

## 1.4.2. Топливо-энергетический комплекс

### 1.4.2.1. Ангаро-Енисейский каскад ГЭС

(ТОВР по Иркутской области Енисейского БВУ Росводресурсов; ОАО «Иркутскэнерго»)

*Ангаро-Енисейский каскад ГЭС включает:*

*Иркутскую, Братскую, Усть-Илимскую и Богучанскую (строящуюся) на Ангаре; Красноярскую (Дивногорск), Майнскую (пос. Майна) и Саяно-Шушенскую (Саяногорск) на Енисее.*

*Ангарские и Енисейские гидроэлектростанции работают в единой энергосистеме Сибири в компенсационном, взаимозависимом режиме.*

*В разные периоды эксплуатации режим работы каждой ГЭС определялся основными положениями правил использования водных ресурсов этих водохранилищ. Опыт эксплуатации, особенно в необычайно маловодный период 1981-1982 гг. и в период минувшего маловодья 1996-2003 гг., показал необходимость совместного регулирования всех звеньев системы водопользования в Ангаро-Енисейском бассейне.*

*История разработки оптимального регламента использования водных ресурсов Ангары и Енисея изложена в предыдущих выпусках доклада за 2003 и 2004 годы.*

*Каскад Ангарских водохранилищ соответствует суммарной мощности гидроэлектростанций 9002,4 МВт с годовой выработкой электроэнергии более 50 млрд. кВтч.*

**Основные характеристики водохранилищ Ангарского каскада ГЭС** приведены в таблице 1.4.2.1.1.

Таблица 1.4.2.1.1

#### Характеристика водохранилищ Ангарского каскада ГЭС

Параметры	Оз. Байкал (Иркутское вдхр.)	Братское вдхр.	Усть-Илимское вдхр.
Площадь зеркала при НПУ, км <sup>2</sup>	31500 (154)	5478	1922
Протяженность, км	636 (56)	570	290
Длина берега, км	2200 (276)	7400	4000
Максимальная ширина, км	80 (7)	33	12
Максимальная глубина, м	1620 (35)	150	30
Абс. отметка нормального подпорного уровня (НПУ), м	457,0	401,73	296
Абс. отметка допустимой сработки, м	456,0	394,65	294,5
Высота сработки от НПУ, м	1,00	7,08	1,50
Объем полезной емкости, км <sup>3</sup>	31,5 (0,045)	35,41	2,74

*Режимы работы ГЭС Ангарского каскада определяются стоком озера Байкал, как крупнейшего водоема многолетнего регулирования, а также полезной и боковой приточностью в водохранилища каскада.*

*Режим стока р. Ангары от г. Иркутска до зоны выклинивания Братской ГЭС зависит в основном от режима работы Иркутского гидроузла, боковая приточность на этом участке не превышает 10-15 % расхода ГЭС.*

*Приток воды в Усть-Илимское водохранилище на 90-94 % состоит из стока через турбины Братской ГЭС и в малой степени бокового притока.*

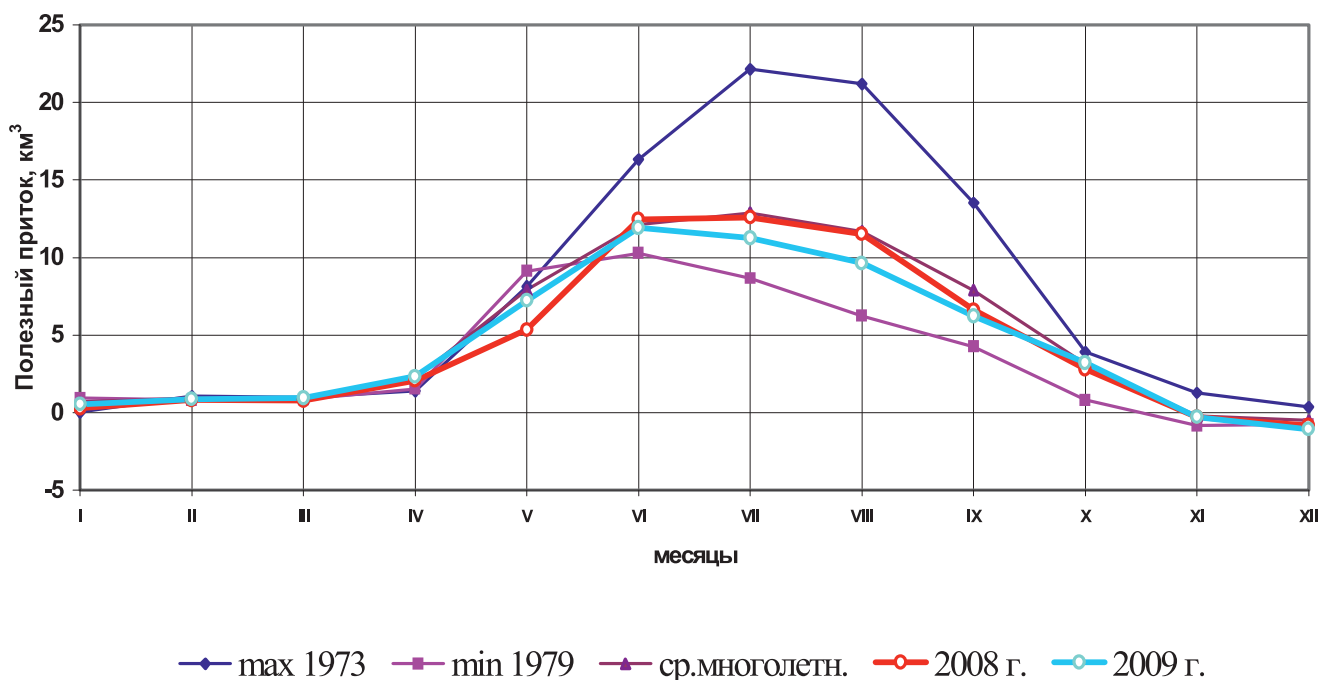
**Режимы работы Ангарских ГЭС в 2009 году** осуществлялись в соответствии с «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС» (1988 г.), постановлением Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности», решениями «Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал» и указаниями Федерального агентства водных ресурсов (Росводресурсы).

Назначение режимов работы ГЭС Ангарского каскада в 2009 году обсуждалось на заседаниях «Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал» на основании ожидаемых и сложившихся гидрометеорологических условий, исходя из условий наполнения озера Байкал и сложившейся водохозяйственной обстановки.

Режимы работы Ангарского каскада назначались на пяти заседаниях (31 марта, 2 сентября, 30 сентября, 3 ноября, 1 декабря 2009 г.). Режимная информация оперативно отслеживалась и ежедневно направлялась в Енисейское БВУ и оперативному дежурному Росводресурсы в течение всего года.

Полезный приток в оз. Байкал в 2008 и 2009 гг. в сравнении с минимальными, максимальными и среднемноголетними значениями притока показан на рис. 1.4.2.1.1.

Динамика сработки и наполнения Иркутского водохранилища и озера Байкал, водохранилищ Братской и Усть-Илимской ГЭС в 2009 году показана в таблице 1.4.2.1.2.



**Рис. 1.4.2.1.1. Полезный приток в озеро Байкал в 2009 г. в сравнении с 2008 г., максимальным (1973 г.), минимальным (1979 г.) и среднемноголетними значениями притока**

Полезный приток в оз. Байкал в 2009 году в течение года был ниже нормы, так в первом квартале он составил 81 % нормы, во втором – 91 %, в третьем – 89 %, в четвертом 81 %. В тоже время боковой приток в Братское водохранилище был выше нормы и составил: в первом квартале 107 % нормы, во втором – 110 %, в третьем – 104 %, в четвертом – 107 %.

Суммарный приток в оз. Байкал и Иркутское водохранилище в 2009 году составил  $52,82 \text{ км}^3$  (2008 г. –  $54,19 \text{ км}^3$ ), в Братское водохранилище –  $90,77 \text{ км}^3$  (2008 г. –  $85,48 \text{ км}^3$ ) и в Усть-Илимское водохранилище –  $93,64 \text{ км}^3$  (2008 г. –  $93,24 \text{ км}^3$ ).

### **Выводы**

1. Запасы водных ресурсов, накопленные к 2009 году, оказались на 2% больше среднелетнего количества и позволили обеспечить навигацию 2009-2010 гг., потребности всех водопользователей и зимний пик энергетических нагрузок при пониженной приточности в оз. Байкал.

2. В 2009 году при регулировании режимов использования гидроресурсов Байкала не было нарушений уровней озера, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды озера Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности».

**Основные показатели режимов работы водохранилищ Ангарского каскада ГЭС за 2009 год  
(период с 01.01.2009 по 31.12.2009)**

№ п/п	Водохранилище (система высотных отметок: ТО – тихоокеанская, БС – балтийская)	Отметки уровней воды, м (Полезный объем воды в водохранилище, км <sup>3</sup> )						Суммарный приток в водохранилища п – полезный приток, б – боковой приток, бн – норма бокового притока, в – приток с верхнего бьефа				Сбросные расходы		
		Нормаль- ный подпорный уровень (НПУ)	Уровень мертвого объема (УМО)	на начало периода	на конец периода	мини- маль- ный за период предпо- ловод- ной сработки	макси- маль- ный за период напол- нения	средний за год, км <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /с		мини- маль- ный, м <sup>3</sup> /с	макси- маль- ный, м <sup>3</sup> /с	средний, км <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /с	мини- маль- ный, м <sup>3</sup> /с	макси- маль- ный, м <sup>3</sup> /с
								прогноз	факт					
1	Оз. Байкал(ТО)	<u>457,00</u> <sup>1)</sup> (31,5)	<u>456,00</u> <sup>1)</sup> -	<u>456,51</u> (16,07)	<u>456,55</u> (17,32)	<u>456,06</u> (1,9)	<u>456,91</u> (28,7)	п <u>50,615</u> 1605	п <u>52,820</u> 1675	п -400	п 4600	<u>55,940</u> 1774	1350	2300
2	Братское вдхр.(БС)	<u>401,73</u> (35,41)	<u>394,65</u> <sup>2)</sup> -	<u>397,67</u> (15,1)	<u>399,14</u> (21,8)	<u>396,37</u> (8,05)	<u>399,95</u> (25,9)	б <u>33,980</u> 1078 в <u>90,824</u> 2880	б <u>34,830</u> 1104 в <u>90,770</u> 2878	710	2400	<u>86,680</u> 2749	1351	3600
3	Усть-Илимское вдхр. (БС)	<u>296,00</u> (2,74)	<u>294,50</u> -	<u>295,50</u> (1,8)	<u>295,60</u> (1,99)	<u>294,66</u> (0,28)	<u>295,92</u> (2,51)	бн <u>6960</u> 221 в <u>96,680</u> 3066	Нет дан- ных <sup>3)</sup>	1351	3600	<u>95,840</u> 3039	2700	3500

**Примечания:**

1. Уровни приняты согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности»
2. Средний уровень мертвого объема по водохранилищу обеспеченностью 95 %
3. По Усть-Илимскому водохранилищу фактическая боковая приточность не наблюдается по причине закрытия водомерных постов Иркутского УГМС на притоках водохранилища.

### 1.4.2.2. Теплоэнергетика

(Прибайкальское управление Ростехнадзора, Забайкальское управление Ростехнадзора, Байкалводресурсы Росводресурсов)

**Экологическая зона атмосферного влияния.** По результатам расчетов переносов выбросов, выполненных различными авторами, было предложено северо-западную границу экологической зоны атмосферного влияния (ЭЗАВ) установить в пределах Иркутско-Черемховской равнины и ее ближайшего окружения на расстоянии 200 км от побережья Байкала, так как примерно с этого расстояния выбросы в атмосферу при северо-западном ветре могут достигать центральной экологической зоны БПТ, в том числе акватории озера Байкал. Границы зоны атмосферного влияния утверждены распоряжением Правительства Российской Федерации от 27.11.2006 № 1641-р.

Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха в экологической зоне атмосферного влияния вносят предприятия теплоэнергетики. К теплоэнергетике на территории экологической зоны атмосферного влияния относятся предприятия-филиалы ОАО «Иркутскэнерго»: ТЭЦ-1, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10 (г. Ангарск), Ново-Иркутская ТЭЦ, ТЭЦ-2 (г. Иркутск), ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское), ТЭЦ-12 (г. Черемхово), ТЭЦ-5 (г. Шелехов).

**Выбросы.** Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики ОАО «Иркутскэнерго» в границах ЭЗАВ БПТ в 2009 году составили 183,78 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2008 году - 225,39 тыс. тонн), таблица 1.4.2.2.1.

Таблица 1.4.2.2.1

#### Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики в границах ЭЗАВ БПТ в 2002-2009 гг.

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн								Изменение к 2008 году	
	2002 год	2003 год	2004 год	2005 год	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	154,4	179,4	149,2	151,8	166,59	160,95	225,39	183,78	-41,61	-18,46
твердых	41,6	45,8	35,8	35,3	37,99	35,33	48,74	37,56	-11,18	-22,94
Газообразных и жидких, из них:	112,8	133,6	113,4	116,5	128,60	125,62	176,65	146,22	-30,43	-17,23
диоксид серы	73,3	87,7	77,45	86,75	97,01	97,33	133,94	113,26	-20,68	-15,44
оксиды азота	37,1	43,7	35,9	29,70	31,40	28,12	42,55	32,76	-9,79	-23,01
прочие	2,3	2,1	0,095	0,029	0,186	0,169	0,158	0,199	0,041	25,95

В 2009 году общий валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух с предприятий ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ БПТ, сократился по сравнению с 2008 годом на 41,61 тыс. тонн за счет снижения расхода топлива и уменьшения выработки электроэнергии и тепла.

Практически все тепловые электростанции работают на твердом топливе (99%), характеристика и расход топлива представлены в таблице 1.4.2.2.2.

Таблица 1.4.2.2.2

**Расход, характеристика топлива и выбросов в атмосферу по предприятиям  
ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ, 2004-2009 годы**

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива, тонн усл. топлива/год	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
				сернистость, %	зольность, %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
ТЭЦ-1 г. Ангарск	2004	Уголь	634858,0	0,950	17,60	28,200	7,100	14,900	6,200	0,008
	2005	Уголь	600575,0	1,125	17,83	29,853	7,568	16,510	5,768	0,008
	2006	Уголь	594631,0	1,150	18,32	30,785	8,229	17,720	4,834	0,002
	2007	Уголь	570069,0	1,281	18,20	28,730	7,618	17,446	3,667	0,002
		Мазут	608,0	1,338	0,06					
	2008	Уголь	591094,0	1,500	19,80	31,590	8,440	19,265	3,890	0,001
		Мазут	560,0	1,280	0,06					
	2009	Уголь	527592,0	1,190	18,40	27,401	7,317	16,301	3,785	0,001
Мазут		566,0	1,420	0,07						
ТЭЦ-9 г. Ангарск	2004	Уголь	910227,0	0,700	16,70	35,000	6,500	19,300	9,200	0,003
	2005	Уголь	835244,0	0,990	15,50	37,724	6,917	23,836	6,946	0,003
	2006	Уголь	906432,0	0,830	15,60	37,770	8,718	22,626	6,404	0,024
	2007	Уголь	819605,0	0,890	14,51	34,040	7,047	21,840	5,134	0,020
		Мазут	1225,0	1,400	0,05					
	2008	Уголь	1115147,0	1,200	13,71	45,940	8,661	29,734	7,525	0,021
		Мазут	1354,0	1,400	-					
	2009	Мазут	7067,0	1,300	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001
ТЭЦ-10 г. Ангарск	2004	Уголь	726626,0	0,610	16,50	29,000	6,700	15,500	6,800	0,003
	2005	Уголь	537530,0	0,634	17,32	19,931	4,545	10,519	4,861	0,000
	2006	Уголь	837988,0	0,800	15,60	31,916	6,148	18,460	7,297	0,011
	2007	Уголь	931379,0	0,895	15,83	39,750	7,015	25,185	7,525	0,025
		Мазут	1882,0	1,400	0,05					
	2008	Уголь	1703233,0	1,000	16,35	68,470	13,273	40,323	14,867	0,014
		Мазут	2522,0	1,300	6,37					
	2009	Уголь	918378,0	0,960	16,80	42,658	7,099	27,372	8,167	0,020
Мазут		2027,0	1,300	0,04						
Ново-Иркутская ТЭЦ г. Иркутск	2004	Уголь	938482,0	0,450	14,43	28,000	6,100	13,500	8,400	0,010
	2005	Уголь	918724,0	0,770	16,94	31,705	6,605	18,265	6,775	0,006
	2006	Уголь	985004,0	0,580	14,47	29,399	5,284	17,071	7,012	0,032
	2007	Уголь	958648,0	0,500	13,00	25,850	5,345	14,508	5,961	0,039
		Мазут	1746,0	1,080	0,05					
	2008	Мазут	223,0	1,300	0,04	35,140	7,119	18,993	9,008	0,022
		Уголь	1376117,0	0,700	13,91					
	2009	Мазут	2393,0	1,260	-	40,403	6,312	24,868	9,205	0,018
		Уголь	1241159,0	0,690	15,39					
		Мазут	2269,0	1,130	0,04					
Мазут		572,0	1,300	0,05						
Мазут	565,0	1,100	0,07							
ТЭЦ-5 г. Шелехов	2004	Уголь	131288,0	0,715	16,60	5,300	1,900	2,500	0,900	0,000
	2005	Уголь	133783,0	0,845	16,09	5,700	1,866	2,900	0,857	0,000
	2006	Уголь	140631,0	0,980	15,46	6,523	1,896	3,648	0,901	0,078
	2007	Уголь	126237,0	0,886	15,26	4,304	1,149	2,296	0,805	0,054
		Мазут	157,0	1,500	0,05					
	2008	Уголь	140304,0	1,300	14,63	6,652	1,795	3,884	0,944	0,029
		Мазут	207,0	1,200	0,05					
	2009	Уголь	139326,0	1,170	15,40	7,507	1,857	4,631	0,960	0,059
		Мазут	189,0	1,500	0,05					
Мазут		922,0	1,160	0,04						

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива, тонн усл. топлива/год	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
				сернистость, %	зольность, %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	2004	Уголь	617578,0	1,000	17,30	18,000	5,600	8,600	3,800	0,001
	2005	Уголь	598356,0	1,000	16,69	21,795	5,811	12,104	3,870	0,009
	2006	Уголь	609097,0	1,050	15,60	25,043	6,081	14,393	4,554	0,015
	2007	Уголь	587107,0	0,710	15,26	23,910	5,901	13,355	4,657	0,005
		Мазут	1378,0	1,110	0,04					
	2008	Уголь	708486,0	1,100	16,76	32,680	7,934	19,010	5,726	0,014
		Мазут	2245,0	1,040	0,04					
	2009	Уголь	918378,0	0,960	16,80	42,658	7,099	27,372	8,167	0,020
Мазут		2027,0	1,300	0,04						
ТЭЦ-12 г. Черемхово	2004	Уголь	83350,0	1,300	20,80	5,150	1,900	2,700	0,500	0,050
	2005		81510,0	0,983	19,23	4,885	1,985	2,309	0,556	0,020
	2006		76343,0	1,430	19,80	4,950	1,619	2,933	0,376	0,022
	2007		65534,0	1,450	20,20	4,175	1,244	2,542	0,367	0,022
	2008		73146,0	1,400	20,11	4,696	1,506	2,550	0,583	0,057
	2009		71226,0	1,240	20,43	4,458	1,503	2,384	0,525	0,046
ТЭЦ-2 г. Иркутск	2004	Мазут, М100	18303,0	1,300	0,05	0,590	0,028	0,450	0,100	0,020
	2005		18303,0	1,300	0,06	0,405	0,029	0,302	0,071	0,001
	2006		8985,0	1,300	0,05	0,204	0,012	0,164	0,026	0,002
	2007		8970,0	1,300	0,05	0,186	0,012	0,163	0,009	0,002
	2008		9558,0	1,300	0,05	0,200	0,011	0,018	0,009	0,0004
	2009		7067,0	1,300	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001
<b>ИТОГО:</b>	<b>2004</b>		<b>4060712,0</b>			<b>149,240</b>	<b>35,828</b>	<b>77,450</b>	<b>35,900</b>	<b>0,095</b>
	<b>2005</b>		<b>3722103,0</b>			<b>151,998</b>	<b>35,326</b>	<b>86,751</b>	<b>29,704</b>	<b>0,029</b>
	<b>2006</b>		<b>4159111,0</b>			<b>166,592</b>	<b>37,987</b>	<b>97,015</b>	<b>31,404</b>	<b>0,186</b>
	<b>2007</b>		<b>4074768,0</b>			<b>160,959</b>	<b>35,331</b>	<b>97,335</b>	<b>28,125</b>	<b>0,168</b>
	<b>2008</b>		<b>5726366,0</b>			<b>225,391</b>	<b>48,740</b>	<b>133,94</b>	<b>42,553</b>	<b>0,158</b>
	<b>2009</b>		<b>4285365,0</b>			<b>183,778</b>	<b>37,564</b>	<b>113,259</b>	<b>32,759</b>	<b>0,199</b>

Данные о водопотреблении, водоотведении и образовании отходов производства на предприятиях теплоэнергетики в ЭЗАВ в настоящем государственном докладе не приводятся в связи с отсутствием влияния этих антропогенных факторов на экологическую систему озера Байкал.

**Центральная экологическая зона.** В границах центральной экологической зоны БПТ основным объектом теплоэнергетики является ТЭЦ ОАО «Байкальский ЦБК» (установленная мощность 99 МВт). Информация о влиянии БЦБК на окружающую среду приведена в подразделах 1.2.6 и 1.3.1 настоящего доклада.

Мелкие котельные городов: Слюдянка, Бабушкин, Северобайкальск, Нижнеангарск, Ольхонского района относятся к предприятиям жилищно-коммунального хозяйства, информация о влиянии на окружающую среду изложена в подразделе 1.4.3 настоящего доклада.

**Буферная экологическая зона.** Основной вклад в загрязнение окружающей среды буферной экологической зоны Байкальской природной территории оказывают предприятия энергетического комплекса Республики Бурятия. В состав энергетического комплекса Республики Бурятия входят: Филиал ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС», филиалы ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Тимлюйская ТЭЦ), Улан-Удэнский энергетический комплекс, являющиеся основными источниками загрязнения атмосферного воздуха в Республике Бурятия.

Выбросы загрязняющих веществ предприятиями отрасли в 2009 году, составили 54,517 тыс. тонн (в 2008 году – 53,376 тыс. тонн). Характеристика выбросов представлена в таблице 1.4.2.2.3.

В 2009 году на предприятиях отрасли уловлено и обезврежено – 499,064 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2008 году – 919,614 тыс. тонн), средний коэффициент очистки загрязняющих веществ составил – 88,19 % (в 2008 году – 90,51 %). Основными загрязнителями являются Гусинозерская ГРЭС – 61,8 % (в 2008 году – 59,28 %) и Улан-Удэнская ТЭЦ-1 - 19,4 % (в 2008 году – 19,31 %).

Таблица 1.4.2.2.3

**Выбросы в атмосферу от источников предприятий электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2002-2009 гг.**

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн по годам								Изменение к 2008 году	
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	48,182	34,162	36,012	36,690	40,879	42,163	53,376	54,517	1,141	2,1
твердых	19,853	14,862	15,750	14,939	16,936	17,018	22,657	19,490	-3,167	-14,0
газообразных и жидких, из них:	28,329	19,300	20,262	21,751	23,943	25,145	29,522	35,027	5,505	18,6
диоксид серы	16,117	11,826	12,496	13,389	14,568	14,868	18,638	20,475	1,837	9,9
оксиды азота	8,571	5,926	6,266	7,410	6,963	8,064	7,389	12,231	4,842	65,5
прочие	3,641	1,548	1,500	0,952	2,412	2,213	4,692	2,321	-2,371	-50,5

Отходы. В 2009 году по отрасли образовано 695,565 тыс. тонн отходов (в 2008 г. – 668,747 тыс. тонн), из них утилизировано – 16,028 тыс. тонн.

Отходы 1 класса опасности представлены ртутными лампами. Отходы 2 кл. – отработанной аккумуляторной кислотой. Отходы 3 класса опасности представлены различными отработанными маслами. Среди отходов 4 класса опасности основную массу составляют осадки из выгребных ям и хозяйственно-бытовые стоки, они захоронены в полном объеме. Отходы 5 класса опасности представлены золошлаковыми отходами, практически все размещены на золоотвалах предприятий.

Характеристика отходов, образовавшихся на предприятиях электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ, представлена в таблице 1.4.2.2.4.

Таблица 1.4.2.2.4

**Образование отходов на предприятиях электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2002-2009 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов, тыс. тонн								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Отходы, в том числе:	397,13	308,93	245,33	341,91	538,52	456,96	668,75	695,57	
I класса опасности	0,003	0,001	0,001	0,003	0,001	0,001	0,003	0,002	
II класса опасности	0,131	0,003	0,001	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	
III класса опасности	0,049	0,191	0,200	0,252	0,150	0,069	0,052	1,753	
IV класса опасности	0,322	2,128	2,230	1,059	28,803	2,262	0,34	1,353	
V класса опасности	396,62	306,60	242,90	340,59	509,56	454,63	633,40	692,536	



Водопотребление и водоотведение. В структуре использования вод промышленностью Республики Бурятия основная доля в 2009 году приходилась на электроэнергетику – 94,8 % (2008 г. – 96,4 %). По Республике Бурятия электроэнергетикой забрано 290,3 млн. м<sup>3</sup> природных вод, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты составил – 288,9 млн. м<sup>3</sup>, масса загрязняющих веществ, сброшенных в водные объекты, составила 1541,0 тонн. В том числе Гусиноозерская ГРЭС – забор – 290,3 млн. м<sup>3</sup>, сброс – 289,15 млн. м<sup>3</sup>, масса загрязняющих веществ составила – 10,0 тонн.

В структуре сброса в поверхностные водные объекты нормативно-чистые воды составляют 100 %.

Расход воды в системах оборотного повторно-последовательного водоснабжения составляет 178,5 млн. м<sup>3</sup> или 93,2 % к уровню 2008 г. Экономия свежей воды за счет применения оборотных систем составляет – 38 %.

Динамика использования водных ресурсов в электроэнергетике Республики Бурятия в границах буферной экологической зоны БПТ за 2002-2009 годы представлена в таблице 1.4.2.2.5.

Таблица 1.4.2.2.5

**Использование водных ресурсов в электроэнергетике  
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2002-2009 гг.**

Показатели	млн. м <sup>3</sup> /год								Изменения к 2008 году	
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	млн. м <sup>3</sup> /год	%
Забрано воды из водных объектов: всего	489,12	241,71	239,27	263,94	219,15	347,50	443,7	290,3	-153,4	-34,6
в том числе: из подземных источников	0,44	0,055	0,04	0,02	0,11	0,03	0,034	0,04	0,006	17,6
Сброшено сточных, шахтно-рудных и коллекторно-дренажных вод в поверхностные водные объекты: всего	481,31	238,37	237,11	261,18	216,49	345,60	442,0	288,9	-153,1	-34,6
в том числе: нормативно чистых требующих очистки	481,16 0,15	238,37 -	237,01 -	261,18 -	216,49 -	345,60 -	442,0	288,9	-153,1	-34,6
Расход в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения	49,22	113,86	114,13	145,44	201,8	162,10	191,5	178,5	-13,0	-1,8
Суммарный расход на цели водоснабжения	541,74	355,6	353,4	409,38	420,95	509,60	635,2	468,8	-166,4	-26,2
Мощность очистных сооружений	2,22	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	-	-

**Выводы**

1. В 2009 году с предприятий теплоэнергетики, расположенных в экологической зоне атмосферного влияния, в атмосферный воздух поступило 183,78 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2008 году - 225,39 тыс. тонн). Уменьшение выбросов на

41,61 тыс. тонн было обусловлено снижением расхода топлива и уменьшением выработки электроэнергии и тепла.

2. На предприятиях теплоэнергетики, расположенных в буферной экологической зоне, в 2009 году выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух составили 54,517 тыс. тонн (в 2008 году – 53,375 тыс. тонн), в поверхностные водные объекты сброшено 288,9 млн. м<sup>3</sup> сточных вод (в 2008 году – 442,0 млн. м<sup>3</sup>), образовалось 695,645 тыс. тонн отходов (в 2008 году – 668,747 тыс. тонн). Увеличение объемов выбросов связано с использованием углей низкого качества с повышенной зольностью и содержанием серы. Сокращение объемов сбросов сточных вод связано с уменьшением вырабатываемой электроэнергии Гусиноозерской ГРЭС.

3. В целом в 2009 году в сравнении с 2008 годом антропогенная нагрузка на окружающую среду Байкальской природной территории от предприятий теплоэнергетики незначительно сократилась.