

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 (в промышленной эксплуатации с 1 декабря 2012 года) на Ангаре;
- Красноярскую (Дивногорск), Майнскую (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., в период маловодья 1996-2003 гг. и 2014 г., 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 10334 МВт с годовой выработкой электроэнергии около 55 млрд. кВтч.

В 2014 году на Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС было выработано 51,5 млрд. кВтч (в 2013 г. – 47,4 млрд. кВтч).

Основные характеристики водохранилищ Ангарского каскада и мощностей ГЭС приведены в таблице 1.4.2.1.1.

Таблица 1.4.2.1.1

Характеристика водохранилищ Ангарского каскада и мощностей ГЭС

Параметры	Оз. Байкал	Иркутское вдхр. (Иркутская ГЭС)	Братское вдхр. (Братская ГЭС)	Усть-Илимское вдхр. (Усть-Илим- ская ГЭС)	Богучанское вдхр. (Богучанская ГЭС)
Площадь зеркала при НПУ, км ²	31 500	154	5 478	1 922	2 326
Протяженность, км	636	56	570	290	375
Длина берега, км	2 200	276	7 400	4 000	2 500
Максимальная ширина, км	80	7	33	12	13
Максимальная глубина, м	1 620	35	150	30	75
Абс. отметка нормального подпорного уровня (НПУ), м	457,0	457,0	401,73	296,0	208,0
Абс. отметка допустимой сработки, м	456,0	456,0	394,65	294,5	207,0
Высота сработки от НПУ, м	1,00	1,00	7,08	1,50	1,00
Объем полезной емкости, км ³	31,5	0,045	35,41	2,74	2,31
Среднеголетний сток в створе гидроузла, км ³	-	59,89	91,59	100,1	106,8
Установленная мощность (МВт)	-	662	4 500	3 840	1 332
Среднегодовая выработка (млн. кВт ч)	-	4 100	22 600	21 700	7 300

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.

Богучанская ГЭС стала четвертой нижней ступенью Ангарского каскада ГЭС. Водохранилище Богучанского гидроузла при отметке 208,0 м располагается на территории двух субъектов Российской Федерации – Красноярского края и Иркутской области. Заполнение водохранилища началось летом 2012 года. Наполнение водохранилища в 2012 году было выполнено до промежуточной отметки 185,0 м, в 2013 году – до отметки 192,69 м, в 2014 году – до отметки 204,97 м, в 2015 году – будет заполнено до проектной отметки 208,0 м.

Режимы работы Ангарских ГЭС в 2014 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.

Полезный приток в озеро Байкал в 2014 году составил 41,9 км³ (в 2013 г. – 52,7 км³). Полезный приток в озеро Байкал в 2013 и 2014 гг. в сравнении с минимальными, максимальными и среднегодовыми значениями притока показан на рис. 1.4.2.1.1.

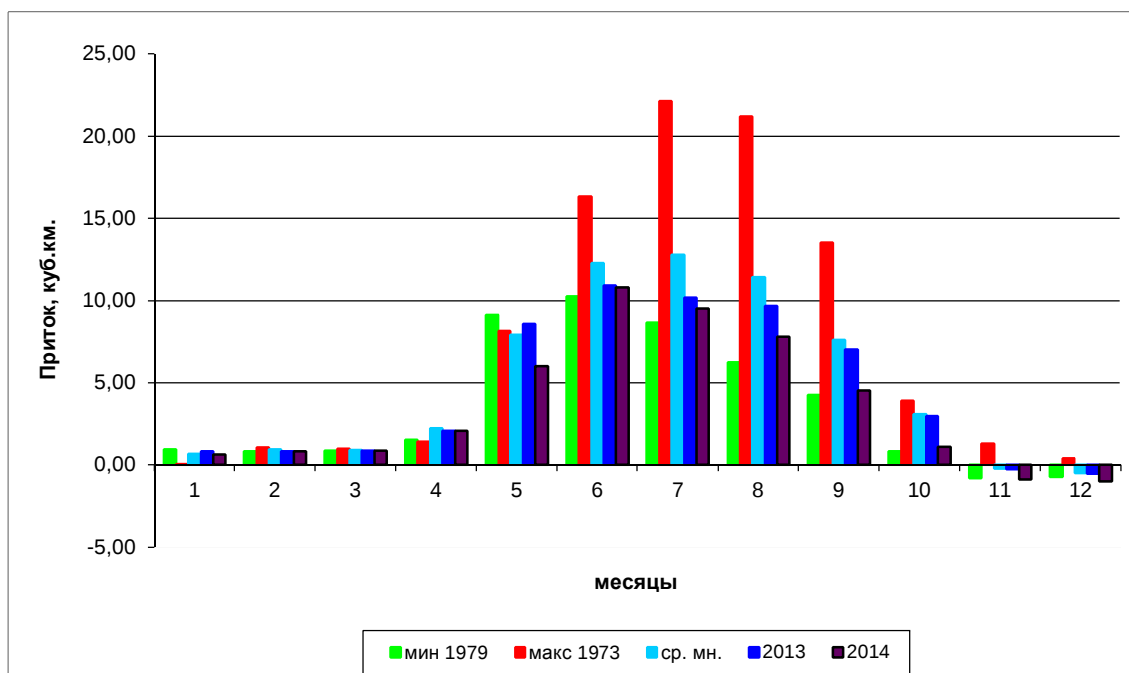


Рис. 1.4.2.1.1. Полезный приток в озеро Байкал в 2014 г. в сравнении с 2013 г., максимальным (1973 г.), минимальным (1979 г.) и среднегодовыми значениями притока

Показатели сработки и наполнения Иркутского водохранилища и озера Байкал, водохранилищ Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС в 2014 году показаны в таблице 1.4.2.1.2.

Полезный приток в озеро Байкал в 2014 году в целом был ниже среднегодовых величин. Суммарный приток в озеро Байкал и Иркутское водохранилище в 2014 году составил 41,9 км³ (в 2013 г. – 52,7 км³), в Братское водохранилище – 74,6 км³ (в 2013 г. – 83,1 км³) и в Усть-Илимское водохранилище – 90,7 км³ (в 2013 г. – 88,6 км³).

В течение 2014 года Богучанская ГЭС работала в установленном режиме с учетом «Временных правил использования водных ресурсов Богучанского водохранилища на период наполнения и первого этапа эксплуатации водохранилища», утвержденных приказом Росводресурсов от 28.04.2012 № 79, решений «Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал» и указаний Федерального агентства водных ресурсов.

Выводы

1. Запасы водных ресурсов, накопленные к 2014 году в водохранилищах Ангарского каскада ГЭС, и сложившаяся гидрометеорологическая обстановка позволили обеспечить навигацию 2014 года, потребности всех водопользователей и зимний пик энергетических нагрузок в условиях пониженного полезного притока в озеро Байкал.

2. В 2014 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».

3. В 2014 году сложились предпосылки к нарушению весной 2015 года нижней границы уровня озера Байкал, установленной Постановлением № 234, в связи с недостаточным запасом водных ресурсов для обеспечения хозяйственно-питьевого водоснабжения в нижнем бьефе Иркутской ГЭС в зимний период. Подробнее см. подраздел 1.1.1.1. «Уровень озера».

Таблица 1.4.2.1.2

Основные показатели режимов работы водохранилищ Ангарского каскада ГЭС в 2014 году

№ п/п	Водохранилище (система высотных отметок: ТО – тихоокеанская, БС – балтийская)	Отметки уровней воды, м (Полезный объем воды в водохранилище, км³)							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- ловд- ной сработки	макси- маль- ный за период напол- нения	средний за год, км³ м³/с		мини- маль- ный, м³/с	макси- маль- ный, м³/с	средний, км³ м³/с	мини- маль- ный, м³/с	макси- маль- ный, м³/с	
								прогноз	факт						
1	Оз. Байкал (ТО)	$\frac{457,00^{(1)}}{31,5}$	$\frac{456,00^{(1)}}{-}$	$\frac{456,55}{17,3}$	$\frac{456,15}{4,72}$	$\frac{456,12}{3,78}$	$\frac{456,57}{18,0}$	$\frac{46,8}{1485}$	$\frac{41,9}{1330}$	п (-500)	п 4100	$\frac{51,6}{1636}$	1300	2400	
2	Братское вдхр. (БС)	$\frac{402,00}{35,0}$	$\frac{395,00^{(2)}}{-}$	$\frac{398,40}{14,6}$	$\frac{396,62}{5,93}$	$\frac{397,28}{9,10}$	$\frac{398,16}{13,4}$	$\frac{627,5}{872}$	$\frac{623,1}{731}$ в $\frac{74,6}{2367}$	б 170	б 1900	$\frac{83,8}{2656}$	1347	4008	
3	Усть-Илимское вдхр. (БС)	$\frac{296,00}{2,74}$	$\frac{294,50}{-}$	$\frac{295,81}{2,38}$	$\frac{295,82}{2,40}$	$\frac{294,63}{0,23}$	$\frac{295,92}{2,59}$	$\frac{бн\ 6,97}{221}$	Нет дан- ных ³⁾ в $\frac{90,7}{2877}$	Нет дан- ных ³⁾	Нет дан- ных ³⁾	$\frac{88,2}{2798}$	2100	3410	
4	Богучанское вдхр. (БС)	$\frac{208,00}{2,3}$	$\frac{207,00}{-}$	$\frac{192,78}{-}$	$\frac{204,97}{-}$	$\frac{192,78}{-}$	$\frac{204,97}{-}$	Нет дан- ных	Нет дан- ных	Нет дан- ных	Нет дан- ных	$\frac{70751}{2234}$	1400	3220	

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;
Енисейское БВУ 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 ЭЗАВ 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 2014 году составили 199,42 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2013 г. - 234,62 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 2008-2014 гг.

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн							Изменение к 2013 году	
	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	225,39	183,78	213,07	227,18	275,80	234,616	199,42	-35,42	-15
твердых	48,739	37,564	40,40	43,10	46,21	39,018	31,71	-7,3	-19
газообразных и жидких, из них:	176,65	146,22	172,67	184,08	229,59	195,598	167,71	-27,9	-14
диоксид серы	133,94	113,26	135,76	145,03	189,30	162,042	139,65	-22,4	-14
оксиды азота	42,552	32,759	36,650	38,84	40,10	33,326	27,87	-5,5	-16
прочие	0,162	0,198	0,257	0,215	0,198	0,230	0,191	-0,04	-17

В 2014 году на предприятиях ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ БПТ, общий валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух по сравнению с 2013 годом уменьшился на 35,42 тыс. тонн, что обусловлено снижением общего расхода сожженного топлива на 15,4 % (для выработки электроэнергии на тепловых электрических станциях на покрытие региональных и межрегиональных нагрузок и выполнением мероприятий по повышению эффективности производства).

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, 2009-2014 годы**

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива (т. у. т. / год)	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
				сернистость S ^r , %	зольность A ^r , %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
Участок № 1 ТЭЦ-9 г. Ангарск	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	443173	1,25	20,7	22,247	5,534	13,626	3,080	0,007
		мазут	386	1,49	0,065					
	2012	уголь	427267	1,39	20,6	24,008	5,286	15,656	3,058	0,008
		мазут	515	1,21	0,061					
	2013	уголь	364780	1,30	19,9	19,714	4,526	12,506	2,675	0,007
		мазут	321	1,24	0,074					
	2014	уголь	353196	1,19	20,2	17,431	4,221	10,718	2,486	0,006
		мазут	264	1,29	0,058					
ТЭЦ-9 г. Ангарск	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	837613	1,13	17,0	40,886	7,912	27,885	5,055	0,034
		мазут	1128	1,5	0,048					
	2012	уголь	1246657	1,15	15,3	60,731	10,208	43,239	7,264	0,020
		мазут	1599	1,5	0,048					
	2013	уголь	1057479	1,2	13,9	50,571	7,759	36,808	5,982	0,022
		мазут	1193	1,4	0,044					
	2014	уголь	966054	1,38	15,6	52,784	7,98	39,357	5,415	0,032
		мазут	1071	1,5	0,046					
ТЭЦ-10 г. Ангарск	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	1675469	1,11	17,5	81,130	13,525	52,645	14,954	0,006
		мазут	2496	1,3	0,05					
	2012	уголь	1966232	1,2	17,7	104,02	15,632	73,062	15,322	0,004
		мазут	2461	1,2	0,05					
	2013	уголь	1381671	1,23	17,0	76,350	10,886	55,506	9,955	0,003
		мазут	2124	1,2	0,05					
	2014	уголь	858737	1,26	18,5	46,291	6,700	32,662	6,926	0,003
		мазут	2288	1,1	0,05					
Ново-Иркутская ТЭЦ г. Иркутск	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	1231451	1,06	17,87	54,014	8,872	34,161	10,926	0,055
		мазут	2928	0,95	0,03					
	2012	уголь	1335479	0,88	14,3	50,664	7,465	33,81	9,32	0,069
		мазут	2605	0,8	0,04					
	2013	уголь	1252599	0,97	14,23	53,893	8,446	35,101	10,222	0,12422
		мазут	3375	0,7	0,03					
	2014	уголь	1206453	1,12	15,4	51,258	6,062	36,818	8,316	0,062
		мазут	2785	0,53	0,04					

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива (т. у. т. / год)	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
				сернистость S ^r , %	зольность A ^r , %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ г. Шелехов	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	131149	0,84	15,2	5,953	1,601	3,141	1,143	0,068
		мазут	153	0,83	0,05					
	2012	уголь	138317	0,88	15,3	6,033	1,556	3,523	0,901	0,053
		мазут	191	0,79	0,05					
	2013	уголь	132815	0,96	14,9	6,091	1,337	3,627	1,094	0,033
		мазут	148	1,17	0,05					
	2014	уголь	133625	0,97	15,1	6,208	1,309	3,75	1,116	0,033
		мазут	190	1,00	0,05					
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	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	393271	1,01	19,0	19,837	4,833	11,914	3,088	0,002
		мазут	1314	1,2	0,035					
	2012	уголь	484632	1,27	16,8	27,664	5,442	18,533	3,686	0,003
		мазут	1545	1,14	0,038					
	2013	уголь	423830	1,45	17,4	25,373	5,287	17,218	2,865	0,003
		мазут	1413	1,12	0,04					
	2014	уголь	374580	1,45	19,2	22,453	4,643	14,707	3,1	0,003
		мазут	1062	1,14	0,04					
ТЭЦ-12 г. Черемхово	2009	уголь	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		69562	0,9	21,03	3,113	0,826	1,654	0,590	0,043
	2012		68266	0,81	19,6	2,679	0,621	1,472	0,545	0,041
	2013		65148	0,7	19,96	2,625	0,778	1,257	0,533	0,057
	2014		65639	0,86	20,4	2,995	0,796	1,636	0,511	0,052
РК «Кировская»	2009	мазут	7067	1,3	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001
Всего	2009	уголь	4268541	0,77	14,23	183,78	37,56	113,26	32,76	0,198
		мазут	14765							
	2010	уголь	4780375	0,83	15,02	213,08	40,40	135,76	36,65	0,257
		мазут	9807							
	2011	уголь	4781688	0,89	15,82	227,18	43,10	145,026	38,836	0,215
		мазут	8405							
	2012	уголь	5666850	0,92	14,84	275,80	46,21	189,295	40,096	0,198
		мазут	8916							
	2013	уголь	4678322	0,99	13,90	234,62	39,02	162,02	33,33	0,249
		мазут	8574							
	2014	уголь	3958284			199,42	31,71	139,65	27,87	0,191
		мазут	7660							

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 ЦБК на окружающую среду приведена в подразделах 1.2.6 и 1.3.1 настоящего доклада.

Мелкие котельные городов: Слюдянка, Бабушкин, Северобайкальск, Нижнеангарск 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 2014 году, составили 58,210 тыс. тонн (в 2013 г. – 61,92 тыс. тонн). Характеристика выбросов представлена в таблице 1.4.2.2.3. Уменьшение выбросов по сравнению с 2013 годом связано с уменьшением количества сжигаемого топлива на Гусиноозерской ГРЭС.

Таблица 1.4.2.2.3

**Выбросы в атмосферу от источников предприятий
электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2008-2014 гг.**

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн по годам							Изменение к 2013 году	
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	53,376	54,517	67,812	47,444	51,804	61,92	58,210	-3,7	-6
твердых	22,657	19,490	26,450	17,182	19,483	15,34	15,57	0,2	1
газообразных и жидких, из них:	29,522	35,027	41,362	30,262	32,320	46,58	42,64	-3,9	-8
диоксид серы	18,638	20,475	20,767	17,525	17,500	33,76	30,48	-3,3	-10
оксиды азота	7,389	12,231	14,055	10,266	10,973	11,79	11,36	-0,4	-4
прочие	4,692	2,321	6,540	2,471	3,847	1,03	0,802	-0,2	-22

Отходы. В 2014 году на предприятиях энергетического комплекса, расположенных в буферной экологической зоне Республики Бурятия, образовалось 640,938 тыс. тонн отходов (в 2013 г. – 720,2 тыс. тонн). Из общего количества образованных отходов утилизировано - 29,120 тыс. тонн (4,5 %). Размещено на объектах размещения отходов – 549,713 тыс. тонн, в т.ч. на золоотвалах - 545,703 тыс. тонн. На конец 2014 года на предприятиях энергетического комплекса накоплено 669 408,2 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 (28 228 тонн), которые переданы для повторного использования в цементном производстве ООО «Тимлюйский цементный завод».

Объем образования отходов на предприятиях электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ представлен 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 2008-2014 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов, тыс. тонн						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Отходы, в том числе:	668,75	695,57	626,10	549,2	614,1	720,17	640,94
I класса опасности	0,003	0,002	0,002	0,002	0,004	0,012	0,024
II класса опасности	0,001	0,001	0,001	0,001	0,005	0,006	0,005
III класса опасности	0,052	1,753	0,843	0,095	0,088	0,062	0,166
IV класса опасности	0,34	1,353	1,340	1,283	2,108	1,947	2,980
V класса опасности	633,40	692,54	624,05	548,0	601,9	698,3	632,3

Водопотребление и водоотведение. В структуре забора поверхностных вод промышленностью Республики Бурятия основная доля в 2014 году приходилась на электроэнергетику – 85,1% (в 2013 г. - 85,1%).

Динамика использования водных ресурсов в электроэнергетике Республики Бурятия в границах буферной экологической зоны БПТ за 2008-2014 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 2008-2014 гг.**

Показатели	млн. м ³ /год							Изменения к 2013 году	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	млн. м ³ /год	%
Забрано воды из водных объектов, всего	443,7	290,3	370,7	335,59	390,24	400,29	404,9	4,6	1
в т.ч. из подземных источников	0,034	0,04	0,03	0,04	0	0	0	0	0
Сброшено сточных, шахтно-рудных и коллекторно- дренажных вод в поверхностные водные объекты, всего	442,0	288,9	366,0	334,25	389,24	399,81	400,7	0,9	0,2
в т.ч. нормативно чистых	442,0	288,9	366,0	334,25	388,91	399,32	400,2	0,9	0,2
Расход в системах оборотного и повторно- последовательного водоснабжения	191,5	178,5	217,3	188,37	154,12	203,95	209,8	5,9	3

Показатели	млн. м ³ /год							Изменения к 2013 году	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	млн. м ³ /год	%
Суммарный расход на цели водоснабжения	635,2	468,8	588,0	336,24	389,71	400,00	406,4	6,4	2
Мощность очистных сооружений	1,87	2,22	2,22	1,81	1,87	1,87	1,87	0,0	0

По Республике Бурятия электроэнергетикой забрано 404,9 млн. м³ (в 2013 г. - 400,29 млн. м³) поверхностных вод, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты составил 400,65 млн. м³ (в 2013 г. - 399,91 млн. м³). В том числе Гусиноозерская ГРЭС: забор – 401,08 млн. м³, сброс – 400,55 млн. м³. В структуре сброса в поверхностные водные объекты нормативно-чистые воды составляют 99,97 %. Расход воды в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения составляет 209,76 млн. м³ (102,8 % к уровню 2013 г.).

Выводы

1. В целом в 2014 году, в сравнении с 2013 годом, антропогенная нагрузка на окружающую среду Байкальской природной территории от предприятий теплоэнергетики уменьшилась по объему выбросов на 6,0 %, сбросов - на 0,2 % и образования отходов - на 11 %.

2. В 2014 году с выбросами предприятий теплоэнергетики, расположенных в экологической зоне атмосферного влияния, в атмосферный воздух поступило 199,42 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2013 г. - 234,62 тыс. тонн). Снижение общего объема выбросов на 35,4 тыс. тонн обусловлено уменьшением общего расхода топлива и выполнением мероприятий по повышению эффективности производства.

3. На предприятиях теплоэнергетики, расположенных в буферной экологической зоне, в 2014 году выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух составили 58,210 тыс. тонн (в 2013 г. – 61,92 тыс. тонн), сбросы в поверхностные водные объекты - 400,2 млн. м³ сточных вод (в 2013 г. – 399,32 млн. м³), образовалось 640,9 тыс. тонн отходов (в 2013 г. – 720,2 тыс. тонн).

Рекомендации

В соответствии с решениями Межведомственной комиссии по вопросам охраны озера Байкал (протокол № 01-15/2-мк от 02.09.2014) рекомендовать:

- подготовить технико-экономическое обоснование газификации Байкальского региона для представления в ОАО «Газпром» в целях учета при проведении прединвестиционных исследований строительства газотранспортной и газораспределительной системы;
- оценить состояние сырьевой базы, в том числе отходов деревообрабатывающей промышленности, с целью оценки возможности перевода угольных котельных на альтернативные энергоисточники;
- проработать вопрос альтернативного угля энергоносителя на предприятиях тепло- и электроэнергетики БПТ и ее центральной экологической зоны, в том числе города Байкальска, преимущественно на основе сжиженного природного газа месторождений Иркутской области.