

**Открытое акционерное общество  
«Территориальная генерирующая компания №1»  
Консолидированная финансовая отчетность  
по международным стандартам финансовой  
отчетности и отчет независимого аудитора**

**31 декабря 2007 г.**

## Содержание

### ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

#### КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Консолидированный бухгалтерский баланс.....	1
Консолидированный отчет о прибылях и убытках.....	2
Консолидированный отчет о движении денежных средств.....	3
Консолидированный отчет об изменениях в капитале.....	5

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности:

Примечание 1. Общие сведения.....	6
Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности.....	9
Примечание 3. Принятые оценки и допущения.....	21
Примечание 4. Новые стандарты международной финансовой отчетности.....	26
Примечание 5. Связанные стороны.....	29
Примечание 6. Основные средства.....	33
Примечание 7. Долгосрочные финансовые вложения.....	34
Примечание 8. Налог на прибыль.....	35
Примечание 9. Прочие внеоборотные активы.....	37
Примечание 10. Денежные средства и их эквиваленты.....	38
Примечание 11. Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи.....	38
Примечание 12. Дебиторская задолженность и авансы выданные.....	38
Примечание 13. Товарно-материальные запасы.....	38
Примечание 14. Капитал.....	39
Примечание 15. Долгосрочные кредиты и займы.....	41
Примечание 16. Пенсионные обязательства.....	42
Примечание 17. Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств ...	43
Примечание 18. Кредиторская задолженность и начисления.....	44
Примечание 19. Кредиторская задолженность по уплате прочих налогов.....	44
Примечание 20. Расходы по текущей деятельности, нетто.....	44
Примечание 21. Выбытие дочерних компаний.....	45
Примечание 22. Финансовые расходы, нетто.....	45
Примечание 23. Прибыль на акцию.....	45
Примечание 24. Договорные обязательства.....	45
Примечание 25. Условные обязательства.....	46
Примечание 26. Управление финансовыми рисками.....	47
Примечание 27. События после отчетной даты.....	54

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС НА 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

	Прим	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>			
Основные средства	6	44 973 328	29 569 592
Долгосрочные финансовые вложения	7	240 553	1 295 030
Отложенные налоговые активы	8	200 962	215 917
Прочие внеоборотные активы	9	1 464 919	110 713
<b>Итого внеоборотные активы</b>		<b>46 879 762</b>	<b>31 191 252</b>
<b>Оборотные активы</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	10	15 976 549	659 218
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	11	4 105 356	-
Дебиторская задолженность и авансы выданные	12	5 693 623	4 345 229
Запасы	13	2 375 246	2 212 031
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>28 150 774</b>	<b>7 216 478</b>
<b>ИТОГО АКТИВЫ</b>		<b>75 030 536</b>	<b>38 407 730</b>
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Капитал</b>			
Акционерный капитал	14	38 509 598	29 022 225
Собственные выкупленные акции	14	(6 740)	(10 000)
Эмиссионный доход	14	23 271 781	-
Резерв по объединению	14	(6 086 949)	(5 769 751)
Резерв по справедливой стоимости		(93 560)	42 780
Нераспределенная прибыль		3 530 184	1 505 975
<b>Итого капитал, причитающийся акционерам «ТГК-1»</b>		<b>59 124 314</b>	<b>24 791 229</b>
Доля меньшинства		35 318	103 426
<b>ИТОГО КАПИТАЛ</b>		<b>59 159 632</b>	<b>24 894 655</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Отложенные налоговые обязательства	8	2 603 708	1 578 126
Долгосрочные заемные средства	15	1 343 349	1 736 340
Пенсионные обязательства	16	604 021	505 608
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>4 551 078</b>	<b>3 820 074</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	17	4 935 610	5 210 226
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	18	6 134 241	4 190 886
Задолженность по уплате прочих налогов	19	249 975	291 889
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>11 319 826</b>	<b>9 693 001</b>
<b>ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>15 870 904</b>	<b>13 513 075</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>75 030 536</b>	<b>38 407 730</b>

Утверждено Советом директоров 27 июня 2008 года

Генеральный директор

Родин В.Н.

Главный бухгалтер

Станишевская Р.В.

Прилагаемые примечания с 1 по 27 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
 КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

	Прим	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
<b>Выручка</b>			
Продажа электроэнергии		14 249 974	11 256 197
Продажа тепловой энергии		13 070 330	11 143 662
Прочая реализация		925 896	798 356
<b>Итого выручка</b>		<b>28 246 200</b>	<b>23 198 215</b>
Операционные расходы	20	(28 204 965)	(23 068 956)
Восстановление резерва по обесценению основных средств	3, 6	3 824 248	8 025 359
Начисление резерва по обесценению основных средств	3, 6	(55 501)	(5 993 876)
<b>Итого операционные затраты</b>		<b>(24 436 218)</b>	<b>(21 037 473)</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>3 809 982</b>	<b>2 160 742</b>
Расходы по курсовым разницам, чистая сумма		(64 426)	(12 347)
Финансовые расходы, чистая сумма	22	(250 079)	(408 505)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>3 495 477</b>	<b>1 739 890</b>
Налог на прибыль	8	(1 098 298)	(593 509)
<b>Прибыль за год</b>		<b>2 397 179</b>	<b>1 146 381</b>
<b>Причитающаяся:</b>			
Акционерам «ТГК-1»		2 409 513	1 292 752
Миноритарным акционерам		(12 334)	(146 371)
Прибыль на акцию, причитающаяся акционерам «ТГК-1», – базовая и разводненная (в российских рублях)	23	0,0008	0,0027

Прилагаемые примечания с 1 по 27 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
 являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет**

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
 КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

	Прим	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
<b>Движение денежных средств по операционной деятельности</b>			
Прибыль до налогообложения		3 495 477	1 739 890
Поправки			
Амортизация основных средств	6	2 044 821	1 423 943
Восстановление резерва по обесценению основных средств	6	(3 824 248)	(8 025 359)
Начисление резерва по обесценению основных средств	6	55 501	5 993 876
Изменение резерва по сомнительной дебиторской задолженности покупателей и заказчиков и прочей дебиторской задолженности	20	(28 767)	13 908
Переоценка финансовых вложений, учитываемых по справедливой стоимости через отчет о прибылях и убытках	20	94 267	(475 067)
Финансовые расходы, нетто	22	250 079	408 505
Нереализованная отрицательная/(положительная) курсовая разница		56 397	12 348
Убыток/(прибыль) от выбытия дочерних компаний	21	44 940	(288 268)
Изменение резерва под обесценение товарно-материальных запасов	13	(2 034)	24 510
Убыток от выбытия основных средств		98 434	28 408
Увеличение пенсионных обязательств		98 413	44 175
Прочие неденежные операции		3 830	22 973
		<b>2 387 110</b>	<b>923 842</b>
<b>Денежные потоки от операционной деятельности до изменений оборотного капитала</b>			
(Увеличение) / уменьшение дебиторской задолженности и авансов выданных		(2 822 308)	824 234
Увеличение товарно-материальных запасов		(167 079)	(691 579)
Увеличение кредиторской задолженности и начисленных обязательств		1 989 174	1 048 545
Увеличение/ (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		181 602	(27 436)
		<b>1 568 499</b>	<b>2 077 606</b>
<b>Денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>			
Уплаченный налог на прибыль		(223 516)	(655 453)
Проценты уплаченные		(457 140)	(364 647)
		<b>887 843</b>	<b>1 057 506</b>
<b>Движение денежных средств по инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств и прочих внеоборотных активов		(13 854 592)	(3 389 429)
Поступления от реализации основных средств и прочих внеоборотных активов		67 080	55 086
Поступления от выбытия дочерних компаний		61 000	456 132
Поступления от продажи долгосрочных финансовых вложений		795 965	-
Приобретение долгосрочных финансовых вложений		(20 000)	-
Приобретение банковских депозитов	11	(4 105 356)	-
Проценты полученные		324 793	-
Проценты выплаченные, капитализированные		(96 190)	(95 899)
		<b>(16 827 300)</b>	<b>(2 974 110)</b>
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>			

Прилагаемые примечания с 1 по 27 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
 являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет



**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
 КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

<b>Капитал, причитающийся акционерам «ТГК-1»</b>									
	Акционер- ный капитал	Собствен- ные выкуплен- ные акции	Эмисси- онный доход	Резерв по объедине- нию	Резерв по справед- ливой стоимо- сти	Нераспре- деленная прибыль	Итого	Доля меньшин- ства	Всего капитал
<b>На 1 января 2006 года</b>	<b>10 000</b>	-	-	<b>14 581 741</b>	<b>22 768</b>	<b>363 205</b>	<b>14 977 714</b>	<b>8 995 600</b>	<b>23 973 314</b>
Увеличение справедливой стоимости инвестиций, имеющихся в наличии для продажи	-	-	-	-	26 332	-	26 332	20 690	47 022
Отложенный налог на прибыль от переоценки инвестиций	-	-	-	-	(6 320)	-	(6 320)	(4 966)	(11 286)
<b>Чистый доход отнесенный на капитал</b>	-	-	-	-	20 012	-	20 012	15 734	35 736
Прибыль за год	-	-	-	-	-	1 292 752	1 292 752	(146 371)	1 146 381
<b>Итого доход за год</b>	-	-	-	-	20 012	1 292 752	1 312 764	(130 647)	1 182 117
Выкуп собственных акций (Примечание 14)	-	(10 000)	-	-	-	-	(10 000)	-	(10 000)
Дивиденды (Примечание 14)	-	-	-	-	-	(149 982)	(149 982)	(100 794)	(250 776)
Выпуск акций (Примечание 14)	29 012 225	-	-	(20 351 492)	-	-	8 660 733	(8 660 733)	-
<b>На 31 декабря 2006 года</b>	<b>29 022 225</b>	<b>(10 000)</b>	-	<b>(5 769 751)</b>	<b>42 780</b>	<b>1 505 975</b>	<b>24 791 229</b>	<b>103 426</b>	<b>24 894 655</b>
Уменьшение справедливой стоимости инвестиций, имеющихся в наличии для продажи (Примечание 7)	-	-	-	-	(179 395)	-	(179 395)	-	(179 395)
Отложенный налог на убыток от переоценки справедливой стоимости	-	-	-	-	43 055	-	43 055	-	43 055
<b>Чистый убыток, отнесенный на капитал</b>	-	-	-	-	(136 340)	-	(136 340)	-	(136 340)
Прибыль за год	-	-	-	-	-	2 409 513	2 409 513	(12 334)	2 397 179
<b>Итого доход за год</b>	-	-	-	-	(136 340)	2 409 513	2 409 513	(12 334)	2 397 179
Выкуп собственных акций (Примечание 14)	-	(6 740)	(13 818)	-	-	-	(20 558)	-	(20 558)
Продажа собственных акций (Примечание 14)	-	10 000	-	-	-	-	10 000	-	10 000
Дивиденды	-	-	-	-	-	(385 304)	(385 304)	-	(385 304)
Выпуск акций	9 257 143	-	23 142 857	-	-	-	32 400 000	-	32 400 000
Дополнительный выпуск акций в целях присоединения Мурманской ТЭЦ (Примечания 1,14)	230 230	-	142 742	(317 198)	-	-	55 774	(55 774)	-
<b>На 31 декабря 2007 года</b>	<b>38 509 598</b>	<b>(6 740)</b>	<b>23 271 781</b>	<b>(6 086 949)</b>	<b>(93 560)</b>	<b>3 530 184</b>	<b>59 124 314</b>	<b>35 318 59</b>	<b>159 632</b>

Прилагаемые примечания с 1 по 27 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
 являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет**

## **Примечание 1. Общие сведения**

### **1.1 Общество и его деятельность**

Открытое акционерное общество (ОАО) «Территориальная генерирующая компания № 1» (в дальнейшем «ТГК-1» или «Общество») было создано 25 марта 2005 года в рамках выполнения программы реструктуризации электроэнергетического сектора Российской Федерации, проводимой в соответствии с решением Совета директоров «РАО ЕЭС России» (в дальнейшем – «РАО ЕЭС») (протокол № 181 от 26.11.2004). Структура Общества и механизм его формирования были одобрены решением Совета директоров РАО ЕЭС от 23 апреля 2004 года (протокол №168).

Общество было образовано тремя региональными энергетическими компаниями, контролируемые РАО ЕЭС России: ОАО «Ленэнерго», ОАО «Колэнерго» и ОАО «Карелэнергогенерация». С момента образования конечным контролирующим акционером ТГК-1 является Правительство Российской Федерации (см. также Примечание 1.3).

1 ноября 2006 года ОАО «Петербургская генерирующая компания», ОАО «Кольская генерирующая компания», ОАО «Апатитская ТЭЦ» и ОАО «Карелэнергогенерация», предприятия, контролируемые «РАО ЕЭС», были присоединены к ТГК-1 и прекратили деятельность в качестве самостоятельных юридических лиц. С этого момента ТГК-1 стало собственником генерирующих активов реорганизованных компаний.

В мае 2007 года Компания выпустила дополнительные обыкновенные акции для целей конвертации их в акции ОАО «Мурманская ТЭЦ», (далее - «Мурманская ТЭЦ»), принадлежавшие РАО ЕЭС и определенным миноритарным акционерам. После завершения обмена акций Общество владеет 84.06% акций Мурманской ТЭЦ. Общество совместно с Мурманской ТЭЦ далее именуется «Группой».

Как отмечено в Примечании 14, в октябре 2007 года Общество осуществило дальнейшее увеличение своего акционерного капитала путем размещения дополнительного выпуска обыкновенных акций путем закрытой подписки в пользу ООО «Российские энергетические проекты», компании, находящейся под контролем ОАО «Газпром», которое, в свою очередь, находится под контролем Правительства Российской Федерации, и «Fortum Heat and Power Oy» (Финляндия). Произшедшие в результате этого выпуска акций изменения в структуре акционеров Общества отражены в Примечании 1.3.

26 октября 2007 года Внеочередное общее собрание акционеров РАО ЕЭС приняло решение о выделении Общества из РАО ЕЭС по следующей схеме:

- создается ОАО «ТГК-1 Холдинг» путем его выделения из РАО ЕЭС в качестве нового самостоятельного общества, к активам которого относятся обыкновенные акции ТГК-1, до этого находившиеся в собственности РАО ЕЭС;
- одновременно (в тот же день) с созданием ОАО «ТГК-1 Холдинг», осуществляется его присоединение к ТГК-1, в результате которого ТГК-1 продолжает существовать в качестве юридического лица. Все активы ОАО «ТГК-1 Холдинг», состоящие исключительно из обыкновенных акций ТГК-1, передаются ТГК-1;
- после присоединения ОАО «ТГК-1 Холдинг» прекращает свое существование, и все его акции конвертируются в акции ТГК-1;
- все акционеры РАО ЕЭС, кроме Правительства РФ:
  - в день создания ОАО «ТГК-1 Холдинг» – имеют право на получение акций ОАО «ТГК-1 Холдинг» в количестве, пропорциональном числу акций РАО ЕЭС, находившихся на тот момент в собственности акционера;
  - в результате конвертации акций ОАО «ТГК-1 Холдинг» – становятся акционерами ТГК-1.

### **Примечание 1. Общие сведения (продолжение)**

Доля, принадлежащая Правительству Российской Федерации, будет приобретена связанной стороной ОАО «Газпром».

Внеочередным собранием акционеров от 29 Октября 2007 было принято решение о проведении дополнительной эмиссии акций для целей присоединения ОАО ТГК-1 Холдинг к ТГК-1 на основании следующих конвертационных коэффициентов:

- 0,0261552883800093 обыкновенной акции ОАО ТГК-1 Холдинг конвертируются в одну обыкновенную акцию ОАО ТГК-1 с номинальной стоимостью 0,01 рублей за акцию.
- 0,0285600440926069 привилегированной акции ТГК-1 Холдинг конвертируются в одну привилегированную акцию ТГК-1 с номинальной стоимостью 0,01 рублей за акцию.

В настоящий момент в состав ТГК-1 входят 55 электростанций; основным видом деятельности Группы является производство электрической и тепловой энергии.

Все генерирующие активы Группы находятся на северо-западе России, в частности, в г. Санкт-Петербурге, в Ленинградской области, в Мурманской области и в Республике Карелия. Группа зарегистрирована по адресу: 191186, Россия, г. Санкт-Петербург, Марсово поле, 1.

### **1.2 Условия ведения деятельности Общества**

Несмотря на улучшение ситуации в экономике Российской Федерации, ей по-прежнему присущи некоторые характеристики развивающегося рынка. Эти характеристики включают, но не ограничиваются неконвертируемостью российского рубля в большинстве стран за пределами Российской Федерации, а также сравнительно высокой инфляцией. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям.

### **1.3 Отношения с государством и влияние на деятельность Общества**

По состоянию на 31 декабря 2007 года Правительству РФ принадлежало свыше 50% голосующих акций ОАО ЕЭС и свыше 50% голосующих акций ОАО «Газпром» (находящихся в прямом или косвенном владении). ОАО ЕЭС, в свою очередь, владело 42,31% голосующих акций Общества (31 декабря 2006 г. – 55,6%), а в собственности ООО «Российские энергетические проекты» находилось 17,67% (31 декабря 2006 г. – 0%) голосующих акций Общества. Таким образом, правительство РФ является конечной контролирующей стороной Группы. По состоянию на 31 декабря 2007 года другими крупными акционерами ТГК-1 являлись «Fortum Power and Heat Oy» (25,7%) и холдинговая компания «ИнтерРос» (5,6%).

До выпуска акций в октябре 2007 г. (см. Примечание 1.1) Группу контролировало ОАО ЕЭС.

В число контрагентов Общества входит большое количество предприятий, контролируемых государством или имеющих к нему непосредственное отношение. Кроме того, государство контролирует поставщиков топлива и ряд других поставщиков.

Государство оказывает непосредственное влияние на деятельность Общества путем регулирования оптовой реализации энергии через Федеральную службу по тарифам (ФСТ), а также путем регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию на розничном (потребительском) рынке через Комитет по тарифам Санкт-Петербурга и Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Координацию деятельности всех генерирующих мощностей осуществляет ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» («СО-ЦДУ»). СО-ЦДУ находится под контролем ОАО ЕЭС.

#### **Примечание 1. Общие сведения (продолжение)**

Тарифы, по которым Общество продает электро- и тепловую энергию, определяются на основе как нормативных документов по выработке электрической и тепловой энергии, так и нормативных документов, применимых для естественных монополий.

Тарифы исторически определяются по методу «себестоимость плюс наценка», т.е. затраты на предоставление услуг плюс прибыль, при этом себестоимость определяется в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета, представляющими собой систему учета, существенно отличающуюся от Международных стандартов финансовой отчетности.

Как отмечено в Примечаниях 25, политика Правительства Российской Федерации в экономической, социальной и других сферах может оказывать существенное влияние на хозяйственную деятельность Общества.

#### **1.4 Нормативно-правовые вопросы и реформирование отрасли**

Электроэнергетика в целом и Общество в частности в данный момент находятся в процессе реформирования, целью которого является создание конкурентного рынка электроэнергии и среды, в которой предприятия (включая ТГК-1) энергетики смогут привлекать средства, необходимые для поддержания и расширения производственных мощностей.

Решающим шагом навстречу созданию модели оптового рынка электроэнергии (мощности) стало принятие новых правил функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности) на время переходного периода. Указанные правила были утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации № 529 от 31 августа 2006 года «О совершенствовании функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)», которое вступило в силу 1 сентября 2006 года. В соответствии с новой моделью оптового рынка электроэнергии предстояло заменить существующие отношения купли-продажи электро- и тепловой энергии в регулируемом секторе на регулирующую двустороннюю контрактную систему. С 1 сентября 2006 года весь объем производимой и потребляемой электро- и тепловой энергии реализуется через контрактную систему.

В 2007 году началось уменьшение объемов торговли электроэнергией на оптовом рынке по регулируемым ценам. Темпы уменьшения объемов были установлены Правительством Российской Федерации в соответствии с прогнозами социально-экономического развития. В 2007 году до 90% прогнозируемых объемов произведенной электроэнергии и 100% мощности продавались (покупались) по регулируемым ценам. Период с 2006 года и ориентировочно до 2011 года считается переходным. Ожидается, что по его завершении произойдет полная либерализация оптового рынка.

Ожидается, что в 2008 году Правительство РФ примет решение о запуске рынка мощности, в рамках которого будет разрешено проводить аукционы по продаже доступной мощности, предусматривающие осуществление поставок в течение переходного периода - 2009-2011 гг., а также аукционы для проведения долгосрочных поставок сроком до 10 лет, при условии их прохождения через процедуру конкурентного отбора в рамках соответствующих зон свободного перетока мощности. Впервые участники оптового рынка получают возможность заключать не подлежащие регулированию договоры на поставку мощности.

## **Примечание 1. Общие сведения (продолжение)**

### **1.5 Возникновение признаков нестабильности на мировых финансовых рынках**

Со второй половины 2007 года на рынке ипотечных кредитов США наблюдается резкий рост числа дефолтов. Последствия этого вышли далеко за пределы рынка недвижимости США, поскольку крупнейшие мировые инвесторы произвели пересмотр степени своей подверженности рискам, что привело к росту нестабильности и снижению ликвидности на рынках ценных бумаг с фиксированной процентной ставкой, рынках акционерного капитала и производных финансовых инструментов. С августа 2007 года произошло существенное сокращение объема межбанковского кредитования. Эти обстоятельства могут повлиять на возможности Группы в части получения новых кредитов и реструктуризации существующей задолженности на условиях, которые имели место в рамках аналогичных операций в предшествующие периоды.

Снижение ликвидности также может сказаться на должниках Группы, что, в свою очередь, может повлиять на их возможности по погашению задолженности. Руководство не может дать точную оценку того влияния, которое может оказать на финансовое положение Группы возможное дальнейшее ухудшение ликвидности и повышение нестабильности на финансовых рынках.

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности**

### **2.1 Основы подготовки отчетности**

#### ***Соответствие стандартам***

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») исходя из принципа оценки по фактическим затратам, за исключением финансовых вложений, которые были отражены по справедливой стоимости и описаны ниже. Основные принципы, использованные при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности, изложены ниже. Данные принципы были последовательно применены ко всем представленным периодам, если не указано иное.

Группа ведет учет в соответствии со стандартами бухгалтерского учета и отчетности Российской Федерации (РСБУ). В связи с этим в данную консолидированную финансовую отчетность, подготовленную на основе форм бухгалтерской отчетности, составленных по российским стандартам, внесены реклассификационные и оценочные корректировки, необходимые для ее объективного представления в соответствии с МСФО.

#### ***Метод учета по балансовой стоимости предшественников***

В ноябре 2006 года РАО ЕЭС передала Обществу обыкновенные акции следующих компаний: ОАО «Апатитская ТЭЦ» (49,27%), ОАО «Карелэнергогенерация» (100%), ОАО «Кольская генерирующая компания» (49,27%) и ОАО «Петербургская генерирующая компания» (56,01%). В настоящей консолидированной финансовой отчетности формирование Общества рассматривалось как объединение предприятий под общим контролем с использованием метода объединения интересов. Соответственно, активы и обязательства переданных предприятий были учтены по балансовой стоимости, указанной РАО ЕЭС в своей консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО.

Как отмечено в Примечании 1, в мае 2007 года Общество завершило приобретение 84,06% акций Мурманской ТЭЦ, находящейся под контролем РАО ЕЭС. Общество произвело учет данной сделки как сделки по объединению бизнеса между обществами, находящимися под общим контролем, используя метод объединения интересов. Поэтому в данной консолидированной финансовой отчетности сравнительные данные за 2006 год представлены таким образом, как если бы Мурманская ТЭЦ являлась дочерней компанией Общества с 1 января 2006 года, а доля Материнской компании в ее акционерном капитале составляла 65,51%.

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

**Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

Эффект объединения с Мурманской ТЭЦ на сравнительные показатели указан в таблице ниже:

	Согласно данным отчетности на 31 декабря 2006 г.	Эффект от объединения с Мурманской ТЭЦ	Скорректированный баланс на 31 декабря 2006 г.
<b>Бухгалтерский баланс:</b>			
<b>Активы</b>			
Основные средства	28 976 074	593 518	29 569 592
Долгосрочные инвестиции	1 295 030	-	1 295 030
Отложенные налоговые активы	-	215 917	215 917
Прочие внеоборотные активы	105 911	4 802	110 713
Денежные средства и их эквиваленты	650 120	9 098	659 218
Дебиторская задолженность и авансы выданные	3 827 650	517 579	4 345 229
Запасы	1 981 982	230 049	2 212 031
<b>Итого активы</b>	<b>36 836 767</b>	<b>1 570 963</b>	<b>38 407 730</b>
<b>Капитал и обязательства</b>			
Акционерный капитал	(29 022 225)	-	(29 022 225)
Выкупленные собственные акции	10 000	-	10 000
Резерв по объединению	6 266 345	(496 594)	5 769 751
Резерв по справедливой стоимости	(42 780)	-	(42 780)
Нераспределенная прибыль	(1 806 127)	300 152	(1 505 975)
Доля меньшинства	-	(103 426)	(103 426)
<b>Итого капитал</b>	<b>(24 594 787)</b>	<b>(299 868)</b>	<b>(24 894 655)</b>
Отложенные налоговые обязательства	(1 578 126)	-	(1 578 126)
Долгосрочные кредиты и займы	(1 736 340)	-	(1 736 340)
Пенсионные обязательства	(501 361)	(4 247)	(505 608)
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(4 660 227)	(549 999)	(5 210 226)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(3 487 034)	(703 852)	(4 190 886)
Прочие налоги к уплате	(278 892)	(12 997)	(291 889)
<b>Итого капитал и обязательства</b>	<b>(36 836 767)</b>	<b>(1 570 963)</b>	<b>(38 407 730)</b>
<b>Отчет о прибылях и убытках:</b>			
Выручка	21 593 702	1 604 513	23 198 215
Операционные расходы	(20 876 119)	(2 192 837)	(23 068 956)
Убыток от обесценения, восстановленный в течение года	7 947 024	78 335	8 025 359
Убыток от обесценения, признанный в течение года	(5 993 876)	-	(5 993 876)
Расход от курсовых разниц, нетто	(12 347)	-	(12 347)
Финансовые расходы	(382 695)	(25 810)	(408 505)
Расходы по налогу на прибыль	(718 931)	125 422	(593 509)
<b>Прибыль за год</b>	<b>1 556 758</b>	<b>(410 377)</b>	<b>1 146 381</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

## Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)

### Изменения в презентации Основных средств

Руководство внесло изменения в распределение резерва под обесценение между группами (видами производственных единиц) в составе основных средств, учтенных по состоянию на 31 декабря 2006 г. Воздействие изменений в распределении обесценения на начальный остаток балансовой стоимости основных средств по видам производственных единиц представлено ниже:

Чистая балансовая стоимость:	Сумма, ранее отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2006 г	Воздействие изменения в классификации	Пересчитанная сумма по состоянию на 31 декабря 2006 г.
<u>Производственные здания</u>	6 366 814	1 278 378	7 645 192
<u>Гидротехнические здания</u>	8 120 545	2 806 596	10 927 141
<u>Энерговырабатывающее оборудование</u>	4 266 234	(663 102)	3 603 132
<u>Отопительные сети</u>	1 906 390	(1 196 359)	710 031
<u>Незавершенное строительство</u>	3 196 342	-	3 196 342
<u>Прочее</u>	5 119 749	(2 225 513)	2 894 236
<b>Итого</b>	<b>28 976 074</b>	<b>-</b>	<b>28 976 074</b>

### Функциональная валюта и валюта отчетности

Национальная валюта Российской Федерации – российский рубль – является функциональной валютой Группы и одновременно валютой, в которой была подготовлена прилагаемая консолидированная финансовая отчетность.

### Учет инфляции

В Российской Федерации ранее существовал относительно высокий уровень инфляции, и в соответствии с определениями МСФО № 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции» российская экономика считалась гиперинфляционной. Согласно МСФО № 29, финансовая отчетность, подготовленная в валюте страны с гиперинфляционной экономикой, должна быть составлена с учетом текущей покупательной способности валюты этой страны на отчетную дату. С 1 января 2003 года экономика Российской Федерации перестала считаться гиперинфляционной. Таким образом, процедура пересчета стоимости активов и обязательств, предусмотренная МСФО № 29, применяется только к тем активам, которые были приобретены или переоценены, и к тем обязательствам, которые были приобретены или погашены, до этой даты. Эти активы и обязательства, пересчитанные с учетом текущей покупательной способности рубля по состоянию на 31 декабря 2002 года, использовались как основа для настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## 2.2 Принципы консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Общества и финансовую отчетность тех компаний, финансово-хозяйственная деятельность которых контролируется Обществом. Наличие контроля признается, если Общество имеет право контролировать компании напрямую или косвенным путем через дочерние общества.

Под дочерними обществами понимаются компании и иные организации (включая специализированные компании), более чем половина голосующих акций которых напрямую или косвенно принадлежит, или чьи решения в финансовой и операционной сфере определяются Обществом с целью получения экономической выгоды.

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

При оценке контроля Общества над компанией учитывается наличие и влияние потенциальных прав на участие в голосовании, осуществление и конвертация которых возможны на данный момент.

Объединение дочерних обществ происходит с момента передачи Группе контроля над ними (момента приобретения), тогда как моментом их разделения является момент прекращения контроля.

Все операции между компаниями Группы и нереализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются; нереализованные убытки также исключаются при условии, что издержки не могут быть возмещены. Общество и его дочернее общество используют общие принципы составления финансовой отчетности, соответствующие учетной политике Группы.

Финансовая отчетность дочерних предприятий включается в консолидированную финансовую отчетность начинается с даты перехода к Обществу фактического контроля над ними и прекращается с момента фактического прекращения контроля. Доля меньшинства раскрывается в составе капитала.

### **2.3 Передача дочерних предприятий между лицами, находящимися под общим контролем**

Вложения в уставный капитал в виде долей дочерних обществ от компаний, находящихся под общим контролем, учитываются по методу учета объединения интересов. В соответствии с этим методом консолидированная финансовая отчетность Общества представлена так, как если бы Общество существовало на начало наиболее раннего периода, представленного в отчетности. Активы и обязательства дочернего предприятия, переданного между лицами, находящимися под общим контролем, учтены по балансовой стоимости передающей стороны. Разница между балансовой стоимостью чистых активов и номинальной стоимостью акционерного капитала и других произведенных взносов в капитал учитывается в консолидированной финансовой отчетности как изменение собственного капитала.

### **2.4 Операции в иностранной валюте**

Денежные активы и обязательства Общества, выраженные на отчетную дату в иностранной валюте, пересчитаны в рубли по курсу Центрального Банка Российской Федерации на эту дату. Операции в иностранной валюте учитываются по курсу на дату совершения операции. Прибыли и убытки, возникшие в результате осуществления расчетов по данным операциям и при пересчете денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, признаются в Отчете о прибылях и убытках. В отношении неденежных статей пересчет по курсу на конец года не проводится.

Официальный обменный курс российского рубля к доллару США, установленный Центральным банком Российской Федерации на 31 декабря 2007 года, составлял 24,5462 (на 31 декабря 2006 года – 26,3311); официальный обменный курс российского рубля к евро на 31 декабря 2007 года составлял 35,9332 (на 31 декабря 2006 года – 34,6965).

По состоянию на отчетную дату существовал ряд ограничений, установленных законодательством в области валютного контроля, связанных с конвертацией российского рубля в иные валюты. Российский рубль по-прежнему не является свободно конвертируемой валютой в большинстве стран за пределами Российской Федерации.

**Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

**2.5 Основные средства**

Основные средства, приобретенные до 1 января 2003 года (см. Примечание 2.1), отражаются в учете по стоимости, пересчитанной с учетом покупательной способности российского рубля на 31 декабря 2002 года за вычетом накопленной амортизации и резерва под обесценение в случае его наличия. В стоимость основных средств включены расходы на привлечение заемных средств общего или целевого назначения, использованных для финансирования строительства квалифицируемых активов.

Начиная с 2005 года основные средства учитывались по балансовой стоимости предшественника (РАО ЕЭС), определенной в соответствии с МСФО на дату передачи их Группе.

На каждую отчетную дату Руководство определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, то Руководство оценивает возмещаемую сумму, которая определяется как наибольшая из двух величин: чистой цены продажи актива и стоимости его использования. Балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой суммы, а разница отражается как расход (убыток от обесценения) в Отчете о прибылях и убытках. Убыток от обесценения основных средств, признанный в прошлые отчетные периоды, восстанавливается, если произошло изменение оценок, использованных для определения возмещаемой суммы актива.

Расходы на техническое обслуживание и текущий ремонт относятся на затраты по мере их возникновения. Суммы существенных модернизаций и усовершенствований капитализируются с одновременным списанием заменяемых частей. Прибыли и убытки, возникающие в результате выбытия основных средств, отражаются в Отчете о прибылях и убытках в момент их возникновения.

Объекты социальной сферы не включаются в состав основных средств в настоящей консолидированной финансовой отчетности, так как они не создают будущих экономических выгод для Группы. Расходы на выполнение социальных обязательств Группы относятся на затраты по мере их возникновения.

Начисление износа по основным средствам производится линейным методом в течение ожидаемого срока полезного использования того или иного актива с момента ввода его в эксплуатацию. Износ начисляется с момента приобретения или, в случае активов, созданных собственными силами, с момента завершения создания актива и его готовности к использованию.

Группа провела оценку ожидаемой структуры потребления будущих экономических выгод от использования своих основных средств, приобретенных до 31 декабря 2006 года, и внесла изменения в сроки их полезного использования по состоянию на 1 января 2007 года. Результаты этих изменений отражены в Примечании 3.

Планируемый срок полезного использования (в годах), по типам основных средств:

Категория основных средств	2007 год		2006 год	
	Приобретенные до 31 декабря 2006 г. *	Приобретенные после 31 декабря 2006 г.	Приобретенные до 31 декабря 1997 г.*	Приобретенные после 31 декабря 1997 г.
Производственные здания	4-50	50	21-32	50
Гидротехнические сооружения	3-50	50	35-44	50
Генерирующие мощности	6-30	20-30	11-31	20-30
Тепловые сети	3-20	20	13-17	20
Прочие	3-25	10-25	5-23	10-25

\* оставшийся срок полезного использования на момент проведения оценки

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

### **2.6 Денежные средства и их эквиваленты**

К денежным средствам относятся наличные денежные средства и депозиты до востребования, а также краткосрочные высоколиквидные финансовые вложения, срок выплат по которым наступает не более чем через три месяца с даты приобретения. Денежные средства и их эквиваленты учитываются по амортизируемой стоимости, рассчитываемой по методу эффективной процентной ставки.

### **2.7 Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы отражаются по наименьшей из двух величин: фактической себестоимости или цены возможной реализации. Себестоимость запасов рассчитывается с использованием метода средневзвешенной стоимости. Цена возможной реализации представляет собой предполагаемую цену продажи за вычетом всех затрат на завершение и сбыт продукции.

### **2.8 Налог на добавленную стоимость по закупкам и реализации**

Исходящий налог на добавленную стоимость (НДС), возникающий при продаже продукции, подлежит уплате в государственный бюджет при наступлении наиболее ранней из следующих дат: (а) поступление авансов от покупателей и (б) отгрузка товаров (услуг) покупателям. Входящий НДС подлежит зачету против суммы исходящего НДС при получении счета-фактуры от поставщика. Налоговые власти разрешают погашение чистой суммы НДС, подлежащего уплате в бюджет. Входящий и исходящий налог на добавленную стоимость отражается в Бухгалтерском балансе в развернутом виде и раскрывается отдельно в составе оборотных активов и краткосрочных обязательств. При создании резерва под снижение стоимости дебиторской задолженности резервируется вся сумма сомнительной задолженности, включая НДС.

### **2.9 Дебиторская задолженность**

Дебиторская задолженность отражается с учетом НДС, который подлежит уплате в бюджет в момент погашения этой задолженности. Дебиторская задолженность по расчетам с покупателями и заказчиками первоначально признается по справедливой стоимости и впоследствии учитывается по амортизируемой стоимости с использованием эффективной ставки процента за вычетом резерва по сомнительной дебиторской задолженности. Такой резерв по сомнительной дебиторской задолженности создается, когда существует объективное подтверждение невозможности получения Обществом всей суммы задолженности в соответствии с первоначальными условиями ее погашения. Величина резерва представляет собой разницу между балансовой стоимостью и возмещаемой суммой, определяемой как текущая стоимость ожидаемых денежных потоков, дисконтированных по рыночной ставке процента для аналогичных заемщиков, действующую на дату возникновения задолженности. Балансовая стоимость актива уменьшается на величину резерва под обесценение. Безнадёжная дебиторская задолженность покупателей и заказчиков списывается за счет резерва под обесценение дебиторской задолженности покупателей и заказчиков. Последующие возмещения списанных ранее сумм относятся в отчет о прибылях и убытках. Основные факторы, которые Группа принимает во внимание при оценке дебиторской задолженности с точки зрения обесценения, являются просрочка платежа и возможность реализации соответствующего обеспечения, если таковое имеется. При определении наличия объективных признаков обесценения также используются следующие основные критерии:

- часть дебиторской задолженности просрочена и задержка платежа не связана с системами расчетов;
- у контрагента имеются значительные финансовые затруднения согласно финансовой информации, полученной Группой;
- контрагент рассматривает возможность банкротства или финансовой реорганизации;

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

- существует негативное изменение платежного статуса контрагента, обусловленное изменениями национальных или местных экономических условий, оказывающих воздействие на контрагента;
- стоимость обеспечения, если таковое имеется, значительно снизилась в результате ухудшения рыночной ситуации.

### **2.10 Предоплата**

Предоплата отражается в отчетности по первоначальной стоимости за вычетом резерва под обесценение. Предоплата классифицируется как долгосрочная, если ожидаемый срок получения товаров или услуг, относящихся к ней, превышает один год, или если предоплата относится к активу, который будет отражен в учете как внеоборотный при первоначальном признании. Сумма предоплаты на приобретение актива включается в его балансовую стоимость при получении Группой контроля над этим активом и при наличии вероятности того, что будущие экономические выгоды, связанные с ним, будут получены Группой. Прочая предоплата списывается на счет прибылей и убытков при получении товаров или услуг, относящихся к ней. Если имеется признак того, что активы, товары или услуги, относящиеся к предоплате, не будут получены, балансовая стоимость предоплаты подлежит списанию, и соответствующий убыток от обесценения отражается в составе прибылей и убытков.

### **2.11 Классификация, оценка и признание финансовых активов**

Группа классифицирует финансовые активы по следующим категориям: финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток, имеющиеся в наличии для продажи, удерживаемые до погашения, а также кредиты и дебиторская задолженность.

Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток, представляют собой ценные бумаги или прочие финансовые активы, приобретенные с целью извлечения прибыли в результате краткосрочных колебаний цен, или составляющие портфель ценных бумаг, предназначенный для краткосрочных торгов. Руководство классифицирует такие активы как финансовые активы по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток в момент их первичного признания. Финансовые активы данной категории учитываются по справедливой стоимости. Изменение справедливой стоимости этих активов отражается в Отчете о прибылях и убытках. Сумма дивидендов включается в прочие операционные доходы в момент появления у Группы права на получение дивидендов.

Займы выданные и дебиторская задолженность представляют собой некотируемые непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами при условии, что Общество не намерено продать их в ближайшем будущем.

Финансовые активы, удерживаемые до погашения, включают котируемые непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и установленной датой погашения, которые Группа имеет возможность и желание удерживать до погашения. Руководство классифицирует активы, удерживаемые до погашения, в момент первоначального признания и пересматривает правомерность классификации на каждую отчетную дату. Финансовые активы, удерживаемые до погашения, учитываются по амортизируемой стоимости, рассчитываемой с помощью эффективной процентной ставки, за минусом резерва под их обесценение.

Все прочие финансовые активы классифицируются как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, учитываются по справедливой стоимости. Дивиденды по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи, признаются в Отчете о прибылях и убытках в тот момент, когда у Группы возникает право на их получение.

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

Все прочие изменения справедливой стоимости отражаются в разделе капитала до тех пор, пока инвестиции не будут переклассифицированы или обесценены. При этом совокупная прибыль или убыток переносятся из раздела капитала в Отчет о прибылях и убытках.

### **2.12 Классификация финансовых обязательств**

Группа распределяет свои финансовые обязательства по следующим учетным категориям: а) удерживаемые для реализации, в которые также входят финансовые производные инструменты, и б) прочие финансовые обязательства. Обязательства, удерживаемые для реализации, .

отражаются по справедливой стоимости, при этом изменения стоимости отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором они возникли. Прочие финансовые обязательства отражаются по амортизированной стоимости.

### **2.13 Первоначальное признание финансовых инструментов**

Инвестиции, предназначенные для реализации, производные и прочие финансовые инструменты, отражаемые по справедливой стоимости на счете прибылей и убытков, первоначально признаются по справедливой стоимости. Все прочие финансовые активы и финансовые обязательства первоначально учитываются по справедливой стоимости плюс понесенные издержки по сделке. Наилучшим подтверждением справедливой стоимости при первоначальном признании является цена сделки. Прибыль или убыток учитывается в момент первоначального признания только в том случае, если между справедливой стоимостью и ценой сделки существует разница, которая может быть подтверждена другими наблюдаемыми в данный момент на рынке сделками с аналогичным финансовым инструментом или оценочным методом, в котором в качестве входящих переменных используются исключительно данные наблюдаемых рынков.

Покупка или продажа финансовых активов, поставка которых предусматривается в сроки, установленные законодательно или обычаями делового оборота данного рынка (покупка и продажа на стандартных условиях), признаются на дату совершения сделки, т.е. на дату, когда Группа приняла на себя обязательство передать финансовый актив. Все другие операции купли-продажи признаются на дату поставки, при этом изменение стоимости за период с даты принятия обязательства до даты поставки не признается в отношении активов, учитываемых по стоимости приобретения или амортизируемой стоимости; убытки по инвестициям, предназначенным для реализации, признаются в отчете о прибылях и убытках; а в части финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, – учитывается в составе капитала.

### **2.14 Прекращение признания финансовых активов**

Группа прекращает признавать финансовый актив в тот момент, когда (i) он погашен либо по иным причинам истекло связанное с данным активом право на получение денежных средств, или (ii) Группа передала практически все риски и выгоды, связанные с его владением или (iii) Группа ни передала, ни сохранила за собой практически все риски и выгоды, связанные с владением активом, но потеряла контроль над ним. Контроль сохраняется в том случае, если контрагент не имеет практической возможности продать независимой третьей стороне рассматриваемый актив как единое целое без необходимости наложения дополнительных ограничений на продажу.

### **2.15 Кредиторская задолженность и начисления**

Кредиторская задолженность отражается с учетом НДС. Кредиторская задолженность перед поставщиками и подрядчиками первоначально принимается к учету по справедливой стоимости и впоследствии отражается по амортизируемой стоимости, рассчитываемой по методу эффективной процентной ставки.

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

### **2.16 Заемные средства**

Заемные средства признаются по амортизируемой стоимости, рассчитываемой с помощью эффективной процентной ставки. Проценты по займам, полученным для финансирования строительства основных средств, капитализируются в течение всего времени, необходимого для завершения строительства и подготовки актива к использованию по назначению. Проценты по остальным займам сразу же относятся на расходы.

### **2.17 Доля меньшинства**

Доля меньшинства представляет собой пропорциональную долю миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний Общества и результатах их деятельности. Она рассчитывается на основании доли владения миноритарных акционеров в этих дочерних обществах. При приобретении миноритарных долей, разница между балансовой стоимостью миноритарной доли и суммой, выплачиваемой для ее приобретения, относится на убытки непосредственно в разделе собственного капитала.

### **2.18 Резервы по обязательствам и начислениям**

Резервы по обязательствам признаются тогда, когда у Группы имеются юридические или вытекающие из практики обязательства, возникшие в результате прошлых событий, существует вероятность того, что для погашения этого обязательства потребуется выбытие ресурсов Группы, и может быть сделана надежная оценка оттока ресурсов. В случае наличия класса схожих обязательств оценка вероятности выбытия ресурсов Группы для погашения таких обязательств определяется на основе оценки всего класса в целом. Резерв создается даже в том случае, если вероятность выбытия ресурсов по отдельному обязательству, вошедшему в какой-либо класс, может быть незначительной.

Если Общество ожидает возмещения резерва, например, при наличии договора страхования, такое возмещение признается как самостоятельный актив, но только в том случае, если возмещение будет действительно предоставлено.

### **2.19 Пенсионные обязательства**

В процессе текущей деятельности Группа уплачивает все необходимые взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих работников. Обязательные взносы в пенсионный фонд признаются расходами по мере их возникновения.

Группа также использует пенсионные планы с установленными выплатами. Управление частью пенсионных планов осуществляется с привлечением негосударственного пенсионного фонда, для управления остальными планами пенсионные фонды не привлекаются.

Взносы, уплаченные Группой на солидарный счет негосударственного пенсионного фонда, могут быть востребованы Группой вплоть до момента их перечисления на индивидуальные счета пенсионеров. В связи с этим указанные взносы отражаются в отчетности Группы как активы (дебиторская задолженность негосударственного пенсионного фонда).

Пенсионные планы с установленными выплатами определяют суммы пенсионных выплат, которые сотрудник будет получать после выхода на пенсию и которые, как правило, зависят от одного или нескольких факторов, таких как возраст, стаж и размер заработной платы. Обязательства, отражаемые в бухгалтерском балансе в части пенсионных планов с установленными выплатами, применяемых Группой, представляют собой дисконтированную стоимость обязательств по пенсионным планам на отчетную дату с учетом корректировок по непризнанным актуарным

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

прибылям и убыткам, а также стоимости прошлых услуг. Все пенсионные планы с установленными выплатами считаются полностью нефондированными. Обязательства по осуществлению установленных выплат рассчитываются с использованием метода прогнозируемой условной единицы. Обязательство по осуществлению установленных выплат рассчитывается по методу прогнозируемой условной единицы. Текущая стоимость обязательств по осуществлению установленных выплат определяется путем дисконтирования прогнозируемого будущего оттока денежных средств с применением процентных ставок по государственным облигациям, номинированным в валюте пенсионных выплат, срок погашения которых практически равен срокам урегулирования соответствующих выходных пособий.

Актуарные прибыли и убытки, возникающие в результате изменений актуарных допущений и превышающие 10% стоимости активов или обязательств по плану с установленными выплатами, признаются в Отчете о прибылях и убытках на протяжении среднего срока, оставшегося до окончания трудовой деятельности работников, начиная с периода, следующего за отчетным годом.

### **2.20 Налог на прибыль**

Налог на прибыль представлен в настоящей консолидированной финансовой отчетности в соответствии с российским налоговым законодательством, действовавшим на отчетную дату. Расход по налогу на прибыль включает текущий и отложенный налоги и признается в Отчете о прибылях и убытках, если он не относится к операциям, которые признаются в текущем или другом периоде в разделе капитала.

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить или возместить из бюджета в отношении налогооблагаемой прибыли или убытка за текущий или предыдущий периоды. Прочие налоги, за исключением налога на прибыль, учитываются в составе операционных расходов.

Отложенный налог на прибыль рассчитывается с использованием балансового метода и начисляется в отношении убытков, уменьшающих налогооблагаемую прибыль будущих периодов, и временных разниц, возникающих между налоговой оценкой активов и обязательств и их балансовой стоимостью. При первоначальном признании отложенные налоги не признаются в отношении временных разниц. При первоначальном признании отложенные налоги не признаются в отношении временных разниц, возникающих при первоначальном отражении актива или обязательства по операциям, отличным от операций по объединению компаний, если факт первоначального отражения данной операции не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль. Отложенный налог на прибыль рассчитывается по налоговым ставкам, принятым или действующим на отчетную дату, которые, как ожидается, будут применяться в период погашения временных разниц или использования убытков прошлых лет, перенесенных на будущие периоды. Активы по отложенному налогу на прибыль в отношении временных разниц и убытков прошлых лет, уменьшающих налогооблагаемую прибыль будущих периодов, отражаются только в той мере, в какой существует вероятность, что в будущем будет получена налогооблагаемая прибыль, достаточная для их использования. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль отражаются свернуто только в рамках одного юридического лица Группы.

Отложенный налог на прибыль не отражается в отношении нераспределенной прибыли дочернего общества, поскольку Группа требует повторного инвестирования прибыли и ожидается, что объявленная сумма дивидендов от будущих прибылей дочернего общества будет незначительной. В данной финансовой отчетности не отражаются будущие прибыли и связанные с ними налоги.

## Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)

### 2.21 Признание доходов

Доходы отражаются по факту поставки электрической и тепловой энергии, а также по факту отгрузки непроизводственных товаров и услуг в течение периода. Показатели доходов приведены без учета НДС. Доходы признаются в размере справедливой стоимости средств, полученных или причитающихся к получению.

### 2.22 Операционная аренда

В случаях, когда Группа является арендатором по договору аренды, не предусматривающему переход от арендодателя к Группе существенных рисков и выгод, возникающих из права собственности, общая сумма арендных платежей отражается в отчете о прибылях и убытках равномерно в течение всего срока аренды. Срок аренды это неаннулируемый период, на который арендатор взял на себя арендные обязательства в отношении актива, а также любой последующий срок, на который арендатору предоставляется возможность продлить аренду актива, с внесением дополнительной платы или без таковой, если на момент начала аренды есть достаточные основания полагать, что арендатор воспользуется этой возможностью.

### 2.23 Капитал

**Уставный капитал.** Обыкновенные акции отражаются в разделе «Капитал». Дополнительные затраты на выпуск акций отражаются в разделе «Капитал» как вычеты, за минусом налогов. Любое превышение справедливой стоимости полученного размещения над номинальной стоимостью выпущенных акций раскрывается в примечаниях как эмиссионный доход.

**Резерв по реструктуризации.** Разница между балансовой стоимостью присоединенных к Группе чистых активов в результате операций, проведенных под общим контролем, и долей меньшинства отражена по строке «Резерв по реструктуризации» в разделе «Капитал».

**Собственные выкупленные акции.** В случае, когда Общество выкупает собственные акции, уплаченное возмещение, включая любые дополнительные затраты (за минусом налога на прибыль), вычитается из капитала, причитающегося акционерам Общества, до тех пор пока акции не будут аннулированы, перевыпущены или ликвидированы. В случае, если такие акции в будущем будут проданы или перевыпущены, полученное возмещение за минусом всех прямых дополнительных затрат и связанного с этим эффекта по налогу на прибыль, включаются в раздел капитала, причитающегося акционерам Общества.

**Дивиденды.** Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены (одобрены акционерами) до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они объявлены после отчетной даты, но до даты, когда отчетность утверждена к выпуску.

### 2.24 Обязательства по охране окружающей среды

Обязательства по возмещению ущерба, причиненного окружающей среде, отражаются в учете в том случае, если обязательство уже имеет место, существует вероятность выплат и величина ущерба может быть оценена с достаточной степенью точности.

### 2.25 Прибыль на акцию

Прибыль на акцию определяется путем деления прибыли, причитающейся держателям обыкновенных акций Общества, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение отчетного периода.

## Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)

### 2.26 Сегментная отчетность

Группа действует в одном географическом регионе и в одной отрасли – оно занимается выработкой электроэнергии и тепловой энергии на территории Российской Федерации. Выработка электроэнергии и тепловой энергии являются родственными видами деятельности и подвержены влиянию аналогичных факторов риска, что позволяет объединить их в единый сегмент.

### 2.27 Сезонный характер деятельности

На спрос на тепловую и электроэнергию оказывают существенное влияние как время года, так и погодные условия. Основной объем доходов от реализации тепловой энергии приходится на период с октября по март. Аналогично, хотя и не столь явно, основной объем реализации электроэнергии приходится на тот же период. Сезонный характер производства тепловой и электроэнергии оказывает соответствующее влияние на потребление топлива и закупки энергии.

Кроме того, в период снижения производства с апреля по сентябрь возрастают расходы на ремонт и техническое обслуживание. Сезонный характер деятельности не оказывает влияние на порядок отражения Группой доходов или затрат.

### 2.28 Проценты

Доходы и расходы по процентам признаются в Отчете о прибылях и убытках для всех процентных долговых обязательств по методу начисления с применением эффективной ставки процента. Доходы по процентам включают номинальный процент и амортизируемый дисконт или премию. В случае признания займов сомнительными к взысканию их стоимость должна быть снижена до возмещаемой стоимости, соответственно, процентный доход признается по процентной ставке, которая использовалась для дисконтирования будущих денежных потоков при определении справедливой стоимости обязательств.

### 2.29 Принятие новых и пересмотренных стандартов и интерпретаций

С января 2007 года вступил в силу ряд новых МСФО, имеющих отношение к Группе. Ниже перечисляются новые или измененные стандарты и интерпретации, которые затрагивают или могут затронуть деятельность Группы в будущем, а также приводится описание их воздействия на учетную политику Группы. Все изменения в учетной политике применялись ретроспективно, за исключением случаев, когда оговаривается иное. При этом корректировка нераспределенной прибыли была произведена на 1 января 2006 года.

**МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» и дополнительные изменения к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности – Раскрытие информации о капитале» (вступил в силу с 1 января 2007 года).** Комитет по МСФО ввел новые требования по раскрытию информации о финансовых инструментах, включая информацию о количественных характеристиках степени подверженности рискам и методах управления рисками. Новые требования к раскрытию количественных данных обеспечивают предоставление информации о степени подверженности рискам, основанной на информации для внутреннего пользования, имеющейся у руководства организации. Раскрытие количественных и качественных данных касается подверженности кредитным рискам, рискам ликвидности и рыночным рискам, включая анализ чувствительности к рыночным рискам. МСФО (IFRS) 7 заменяет МСФО (IAS) 30 «Раскрытие информации в финансовой отчетности банков и аналогичных финансовых институтов», а также некоторые из требований МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: раскрытие и представление информации». В изменениях к МСФО (IAS) 1 вводятся требования к раскрытию информации об уровне капитала организации и о методах управления капиталом. Эти новые требования к раскрытию информации были применены в данной консолидированной финансовой отчетности.

## **Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)**

**Другие новые стандарты и интерпретации.** Группа придерживалась следующих интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2007 года:

- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 7 «Применение подхода к пересчету согласно МСФО (IAS) 29» (вступает в силу в отношении отчетных периодов, начинающихся с 1 марта 2006 года или после этой даты);
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 8 «Сфера применения МСФО (IFRS) 2» (вступает в силу в отношении отчетных периодов, начинающихся с 1 мая 2006 года или после этой даты);
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 9 «Переоценка встроенных производных финансовых инструментов» (вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 июня 2006 года или после этой даты);
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 10 «Промежуточная финансовая отчетность и обесценение» (вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 ноября 2006 года или после этой даты).

Принятие вышеперечисленных новых стандартов и интерпретаций оказало незначительное воздействие на финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2007 года и 31 декабря 2006 года, а также на результаты ее деятельности за 2007 и 2006 год.

## **Примечание 3. Принятые оценки и допущения**

Группа делает ряд допущений и оценок, которые могут повлиять на представление в отчетности активов и обязательств. Оценки и суждения постоянно пересматриваются на предмет их обоснованности, исходя из опыта Руководства и других факторах, включая прогноз будущих событий, которые представляются обоснованными в данных обстоятельствах. Кроме того, Руководство также делает некоторые суждения и оценки при применении тех или иных принципов учетной политики. Наиболее значимые суждения, оказывающие влияние на суммы, отраженные в финансовой отчетности, а также оценки, способные привести к значительной корректировке балансовой стоимости активов и обязательств в последующем финансовом году, представлены ниже:

### **Резерв под обесценение основных средств**

На каждую отчетную дату Руководство Группы проверяет наличие признаков того, что возмещаемая стоимость активов Группы стала ниже их балансовой стоимости. Возмещаемая стоимость основных средств представляет собой наибольшую из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и стоимости использования. Если такое снижение имеет место, то балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. Сумма уменьшения отражается в Отчете о прибылях и убытках в том периоде, когда такое уменьшение произошло. Если условия меняются, и Руководство определяет, что стоимость активов, отличных от гудвилла, увеличилась, резерв под обесценение основных средств полностью или частично восстанавливается.

Руководство приняло во внимание недавние позитивные изменения в деятельности российского рынка электроэнергетики (см. также Примечание 1.4) и провело переоценку возмещаемой суммы основных средств Группы на 31 декабря 2007 г. В результате руководство полагает, что резерв под обесценение основных средств, ранее созданный Группой в отношении активов, генерирующих электро- и теплоэнергию, должен быть частично восстановлен по состоянию на 31 декабря 2007 г. По оценкам руководства, восстанавливаемая сумма составляет 3 824 248 тыс. руб. Оценки тарифов на будущие периоды, использованные руководством для прогнозирования потоков денежных средств, основывались на документе «Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2009 г. и плановый период 2010 и 2011 гг.», утвержденном Министерством экономического развития РФ в мае 2008 г., и значительно превышают те, которые использовались в предыдущем году.

**Примечание 3. Принятые оценки и допущения (продолжение)**

Увеличение прогнозируемых тарифов оказало наиболее значительное положительное влияние на прогноз движения денежных средств гидроэлектростанций филиала «Невский», где увеличение прогнозируемых доходов не уменьшается за счет соответствующего роста стоимости топлива, так что сумма восстановления резерва под обесценение ГЭС филиала «Невский» и Теплосети составила 1 049 853 тыс. руб. и 1 905 382 тыс. руб. Соответственно. Однако, с другой стороны, руководство признало дополнительный убыток от обесценения основных средств ТЭЦ филиала «Невский» в сумме 55 501 тыс. руб. (см. также Примечание 6).

Руководство применило использовало следующие основные допущения при оценке справедливой стоимости основных средств по состоянию на 31 декабря 2007 года и определении уровня обесценения на 31 декабря 2007 года:

- Средние сроки оставшегося полезного использования основных средств оценивались Руководством для каждой генерирующей единицы на основе отчета консорциума независимых оценщиков по состоянию на 31 декабря 2006 года с учетом последней инвестиционной программы и составили:

<b>Наименование генерирующей единицы</b>	<b>Средний оставшийся срок полезного использования, годы</b>
Кольский филиал (ГЭС)	12
Карельский филиал (ГЭС)	13
Апатитская теплоэлектроцентраль (ТЭЦ)	7
ГЭС Невского филиала	13
ТЭЦ Невского филиала	10
Тепловые сети Невского филиала	10
Мурманская ТЭЦ	4

- рост тарифов на электрическую энергию на 2008 год составил 17%; в среднем, последующий рост тарифов оценивается Руководством в размере 19%-24% в год в 2009-2011 гг. и 9%-11% начиная с 2012 года;
- увеличение средней отпускной цены на тепловую энергию в 2008 году по всем единицам Группы, генерирующим денежные потоки, за исключением Мурманской ТЭЦ, составляет 18%; по оценкам руководства можно ожидать дальнейшего роста средней отпускной цены на тепловую энергию на 18%-23% в год в 2009-2011 гг. и на 7% в год в 2012 г. и в последующий период. Ожидается, что средняя отпускная цена на тепловую энергию, производимую Мурманской ТЭЦ, будет расти на 16% в год в 2008-2011 гг.;
- по оценкам руководства ожидаемый ежегодный рост цен на топливо составит в среднем 12% по углю на Апатитской ТЭЦ и 28% по газу на ТЭЦ Невского филиала в 2008-2011 гг. и 6% по углю на Апатитской ТЭЦ и 8% по газу на ТЭЦ Невского филиала в 2012 году и в последующий период;
- объемы производства электрической и тепловой энергии останутся на прежнем уровне в филиале «Карельский», а также на ТЭЦ филиала «Кольский» и ТЭЦ филиала «Невский». Что касается остальных генерирующих денежных потоки единиц, руководство ожидает некоторого увеличения объемов производства электрической и тепловой энергии в пределах 1-10% на протяжении прогнозного периода. Это увеличение касается только существующих производственных мощностей (не включая инвестиционную программу);
- для генерирующей денежные средства единицы «Тепловая сеть» Невского филиала увеличение тарифов на транспортировку тепла оценивается пропорционально росту тарифов на тепловую энергию;

### **Примечание 3. Принятые оценки и допущения (продолжение)**

- оценка затрат на ремонт и техническое обслуживание Тепловых сетей Невского филиала производилась путем умножения затрат на ремонт 1 км теплосетей (составлявших 49 890 тысяч рублей) на длину теплотрасс, нуждающихся в ежегодном ремонте, равную 40 км. Общая протяженность теплотрасс «Теплосети» филиала «Невский» составляет около 800 км;
- дисконтирование будущих денежных потоков от операционной деятельности по всем генерирующим денежнeые потоки единицам Группы проводилось на основе средней взвешенной стоимости капитала, равной 10,23%.

Отклонения от приведенных выше допущений могут стать причиной существенного изменения суммы резерва под обесценение. В частности:

- При увеличении/уменьшении темпов роста отпускной цены на электрическую и тепловую энергию на 10% в год, изменения оценочной возмещаемой стоимости привели бы к уменьшению/увеличению резерва под обесценение на (8 755 498)/7 823 021 тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2007 года;
- При увеличении/уменьшении темпов роста операционных расходов группы на 10% в год, изменения оценочной возмещаемой стоимости привели бы к увеличению/уменьшению резерва под обесценение на 7 372 048/(8 213 639) тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2007 г.;
- При увеличении/уменьшении оставшихся периодов полезного использования основных средств на 10% в год, изменения оценочной возмещаемой стоимости привели бы к уменьшению/увеличению резерва под обесценение на (1 266 487)/1 184 374 тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2007 г.;
- При увеличении/уменьшении средней взвешенной стоимости капитала на 10% в год, изменения оценочной возмещаемой стоимости привели бы к увеличению/ уменьшению резерва под обесценение на 688 688/(743 389) тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2007 г.

По мнению Руководства, существующий резерв под обесценение является наиболее точной оценкой, учитывающей всю совокупность текущих экономических условий, влияющих на Группу.

По состоянию на 31 декабря 2006 г. руководство также рассмотрело недавние благоприятные изменения в работе российского рынка электроэнергетики и переоценило возмещаемую сумму основных средств Группы. В результате руководство пришло к выводу, что резервы под обесценение основных средств, учтенные Группой по состоянию на 31 декабря 2005 г. в отношении активов, производящих электроэнергию и отопление, на основании учета предшественника РАО ЕЭС, должны быть частично пересмотрены. Сумма сторнирования по состоянию на 31 декабря 2006 г. оценивается руководством в размере 8 025 359 тыс. рублей. С другой стороны, руководство рассмотрело дальнейшее устаревание Тепловых сетей Невского филиала по состоянию на 31 декабря 2006 г. и признало дополнительный убыток от обесценения в отношении основных средств этих единиц, генерирующих денежные средства, в сумме 5 993 876 тыс. рублей.

### Примечание 3. Принятые оценки и допущения (продолжение)

Руководство использовало следующие основные допущения при оценке справедливой стоимости основных средств по состоянию на 31 декабря 2006 г. и определении уровня обесценения на 31 декабря 2006 г.:

Наименование генерирующей единицы	Средний оставшийся срок полезного использования, годы
Кольский филиал (ГЭС)	24
Карельский филиал (ГЭС)	25
Апатитская теплоэлектростанция (ТЭЦ)	9
ГЭС Невского филиала	6
ТЭЦ Невского филиала	11
Тепловые сети Невского филиала	11
Мурманская ТЭЦ	10

- Рост тарифов на электроэнергию, установленный для Общества на 2007 год, составил в среднем 26%; последующий рост тарифов оценивался Руководством в размере 13%-20% в год в 2008-2011 гг. и 3%-4% в год, начиная с 2012 года;
- рост тарифов на тепловую энергию, установленный для Общества на 2007 год, составил в среднем 15% и 18% для Мурманской ТЭЦ, последующий рост тарифов оценивался Руководством в размере 10%-16% и 15%-20% для Мурманской ТЭЦ в год в 2008-2011 гг.; 5%-7% в год в 2012-2013 гг. и в размере 3%-4% в год, начиная с 2014 года;
- рост цен на газ в 2007 году в соответствии с прогнозом Правительства не должен превысить 15%, что незначительно превышает значение ожидаемой инфляции;
- рост цен на уголь в 2007 году в соответствии с прогнозом Правительства не должен превысить 8,9%;
- увеличение цен на мазут, в соответствии с бюджетом, утвержденным Советом Директоров Общества в 2007 году составил 19%;
- средний прогнозируемый рост цен на топливо был оценен Руководством на уровне 8% (для Апатитской ТЭЦ, работающей на угле) и 19% для остальных ТЭЦ ежегодно в период с 2008 по 2010 год и 3%, начиная с 2011 года;
- стоимость мазута на 2007 год для Мурманской ТЭЦ определялась на основе фактических цен первой половины 2007 года и ценовых прогнозов на вторую половину 2007 года; дальнейшее увеличение стоимости мазута было оценено как 7% на 2008 год, 9% ежегодно для 2009-2010 гг., 7-8% ежегодно для 2011-2015 годов и 4% на 2016 год;
- предполагалось, что объем производства электроэнергии и тепловой энергии будет оставаться на текущем уровне в течение всего периода проведения теста на обесценение (без учета инвестиционной программы);
- для генерирующей единицы «Тепловые сети Невского филиала» увеличение тарифа на транспортировку тепловой энергии оценивалось пропорционально росту тарифов на тепловую энергию;
- величина расходов на ремонт и техобслуживание генерирующей единицы «Тепловые сети Невского филиала» была определена на основе умножения стоимости ремонта 1 км трубопровода (49 890 тыс. руб.) на длину сетей, требующих ежегодного ремонта (40 км). Общая протяженность трубопроводов «Тепловых сетей Невского филиала» составляет около 800 км;
- для дисконтирования будущих денежных потоков, генерируемых Обществом, была использована средневзвешенная стоимость капитала в размере 12,02%;

### **Примечание 3. Принятые оценки и допущения (продолжение)**

- реструктуризация Общества не изменила способа восстановления активов – единые ранее законодательно установленные тарифы на электроэнергию и тепловую энергию для вертикально интегрированных энергокомпаний были распределены среди вновь образованных генерирующих производств.

#### ***Оценка справедливой стоимости инвестиций, имеющих в наличии для продажи***

Руководство провело оценку справедливой стоимости доли участия в ОАО «Северо-Западная ТЭЦ», равной 3,0685%, используя методики оценки стоимости, с целью учета данной стоимости в консолидированной финансовой отчетности. Оценка стоимости была проведена консорциумом независимых оценщиков. Справедливая стоимость инвестиций была определена преимущественно с помощью метода дисконтирования денежных потоков.

Оценщиками были применены следующие основные допущения:

- Потоки денежных средств спрогнозированы на основе результатов операционной деятельности Группы, а также на основе бизнес-плана Группы, рассчитанного на 10 лет.
- Увеличение доходов и расходов, выходящих за пределы десятилетнего периода, было экстраполировано на основе ожидаемого уровня инфляции 2,7% в год;
- Ставка дисконтирования в размере 13,3%-12,3% для 2008-2010 годов и 12,1% для 2011-2016 годов применялась при расчете возмещаемой стоимости инвестиций. В качестве ставки дисконтирования использована средневзвешенная стоимость капитала.

Скидка для миноритарных акционеров компании была установлена в размере 19,46%

Отклонения от этих допущений могут стать причиной существенного изменения суммы балансовой стоимости инвестиций в Северо-Западную ТЭЦ. По мнению руководства, оценка стоимости, проведенная независимыми оценщиками, является наиболее точной оценкой справедливой стоимости инвестиций в контексте существующих экономических условий, оказывающих влияние на Группу.

#### ***Сроки полезного использования основных средств***

Оценка сроков полезного использования объектов основных средств является предметом профессионального суждения Руководства, основанного на опыте использования аналогичных активов. При определении сроков полезного использования активов Руководство принимает во внимание следующие факторы: характер ожидаемого использования, оценку технологического устаревания, физический износ и среду эксплуатации активов. Изменение каждого из названных условий или оценок может повлечь корректировку будущих норм амортизации.

Как отмечено в Примечании 2.5, руководство провело оценку ожидаемой структуры потребления будущих экономических выгод от использования основных средств, приобретенных до 31 декабря 2006 года, и внесло соответствующие изменения в сроки их полезного использования по состоянию на 1 января 2007 года. В своих оценках руководство исходило из отчета, подготовленного консорциумом независимых оценщиков по состоянию на 31 декабря 2006 года. Расчетные сроки полезного использования активов, исчисляемые в годах, приводятся в Примечании 2.5, где они сгруппированы по типам объектов в соответствии с тем, как это принято в Группе. Результат этого изменения в оценках отражен в консолидированном отчете о прибылях и убытках за 2007 год и выражается в увеличении амортизационных отчислений за этот год на 445 299 тысяч рублей. Определить воздействие, которое это изменение в оценке окажет на будущие отчетные периоды, не представляется возможным.

### Примечание 3. Принятые оценки и допущения (продолжение)

Если бы отклонение расчетных сроков полезного использования от оценок руководства составило 10%, то это начисленная амортизация увеличилась бы на 214 018 тысяч рублей или уменьшилась на 178 154 тысяч рублей (Примечание 6).

#### Резерв под обесценение дебиторской задолженности

Резерв под обесценение дебиторской задолженности сформирован на основе оценки Руководством Общества возможности ухудшения собираемости дебиторской задолженности отдельных потребителей по сравнению с прогнозами. Если отмечается снижение кредитоспособности крупного потребителя или масштабы фактической неуплаты превышают прогнозные, то фактические результаты могут отличаться от оценочных значений (см. Примечание 26).

#### Налоговое законодательство

Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частным изменениям (см. Примечание 25).

#### Пенсионные обязательства

Основные актуарные допущения, использованные для расчета обязательств по пенсионному плану с установленными выплатами по состоянию на 31 декабря 2007 года перечислены в Примечании 16. Влияние возможных изменений в данных допущениях может быть следующим:

**Увеличение в дисконтированной стоимости  
обязательств по пенсионным планам с  
установленными выплатами по состоянию на  
31 декабря 2007 года**

Снижение ставки дисконтирования на 0,75 % в год	8%
Увеличение оклада на 0,75% в год	1%
Рост инфляции (пенсии) на 0,75% в год	7%
Снижение ставки пенсионных выплат на 1,5% в год	3%

### Примечание 4. Новые стандарты международной финансовой отчетности

Были опубликованы некоторые новые стандарты и интерпретации, которые обязательны для принятия к учету Группой применительно к учетным периодам, начинающимся с 1 января 2008 года или после этой даты, и которые не были приняты Группой ранее:

**МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты» (вводится в действие для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2009 года или после этой даты).** Данный стандарт применяется к организациям, долговые или долевыми инструментами которых реализуются на открытом рынке, а также к организациям, которые предоставляют либо планируют предоставить свою финансовую отчетность надзорным организациям с целью размещения инструментов какого-либо класса на открытом рынке. МСФО (IFRS) 8 содержит требование о предоставлении организацией финансовой информации и информации описательного характера об ее операционных сегментах, а также предписывает, в каком виде такая информация должна быть предоставлена. В настоящее время Группа проводит оценку того влияния, которое данный стандарт окажет на раскрытие информации о сегментах в консолидированной финансовой отчетности.

Финансовые инструменты с правом досрочного погашения и обязательства, возникающие при ликвидации МСФО (IAS) 32 и изменения к МСФО (IAS) 1 (вводится в действие с 1 января 2009 года). Согласно изменениям, некоторые финансовые инструменты, подпадающие по определению финансового обязательства, должны классифицироваться в составе капитала.

**Примечание 4. Новые стандарты международной финансовой отчетности (продолжение)**

Группа предполагает, что данные поправки не оказывают влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

**МСФО (IAS) 23 «Затраты по займам» (в редакции от марта 2007 года; вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2009 года или после этой даты).** В марте 2007 года был опубликован пересмотренный вариант МСФО (IAS) 23. Основное изменение в МСФО (IAS) 23 заключается в исключении возможности немедленного признания в качестве расходов затрат по займам, относящимся к активам, на продажу или подготовку к использованию которых уходит значительный период времени. Таким образом, организация должна капитализировать такие расходы по займам в составе стоимости актива. Пересмотренный вариант стандарта применяется ретроспективно к затратам по займам, относящимся к соответствующим активам, для которых датой начала капитализации является 1 января 2009 года или более поздняя дата. Ожидается, что этот новый стандарт не окажет существенного влияния на Группу, поскольку ее текущая учетная политика предусматривает капитализацию затрат по займам, относящимся к активам, на продажу или подготовку к работе которых уходит значительный период времени.

**МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (в редакции от сентября 2007 года; вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2009 года или после этой даты).** Основным изменением в МСФО (IAS) 1 является замена отчета о прибылях и убытках на отчет о полученном доходе, который будет также включать все изменения капитала, не относящиеся непосредственно к акционерам, например, переоценка финансовых активов, имеющих в наличии для продажи. Компаниям будет разрешено представлять информацию и в альтернативном формате – представлять отчет о полученном доходе одновременно с отчетом о прибылях и убытках. Пересмотренный МСФО (IAS) 1 также предусматривает требование представления бухгалтерского баланса по состоянию на начало наиболее раннего из сравнительных периодов в случае наличия реклассификаций, изменения учетной политики либо исправления ошибок. Общество ожидает, что пересмотренный МСФО (IAS) 1 повлияет на представление финансовой отчетности, однако не окажет эффекта на признание или оценку отдельных операций или остатков.

**«Условия вступления в долевого права и аннулирование» – Изменения к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты на основе долевого инструментов» (опубликованы в январе 2008 года; вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2009 года или после этой даты).** Данное изменение разъясняет, что условия вступления в долевого права представляют собой только условия, связанные с предоставлением услуг, и условия, связанные с показателями деятельности. Прочие характеристики выплат на основе долевого инструментов не являются условиями вступления в долевого права. Данное изменение указывает, что все аннулирования, осуществленные как организацией, так и другими сторонами, должны отражаться в учете одинаково. Группа предполагает, что данные поправки не окажут влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

**МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» (в редакции от января 2008 года; вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 июля 2009 года или после этой даты).** Пересмотренный вариант МСФО (IAS) 27 предусматривает требование начислять общий совокупный доход, принадлежащий собственникам материнской организации и держателям неконтролирующего пакета (ранее именовавшимся «долей меньшинства») даже в том случае, когда результаты по неконтролирующему пакету представляют собой убыток (по требованиям действующего в настоящее время стандарта, превышение по убыткам в большинстве случаев начисляется на владельцев материнской организации). В пересмотренном варианте стандарта указывается, что изменения в доле собственности материнской организации в дочерней организации, не приводящие к потере контроля, должны отражаться в учете как операции с долевыми инструментами. Кроме этого, в МСФО (IAS) 27 оговаривается, что организации следует оценивать прибыль или убыток от утраты контроля над дочерней организацией.

**Примечание 4. Новые стандарты международной финансовой отчетности (продолжение).**

На дату утраты контроля все инвестиции, сохранившиеся в бывшей дочерней организации, должны оцениваться по справедливой стоимости. В настоящее время Группа оценивает влияние пересмотренного стандарта на консолидированную отчетность.

**МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (в редакции от января 2008 года; действует в отношении операций по объединению организаций, в которых дата приобретения приходится на начало первого годового отчетного периода, начинающегося с 1 июля 2009 года или после этой даты).** С введением пересмотренного МСФО (IFRS) 3 организации смогут по своему усмотрению выбирать метод оценки доли неконтролирующего пакета – либо используя существующий метод МСФО (IFRS 3) (пропорциональная доля организации-покупателя в поддающихся учету чистых активах приобретаемой организации), либо аналогично методу, применяемому в ОПБУ США (US GAAP) (по справедливой стоимости). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 содержит более подробное руководство по применению метода приобретения к объединению организаций. Отменено требование об оценке по справедливой стоимости всех активов и обязательств на каждом этапе поэтапного приобретения организации для целей расчета доли гудвила. Теперь гудвил будет оцениваться как разница на дату приобретения между справедливой стоимостью любой инвестиции в организацию до приобретения, переданной суммой оплаты и приобретенными чистыми активами. Затраты, связанные с приобретением, будут учитываться отдельно от объединения организаций и поэтому будут отражаться как расходы, а не включаться в гудвил. Организация-покупатель будет отражать обязательство в отношении условной суммы оплаты за приобретение на дату приобретения. Изменения стоимости этого обязательства после даты приобретения будут отражаться надлежащим образом в соответствии с другими применимыми МСФО, а не путем корректировки гудвила. В настоящее время Группа оценивает влияние пересмотренного стандарта на консолидированную отчетность.

**Интерпретация КИМФО (IFRIC) 13 «Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов» (опубликована в июне 2007 года; вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 июля 2008 года или после этой даты).** Интерпретация КИМФО (IFRIC) 13 разъясняет, что если товары или услуги продаются вместе с каким-либо средством поддержания лояльности клиентов (например, бонусными единицами или отдаваемыми бесплатно продуктами), то такая сделка является многокомпонентной сделкой, а возмещение, причитающееся к получению от клиента, распределяется между компонентами сделки на основании справедливых стоимостей. Деятельность Группы не подпадает под действие Интерпретации КИМФО (IFRIC) 13, поскольку ни одна из компаний Группы не имеет программ поддержания лояльности.

**Поправки к Международным стандартам финансовой отчетности (выпущены в мае 2008 г.).** В 2007 г. Комитет по Международным стандартам финансовой отчетности принял решение начать выполнение проекта по ежегодному уточнению стандартов в целях внесения необходимых, но не срочных поправок в МСФО. Поправки, принятые в мае 2008 г., включают поправки по существу, разъяснения и изменения в терминологию к разным стандартам. Поправки по существу относятся к следующим областям: классификация по категории удерживаемых для продажи согласно МСФО (IFRS) 5 в случае потери контроля за дочерней компанией; возможность классификации финансовых инструментов, удерживаемых для торговли, как долгосрочных согласно МСФО (IAS) 1; учет реализации активов по МСФО (IAS) 16, которые ранее удерживались для аренды, и классификация соответствующих потоков денежных средств по МСФО (IAS) 7 как потоков денежных средств от операционной деятельности; разъяснение определения сокращения согласно МСФО (IAS) 19; учет государственных ссуд, предоставленных под ставку ниже рыночной, согласно МСФО (IAS) 20; приведение в соответствие определения затрат по займам в МСФО (IAS) 23 с методом эффективной процентной ставки; разъяснение по учету дочерних компаний, удерживаемых для продажи, согласно МСФО (IAS) 27 и МСФО (IFRS) 5; уменьшение объема раскрываемой информации об ассоциированных компаниях и совместных предприятиях согласно МСФО (IAS) 28 и МСФО (IAS) 31; увеличение объема раскрываемой информации по МСФО (IAS) 36; разъяснение по учету рекламных затрат по МСФО (IAS) 38;

#### Примечание 4. Новые стандарты международной финансовой отчетности (продолжение)

поправка к определению категории активов, отражаемых по справедливой стоимости на счете прибылей и убытков, для приведения в соответствие с учетом операций хеджирования по МСФО (IAS) 39; введение учета инвестиционной собственности, не завершённой строительством, согласно МСФО (IAS) 40; и уменьшение ограничений на использование методов определения справедливой стоимости биологических активов в соответствии с МСФО (IAS) 41. Дополнительные поправки к МСФО (IAS) 8, 10, 18, 20, 29, 34, 40, 41 и к МСФО (IFRS) 7 представляют собой исключительно терминологические или редакторские изменения, которые, по мнению КМСФО, вообще не оказывают или оказывают минимальное влияние на бухгалтерский учет. Группа предполагает, что данные поправки не окажут влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

**Стоимость инвестиций в дочернюю компанию, совместно контролируемое предприятие или ассоциированную компанию – поправка к МСФО (IFRS) 1 и МСФО (IAS) 27 (в редакции, принятой в мае 2008 г.; вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2009 г. или позднее).** Поправка разрешает компаниям, впервые использующим МСФО, оценивать инвестиции в дочерние компании, совместно контролируемые предприятия или ассоциированные компании по справедливой стоимости или использовать их балансовую стоимость согласно предыдущим ОПБУ в качестве условной стоимости в отдельной финансовой отчетности. Поправка также требует признания распределения из чистых активов объектов инвестиций, имевших место до приобретения, в составе прибыли или убытка, а не в качестве возмещения инвестиций. Поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

**Прочие новые стандарты и интерпретации.** До настоящего времени Группа не применяет следующие новые стандарты и интерпретации:

- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 11, МСФО (IFRS) 2 – «Учет сделок с собственными (казначейскими) акциями и инструментами, принадлежащими всей объединенной бизнес-структуре» (вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 марта 2007 года или после этой даты);
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 12 «Соглашения концессионных услуг» (вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2008 года или после этой даты);
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 14, МСФО (IAS) 19 – «Лимит актива по плану с установленными выплатами, минимальные требования к финансированию и их взаимосвязь» (вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2008 года или после этой даты).

За исключением приведенных выше случаев, ожидается, что новые стандарты и интерпретации не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

#### Примечание 5. Связанные стороны

Определение понятия «связанные стороны» дается в МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах». Стороны являются связанными в том случае, если они находятся под общим контролем или одна из сторон имеет возможность контролировать, оказывать существенное влияние или осуществлять совместный контроль за принятием другой стороной финансовых и производственных решений. При выявлении связанных сторон первостепенное внимание уделяется экономической сущности их взаимоотношений, а не их юридической форме.

Связанные стороны включают акционеров, имеющих контроль или оказывающих значительное влияние на компанию, директоров, дочерние и зависимые предприятия, а также предприятия, которые контролируются теми же компаниями, что и ТГК-1.

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 5. Связанные стороны (продолжение)**

РАО ЕЭС является крупнейшим акционером ТГК-1 и контролировало деятельность Общества до октября 2007 года (см. Примечание 1.3).

Далее раскрыта информация о существенных операциях между Обществом и связанными сторонами за год, закончившийся 31 декабря 2007 года и 31 декабря 2006 года, а также о существенных сальдо по этим операциям по состоянию на 31 декабря 2007 года и 31 декабря 2006 года.

**5.1 РАО ЕЭС**

По состоянию на 31 декабря 2007 года и 31 декабря 2006 года Группа имела задолженность перед РАО ЕЭС по начисленным, но не выплаченным дивидендам в размере 903 тысяч рублей и 37 049 тысяч рублей, соответственно.

В июле 2007 года Группа реализовала 185 639 860 обыкновенных акций или 2,57% уставного капитала ОАО «Силовые машины» за вознаграждение в сумме 795 965 тысяч рублей (см. Примечание 7).

**5.2 Дочерние компании РАО ЕЭС**

Операции с дочерними обществами РАО ЕЭС приведены ниже:

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.</b>
Реализация электрической и тепловой энергии	10 083 463	8 750 603
Прочая реализация	18 876	57 819
<b>Итого реализация</b>	<b>10 102 339</b>	<b>8 808 422</b>
Покупка электрической энергии	411 243	111 978
Агентское вознаграждение	-	24 835
Ремонт и техническое обслуживание	-	54 803
Операционная аренда	185 517	-
Компенсационные платежи	-	13 334
Прочие расходы	482 667	1 271
<b>Итого расходы</b>	<b>1 079 427</b>	<b>206 221</b>

Сальдо по расчетам с дочерними обществами РАО ЕЭС на конец периода приведены ниже:

	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
Дебиторская задолженность и авансы выданные	431 354	167 483
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	138 963	141 031

На 31 декабря 2007 года Группа не выдавала гарантий в отношении полученных дочерними обществами РАО ЕЭС заемных средств (на 31 декабря 2006 года выданные гарантии составили 180 303 тысяч рублей).

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 5. Связанные стороны (продолжение)**

**5.3 Предприятия, контролируемые государством**

В процессе своей финансово-хозяйственной деятельности Группа осуществляет операции с другими предприятиями, контролируемые государством. Цены на природный газ, электро- и тепловую энергию основаны на тарифах, установленных ФСТ и РСТ. Банковские кредиты Общество получает по рыночным ставкам. Начисления и расчеты по налогам осуществляются в соответствии с российским налоговым законодательством.

Группа имела следующие существенные операции с предприятиями, контролируемые государством (за исключением РАО ЕЭС и ее дочерних компаний):

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
Реализация тепловой энергии	10 724 732	10 552 267
Реализация электрической энергии	3 587 796	530 932
<b>Итого реализация</b>	<b>14 312 528</b>	<b>11 083 199</b>
Топливо	9 153 211	7 754 223
Расходы по использованию воды	1 501 438	1 550 476
Покупка электрической энергии	2 166 589	1 048 512
Передача тепловой энергии	985 111	919 514
Покупка тепловой энергии	145 860	161 552
Расходы по выплате процентов	41 765	66 109
Услуги по обеспечению безопасности	-	14 635
Железнодорожные перевозки	15 672	28 024
Прочее	-	6 477
<b>Итого затраты</b>	<b>14 009 646</b>	<b>11 549 522</b>

Группа имела следующие существенные сальдо по расчетам с предприятиями, контролируемые государством:

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Дебиторская задолженность и авансы выданные	2 817 020	2 189 965
Заемные средства	-	1 444 590
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	854 857	403 729
Денежные средства и эквиваленты денежных средств	12 708 088	41 368

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 5. Связанные стороны (продолжение).**

**5.4 Прочие операции со связанными сторонами**

Группа имела следующие существенные операции и сальдо расчетов с акционером Общества, компанией «Fortum Power and Heat Oy», которая имеет существенное влияние на Группу:

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.</b>
Реализация электрической энергии	213 717	326 744
Расходы по выплате процентов	77 740	-
	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
Дебиторская задолженность и авансы выданные	9 937	37 621
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	-	3 601

22 декабря 2006 года Группа получила долгосрочный заем в размере 1 040 895 тыс. рублей от инвестиционного банка «Нордик Инвестмент Банк», являющегося связанной стороной с акционером Общества – компанией «Fortum Power and Heat Oy». Для получения детальной информации о долгосрочных кредитах и займах см. Примечание 15.

Операции и остатки по ним с пенсионным фондом “Негосударственный пенсионный фонд электроэнергетики” раскрыты в Примечании 16.

**5.5 Сделки с членами Совета директоров и высшим руководством**

Общая сумма вознаграждения в форме зарплат и премий, выплаченная членам Совета Директоров и Руководству Группы за год, закончившийся 31 декабря 2007 года, составила 142 258 тысяч рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2006 года: 76 739 тысяч рублей). Вся сумма вознаграждения соответствует определению краткосрочных вознаграждений работникам, данному в МСФО №19 «Вознаграждения работникам».

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

**Примечание 6. Основные средства**

Первоначальная стоимость	Производственные здания	Гидротехнические сооружения	Генерирующие мощности	Тепловые сети	Незавершенное строительство	Прочее	Всего
Сальдо на 31 декабря 2006 года	14 431 488	16 425 434	11 416 972	22 625 155	3 232 989	14 279 813	82 411 851
Поступления	22 912	-	32 934	3 586	13 496 657	315 515	13 871 604
Внутреннее перемещение	73 492	9 529	541 457	3 619 488	(4 839 781)	595 815	-
Выбытие	(2 596)	-	(7 734)	(756 725)	(9 898)	(239 866)	(1 016 819)
<b>Конечное сальдо на 31 декабря 2007 года</b>	<b>14 525 296</b>	<b>16 434 963</b>	<b>11 983 629</b>	<b>25 491 504</b>	<b>11 879 967</b>	<b>14 951 277</b>	<b>95 266 636</b>

**Накопленный износ (включая обесценение)**

Сальдо на 31 декабря 2006 года	(6 608 623)	(5 498 293)	(7 713 953)	(21 682 719)	-	(11 338 671)	(52 842 259)
Поступления	(382 917)	(482 200)	(612 237)	(171 893)	-	(395 574)	(2 044 821)
Выбытие	221	-	4 359	708 550	-	111 895	825 025
Восстановление/ (начисление) убытка от обесценения за период (Примечание 3)	1 136 310	412 241	1 603 795	565 076	-	51 325	3 768 747
<b>Конечное сальдо на 31 декабря 2007 года</b>	<b>(5 855 009)</b>	<b>(5 568 252)</b>	<b>(6 718 036)</b>	<b>(20 580 986)</b>	<b>-</b>	<b>(11 571 025)</b>	<b>(50 293 308)</b>
Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 года	7 822 865	10 927 141	3 703 019	942 436	3 232 989	2 941 142	29 569 592
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 года</b>	<b>8 670 287</b>	<b>10 866 711</b>	<b>5 265 593</b>	<b>4 910 518</b>	<b>11 879 967</b>	<b>3 380 252</b>	<b>44 973 328</b>

Первоначальная стоимость	Производственные помещения	Гидротехнические сооружения	Генерирующие мощности	Тепловые сети	Незавершенное строительство	Прочее	Всего
Сальдо на 31 декабря 2005 года	13 607 159	16 403 925	9 549 583	20 953 867	7 726 976	11 183 419	79 424 929
Поступления	8 377	-	4 613	120	3 580 361	88 716	3 682 187
Внутреннее перемещение	1 006 932	21 509	1 871 193	1 694 592	(7 981 990)	3 387 764	-
Выбытие	(190 980)	-	(8 417)	(23 424)	(92 358)	(380 086)	(695 265)
<b>Конечное сальдо на 31 декабря 2006 года</b>	<b>14 431 488</b>	<b>16 425 434</b>	<b>11 416 972</b>	<b>22 625 155</b>	<b>3 232 989</b>	<b>14 279 813</b>	<b>82 411 851</b>

**Накопленный износ (включая экономическое обесценение)**

Сальдо на 31 декабря 2005 года	(9 567 727)	(10 275 153)	(7 999 674)	(16 931 726)	-	(9 166 550)	(53 940 830)
Поступления	(186 903)	(183 646)	(204 262)	(497 038)	-	(352 095)	(1 423 944)
Выбытие	159 514	-	2 671	20 391	-	308 456	491 032
Восстановление/ (начисление) убытка от обесценения за период (Примечание 3)	2 986 493	4 960 506	487 312	(4 274,346)	-	(2 128 482)	2 031 483
<b>Конечное сальдо на 31 декабря 2006 года</b>	<b>(6 608 623)</b>	<b>(5 498 293)</b>	<b>(7 713 953)</b>	<b>(21 682 719)</b>	<b>-</b>	<b>(11 338 671)</b>	<b>(52 842 259)</b>
Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 года	4 039 432	6 128 772	1 549 909	4 022 141	7 726 976	2 016 869	25 484 099
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 года</b>	<b>7 822 865</b>	<b>10 927 141</b>	<b>3 703 019</b>	<b>942 436</b>	<b>3 232 989</b>	<b>2 941 142</b>	<b>29 569 592</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 6. Основные средства (продолжение)**

Категория «Незавершенное строительство» включает основные средства, которые еще не были готовы к эксплуатации на конец отчетного периода. В том числе, в состав незавершенного строительства входят строящиеся генерирующие станции.

В состав прочих основных средств включено оборудование по передаче электроэнергии, автомобили, компьютерная техника, офисные принадлежности и прочее оборудование.

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2007 года с остаточной стоимостью 355 880 тысяч рублей (на 31 декабря 2006 года: 573 941 тысяч рублей) были переданы в качестве залога по договорам займов (см. Примечание 15).

**Обесценение основных средств**

Как указано в Примечании 3, руководство определило возмещаемую стоимость основных средств на 31 декабря 2007 года. Стоимость использования была оценена путем дисконтирования ожидаемых потоков по семи производственным единицам, генерирующим денежные средства. Существенные допущения, использованные Руководством при оценке обесценения, раскрыты в Примечании 3.

**Операционная аренда**

Группа арендует земельные участки, принадлежащие органам местного самоуправления, на условиях операционной аренды. Арендная плата определяется на основании договоров аренды и составляет:

	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
До года	51 468	42 984
От года до пяти лет	212 568	174 478
Более пяти лет	1 412 721	1 160 150
<b>Итого</b>	<b>1 676 757</b>	<b>1 377 612</b>

**Примечание 7. Долгосрочные финансовые вложения**

	<b>Доля владения, %</b>	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
<b>Финансовые вложения по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток:</b>			
ОАО «Силовые машины»	2,57%	-	890 232
<b>Финансовые вложения, имеющиеся в наличии для продажи:</b>			
ОАО «Северо-Западная ТЭЦ»	3,06%	220 553	399 948
Прочие финансовые вложения		20 000	4 850
<b>Итого финансовые вложения</b>		<b>240 553</b>	<b>1 295 030</b>

В июле 2007 года Группа реализовала РАО ЕЭС 185 639 860 обыкновенных акций, составляющих 2,57% акционерного капитала ОАО «Силовые машины». Сумма сделки составила 795 965 тысяч рублей. Финансовый результат этой сделки отражен в «Прочих операционных расходах» в строке «Переоценка финансовых вложений, учитываемых по справедливой стоимости» (Примечание 20).

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 7. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)**

Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, включают акции ОАО «Северо-Западная теплоэлектростанция» (предприятие, контролируемое РАО ЕЭС), которые не котируются на фондовом рынке. Руководство Группы оценило справедливую стоимость этих акций на отчетную дату, используя данные независимых оценщиков (см. Примечание 3). Финансовый результат от их переоценки до величины справедливой стоимости отражается напрямую в капитале по строке «Резерв по справедливой стоимости».

**Примечание 8. Налог на прибыль**

	<b>За год закончившийся 31 декабря 2007 г.</b>	<b>За год закончившийся 31 декабря 2006 г.</b>
Текущий налог на прибыль	-	18 128
Расходы по отложенному налогу на прибыль	1 098 298	575 381
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>1 098 298</b>	<b>593 509</b>

В течение 2007 и 2006 гг. подлежало обложению налогом на прибыль по ставке 24% от суммы налогооблагаемой прибыли.

Ниже приведена сверка предполагаемой и фактической суммы налога на прибыль:

	<b>За год закончившийся 31 декабря 2007 г.</b>	<b>За год закончившийся 31 декабря 2006 г.</b>
Прибыль до налогообложения	3 495 477	1 739 890
Теоретический налог на прибыль по ставке 24%	838 914	417 574
Налоговый эффект от рисков, не принимаемых к учету для целей налога на прибыль	259 384	175 935
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>1 098 298</b>	<b>593 509</b>

**Отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль**

Различие в подходах к налоговому регулированию с точки зрения МСФО и российского налогового законодательства приводит к возникновению временных разниц между балансовой стоимостью некоторых активов и обязательств, рассчитанной для целей составления финансовой отчетности, с одной стороны, и налоговой базы этих активов и обязательств, с другой. Отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль рассчитываются по ставке 24%, которая предположительно будет действовать на момент реализации активов и погашения обязательств.

В связи с существующей структурой Группы налоговые убытки и текущие налоговые активы не могут зачитываться против текущих налоговых обязательств и налогооблагаемых прибылей, если они относятся к разным предприятиям, консолидируемым при составлении данной финансовой отчетности. Таким образом, налоги могут начисляться даже при наличии консолидированного убытка. Соответственно, отложенные налоговые активы и обязательства показываются свернуто, если они относятся к одному предприятию-налогоплательщику.

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 8. Налог на прибыль (продолжение)**

<b>Отложенные налоговые обязательства:</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>	<b>Движение в течение года, отраженное в Отчете о прибылях и убытках</b>	<b>Движение в течение года, отраженное в Отчете об изменениях в капитале</b>	<b>Выбытие дочерних компаний</b>	<b>31 декабря 2007 г.</b>
Основные средства	(1 668 803)	(1 172 343)	-	14 705	(2 826 441)
Финансовые вложения	(187 331)	116 191	43 055	-	(28 085)
Дебиторская задолженность	(77 563)	(40 574)	-	-	(118 137)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	137 474	16 895	-	-	154 369
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	183 419	(34 746)	-	-	148 673
Прочее	34 678	31 236	-	-	65 913
<b>Итого отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(1 578 126)</b>	<b>(1 083 342)</b>	<b>43 055</b>	<b>14 705</b>	<b>(2 603 708)</b>

  

<b>Отложенные налоговые обязательства:</b>	<b>31 декабря 2005 г.</b>	<b>Движение в течение года, отраженное в Отчете о прибылях и убытках</b>	<b>Движение в течение года, отраженное в Отчете об изменениях в капитале</b>	<b>Выбытие дочерних компаний</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
Основные средства	(943 490)	(687 815)	-	(37 498)	(1 668 803)
Финансовые вложения	(62 914)	(113 131)	(11 286)	-	(187 331)
Дебиторская задолженность	24 911	(102 474)	-	-	(77 563)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	131 058	6 416	-	-	137 474
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	-	183 419	-	-	183 419
Прочее	20 289	12 782	-	1 607	34 678
<b>Итого отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(830 146)</b>	<b>(700 803)</b>	<b>(11 286)</b>	<b>(35 891)</b>	<b>(1 578 126)</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

**Примечание 8. Налог на прибыль (продолжение)**

Отложенные активы по налогу на прибыль	Движение в течение года, отраженное в Отчете о прибылях и убытках		
	31 декабря 2006 г.	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2007 г.
Основные средства	32 386	(49 098)	(16 712)
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	156 351	65 796	222 147
Дебиторская задолженность	10 146	(5 931)	4 215
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	10 822	(24 391)	(13 569)
Прочее	6 212	(1 331)	4 881
<b>Итого отложенные активы по налогу на прибыль</b>	<b>215 917</b>	<b>(14 955)</b>	<b>200 962</b>

Отложенные активы по налогу на прибыль	Движение в течение года, отраженное в Отчете о прибылях и убытках		
	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2006 г.	31 декабря 2006 г.
Дебиторская задолженность	9 810	336	10 146
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	7 799	3 023	10 822
Основные средства	48 303	(15 917)	32 386
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	17 503	138 848	156 351
Прочее	7 080	(868)	6 212
<b>Итого отложенные активы по налогу на прибыль</b>	<b>90 495</b>	<b>125 422</b>	<b>215 917</b>

**Примечание 9. Прочие внеоборотные активы**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Долгосрочная дебиторская задолженность (беспроцентная)	159 935	78 045
Займы выданные (по ставке 10%)	34 014	32 668
<b>Итого финансовая дебиторская задолженность</b>	<b>193 949</b>	<b>110 713</b>
Авансы, уплаченные за основные средства	1 270 970	-
<b>Итого прочие внеоборотные активы</b>	<b>1 464 919</b>	<b>110 713</b>

Долгосрочная дебиторская задолженность и выданные займы отражены по амортизированной стоимости. Убыток от дисконтирования долгосрочной дебиторской задолженности включен в Финансовые расходы. Величина дисконта на 31 декабря 2007 года составила 117 742 тыс. руб. (на 31 декабря 2006: 32 802 тыс. руб.).

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 10. Денежные средства и их эквиваленты**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Краткосрочные банковские вклады в рублях (эффективная ставка 7%)	13 851 428	6 171
Денежные средства на банковских счетах и в кассе в рублях (эффективная ставка 0%)	2 021 546	525 465
Валютные банковские счета (преимущественно в Евро)	103 575	127 582
<b>Итого</b>	<b>15 976 549</b>	<b>659 218</b>

**Примечание 11. Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи**

Банковские вклады	Валюта	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
ОАО «Альфа-Банк» (ставка 8%)	рубли	4 004 000	-
ОАО Банк «Возрождение» (ставка 0%)	рубли	101 356	-
<b>Итого</b>		<b>4 105 356</b>	-

Депозитные банковские счета в ОАО «Альфа-Банк» были открыты в октябре 2007 года со сроком погашения в мае и июне 2008 г.

**Примечание 12. Дебиторская задолженность и авансы выданные**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков, за вычетом резерва по сомнительным долгам в сумме 54 760 тысяч рублей (по состоянию на 31 декабря 2006 года: 73 320 тысяч рублей)	3 192 192	2 249 758
Прочая дебиторская задолженность, за вычетом резерва под обесценение в сумме 30 400 тысяч рублей (по состоянию на 31 декабря 2006 года: 48 124 тысяч рублей)	551 480	409 466
<b>Итого дебиторская задолженность</b>	<b>3 743 672</b>	<b>2 659 224</b>
НДС к возмещению	522 961	1 005 897
Авансы, выданные поставщикам	731 149	76 767
Прочие налоги к возмещению	695 841	603 341
<b>Итого дебиторская задолженность и авансы выданные</b>	<b>5 693 623</b>	<b>4 345 229</b>

**Примечание 13. Товарно-материальные запасы**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Топливо	1 516 709	1 429 451
Запчасти	483 815	425 149
Сырье и прочие товарно-материальные запасы	374 722	357 431
<b>Итого</b>	<b>2 375 246</b>	<b>2 212 031</b>

Стоимость прочих товарно-материальных запасов показана за вычетом резерва под их обесценение в сумме 40 346 тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2007 года (по состоянию на 31 декабря 2006 года: 42 380 тысяч рублей).

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

**Примечание 14. Капитал**

**14.1 Акционерный капитал**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Количество объявленных, выпущенных и полностью оплаченных обыкновенных акций (тыс.)	3 850 959 750	2 902 222 495
Номинальная стоимость (в рублях)	0,01	0,01

Вклады в акционерный капитал Группы осуществлялись следующим образом:

- Вклады в денежной форме составили 10 000 тысяч рублей и были уплачены в 2006 году учредителями ТГК-1, а именно: ОАО «Ленэнерго» (630 000 акций с номинальной стоимостью 0,01 рубль), ОАО «Карелэнергогенерация» (120 000 акций с номинальной стоимостью 0,01 рубль) и ОАО «Колэнерго» (250 000 акций с номинальной стоимостью 0,01 рубль). Акции, держателями которых были ОАО «Ленэнерго» и ОАО «Колэнерго», впоследствии были переданы их правопреемникам – ОАО «Петербургская генерирующая компания» и ОАО «Кольская генерирующая компания». 1 ноября 2006 года после присоединения ОАО «Петербургская генерирующая компания», ОАО «Кольская генерирующая компания», ОАО «Апатитская Теплоэлектроцентраль» и ОАО «Карелэнергогенерация» к ТГК-1 (см. Примечание 1.1) данные акции были классифицированы как собственные выкупленные акции;
- 1 ноября 2006 года акционерный капитал Группы был увеличен на 29 012 225 тысяч рублей путем конвертации обыкновенных акций ОАО «Апатитская Теплоэлектроцентраль», ОАО «Карелэнергогенерация», ОАО «Кольская генерирующая компания» и ОАО «Петербургская генерирующая компания» в обыкновенные акции ТГК-1. В результате доли, принадлежавшие РАО ЕЭС (49,27% акций ОАО «Апатитская Теплоэлектроцентраль», 100% акций ОАО «Карелэнергогенерация», 49,27% акций ОАО «Кольская генерирующая компания» и 56,01% акций ОАО «Петербургская генерирующая компания») и миноритарным держателям (50,73% акций ОАО «Апатитская Теплоэлектроцентраль», 50,73% акций ОАО «Кольская генерирующая компания» и 43,99% акций ОАО «Петербургская генерирующая компания»), были обменены на акции ТГК-1.
- В мае 2007 года Общество осуществило выпуск 23 022 969 435 обыкновенных акций с целью их обмена на акции ОАО «Мурманская ТЭЦ», подконтрольной Материнской компании (см. Примечание 1). Следуя принципам, применявшимся Материнской компанией в предшествующих операциях по объединению организаций, находящихся под общим контролем, Группа включила активы и обязательства Мурманской ТЭЦ в отчетность так, как если бы она была дочерней компанией Группы с 1 января 2006 года. Разница между балансовой стоимостью чистых активов и долей меньшинства присоединенного дочернего общества была включена в Резерв Группы под слияние по состоянию на эту дату. В результате выпуска акций Резерв под слияние на 2007 год уменьшился на 317 198 тысяч рублей.
- В октябре 2007 года Группа выпустила 925 714 285 713 обыкновенных акций в обмен на 32 400 000 тысяч рублей (без учета затрат на размещение). Эмиссионный доход в отношении данного выпуска составил 23 142 857 тысяч рублей и был отражен в отчете о собственном капитале. Как указано в Примечании 1, данная эмиссия акций была приобретена ООО «Российские энергетические проекты» – связанной стороной ОАО «Газпром» и Fortum Heat and Power Oy. При этом 680 279 520 000 акций были приобретены ООО «Российские энергетические проекты» и 3 245 434 765 713 акций - компанией Fortum. Информация о распределении акций после эмиссии приводится в Примечании 1.

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**Примечание 14. Капитал (продолжение)**

- Как указано в Примечании 1, 29 октября 2007 года Внеочередное общее собрание акционеров ТГК-1 одобрило решение о дополнительном выпуске акций с целью присоединения ОАО «ТГК-1 Холдинг» к Обществу. В соответствии с российским законодательством все акционеры, голосовавшие против реорганизации или не принявшие участия в голосовании по реорганизации, имеют право заявить требование о выкупе Обществом всех имеющихся у них акций или определенной их части. В связи с этим в 2007 году Общество приобрело свои акции у миноритарных акционеров на сумму 20 558 тысяч рублей (674 041 тысяч акций по цене 0,0305 рублей за акцию). При этом 1 000 000 тысяч собственных акций Общества были распределены среди акционеров по номинальной стоимости, равной 0,01 рублей за акцию.

**14.2 Дивиденды**

В соответствии с российским законодательством Группа распределяет прибыль в качестве дивидендов или использует ее для создания резервов на базе данных бухгалтерской отчетности, составленной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. В соответствии с российским законодательством распределению подлежит чистая прибыль. В 2007 году чистая прибыль Общества, опубликованная в ежегодной отчетности составила 124 122 тысяч рублей (в 2006 году - 598 158 тысяч рублей). Исходящий остаток накопленного убытка, включая прибыль текущего года, составил 1 584 123 тысяч рублей (на 31 декабря 2006 года – 15 599 047 тысяч рублей). При этом законодательство и другие нормативные акты, регулирующие распределение прибыли, открыты для неоднозначных интерпретаций. Соответственно, по мнению Руководства, в настоящей консолидированной финансовой отчетности нецелесообразно раскрывать сумму распределяемых резервов.

В 2006 году ОАО «Апатитская ТЭЦ» объявило дивиденды за 2006 год в размере 0,010514 рубля за акцию на общую сумму 5 000 тысяч рублей. Дивиденды в размере 2 540 тысяч рублей относились к доле РАО ЕЭС, 2 460 тысяч рублей составили долю миноритарных акционеров.

В 2006 году ОАО «Кольская генерирующая компания» объявило дивиденды за 2006 год в размере 0,13482 рубля за акцию на общую сумму 64 121 тысяч рублей. Дивиденды в размере 32 701 тысяч рублей относились к доле РАО ЕЭС, 31 420 тысяч рублей составили долю миноритарных акционеров.

В 2006 году ОАО «Карелэнергогенерация» объявило дивиденды за 2006 год в размере 0,04312944 рубля за акцию на общую сумму 32 656 тысяч рублей, которые целиком были начислены в пользу РАО ЕЭС.

В 2006 году ОАО «Петербургская генерирующая компания» объявило дивиденды за 2006 год в размере 0,166042 рубля за акцию на общую сумму 149 000 тысяч рублей. Дивиденды в размере 83 447 тысяч рублей относились к доле РАО ЕЭС, 65 553 тысяч рублей составили долю миноритарных акционеров.

В мае 2007 года ОАО «ТГК-1» объявило дивиденды за 1 квартал 2007 года в размере 0,00002839307 рубля за акцию на общую сумму 85 304 тысяч рублей.

В июне 2007 года ОАО «ТГК-1» объявило дивиденды за 2006 года в размере 0,000103369 рубля за акцию на общую сумму 300 000 тысяч рублей.

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 15. Долгосрочные кредиты и займы**

	Валюта	Эффективная ставка процента	Срок погашения	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Долгосрочные облигации	Рубли	7,75%	2014	3 849 000	-
Инвестиционный банк «Нордик Инвестмент Банк»	Евро	EURIBOR+3%	2014	1 077 995	1 040 895
Европейский банк реконструкции и развития	Евро	EURIBOR+2,75%	2010	718 664	971 501
<b>Всего долгосрочные заемные средства</b>				<b>5 645 659</b>	<b>2 012 396</b>
За вычетом:					
Текущей части долгосрочных облигаций				(3 849 000)	-
Инвестиционный банк «Нордик Инвестмент Банк»				(165 845)	-
Европейский банк реконструкции и развития				(287 465)	(276 056)
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>				<b>1 343 349</b>	<b>1 736 340</b>

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств (включая краткосрочную часть долгосрочных заемных средств) была оценена Руководством на основе будущих денежных потоков в соответствии с заключенными договорами и рыночных процентных ставок по схожим инструментам, применимым к Группе на 31 декабря 2007 года.

В марте 2007 года Общество разместило 4 000 000 облигаций номинальной стоимостью 1 000 рублей каждая. Ставка купона составляет 7,75%. Срок погашения – 2014 год.

Как указано в Примечании 1, в октябре 2007 года Внеочередное общее собрание акционеров Общества приняло решение о присоединении ОАО «ТГК-1 Холдинг» к Группе. В соответствии с российским законодательством сразу после одобрения акционерами решения о реорганизации держатели облигаций могут заявить требование об их немедленном погашении. В связи с этим в настоящей консолидированной финансовой отчетности размещенные долгосрочные облигации были переклассифицированы в текущие обязательства. Общая сумма облигаций, фактически погашенных в период с ноября 2007 года по апрель 2008 года, составляет 2 988 743 тысячи рублей, включая купонный доход в размере 136 996 тысяч рублей.

**Соответствие условиям соглашений.** В соответствии с договорами предоставления долгосрочных займов Общество обязано выполнять определенные финансовые и нефинансовые условия соглашений. Наиболее важными и значительными из них являются следующие:

- не продавать, не передавать, не сдавать в аренду, не перемещать, а также никаким иным образом не избавляться от определенного оборудования;
- поддерживать определенные соотношения между прибылью до амортизации, процентов и налогов и финансовыми расходами, общей задолженности к капиталу, текущих активов к краткосрочным обязательствам;
- поддерживать ликвидность и отношение задолженности к активам.

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 15. Долгосрочные кредиты и займы (продолжение)**

В случае нарушения указанных выше условий, график платежей может быть изменен кредитором вплоть до немедленного погашения. Руководство полагает, что у Общества отсутствуют предпосылки к нарушению условий соглашений.

Следующие активы были заложены Обществом в качестве обеспечения полученных долгосрочных заемных средств:

	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
Основные средства	355 580	573 941
<b>Итого</b>	<b>355 580</b>	<b>573 941</b>

**Примечание 16. Пенсионные обязательства**

Группа использует несколько пенсионных планов с установленными выплатами, а также с установленными взносами. Часть пенсионных планов реализуется с привлечением «Негосударственного пенсионного фонда электроэнергетики» (НПФЭ), являющегося отдельным юридическим лицом, а часть – без его привлечения. Пенсионные планы с установленными взносами являются несущественными для раскрытия.

Пенсионные планы с установленными выплатами через НПФЭ предусматривают ежемесячное перечисление сумм пенсий после выхода работника на пенсию. Годовой взнос производится Группой на солидарный счет в негосударственный пенсионный фонд. Сумма взноса определяется бюджетом ТГК-1 и считается достаточной для финансирования, по крайней мере, текущих пенсионных выплат. Взносы не могут быть признаны активами плана, так как ТГК-1 имеет возможность востребовать их, таким образом, план является нефондированным. Пенсионные выплаты выплачиваются с солидарного счета с момента выхода участника плана на пенсию.

Дополнительно к программе негосударственного пенсионного обеспечения Группа предоставляет финансовую поддержку престарелым пенсионерам, которые уже выполнили свои обязательства перед Группой, и другие вознаграждения по окончании трудовой деятельности такие, как единовременно выплачиваемые суммы в момент увольнения, единовременную материальную помощь и прочие.

В нижеприведенных таблицах представлены данные об обязательствах пенсионного плана, его активах и актуарных допущениях по состоянию на 31 декабря 2007 года и 31 декабря 2006 года.

Обязательства по пособиям, отраженные в Бухгалтерском балансе:

	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
Обязательства по пенсионным планам с установленными выплатами	1 016 212	705 224
Непризнанный чистый актуарный убыток	(260 614)	(33 602)
Непризнанная стоимость прошлых услуг	(151 577)	(166 014)
<b>Чистые пенсионные обязательства, отраженные в бухгалтерском балансе</b>	<b>604 021</b>	<b>505 608</b>

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

**Примечание 16. Пенсионные обязательства (продолжение)**

Расход по пособиям, отраженный в Отчете о прибылях и убытках:

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
Стоимость текущих услуг	53 416	38 711
Расходы по процентам	47 316	32 732
Стоимость прошлых услуг	9 268	630
Актuarный убыток по обязательствам	33 906	-
<b>Итого</b>	<b>143 906</b>	<b>72 073</b>

Изменения в приведенной стоимости пенсионных обязательств Группы с установленными выплатами:

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
<b>Пенсионные обязательства</b>		
Пенсионные обязательства на начало периода	705 224	461 711
Стоимость текущих услуг	53 416	38 711
Расходы по процентам	47 316	32 732
Стоимость прошлых услуг	(5 168)	166 644
Выплаченные пенсии	(45 494)	(28 176)
Актuarный убыток	260 918	33 602
<b>Пенсионные обязательства на конец года</b>	<b>1 016 212</b>	<b>705 224</b>

Основные актуарные допущения (%):

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Ставка дисконтирования пособий на этапе накопления	6,75%	7,00%
Будущий рост заработной платы	7,00%	7,00%
Будущий уровень инфляции	6,00%	5,00%

**Примечание 17. Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств**

Наименование кредитора	Валюта	Эффективная ставка процента, %	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
ОАО Альфа-Банк	рубли	10-12%	283 300	550 000
ОАО Петроэнергобанк	рубли	7,0 - 7,5%	250 000	-
ОАО Промстройбанк	рубли	8,0-12,5%	-	1 000 000
ОАО Райффайзен банк Австрия	рубли	MOSPRIME+3,25%	-	1 000 000
ОАО Промсвязьбанк	рубли	8,00%	-	791 148
ОАО Альфа-Банк	рубли	8,9-12,0%	-	590 000
ЗАО КБ "Ситибанк"	рубли	8,4-8,5%	-	500 000
ОАО Росбанк	рубли	8,5%	-	500 000
ОАО Балтийский банк	рубли	11,0%	-	3 022
Прочие заемные средства, полученные от третьих сторон	рубли	3,0%	100 000	-
Краткосрочная часть долгосрочных заемных средств (Примечание15):				
Выпуск облигаций	рубли		3 849 000	-
Европейский банк реконструкции и развития	евро	EURIBOR+2,75%	287 465	276 056
Инвестиционный банк Нордик				
Инвестмент Банк		EURIBOR+3%	165 845	-
<b>Итого</b>			<b>4 935 610</b>	<b>5 210 226</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 18. Кредиторская задолженность и начисления**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Кредиторская задолженность перед поставщиками и подрядчиками	2 357 816	2 311 781
Кредиторская задолженность по капитальному строительству	1 931 205	380 085
Начисленные обязательства и прочая кредиторская задолженность	225 670	164 603
Начисленные проценты по кредитам	125 525	13 430
<b>Итого кредиторская задолженность</b>	<b>4 640 216</b>	<b>2 869 899</b>
Авансы полученные	1 391 239	1 217 059
Кредиторская задолженность перед персоналом	102 786	103 928
<b>Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>6 134 241</b>	<b>4 190 886</b>

**Примечание 19. Кредиторская задолженность по уплате прочих налогов**

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Налог на недвижимость	121 686	121 031
Налог на воду	55 806	68 628
Единый социальный налог	36 409	29 837
Налог на добавленную стоимость	11 962	40 392
Прочие налоги	24 112	32 001
<b>Итого</b>	<b>249 975</b>	<b>291 889</b>

**Примечание 20. Расходы по текущей деятельности, нетто**

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
Расходы на топливо	12 164 266	10 618 498
Вознаграждение работникам	4 104 414	3 608 373
Расходы на покупную электрическую и тепловую энергию	2 705 590	1 354 069
Амортизация	2 044 821	1 423 943
Расходы по водоснабжению	1 504 260	1 550 476
Затраты на ремонт и техническое обслуживание	1 176 047	1 167 179
Передача тепловой энергии	985 111	919 514
Налоги, кроме налога на прибыль	865 491	933 050
Расходы на приобретение прочих материалов	339 605	382 037
Расходы на аренду	311 938	202 790
Консультационные, юридические и аудиторские услуги	282 140	224 205
Услуги по обеспечению безопасности	281 009	239 146
Транспортные расходы	184 672	52 132
Расходы на страхование	166 756	117 074
Телекоммуникационные услуги	84 115	73 423
(Начисление резерва)/Резерв под обесценение дебиторское задолженности	(28 767)	13 908
Переоценка финансовых вложений, учитываемых по справедливой стоимости	94 267	(475 067)
Убыток/(прибыль) от выбытия дочерних компаний (Примечание 21)	44 940	(288 268)
Прочие операционные расходы	1 194 049	1 249 066
Прочие операционные доходы	(299 759)	(296 592)
<b>Итого</b>	<b>28 204 965</b>	<b>23 068 956</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»  
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 21. Выбытие дочерних компаний**

В сентябре 2007 года Общество продало третьей стороне 100% долю в непрофильной дочерней компании ОАО «Карелэнергоремонт»; сумма сделки составила 61 000 тысяч рублей. В 2006 году Группа осуществила продажу акций двух своих дочерних обществ на общую сумму 456 132 тысячи рублей.

Чистые активы выбывших дочерних обществ на соответствующую дату продажи составляли:

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
Оборотные активы	36 539	197 017
Основные средства	105 457	122 311
Краткосрочные обязательства	(21 351)	(145 823)
Долгосрочные обязательства	(14 705)	(3 636)
<b>Чистые активы</b>	<b>105 940</b>	<b>169 869</b>
Доля Группы в выбывших активах	(105 940)	(167 864)
Полученное возмещение	61 000	456 132
<b>(Убыток)/прибыль от выбытия дочерних компаний</b>	<b>(44 940)</b>	<b>288 268</b>

**Примечание 22. Финансовые расходы, нетто**

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
Затраты на выплату процентов	574 882	410 501
Доход в виде процентов	(324 803)	(1 996)
<b>Чистые финансовые расходы, нетто</b>	<b>250 079</b>	<b>408 505</b>

**Примечание 23. Прибыль на акцию**

	За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.
Прибыль, причитающаяся акционерам ТГК-1	2 409 513	1 292 752
Средневзвешенное количество размещенных обыкновенных акций (тыс. штук)	3 088 279 118	485 694 718
<b>Прибыль на одну обыкновенную акцию, причитающаяся акционерам ТГК-1 – базовая и разводненная тыс. руб</b>	<b>0,0008</b>	<b>0,0027</b>

**Примечание 24. Договорные обязательства**

**24.1 Обязательства по реализации**

Группа осуществляет оптовую реализацию электроэнергии в двух секторах рынка: секторе свободной торговли и регулируемом секторе. Тарифы (цены) на электроэнергию, продаваемую/покупаемую в регулируемом секторе (в т.ч. в секторе отклонений), устанавливаются Федеральной службой по тарифам.

Группой заключен ряд договоров на реализацию электроэнергии в течение года, с ЗАО «Центр финансовых расчетов», ЗАО ИнтерРАО ЕЭС, розничными энергосбытовыми компаниями и крупными промышленными потребителями.

#### **Примечание 24. Договорные обязательства (продолжение)**

Общая сумма обязательств по реализации (за исключением НДС) составляет 10 835 558 тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2007 года (на 31 декабря 2006 года: 9 622 477 тысячи рублей).

##### **24.2 Обязательства по поставкам топлива**

Группой заключен ряд договоров на покупку топлива. Основными поставщиками газа являются: ЗАО «Петербургрегионгаз» (дочернее общество ОАО «Газпром», контролируемого государством) и ООО «Поиском»; поставщиками угля: ОАО «Сланцевый завод «Полимер». Цены на природный газ и уголь, установленные в договорах, в основном определены с учетом тарифов, установленных ФСТ, публикуемых индексов инфляции и текущих рыночных цен.

##### **24.3 Договорные обязательства по капитальному строительству**

По состоянию на 31 декабря 2007 года сумма договорных обязательства Группы по строительству основных средств составляла 44 126 025 тысяч рублей (по состоянию на 31 декабря 2006 года: данные обязательства отсутствуют).

#### **Примечание 25. Условные обязательства**

##### **25.1 Политическая обстановка**

Хозяйственная деятельность и получаемая обществом прибыль продолжают периодически и в разной степени подвергаться влиянию политических, законодательных, налоговых и административных изменений в Российской Федерации, включая изменение норм охраны окружающей среды.

##### **25.2 Страхование**

Группа имеет ограниченные страховые полисы в отношении активов, операций, гражданской ответственности и прочих страхуемых рисков. Соответственно, Группа может быть подвержена тем рискам, в отношении которых страхование не осуществлялось.

##### **25.3 Судебные разбирательства**

Группа выступает одной из сторон в ряде судебных разбирательств, возникающих в ходе хозяйственной деятельности. По мнению Руководства, среди существующих в настоящее время претензий или исков к Группе и вынесенных по ним окончательных решений нет таких, которые могли бы оказать существенное негативное влияние на финансовое положение Группы.

##### **25.4 Налоговое законодательство**

Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено различным интерпретациям и достаточно частным изменениям. Интерпретация руководством Группы данного законодательства применительно к ее операциям и деятельности может быть оспорена соответствующими региональными или федеральными органами. Российские налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, и возможно, операции и деятельность, которые не были оспорены в прошлом, будут оспорены. В октябре 2006 года Высший арбитражный суд направил в суды низшей инстанции рекомендации по пересмотру налоговых дел, предоставив системный план борьбы с уклонением от налогов, и существует вероятность, что это значительно повысит степень детализации и частоту проверок.

## **Примечание 25. Условные обязательства (продолжение)**

Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

По мнению Руководства, по состоянию на 31 декабря 2007 года соответствующие положения законодательства интерпретированы им корректно, и положение Общества с точки зрения соблюдения налогового, валютного и таможенного законодательства будет стабильным. Исходя из вышесказанного, по состоянию на 31 декабря 2007 года Общество не создавало резервов под возможные налоговые претензии. По оценкам Группы, по некоторым операциям и документам у нее имеются потенциальные обязательства, связанные с подверженностью риску возникновения налоговых претензий, на сумму 756 800 тысяч рублей (по состоянию на 31 декабря 2006 года: 480 500 тысяч рублей).

Кроме этого, не все аспекты реорганизации Группы, связанные с реформированием энергетической отрасли, специально предусматриваются налоговым и прочим законодательством. В связи с этим существует вероятность возникновения налоговых и иных претензий, основанных на законодательстве, в отношении различных интерпретаций, сделок и решений, имевших место в процессе реорганизации и реформирования.

### **25.5 Охрана окружающей среды**

Законодательство в области охраны окружающей среды в Российской Федерации находится на стадии формирования, и позиция государственных органов по этому вопросу постоянно пересматривается. Группа периодически оценивает свои обязательства по охране окружающей среды в соответствии с действующим законодательством.

Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений законодательных норм и развития процессуальной практики, невозможно оценить, но они могут оказаться существенными. Исходя из норм действующего законодательства, Руководство полагает, что Группа не имеет существенных обязательств, связанных с устранением ущерба окружающей среде.

### **25.6 Выполнение условий кредитных соглашений**

Группа имеет ряд обязательств, связанных с его долгосрочными заимствованиями (см. Примечание 15). Невыполнение данных обязательств может повлечь негативные последствия, заключающиеся в увеличении стоимости заимствования и объявлении Группы банкротом его кредиторами. Руководство уверено, что Группа сможет выполнять взятые на себя обязательства.

## **Примечание 26. Управление финансовыми рисками**

### **26.1 Финансовые риски**

Деятельность Группы подвержена влиянию различных рисков, включая изменение валютного курса, изменение процентных ставок, собираемость дебиторской задолженности. Группа не проводит политики хеджирования финансовых рисков.

### **26.2 Кредитный риск**

Финансовые активы, в которых преимущественно концентрируется кредитный риск Группы, представлены дебиторской задолженностью покупателей и заказчиков.

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)

**Примечание 26. Управление финансовыми рисками (продолжение)**

Хотя погашение дебиторской задолженности подвержено влиянию экономических факторов, Руководство Общества полагает, что существенный риск потерь, превышающих созданный резерв по сомнительным долгам, отсутствует.

Денежные средства Группы размещены на счетах финансовых институтов, минимально подверженных риску дефолта.

В таблице ниже приведены информация о рейтингах банков и размере средств размещенных на их счетах на отчетные даты:

	Рейтинговое агентство	Внутренний рейтинг	Прим.	Долгосрочный РНЗ* валютный	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
<b>Денежные средства на банковских счетах</b>						
SEB Банк					227 159	373 534
Банк Санкт-Петербург	Fitch	-		B+	121 988	4
Сбербанк	Fitch			BBB+	7 265 214	4 320
NB Trust	Fitch	-		B-	128 913	20 052
Альфа Банк	Fitch	AA-(rus)		BB	2 006 570	571
ВТБ	Fitch	AAA(rus)		BBB+	5 439 025	37 316
Банк России	Fitch	BB-(rus)		B-	643 091	-
Прочие	-	-	10	-	144 589	223 421
<b>Итого</b>					<b>15 976 549</b>	<b>659 218</b>
<b>Банковские депозиты</b>						
Альфа Банк	Fitch	AA-(rus)		BB	4 004 000	-
Возрождение		-		-	101 356	-
<b>Итого</b>			11		<b>4 105 356</b>	<b>-</b>

\* Рейтинг надежности эмитента

На отчетную дату отсутствовали существенные концентрации кредитного риска. На дату составления отчетности следующие активы характеризовались максимальной подверженностью кредитному риску, обусловленному отсутствием какого-либо обеспечения:

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Денежные средства и эквиваленты денежных средств	15 976 549	659 218
Инвестиции для продажи	4 105 356	-
Общая сумма дебиторской задолженности	3 743 672	2 659 224
Прочие внеоборотные активы	193 949	110 713
<b>Итого</b>	<b>24 019 526</b>	<b>3 429 155</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 26. Управление финансовыми рисками (продолжение)**

В таблице ниже приведена характеристика дебиторской задолженности по типам клиентов:

	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
Конечные потребители	2 758 430	1 875 860
Оптовые покупатели	457 718	470 678
Группа РАО ЕЭС	341 945	167 483
Свободный рынок	175 642	107 582
Экспорт	9 937	37 621
<b>Итого</b>	<b>3 743 672</b>	<b>2 659 224</b>

В таблице ниже приведена характеристика дебиторской задолженности по договорным обязательствам на дату составления отчетности:

	<b>Полностью реализованная</b>	<b>Просроченная задолженность</b>	<b>Безнадёжная задолженность</b>
Итого дебиторская задолженность на 31 декабря 2007 г.	2 807 289	936 383	85 160
Итого дебиторская задолженность на 31 декабря 2006 г.	2 117 267	541 957	121 444

Полностью реализованная торговая дебиторская задолженность относится к независимым контрагентам по которым не отмечено неисполнения обязательств. Полностью реализованная торговая дебиторская задолженность относится к большому количеству независимых конечных потребителей. Таким образом кредитный риск в достаточно большой степени распределен.

Просроченная дебиторская задолженность имеет следующую структуру по времени возникновения:

	<b>31 декабря 2007 г.</b>	<b>31 декабря 2006 г.</b>
До 45 дней	408 520	300 213
От 45 до 90 дней	177 014	117 074
Более 90 дней	350 849	124 670
<b>Итого</b>	<b>936 383</b>	<b>541 957</b>

Резерв под обесценение дебиторской задолженности изменялся следующим образом:

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.</b>
<b>Резерв под обесценение на 1 января</b>	<b>121 444</b>	<b>145 548</b>
Начисление убытка от обесценения в течение периода	2 885	38 855
Восстановление убытка от обесценения в течение периода	(31 652)	(24 947)
Использование в течение периода	(7 517)	(38 012)
<b>Резерв под обесценение на 31 декабря</b>	<b>85 160</b>	<b>121 444</b>

**ОАО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №1»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ**  
**31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА**

*(в тысячах рублей, кроме сумм из расчета на акцию)*

**Примечание 26. Управление финансовыми рисками (продолжение)**

**26.3 Валютный риск**

Группа отслеживает влияние эффекта колебаний курсов иностранных валют на финансовое положение и денежные потоки. Таблица ниже отражает подверженность Группы валютному риску по состоянию на 31 декабря 2007 года. Активы и обязательства Группы включены в таблицу по балансовой стоимости и сгруппированы по валюте.

	<b>Рубли</b>	<b>Долл. США</b>	<b>Евро</b>	<b>Всего</b>
<b>Активы</b>				
Денежные средства в банке	15 872 974	8 850	94 725	15 976 549
Инвестиции для продажи	4 105 356	-	-	4 105 356
Общая сумма дебиторской задолженности по основной деятельности	3 743 672	-	-	3 743 672
Прочие необоротные активы	193 949	-	-	193 949
<b>Итого активы</b>	<b>23 915 951</b>	<b>8 850</b>	<b>94 725</b>	<b>24 019 526</b>
<b>Обязательства</b>				
Долгосрочные заемные средства	-	-	(1 343 349)	(1 343 349)
Краткосрочные заемные средства	(4 482 300)	-	(453 310)	(4 935 610)
Общая сумма прочих финансовых обязательств	(4 640 216)	-	-	(4 640 216)
<b>Итого обязательства</b>	<b>(9 122 516)</b>	<b>-</b>	<b>(1 796 659)</b>	<b>(10 919 175)</b>
<b>Чистый остаток</b>	<b>14 793 435</b>	<b>8 850</b>	<b>(1 701 934)</b>	<b>13 100 351</b>

На 31 декабря 2006 года валютная позиция Группы характеризовалась следующими показателями:

	<b>Рубли</b>	<b>Долл. США</b>	<b>Евро</b>	<b>Всего</b>
<b>Активы</b>				
Денежные средства в банке	531 636	20	127 562	659 218
Прочие необоротные активы	110 713	-	-	110 713
Общая сумма дебиторской задолженности	2 659 224	-	-	2 659 224
<b>Итого активы</b>	<b>3 301 573</b>	<b>20</b>	<b>127 562</b>	<b>3 429 155</b>
<b>Обязательства</b>				
Долгосрочные заемные средства	-	-	(1 736 340)	(1 736 340)
Краткосрочные заемные средства	(4 934 170)	-	(276 056)	(5 210 226)
Общая сумма прочих финансовых обязательств	(2 869 895)	-	-	(2 869 895)
<b>Итого обязательства</b>	<b>(7 804 065)</b>	<b>-</b>	<b>(2 012 396)</b>	<b>(9 816 461)</b>
<b>Чистый остаток</b>	<b>(4 502 492)</b>	<b>20</b>	<b>(1 884 834)</b>	<b>(6 387 306)</b>

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,  
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

**Примечание 26. Управление финансовыми рисками (продолжение)**

**26.4 Риск ликвидности**

Риск ликвидности состоит в том, что Группа будет не в состоянии расплатиться по своим обязательствам при наступлении срока их погашения. Управление риском ликвидности заключается в поддержании достаточных остатков денежных средств и высоко ликвидных ценных бумаг, обеспечении надежного доступа к кредитным ресурсам и способностью контролировать рыночную позицию.

В таблице ниже приведен анализ финансовых обязательств Группы путем группировки по срокам погашения недисконтированных сумм, подлежащих выплате в соответствии с заключенными договорами:

На 31 декабря 2007 г.							
	Балансо- вая стоимость	Движение денежных средств по договорам	До 6 месяцев	6-12 месяцев	1-2 года	2-5 лет	Более 5 лет
Заемные средства	6 278 959	6 829 176	4 545 322	693 534	918 94	671 37	248 768
Общая сумма финансовых обязательств	4 640 216	4 640 216	4 640 216	-	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>10 919 175</b>	<b>11 469 392</b>	<b>9 185 538</b>	<b>693 534</b>	<b>918 94</b>	<b>671 37</b>	<b>248 768</b>

На 31 декабря 2006 г.							
	Балансо- вая стоимость	Движение денежных средств по договорам	До 6 месяцев	6-12 месяцев	1-2 года	2-5 лет	Более 5 лет
Заемные средства	6 946 566	7 522 541	3 671 001	1 786 495	1 072 86	992 18	404 444
Общая сумма финансовых обязательств	2 869 895	2 869 895	2 869 895	-	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>9 816 461</b>	<b>10 392 436</b>	<b>6 540 896</b>	<b>1 786 495</b>	<b>1 072 86</b>	<b>992 18</b>	<b>404 444</b>

31 Декабря 2007 денежные потоки по контрактным финансовым обязательствам были пересчитаны в рубли с использованием следующих валютных курсов: официальный курс ЦБ РФ на 31 Декабря 2007 1 ЕВРО = 35,9332 РУБ. (31 Декабря 2006: 1 ЕВРО = 34,6965 РУБ.) и валютная ставка вычислялась с использованием эффективной ставки EURIBOR, 31 Декабря 2007 г. 4,745% (31 Декабря 2006 г.: 4,028%).

**26.5 Рыночный риск**

Группа осуществляет свою деятельность на международном рынке и подвержена валютным рискам, возникающим в связи с курсовой разницей, главным образом, в связи с курсом евро. Валютным рискам подвержены заемные средства, деноминированные в иностранной валюте (см. Примечание 15 и Примечание 17). У Группы отсутствуют официальные договоренности, которые бы могли смягчить эти риски.

#### Примечание 26. Управление финансовыми рисками (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2007 года при ослаблении/усилении российского рубля по отношению к евро на 10%, в случае отсутствия изменений других переменных, уменьшение/увеличение прибыли после налогообложения составило бы 170 192 тысячи в год (2006 год: 188 468 тысяч рублей). Поскольку Группа не имеет финансовых инструментов, переоценка которых производится через капитал, эффект от изменения валютного курса для капитала будет аналогичен эффекту в отношении прибыли после вычета налогов.

#### 26.6 Риск изменения процентных ставок

Текущая выручка Группы и денежные потоки от операционной деятельности не зависят от изменений в рыночных процентных ставках. Процентный риск Группы является результатом долгосрочных заимствований. Заимствования, предусматривающие переменную процентную ставку, подвержены риску увеличения выплат вследствие роста процентных ставок. Заимствования, предусматривающие фиксированную процентную ставку, также подвержены процентному риску, связанному с изменением их справедливой стоимости вследствие снижения процентных ставок.

По состоянию на отчетную дату подверженность Группы процентному риску представлены в таблице, где отражены ее процентные обязательства:

	Балансовая стоимость	
	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
<b>Инструменты с фиксированной ставкой</b>		
Краткосрочные кредиты и заемные средства	4 482 300	4 210 226
<b>Инструменты с плавающей ставкой</b>		
Финансовые обязательства, в т.ч.:		
Долгосрочные кредиты и заемные средства	1 343 349	1 736 340
Краткосрочные кредиты и заемные средства	453 310	1 000 000
<b>Итого</b>	<b>6 278 959</b>	<b>6 946 566</b>

Группа анализирует подверженность процентному риску на регулярной основе. При этом рассматриваются различные возможные сценарии, учитывающие возможность рефинансирования, возобновления существующих обязательств и альтернативного финансирования. На базе такого сценарного анализа Группа рассчитывает воздействие на прибыль изменений в процентной ставке.

Повышение/понижение процентной ставки на 1% приведет к понижению/повышению чистой прибыли Группы после налогообложения на 1 347 тысяч рублей. Эффект от изменения процентной ставки для капитала будет аналогичен эффекту в отношении прибыли после вычета налогов.

#### 26.7 Анализ чувствительности справедливой стоимости финансовых обязательств с фиксированной процентной ставкой

В течении 2007 года группа не владела какими-либо финансовыми активами или финансовыми обязательствами, учитываемыми с использованием фиксированной процентной ставки по справедливой стоимости через прибыль или убытки; также Группа не использует производные ценные бумаги в качестве инструментов хеджирования в соответствии с моделью хеджирования по справедливой стоимости, поэтому изменение процентной ставки на отчетную дату не будет оказывать влияния на финансовый результат Группы.

## Примечание 26. Управление финансовыми рисками (продолжение)

При повышении/понижении рыночной стоимости акций на 6% справедливая стоимость доли в уставном капитале ОАО «Силловые машины» повысится/понижится на 53 414/ (53 414) тысяч рублей по состоянию на 31 декабря 2006 года. Влияние на капитал будет аналогичным влиянию на прибыль после налогообложения.

### 26.8 Справедливая стоимость

Руководство считает, что в целом справедливая стоимость финансовых активов и обязательств достаточно точно аппроксимируется их балансовой стоимостью.

### 26.9 Управление капиталом

Цель Группы при управлении капиталом состоит в сохранении способности Группы продолжать деятельность в качестве действующего предприятия, обеспечивая акционерам приемлемый уровень доходности, соблюдая интересы других партнеров и поддерживая оптимальную структуру капитала, позволяющую минимизировать затраты на капитал.

Чтобы поддерживать или корректировать структуру капитала, Группа может варьировать величину дивидендов, выплачиваемых акционерам, выкупать собственные акции или выпускать новые.

Аналогично другим компаниям отрасли Группа осуществляет мониторинг структуры капитала путем определения уровня финансового рычага (левериджа), рассчитываемого как отношение чистого долга к совокупному капиталу. Чистый долг в свою очередь определяется как разница между совокупными заимствованиями (включая краткосрочные и долгосрочные заемные средства в соответствии с данными консолидированной отчетности) и денежными средствами и их эквивалентами. Совокупный капитал рассчитывается путем суммирования собственного (акционерного) капитала и чистого долга. Управление капиталом связано с поддержанием некоторых финансовых коэффициентов на определенном уровне в соответствии с условиями кредитных соглашений с банками (см. Примечание 15).

В течение 2007 года стратегия Группы, оставшаяся неизменной с 2006 года, заключалась в поддержании финансового рычага (отношения долга к собственному капиталу) на уровне, не превышающем 0,6. Уровень финансового рычага по состоянию на 31 декабря 2006 и 31 декабря 2007 года приведен ниже:

	31 декабря 2007 г.	31 декабря 2006 г.
Общая сумма заемных средств	6 278 959	6 946 566
Кредиторская задолженность перед поставщиками и подрядчиками и прочая кредиторская задолженность	6 146 573	4 190 884
За вычетом: денежных средств и эквивалентов	(15 976 549)	(659 218)
денежных средств	(3 551 017)	10 478 232
Чистая задолженность	58 581 977	24 894 657
Собственный капитал	<b>55 030 960</b>	<b>35 372 889</b>
Доля заемного капитала в структуре капитала	(6,45%)	29,62%
Доля собственного капитала в структуре капитала	106,45%	70,38%
Соотношение собственного и заемного капитала	(0,06)	0,42

Существенное снижение финансового рычага в течение 2007 года в основном связано с выпуском новых акций (см. Примечание 14).

**Примечание 27. События после отчетной даты**

20 февраля 2008 года Общество, компания «Fortum Heat and Power Oy» и компания ECF Project Limited подписали Соглашение, в соответствии с которым Fortum приобретет у Общества около 5 миллионов тон единиц сокращения выбросов (ЕСВ) углекислого газа. Данное Соглашение вступает в силу с 1 января 2008 года, при условии его одобрения Правительствами Финляндии и Российской Федерации, и будет действительным до 31 декабря 2012 года. По оценкам Группы, ее доходы от вступления в силу данного Соглашения составят за весь период действия Соглашения около 1 300 000 тысяч рублей.

Как указано в Примечаниях 1 и 14, в октябре 2007 года Внеочередное общее собрание акционеров Общества приняло решение о присоединении ОАО «ТГК-1 Холдинг» к Группе. В соответствии с российским законодательством сразу после одобрения акционерами решения о реорганизации держатели облигаций могут заявить требование об их немедленном погашении. В связи с этим в настоящей консолидированной финансовой отчетности размещенные долгосрочные облигации были переклассифицированы в текущие обязательства. Общая сумма облигаций, фактически погашенных в период с ноября 2007 года по апрель 2008 года, составляет 2 988 743 тысячи рублей, включая купонный доход в размере 136 996 тысяч рублей.

4 марта 2008 года Совет Директоров ТГК-1 утвердил решение о проведении частного размещения дополнительных 3 671 800 907 акций по номинальной стоимости 0,01 рублей каждая в целях их последующей конвертации в обыкновенные акции ТГК-1 Холдинга и 384 359 559 акций по стоимости 0,01 рублей каждая для конвертации в привилегированные акции ТГК-1 Холдинга. Регистрация этого дополнительного выпуска акций состоялась 18 апреля 2008 года. Более подробная информация об одобрении реорганизации Общества приведена также в Примечании 1.