионов двухсот одной тысячи) рублей**

**Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции ОАО «Ивановская Генерирующая Компания» в составе оцениваемого пакета на дату оценки находится в диапазоне:**

**от 1,88 до 2,34 рубля**

**Рыночная стоимость 1 (Одной) привилегированной акции ОАО «Ивановская Генерирующая Компания» в составе оцениваемого пакета на дату оценки находится в диапазоне:**

**1,37 рубля – 2,26 рубля**