

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 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 ²	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 ³	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 2011 году осуществлялись в соответствии с «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского кас-

када 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.

Полезный приток в озеро Байкал в 2010 и 2011 гг. в сравнении с минимальными, максимальными и среднеголетними 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 2011 году показана в таблице 1.4.2.1.2.

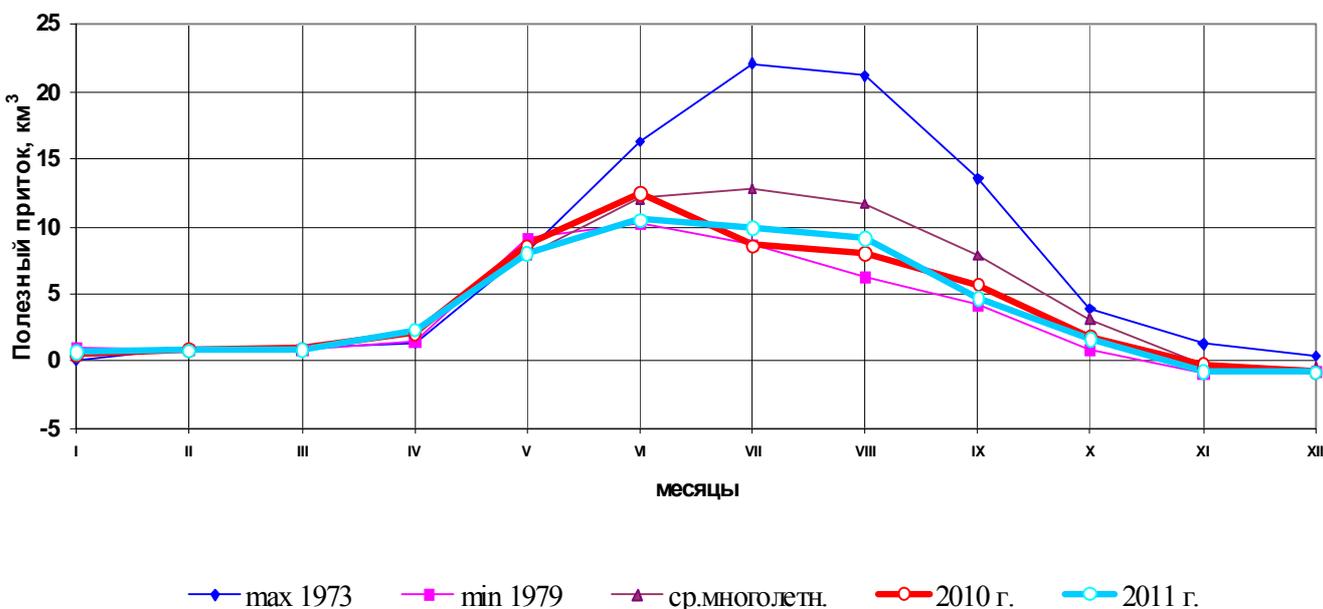


Рис. 1.4.2.1.1. Полезный приток в озеро Байкал в 2011 г. в сравнении с 2010 г., максимальным (1973 г.), минимальным (1979 г.) и среднеголетними значениями притока

Полезный приток в озеро Байкал в 2011 году в целом был ниже нормы, за исключением притока в апреле (102%). В первом квартале он составил 79 % нормы, во втором – 94 %, в третьем – 69 %, в четвертом 23 %. В тоже время боковой приток в Братское водохранилище был выше нормы в январе - апреле, низким в мае (68 %) и составил: в первом квартале 103 %, во втором – 91 %, в третьем – 89 %, в четвертом – 96 %.

Суммарный приток в озеро Байкал и Иркутское водохранилище в 2011 году составил 46,8 км³ (2010 г. – 48,3 км³), в Братское водохранилище – 78,3 км³ (2010 г. – 90,5 км³) и в Усть-Илимское водохранилище – 96,3 км³ (2010 г. – 100,7 км³).

Выводы

1. Запасы водных ресурсов, накопленные к 2011 году в водохранилищах Ангарского каскада ГЭС, и сложившаяся гидрометеорологическая обстановка, позволили обеспечить навигацию 2011 года, потребности всех водопользователей и зимний пик энергетических нагрузок в условиях пониженного полезного притока в озеро Байкал.

2. В 2011 году при регулировании режимов использования водных ресурсов Байкала не было нарушений уровней озера (456,0-457,0 м ТО), определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды озера Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности».

Таблица 1.4.2.1.2

**Основные показатели режимов работы водохранилищ Ангарского каскада ГЭС за 2011 год
(период с 01.01.2011 по 31.12.2011)**

№ п/п	Водохранилище (система высотных отметок: ТО – тихоокеанская, БС – балтийская)	Отметки уровней воды, м (Полезный объем воды в водохранилище, км ³)						Суммарный приток в водохранилище п – полезный приток, б – боковой приток, бн – норма бокового притока, в – приток с верхнего бьефа				Сбросные расходы		
		Нормальный подпорный уровень (НПУ)	Уровень мертвого объема (УМО)	на начало периода	на конец периода	минимальный за период предположительной сработки	максимальный за период наполнения	средний за год, км ³ /м ³ /с		минимальный, м ³ /с	максимальный, м ³ /с	средний, км ³ /м ³ /с	минимальный, м ³ /с	максимальный, м ³ /с
								прогноз	факт					
1	Оз. Байкал (ТО)	<u>457,00</u> ¹⁾ (31,5)	<u>456,00</u> ¹⁾ -	<u>456,44</u> (13,9)	<u>456,40</u> (12,6)	<u>456,09</u> (2,8)	<u>456,78</u> (24,6)	п 49,0 1554	п 46,8 1477	п (-300)	п 4050	<u>49,0</u> 1555	1400	2000
2	Братское вдхр. (БС)	<u>402,00</u> (35,0)	<u>395,00</u> ²⁾ -	<u>399,76</u> (23,4)	<u>397,63</u> (12,8)	<u>397,73</u> (13,3)	<u>399,05</u> (19,8)	б 30,2 958	б 29,2 922 в 78,1 2477	б 170	б 2200	<u>91,3</u> 2895	1889	3581
3	Усть-Илимское вдхр. (БС)	<u>296,00</u> (2,74)	<u>294,50</u> -	<u>295,60</u> (2,03)	<u>295,71</u> (2,23)	<u>294,58</u> (0,15)	<u>295,94</u> (2,66)	бн 6,97 221	нет данных ³⁾ в 98,3 3116	нет данных ³⁾	нет данных ³⁾	<u>96,4</u> 3056	2600	3400

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

(ОАО «Иркутскэнерго», Управление Росприроднадзора по Республике Бурятия, 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 загрязняющие вещества при северо-западном переносе воздушных масс 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-9 и участок №1 ТЭЦ-9(ТЭЦ-1), ТЭЦ-10 (г. Ангарск), Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск), ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское), ТЭЦ-12 (г. Черемхово), Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (г. Шелехов).

Выбросы. Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики ОАО «Иркутскэнерго» в границах ЭЗАВ БПТ в 2011 году составили 227,18 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2010 году - 213,075 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 2005-2011 гг.

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн							Изменение к 2010 году	
	2005 год	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	152,02	166,59	160,96	225,39	183,78	213,07	227,18	14,11	6,6
твердых	35,33	37,986	35,331	48,739	37,564	40,40	43,10	2,699	6,7
газообразных и жидких, из них:	116,69	128,61	125,63	176,65	146,22	172,67	184,08	11,41	6,6
диоксид серы	86,75	97,02	97,34	133,94	113,26	135,76	145,03	9,27	6,8
оксиды азота	29,70	31,40	28,12	42,552	32,759	36,650	38,84	2,186	6,0
прочие	0,237	0,187	0,175	0,162	0,198	0,257	0,215	-0,042	16,3

В 2011 году на предприятиях ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ БПТ, общий валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух по сравнению с 2010 годом увеличился на 14,11 тыс. тонн, что обусловлено ростом общего расхода сожженного топлива на 6,6% (для выработки электроэнергии на тепловых электрических станциях на покрытие региональных и межрегиональных нагрузок), ухудшением качества сжигаемого топлива, введением ограничений по попускам воды на каскаде Ангарских ГЭС.

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

**Расход, характеристика топлива и выбросов в атмосферу по предприятиям
ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ, 2006-2011 годы**

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
			(тонн усл. топлива/год)	сернистость S ^r , %	зольность A ^r , %	всево	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
Участок № 1 ТЭЦ-9 г. Ангарск	2006	уголь	594631	1,15	18,32	30,785	8,229	17,720	4,834	0,002
	2007	уголь	569461	1,281	18,2	28,733	7,618	17,446	3,667	0,002
		мазут	608	1,338	0,06					
	2008	уголь	591094	1,25	19,8	31,597	8,440	19,266	3,890	0,001
		мазут	560	1,28	0,068					
	2009	уголь	527592	1,19	18,4	27,404	7,317	16,301	3,785	0,001
		мазут	566	1,42	0,066					
	2010	уголь	511441	1,18	18,9	25,577	6,427	15,568	3,569	0,013
		мазут	579	1,42	0,059					
	2011	уголь	637706	1,25	20,7	22,247	5,534	13,626	3,080	0,007
		мазут	278	1,49	0,065					
	ТЭЦ-9 г. Ангарск	2006	уголь	906432	0,83	15,6	37,772	8,718	22,626	6,404
2007		уголь	819605	0,89	14,51	34,046	7,047	21,840	5,134	0,025
		мазут	1225	1,4	0,05					
2008		уголь	1115147	0,95	13,71	45,941	8,661	29,734	7,525	0,021
		мазут	1354	1,4	0,05					
2009		уголь	820069	0,96	16,3	35,103	7,398	22,109	5,549	0,047
		мазут	968	1,4	0,05					
2010		уголь	845595	0,97	17,1	39,423	7,600	26,227	5,555	0,041
		мазут	1526	1,5	0,053					
2011		уголь	1372591	1,13	17,0	40,886	7,912	27,885	5,055	0,034
		мазут	811	1,5	0,048					
ТЭЦ-10 г. Ангарск		2006	уголь	837988	0,8	15,6	31,916	6,148	18,460	7,297
	2007	уголь	931379	0,895	15,83	39,750	7,015	25,185	7,524	0,026
		мазут	1882	1,4	0,05					
	2008	уголь	1703233	0,83	16,35	68,478	13,273	40,323	14,867	0,015
		мазут	2522	1,3	0,05					
	2009	уголь	918378	0,96	16,8	42,658	7,099	27,372	8,167	0,020
		мазут	2027	1,3	0,04					
	2010	уголь	1383300	1,03	16,8	62,611	10,039	40,898	11,658	0,016
		мазут	2485	1,4	0,04					
	2011	уголь	2768505	1,11	17,5	81,130	13,525	52,645	14,954	0,006
		мазут	1792	1,3	0,05					
	Ново-Иркутская ТЭЦ г. Иркутск	2006	уголь	985004	0,58	14,47	29,399	5,283	17,071	7,012
2007		уголь	958648	0,5	13	25,853	5,345	14,508	5,961	0,039
		мазут	1746	1,08	0,05					
2008		уголь	1376117	0,45	13,95	35,143	7,119	18,993	9,008	0,023
		мазут	2393	1,06	0,05					
2009		уголь	1241159	0,69	15,39	40,403	6,312	24,868	9,205	0,018
		мазут	2032	1,13	0,04					
2010		уголь	1323455	0,88	17,05	49,306	7,857	30,939	10,451	0,059
		мазут	2935	0,99	0,04					
2011		уголь	2174665	1,06	17,87	54,014	8,872	34,161	10,926	0,055
		мазут	2113	0,95	0,03					

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива	Характеристики топлива		Выбросы, тыс. т/год				
			(тонн усл. топлива/год)	сернистость S ^r , %	зольность A ^r , %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ г. Шелехов	2006	уголь	140631	0,98	15,46	6,523	1,896	3,648	0,901	0,078
	2007	уголь	126237	0,886	15,25	4,304	1,149	2,296	0,805	0,054
		мазут	157	1,5	0,05					
	2008	уголь	140304	1,03	14,64	6,653	1,795	3,884	0,944	0,030
		мазут	207	1,5	0,05					
	2009	уголь	139326	1,17	15,4	7,506	1,857	4,631	0,960	0,058
		мазут	189	1,5	0,05					
	2010	уголь	142403	0,95	15,2	7,000	1,847	3,956	1,109	0,088
мазут		307	0,34	0,05						
2011	уголь	228406	0,84	15,2	5,953	1,601	3,141	1,143	0,068	
	мазут	106	0,83	0,05						
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	2006	уголь	609097	1,05	15,6	25,043	6,081	14,393	4,554	0,015
	2007	уголь	587107	0,71	15,26	23,918	5,901	13,355	4,657	0,005
		мазут	1378	1,11	0,042					
	2008	уголь	708486	1,1	16,76	32,684	7,934	19,010	5,726	0,014
		мазут	2245	1,02	0,04					
	2009	уголь	550791	0,97	16,9	26,099	6,067	15,464	4,561	0,007
		мазут	1916	1,04	0,04					
	2010	уголь	502612	1,05	16,9	24,981	5,440	15,762	3,778	0,001
мазут		1975	1,16	0,039						
2011	уголь	683180	1,01	19,0	19,837	4,833	11,914	3,088	0,002	
	мазут	927	1,2	0,035						
ТЭЦ-12 г. Черемхово	2006	уголь	76343	1,43	19,8	4,950	1,619	2,933	0,376	0,022
	2007		65534	1,45	20,2	4,175	1,244	2,542	0,367	0,022
	2008		73146	1,3	20,8	4,696	1,506	2,550	0,583	0,057
	2009		71226	1,24	20,43	4,458	1,503	2,384	0,525	0,046
	2010		71569	1,22	20,09	4,177	1,194	2,414	0,530	0,039
	2011		96691	0,9	21,03	3,113	0,826	1,654	0,590	0,043
Участок тепловых сетей Ново-Иркутской ТЭЦ (РК "Кировская")	2006	мазут	8985	1,3	0,05	0,204	0,012	0,164	0,026	0,002
	2007		8970	1,3	0,05	0,186	0,012	0,163	0,009	0,002
	2008		9558	1,31	0,05	0,200	0,011	0,179	0,009	0,001
	2009		7067	1,3	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001
Всего	2006	уголь	4150126			166,59	37,99	97,01	31,40	0,187
	2007	уголь	4057971			160,97	35,33	97,34	28,12	0,175
		мазут	15966							
	2008	уголь	5707527			225,39	48,74	133,94	42,55	0,162
		мазут	18839							
	2009	уголь	4268541			183,78	37,56	113,26	32,76	0,198
		мазут	14765							
	2010	уголь	4780375			213,08	40,40	135,76	36,65	0,257
мазут		9807								
2011	уголь	7961744			227,18	43,10	145,03	38,84	0,215	
	мазут	6027								

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 2011 году, составили 47,444 тыс. тонн (2010 г. – 67,812 тыс. тонн). Характеристика выбросов представлена в таблице 1.4.2.2.3.

Таблица 1.4.2.2.3

**Выбросы в атмосферу от источников предприятий
электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2005-2011 гг.**

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн по годам							Изменение к 2010 году	
	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	36,690	40,879	42,163	53,376	54,517	67,812	47,444	-20,37	-30
твердых	14,939	16,936	17,018	22,657	19,490	26,450	17,182	-9,27	-35
газообразных и жидких, из них:	21,751	23,943	25,145	29,522	35,027	41,362	30,262	-11,10	-27
диоксид серы	13,389	14,568	14,868	18,638	20,475	20,767	17,525	-3,24	-16
оксиды азота	7,410	6,963	8,064	7,389	12,231	14,055	10,266	-3,79	-27
прочие	0,952	2,412	2,213	4,692	2,321	6,540	2,471	-4,07	-62

В 2011 году на предприятиях отрасли уловлено и обезврежено – 53,264 тыс. тонн загрязняющих веществ, средний коэффициент очистки загрязняющих веществ составил – 95,14 %. Основными загрязнителями являются Гусиноозерская ГРЭС - 59,16%, и Улан-Удэнская ТЭЦ-1 – 20,32%.

Отходы. В 2011 году предприятиями энергетического комплекса, расположенными в буферной экологической зоне Республики Бурятия, образовано 549,2 тыс. тонн отходов (в 2010 г. – 626,1* тыс. тонн). Из общего количества образованных отходов утилизировано 10,998 тыс. тонн (2%). Размещено на объектах размещения отходов – 620,0 тыс. тонн, в т.ч. на золоотвалах - 618,0 тыс. тонн. На конец 2011 года на предприятиях энергетического комплекса накоплено 130,17 тыс. тонн.

Отходы 1 класса опасности представлены в этой отрасли ртутными лампами, отходы 2 класса – отработанной аккумуляторной кислотой, отходы 3 класса опасности представлены различными сортами отработанных масел. Среди отходов 4 класса опасности основную массу составляют строительный мусор, отходы шлаковаты, отходы потребления на производстве, подобные коммунальным. Отходы 5 класса опасности представлены в основном золошлаковыми отходами, которые размещены на золоотвалах предприятий, исключая золошлаки Тимлюйской ТЭЦ (6061 тонна), которые переданы для повторного использования в цементном производстве.

Таблица 1.4.2.2.4

**Образование отходов на предприятиях электроэнергетики
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2005-2011 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов, тыс. тонн						
	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Отходы, в том числе:	341,91	538,52	456,96	668,75	695,57	626,10*	549,2
I класса опасности	0,003	0,001	0,001	0,003	0,002	0,002	0,002
II класса опасности	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
III класса опасности	0,252	0,150	0,069	0,052	1,753	0,843	0,095
IV класса опасности	1,059	28,803	2,262	0,34	1,353	1,340	1,283
V класса опасности	340,59	509,56	454,63	633,40	692,54	624,05	548,0

Водопотребление и водоотведение. В структуре использования вод промышленностью Республики Бурятия основная доля в 2011 году приходилась на электроэнергетику – 92 % (2010 г. – 93,4 %).

По Республике Бурятия электроэнергетикой забрано 335,59 млн. м³ природных вод, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты составил – 334,25 млн. м³, масса загрязняющих веществ, сброшенных в водные объекты, составила 19,9 тонн. В том числе Гусиноозерская ГРЭС – забор – 335,55 млн. м³, сброс – 334,25 млн. м³. В структуре сброса в поверхностные водные объекты нормативно-чистые воды составляют 100 %.

Расход воды в системах оборотного повторно-последовательного водоснабжения составляет 188,37 млн. м³ или 86,7 % к уровню 2010 года. Экономия свежей воды за счет применения оборотных систем составляет – 36 %.

Динамика использования водных ресурсов в электроэнергетике Республики Бурятия в границах буферной экологической зоны БПТ за 2005-2011 годы представлена в таблице 1.4.2.2.5.

*Расхождение со сведениями, опубликованными в предыдущем выпуске доклада, связано с уточнением данных.

**Использование водных ресурсов в электроэнергетике
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2005-2011 гг.**

Показатели	млн. м ³ /год							Изменения к 2010 году	
	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	млн. м ³ /год	%
Забрано воды из водных объектов: всего	263,94	219,15	347,50	443,7	290,3	370,7	335,59	-35,11	9,5
в том числе: из подземных источников	0,02	0,11	0,03	0,034	0,04	0,03	0,04	0,01	33,3
Сброшено сточных, шахтно-рудных и коллекторно-дренажных вод в поверхностные водные объекты: всего	261,18	216,49	345,60	442,0	288,9	366,0	334,25	-1,75	0,5
в том числе: нормативно чистых	261,18	216,49	345,60	442,0	288,9	366,0	334,25	-31,83	8,7
Расход в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения	145,44	201,8	162,10	191,5	178,5	217,3	188,37	-28,39	13,1
Суммарный расход на цели водоснабжения	409,38	420,95	509,60	635,2	468,8	588,0	336,24	-251,76	42,8
Мощность очистных сооружений	1,87	1,87	1,87	1,87	2,22	2,22	1,81	-0,41	18,5

Выводы

1. В 2011 году с выбросами предприятий теплоэнергетики, расположенных в экологической зоне атмосферного влияния, в атмосферный воздух поступило 227,18 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2010 году - 213,07 тыс. тонн). Увеличение выбросов на 14,11 тыс. тонн было обусловлено увеличением общего расхода топлива, ухудшением качества сжигаемого топлива.

2. На предприятиях теплоэнергетики, расположенных в буферной экологической зоне, в 2011 году выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух составили 47,44 тыс. тонн (в 2010 году – 67,812 тыс. тонн), сбросы в поверхностные водные объекты - 334,25 млн. м³ сточных вод (в 2010 году – 366,0 млн. м³), образовалось 549,2 тыс. тонн отходов (в 2010 году – 626,1 тыс. тонн).

3. В целом в 2011 году в сравнении с 2010 годом антропогенная нагрузка на окружающую среду Байкальской природной территории от предприятий теплоэнергетики уменьшилась по объемам выбросов (на 2,2%), сбросов и образования отходов.