

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

Пол Херберт

«03» июня 2010 г.



**Отчет
о ходе реализации проекта совместного
осуществления «Утилизация отходов
биомассы в филиале ОАО «Группа «Илим»
в г. Братске, Российская Федерация»
за 2008 и 2009 гг.**

(для подачи в Министерство экономического развития Российской Федерации в составе заявления о выпуске в обращение единиц сокращения выбросов в соответствии с п.22 и п.23 Постановления Правительства РФ от 28.10.2009 № 843 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»)

Исполнитель: ООО «СиСиДжиЭс», г. Архангельск

Санкт-Петербург
2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

- А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге
- Б. Основные мероприятия по мониторингу
- В. Меры контроля и гарантии качества
- Г. Расчет сокращения выбросов парниковых газов

Приложения

- Приложение 1. Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»
- Приложение 2. Принципиальная схема пароснабжения Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске
- Приложение 3. Список основных потребителей тепловой энергии

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге

А.1. Название проекта

Утилизация отходов биомассы в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Российская Федерация

Сектора¹: 1. Обрабатывающая промышленность (4)

2. Обращение с отходами (13)

А.2. Краткое описание проекта

В основе проекта лежит комплексная модернизация энергетического хозяйства Братского целлюлозно-картонного комбината (БЦКК) с переводом котельного оборудования на технологию сжигания кородревесных отходов (КДО) и осадка сточных вод (ОСВ) в кипящем слое.

Проект предусматривает комплексную модернизацию энергетического хозяйства БЦКК в три основных этапа.

Первый этап:

реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №16 для сжигания КДО без использования мазута (или любого другого ископаемого топлива) в качестве подсветки за счет внедрения технологии кипящего слоя. Проектирование, изготовление оборудования, контроль монтажа, а так же пуско-наладочные работы осуществлялись фирмой «ИНЭКО». Оборудование было смонтировано ООО «Энергомаш – Восточная Сибирь».

Второй этап:

реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №14 для сжигания КДО без использования мазута в качестве подсветки с повышением его паропроизводительности до 90 т/ч за счет внедрения технологии кипящего слоя. Проектирование, изготовление оборудования, контроль монтажа, а так же пуско-наладочные работы осуществлялись фирмой «ИНЭКО». Оборудование было смонтировано ООО «Энергомаш – Восточная Сибирь».

Третий этап:

- установка нового котельного агрегата Е-90-3,9-440ДФТ ст. №15 для сжигания КДО и ОСВ в кипящем слое без использования мазута в качестве подсветки с применением технологий фирмы «Кваернер Пауэр» (Финляндия);
- модернизация системы подачи КДО в обновленные утилизационные котлы ст. №№ 14, 15, 16;
- модернизация тепловой схемы ТЭС.

Все работы были выполнены ООО «Энерготехномаш», которое является правопреемником ООО «Энергомаш – Восточная Сибирь».

Объем требуемых инвестиций в первый этап составил 1,6 млн. евро. Во многих отношениях, это был пробный этап для изучения возможностей и проверки новой технологии сжигания КДО.

Второй этап был разработан на основании результатов, полученных на первом этапе. Для реализации второго этапа потребовалось значительно больше времени и инвестиционных затрат. Объем требуемых инвестиций во второй этап составил около 4 млн. евро.

Объем требуемых инвестиций в третий этап составляет около 24,6 млн. евро.

¹ В соответствии со списком секторов, принятым Комитетом по надзору за совместным осуществлением.
http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes.pdf

А.3. Период мониторинга

Начало периода мониторинга: 01.01.2008 г.
Окончание периода мониторинга: 31.12.2009 г.

А.4. Методологии, используемые в проекте (включая версию документа)

А.4.1. Методология базовой линии

При установлении исходных условий и расчете сокращений выбросов парниковых газов разработчик предлагает свой собственный подход [С1], не согласуя его специально с какими-либо методологиями для механизма чистого развития (МЧР), но, безусловно, согласуя с требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В [С2]*.

А.4.2. Методология плана мониторинга

План мониторинга разработан на основе собственного подхода [С1] в соответствии со спецификой проекта и требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В [С2]* без использования утвержденных методологий для МЧР.

А.5. Стадии исполнения проекта, включая расписание основных этапов проекта

Этап	Дата
<u>Первый этап.</u> Реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №16	Апрель 2000 г. – Июнь 2001 г.
<u>Второй этап.</u> Реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №14	Апрель 2002 г. – Июль 2004 г.
<u>Третий этап.</u> Установка нового котельного агрегата Е-90-3,9-440ДФТ ст. №15 . Модернизация системы подачи КДО. Модернизация тепловой схемы ТЭС.	Июнь 2007 г. – 2 квартал 2010 г.

А.6. Зафиксированные отклонения или изменения относительно зарегистрированной проектной документации

Изменений или отклонений относительно зарегистрированной проектной документации зафиксировано не было.

А.7. Зафиксированные отклонения или изменения от зарегистрированного плана мониторинга:

Изменений или отклонений относительно зарегистрированного плана мониторинга зафиксировано не было.

А.8. Изменения с момента окончания последней верификации

Изменения отсутствуют, так как это первая верификация.

А.9. Лица, ответственные за подготовку и соблюдение плана мониторинга

Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Братске:

Ананин А.Д. - директор по охране труда, промышленной и экологической безопасности (2008 г.).

Сиков Н.Т. - директор по охране труда, промышленной и экологической безопасности (2009 г.).

ООО «СиСиДжиЭс»:

Дьячков В.А. - директор Департамента реализации проектов

Журавский Е.О. - специалист Департамента реализации проектов

РАЗДЕЛ Б. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО МОНИТОРИНГУ

Б.1. Перечень измерительных приборов

Измерительные приборы соответствуют таким документам, как «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д. Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с Федеральным Законом «Об обеспечении единства измерений». В Таблице Б.1.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

Таблица Б.1.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов парниковых газов

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпове- рочный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)	Организация осуществляющая поверку (калибровку)
Массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года у	Расходомер (Подающий трубопровод)	Метран-43ДД	60023	0,1	кгс/см ²	0,5	24	15.09.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
	Расходомер (Обратный трубопровод)	Метран-43ДД	60022	0,1	кгс/см ²	0,5	24	15.09.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года у	Расходомер (Подающий трубопровод)	M-Point/PROCOM11ZL	R1230795/230795	10	м ³ /ч	1	24	15.12.2007	ООО "Автоматика-Сервис"
	Расходомер (Обратный трубопровод)	Micro-Motion F100S-131SBFZHZZZZ	532382 / м.3704516	8	м ³ /ч	1	24	15.05.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года у	Расходомер (Подающий трубопровод)	M-Point/PROCOM11ZL	R1230795 / 230795	10	м ³ /ч	1	24	15.08.2009	ООО "Автоматика-Сервис"
	Расходомер (Обратный трубопровод)	Метран-43ДД	60022	0,1	кгс/см ²	0,5	24	15.09.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
Теплота сгорания мазута за год у	Калориметрическая бомба	B-08-MA	060	-	Дж/кг	0,10%	12	20.02.2009	ООО "Предприятие автоматизации"

	Весы	BP-2218	306030678	0-220	г	выс	12	15.06.2009	ООО "Предприятие автоматизации"
	Набор гирь	Г-2-210	955	1-210	г	F1	12	15.09.2009	ООО "Предприятие автоматизации"
Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года у	Расходомер	ЕН-61007	25904	1	кгс/см ²	0,5	24	15.06.2009	ООО "Автоматика- Сервис"
	Измеритель давления	Метран-43ДИ	Л5467	0-60	кгс/см ²	0,5	24	15.04.2009	ООО "Автоматика- Сервис"
		КСУ-1	600102	0-60	кгс/см ²	1,5	12	14.01.2010	ООО "Автоматика- Сервис"
	Измеритель температуры	ТХК, КСП-1	805003	0-600	°С	1,5	12	15.08.2009	ООО "Автоматика- Сервис"
Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года у	Расходомер	Метран-22-ДД-2450	5932	250	кПа	0,5	36	15.05.2009	ООО "Автоматика- Сервис"
	Измеритель давления	Метран-22ДИ	5716	0-60	кгс/см ²	0,5	24	15.04.2009	ООО "Автоматика- Сервис"
	Измеритель температуры	ТХА, ИПМ0399/М3	12-1437	0-1000	°С	0,5	24	17.11.2009	ООО "Автоматика- Сервис"
Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года у	Расходомер	Метран-100ДД	823386	250	кПа	0,5	36	12.11.2008	ООО "Автоматика- Сервис"
	Измеритель давления	Сапфир-22ДИ	502141	0-60	кгс/см ²	0,5	24	15.10.2008	ООО "Автоматика- Сервис"
	Измеритель температуры	ТХА, ИПМ0399/М2	11-5139	0-1000	°С	0,5	24	23.12.2008	ООО "Автоматика- Сервис"

Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 по проекту в течение года у	Расходомер	Diff -El	850589	1,53	кгс/см ²	0,5	24	15.05.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель давления	Press-El	800837	0-50	кгс/см ²	0,5	24	15.06.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель температуры	Термопара NiCr-Ni	-	0-500	°C	-	-	Калибровка не требуется	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 по проекту в течение года у	Расходомер	Diff-El	652510	1,53	кгс/см ²	0,5	24	15.05.2008	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель давления	Press-El	601055	0-50	кгс/см ²	0,5	24	15.05.2009	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель температуры	Термопара NiCr-Ni	-	0-500	°C	-	-	Калибровка не требуется	
Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 в течение года у	Расходомер	Метран-100ДД	153081	0,4	кгс/см ²	0,5	36	15.04.2010	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель давления	Метран-43ДИ	Л6697	0-25	кгс/см ²	0,5	24	15.04.2010	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель температуры	ТХК, КСП-1	803622	0-400	°C	0,05/1,5	12	15.09.2009	ООО "Автоматика-Сервис"
Отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года у	Расходомер	Метран-43ДД	153086	0,63	кгс/см ²	0,5	36	15.05.2007	ООО "Автоматика-Сервис"
	Измеритель давления	Сапфир-22ДИ	156845	0-25	кгс/см ²	0,5	24	15.03.2009	ООО "Автоматика-Сервис"
Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года у	Счетчик активной энергии	САЗУ И 670м	909998	-	кВт*час	2	48	15.03.2007	ООО "Автоматика-Сервис"

Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года у	Счетчик активной энергии	САЗУ И 670м	707874	-	кВт*час	2	48	15.03.2007	ООО "Автоматика-Сервис"
Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года у	Счетчик активной энергии	САЗУ И 670м	575043	-	кВт*час	2	48	I кв. 2008 г.	ООО "Автоматика-Сервис"

Данные по прибору, измеряющему влажность ОСВ, отсутствуют в силу того, что ОСВ будут сжигаться в котле № 15, монтаж которого будет завершен в 2010 году.

Б.2. Данные мониторинга

Данные мониторинга регистрировались в соответствии со схемой, показанной на Рис. Б.2.1.

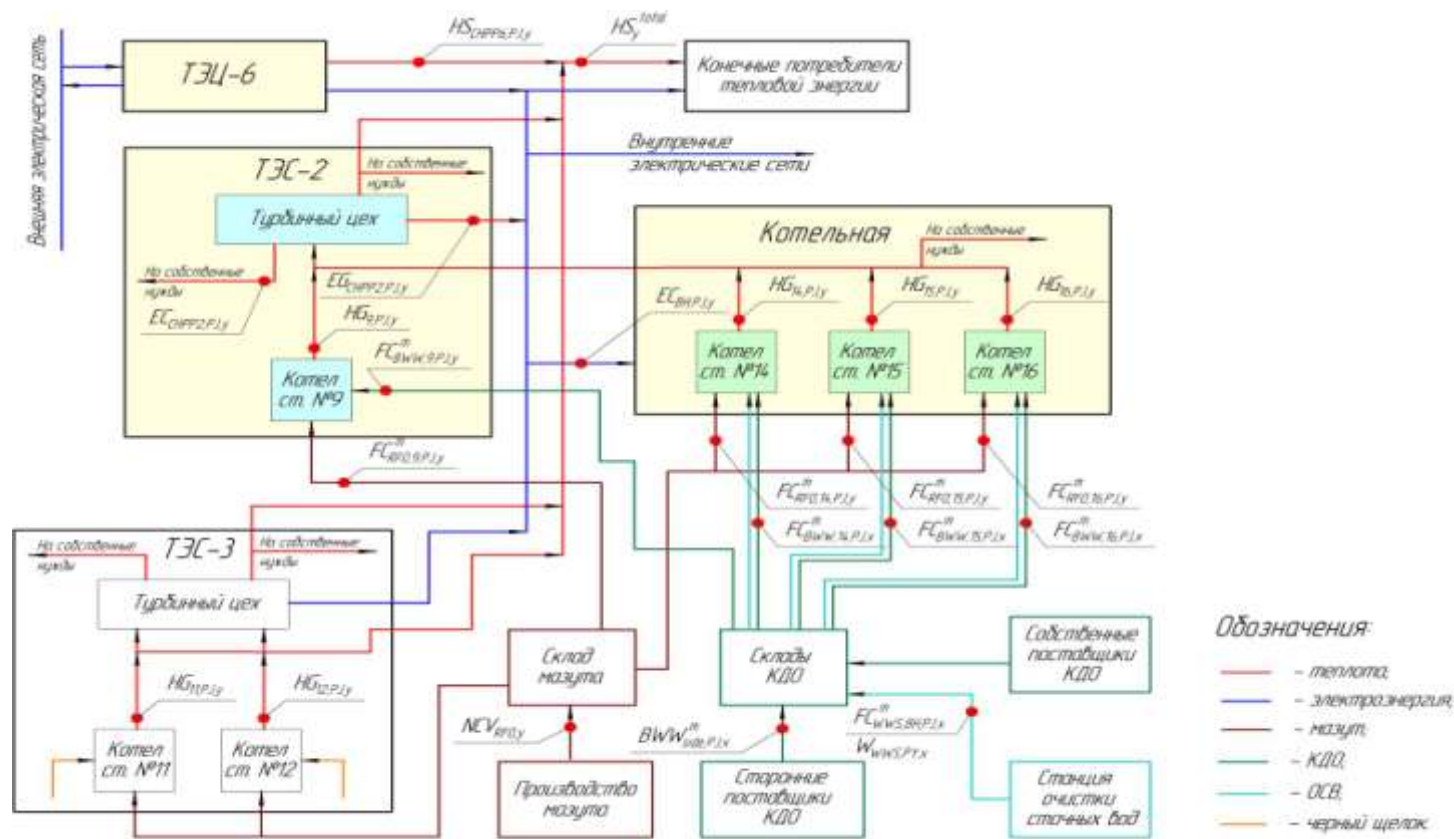


Рис. Б.2.1. Расположение точек мониторинга

В соответствии с планом мониторинга следующие двадцать три параметра подвергаются контролю (см. Таблицы Б.2.1, Б.2.2). Так же в этих таблицах представлены численные значения параметров.

Таблица Б.2.1. Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга выбросов ПГ по проекту, и порядок их хранения

Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение	
								2008	2009
1. $FC_{RFO,9,PJ,y}^m$	Массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	3 723	1 858
2. $FC_{RFO,14,PJ,y}^m$	Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	3 674	4 538
3. $FC_{RFO,15,PJ,y}^m$	Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	0*	0*
4. $FC_{RFO,16,PJ,y}^m$	Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	3 784	4 388
5. $NCV_{RFO,y}$	Средняя низшая теплота сгорания мазута за год у	Энергетическая служба комбината	ГДж/т	и	Еженедельно	100 %	Электронный и документальный	40,09	39,56

Таблица Б.2.2. Данные, необходимые для определения исходных условий выбросов ПГ, и порядок их хранения

Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение	
								2008	2009
6. $HG_{9,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 090 249	985 423
7. $HG_{14,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 571 745	1 364 133
8. $HG_{15,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	0*	0*
9. $HG_{16,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 232 933	1 229 613
10. HS_y^{total}	Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	18 795 581	18 070 221
11. $HS_{CHPP6,PJ,y}$	Отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	9 255 292	8 657 351
12. $HG_{11,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	4 873 471	5 153 933

13. $HG_{12,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 в течение года у	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	5 321 577	5 409 039
14. $EG_{CHPP2,PJ,y}$	Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	42 284	41 024
15. $EC_{CHPP2,PJ,y}$	Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	17 289	16 928
16. $EC_{BH,PJ,y}$	Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	23 821	22 985
17. $FC_{BWW,9,PJ,y}^m$	Массовый расход КДО в котле ст. №9 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	178 652	161 879
18. $FC_{BWW,14,PJ,y}^m$	Массовый расход КДО в котле ст. №14 по проекту в течение года x	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	261 493	213 459
19. $FC_{BWW,15,PJ,y}^m$	Массовый расход КДО в котле ст. №15 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	0*	0*
20. $FC_{BWW,16,PJ,y}^m$	Массовый расход КДО в котле ст. №16 по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	189 079	199 774
21. $BWW_{side,PJ,y}^m$	Количество КДО, поставленных на БЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	и	По мере поступления КДО	100 %	Электронный и документальный	96 223	113 203
22. $FC_{WWS,BH,PJ,y}^m$	Массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года у	Энергетическая служба комбината	т	и	С каждой партией ОСВ	100 %	Электронный и документальный	0*	0*

23. $W_{wvs, PJ, y}$	Средняя влажность ОСВ по проекту за год y	Энергетическая служба комбината	%	и	Ежесуточно	100 %	Электронный и документальный	0*	0*
----------------------	---	---------------------------------	---	---	------------	-------	------------------------------	----	----

* Монтаж котла № 15 будет завершен в марте 2010 года. Поэтому значения параметров мониторинга № 3 в Таблице Б.2.1. и № 8, 19, 22 и 23 в Таблице Б.2.2. равняются нулю. Все численные значения параметров мониторинга, представленные в отчете о ходе реализации проекта проверены и подтверждены документально. Документы, в которых зафиксированы эти значения, имеются в наличии на предприятии.

Б.3. Производственный экологический контроль

На предприятии работает отдел экологического контроля и природопользования. В своей деятельности отдел руководствуется действующим законодательством, приказами и распоряжениями генерального директора, предписаниями службы государственного экологического контроля, комитета природных ресурсов Иркутской области. Отдел имеет хорошо подготовленные кадры и в состоянии обеспечить надлежащий производственный экологический контроль по проекту.

Отдел выполняет контроль:

- выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- качества сточных вод;
- утилизации, складирования, перемещения и захоронения отходов производства.

При реализации проекта аналитический контроль над различными видами воздействия на окружающую среду, как и в настоящее время, будет осуществляться в соответствии с существующими правилами и графиком. Данные, получаемые аналитической лабораторией, обрабатываются и сводятся в ежемесячные и годовые отчеты, в которых отражены все необходимые детализированные сведения, в том числе и по участкам, затрагиваемым настоящим проектом.

Б.4. Сбор и хранение данных (включая используемое программное обеспечение)

Все данные будут храниться в архиве предприятия в электронном и бумажном виде в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

РАЗДЕЛ В. Меры контроля и гарантии качества

В.1. Меры контроля и гарантии качества

Меры контроля и гарантии качества первичных данных для мониторинга представлены в Таблице В.1.1.

Таблица В.1.1. Контроль качества и гарантия качества как меры, предпринятые для мониторинга данных

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества данных
Таблица Б.2.1. ИН 1-4	низкая	Расходомеры мазута проходят регулярную поверку. Показания расходомеров сверяются с показаниями уровнемеров в мазутохранилище.
Таблица Б.2.1. ИН 5	низкая	Лабораторное оборудование проходит регулярную поверку. Результаты лабораторного анализа сверяются с сертификатами поставщика топлива.
Таблица Б.2.2. ИН 6-13	низкая	Тепловые счетчики проходят регулярную поверку, показания сверяются с балансовыми данными.
Таблица Б.2.2. ИН 14-16	низкая	Электросчетчики проходят регулярную поверку.
Таблица Б.2.2. ИН 17-20	низкая	Алгоритм определения расхода КДО постоянно совершенствуется исходя из эксплуатационных данных о работе котлов.
Таблица Б.2.2. ИН 21	низкая	Машины, транспортирующие КДО, раз в полгода проходят контрольное взвешивание. Прибытие каждой машины фиксируется в оперативном журнале на узле приемки и учета. При возникновении подозрений в несоответствии степени загрузки машины данным, указанным в сопроводительных документах (путевых листах, товаротранспортных накладных, договорах и актах передачи КДО), сотрудники узла приемки проводят контрольные замеры объемов КДО в данной машине.
Таблица Б.2.2. ИН 22	низкая	Машины, транспортирующие ОСВ, раз в полгода проходят контрольное взвешивание. Прибытие каждой машины фиксируется в оперативном журнале на узле приемки и учета. При возникновении подозрений в несоответствии степени загрузки машины данным, указанным в сопроводительных документах, сотрудники узла приемки проводят контрольные замеры объемов ОСВ в данной машине.
Таблица Б.2.2. ИН 23	низкая	Лабораторное оборудование проходит регулярную поверку.

Внутренняя проверка

Ответственность за своевременность и полноту сбора первичных данных, организацию внутренней проверки отчетов о ходе реализации проекта и решение прочих организационных вопросов, связанных с мониторингом, возложена на:

- директора по охране труда, промышленной и экологической безопасности Ананина А.А. (2008 г.);
- директора по охране труда, промышленной и экологической безопасности Сикова Н.Т. (2009 г.).

Ответственность за сбор, проверку и передачу первичных данных для мониторинга возложена на:

- начальника производства ТЭС Градановича Н.В.;
- ведущего инженера отдела главного энергетика Андреева И.Н.

Полномочия вышеприведенных лиц подтверждены приказами №ФБ 524 от 29.12.2007 г. и №ФБ 1028 от 24.11.2009 г.

Перекрестная проверка

Проверка отчета о ходе реализации проекта выполняется директором Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником указанного Департамента, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета.

Дополнительная, перекрестная проверка проводится директором Департамента подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником данного Департамента.

Процедуры контроля качества выполненных расчетов более подробно изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» (см. Приложение 1).

В.2. Эксплуатационная и административная структура

В.2.1. Процедуры мониторинга

Передача данных

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» в Центральный офис Группы «Илим» в Санкт-Петербурге директору по охране труда, пожарной безопасности и экологии, который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных на конкретное предприятие. На каждом предприятии, где реализуются проекты в рамках Киотского протокола, имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга. Ответственность этих лиц закреплена в соответствующих приказах. Для Филиала ОАО «Группы «Илим» в г. Братске ответственность таких лиц закреплена в приказах №ФБ-524 от 29.12.2007 г. и №ФБ-1028 от 24.11.2009 г.

Собранная на предприятии информация передается в Центральный офис директору по охране труда, пожарной безопасности и экологии, который, в свою очередь, передает ее директору Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» (см. Рис. В.2.1). Вся информация передается по электронной почте.

Департамент реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» на основании полученных данных готовит отчет о ходе реализации проекта (отчет о мониторинге сокращений выбросов ПГ) и передает его на дополнительную перекрестную проверку в Департамент подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс». После устранения всех замечаний, указанных Департаментом подготовки проектов, отчет о ходе реализации проекта передается на проверку на предприятие, где осуществляется проект.

В ООО «СиСиДжиЭс» процедуры проверки отчетов о ходе реализации проекта изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» (см. Приложение 1).

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» информирует директора по охране труда, пожарной безопасности и экологии Центрального офиса «Группы «Илим» в Санкт-Петербурге о предварительных результатах мониторинга, и, если с его стороны нет возражений, Генеральный директор ООО «СиСиДжиЭс» принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

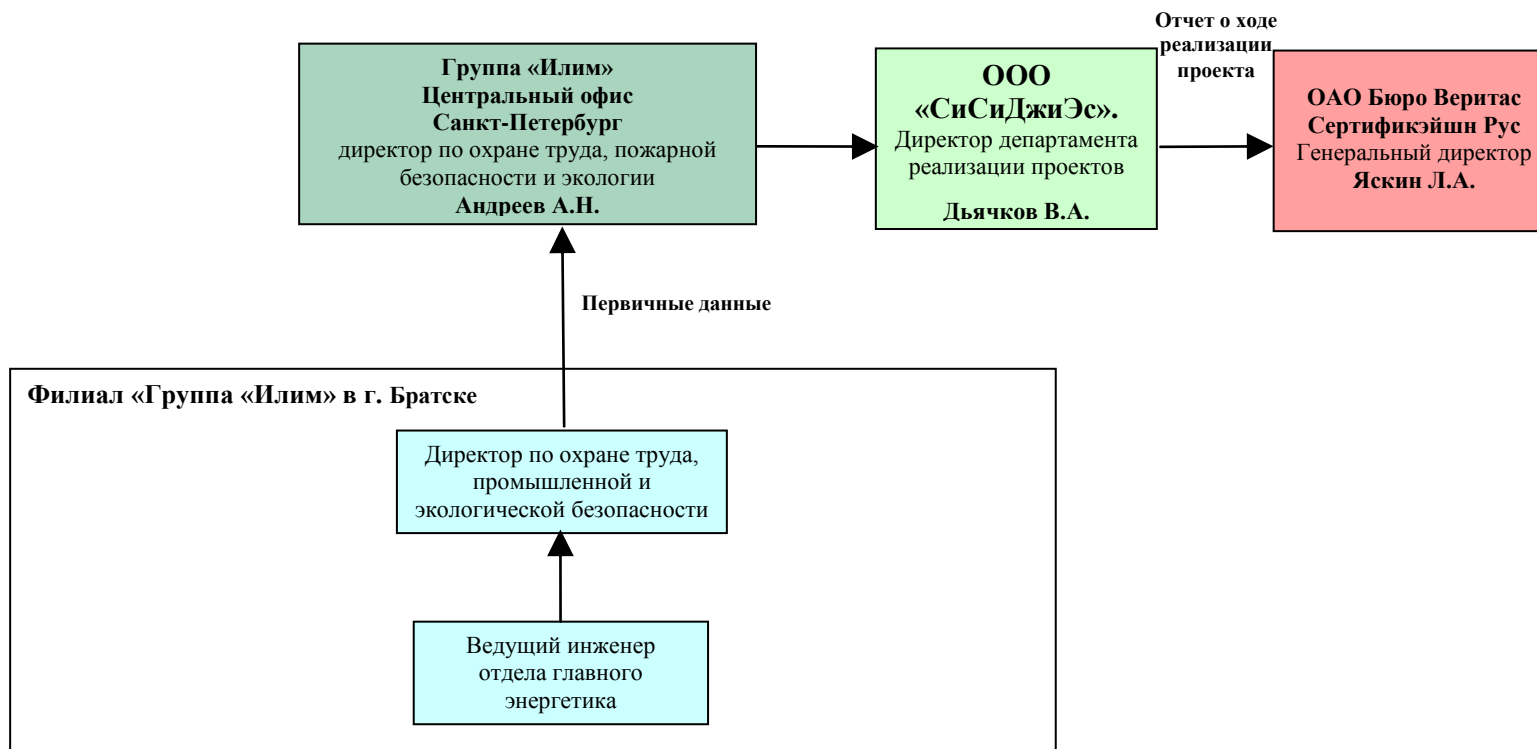


Рис. В.2.1. Схема передачи данных (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта).

Сбор и регистрация данных

Сбор и регистрация данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии со схемой мониторинга, показанной на Рис. Б.2.1.

Реализация проекта предусматривает реконструкцию котельной с установкой центрального пульта управления котлами, подключение котлоагрегатов к системе автоматического управления технологическими процессами комбината. АСУТП комбината обеспечивает первичный сбор и обработку данных в автоматическом режиме. Показания тепловых и электрических счетчиков, а так же расходомеров мазута, передаются на блоки управления для дальнейшей обработки и архивации.

1. Массовый расход мазута в утилизационных котлах по проекту в течение года у определяется на основании показаний расходомеров мазута. Показания расходомеров сверяются с показаниями уровнемеров в мазутохранилище. Массовые расходы мазута в котлах ст. № 9, №14, №15 и №16 по проекту в течение года у (ИН 1-4) определяются на основании показаний расходомеров мазута, установленных на прямых и обратных линиях подачи мазута на котлы.
2. Анализ низшей теплоты сгорания мазута еженедельно осуществляется лабораторией ТЭС. Результаты лабораторного анализа сверяются с сертификатами поставщиков топлива. Средняя низшая теплота сгорания мазута за год у (ИН 5) определяется как среднее значение в конце года у.
3. Выработка тепловой энергии котлами ТЭС по проекту в течение года у (ИН 6-9, 12-13) определяется на основании показаний тепловых счетчиков, установленных на каждом котле. Данные о выработке тепловой энергии регулярно передаются на блоки управления и архивируются.
4. Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 в течение года у (ИН 10) и отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года у (ИН 11) определяются на основании показаний тепловых счетчиков, установленных на ТЭС, ТЭЦ-6, а также у конечных потребителей. Список основных потребителей тепловой энергии приведен в Приложении 3, принципиальная схема пароснабжения Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске приведена в Приложении 2. Данные об отпуске тепловой энергии еженедельно собираются и архивируются.
5. Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года у (ИН 14) и затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года у (ИН 15) определяются на основании показаний электросчетчиков, установленных на ТЭС-2. Данные о выработке электроэнергии и затратах электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 регулярно передаются на блок управления и архивируются.
6. Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года у (ИН 16) определяются на основании показаний электросчетчиков, установленных в котельной. Данные о затратах электроэнергии на собственные нужды котельной регулярно передаются на блок управления и архивируются.
7. Массовый расход КДО в котле ст. №9 по проекту в течение года х (ИН 17) определяется по расчетному алгоритму. Массовые расходы КДО в котлах ст. № 14, №15 и №16 по проекту в течение года х (ИН 18-20) определяются системой автоматизации по заложенному алгоритму. Данные о количестве сжигаемых кородревесных отходов регулярно передаются на блоки управления и архивируются.

8. Определение количества КДО, поставляемых (на сжигание) от сторонних организаций, осуществляется по количеству машин на специализированном узле приемки и учета. Данные о количестве поставляемых КДО сверяются с путевыми листами, товаротранспортными накладными, договорами и актами на поставку отходов. Количество КДО, поставляемых на БЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года x (ИН 21), определяются как сумма масс КДО, поставленных в течение года x .
9. Массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года x (ИН 22) определяется по количеству машин на специализированном узле приемки и учета.
10. Анализ влажности ОСВ осуществляется ежедневно лабораторией ТЭС. Средняя влажность ОСВ за год x (ИН 23) определяется как среднее значение в конце года x .

Источниками данных для расчета сокращения выбросов парниковых газов в ходе проведения мониторинга в течение года y являются: внутренние данные ТЭС, статистическая форма отчета №6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции», «Отчет о результатах использования теплоэнергии по видам продукции», «Баланс образования и использования древесных отходов на Братской промплощадке».

Хранение данных

Обслуживающий персонал ТЭС и производства щепы осуществляет ежедневный сбор и архивацию данных согласно правилам внутреннего распорядка.

Дежурные слесаря КИПиА (ТЭС-2, ТЭС-3 и котельной) ежедневно распечатывают с системы АСУТП показания счетчиков производства и отпуска тепловой энергии, расхода топлива и передают данные в производственно-технический отдел (ПТО). Дежурные электрики (ТЭС-2 и котельной) снимают показания счетчиков электроэнергии и заносят в ведомости. Ведомости передаются в ПТО.

Специалисты лаборатории ТЭС заносят результаты анализа низшей теплоты сгорания мазута (еженедельно) и влажности ОСВ (ежедневно) в отчеты. Отчеты передаются в ПТО.

Специалисты производства щепы ведут оперативные журналы, в которые ежедневно заносят данные о количестве КДО, поставляемых от сторонних организаций, и о количестве ОСВ, сжигаемом в котельной. Оперативные журналы передаются в ПТО.

Инженер ПТО по учету энергоресурсов сводит предоставленные ему данные (часть данных берется из общезаводской системы энергоучета АСУТП), заполняет журналы, составляет отчеты. Отчеты передаются в отдел главного энергетика, бухгалтерию, дирекцию по экономике.

Данные, подлежащие мониторингу и требуемые для верификации в соответствии с параграфом 37 *Решения 9/СМР.1*, будут храниться в течение минимум двух лет с момента последнего выпуска ЕСВ. Данные будут храниться в бумажном и электронном виде. Ответственным за сбор и хранение данных является ведущий инженер ПТО.

Источники первичных данных приведены в Таблице В.2.1.

Таблица В.2.1. Документы, в которых фиксируются данные для мониторинга

Первичные данные	Документ, в котором фиксируется параметр
Массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года у	"Справка по сжиганию основного и вспомогательного топлива на ТЭС"
Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года у	
Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года у	
Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года у	
Массовый расход КДО в котле ст. №9 по проекту в течение года у	
Массовый расход КДО в котле ст. №14 по проекту в течение года у	
Массовый расход КДО в котле ст. №15 по проекту в течение года у	
Массовый расход КДО в котле ст. №16 по проекту в течение года у	"Баланс образования и использования древесных отходов и коры по Братской промплощадке"
Количество КДО, поставленных на БЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года у	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года у	"Приложение к отчету по энергоресурсам"
Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 по проекту в течение года у	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 по проекту в течение года у	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года у	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года у	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года у	"Суточная ведомость показаний электросчетчиков по ГРУ-6 кВ ТЭС-2"
Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года у	
Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года у	"Отчет о распределении энергоресурсов"
Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года у	
Средняя низшая теплота сгорания мазута за год у	Форма 6-ТП
Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС в течение года у	
Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС-6 в течение года у	"Отчет о распределении покупной тепловой и электрической энергии"

Поверка и калибровка средств измерений

Поверка и калибровка средств измерений осуществляется подрядными специализированными организациями, имеющими лицензию на осуществление данного вида деятельности в соответствии с федеральным законом “Об единстве измерений”. Оценка возможных неопределенностей и пересмотр данных также выполняется инженером-метрологом исходя из паспортной погрешности каждого вида средств измерений.

Требуемая поверка и/или калибровка всех измерительных приборов осуществляется ООО «Предприятие автоматизации» в соответствии с графиком, разрабатываемым отделом Главного метролога.

Главный метролог Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске является ответственным за своевременную поверку и калибровку всех измерительных приборов.

Действия в течение поверки (калибровки) или поломки измерительных приборов и оборудования

Поверка или калибровка приборов осуществляется в период планового останова оборудования. При необходимости на место снятого прибора устанавливается резервный, поверенный. Работа оборудования без приборов учета и контроля не допускается.

При выходе из строя прибора учета, измеряемые им параметры контролируются с помощью дублирующего прибора. В случае если это невозможно, вышедший из строя прибор заменяется резервным прибором. Если вышедший из строя прибор не может быть заменен на действующем оборудовании, то регистрация измеряемых им параметров на период не более 15 суток в течение года, осуществляются на основании расчета среднего значения показаний этого прибора, взятых за предшествующие выходу из строя 3 суток. Данная процедура учета разработана на основании п. 9.8 «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» [С14].

При превышении периода работы без приборной регистрации какого-либо параметра более 15 суток, к расчету принимается его наиболее консервативное (в отношении объемов снижения выбросов ПГ) значение с момента начала мониторинга проекта по окончательно принятой схеме измерений.

В случае поломки утилизационных котлов выработка тепловой энергии и электроэнергии снижается, в то время как отпуск тепла от ТЭЦ-6 и потребление электроэнергии из сети увеличиваются. Если процесс потребления КДО и ОСВ в котлах становится нестабильным, то увеличивается потребление мазута. Любое изменение потребления топлива в утилизационных котлах, или снижение отпуска тепловой энергии или электроэнергии в результате экстренных ситуаций автоматически регистрируется измерительными приборами.

Все инциденты, которые происходят на предприятии, регистрируются отделом главного энергетика и службой технического контроля отдела охраны труда и экологии в обязательном порядке. Информация о наиболее существенных инцидентах будет предоставляться в отчете о ходе реализации проекта.

В.2.2. Задачи и обязанности

Руководство Центрального офиса ОАО «Группа «Илим» в Санкт-Петербурге ответственно за соблюдение плана мониторинга на предприятии (директор по охране труда, пожарной безопасности и экологии).

Руководство Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования;
- периодическую поверку (калибровку) и надлежащее обслуживание оборудования (главный метролог);
- сбор данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ (директор по охране труда, промышленной и экологической безопасности);
- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор по охране труда, промышленной и экологической безопасности).

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор Департамента реализации проектов);
- подготовку отчета о ходе реализации проекта (директор Департамента реализации проектов);
- проверку правильности первичных данных и вычислений сокращений выбросов парниковых газов (директор Департамента подготовки проектов);
- взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ (директор Департамента реализации проектов).

Роли и ответственность инженерно-технического персонала Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, касающиеся сбора, проверки, хранения и передачи данных для мониторинга сокращений выбросов ПГ, показаны на Рис. В.2.1. Полномочия ответственных за это должностных лиц зафиксированы в приказах №ФБ-524 от 29.12.2007 г. и №ФБ-1028 от 24.11.2009 г.

В.2.3. Тренинги

Персонал ТЭС, чья работа связана с эксплуатацией реконструированных котлов, прошел обучение, организуемое производителем оборудования. Весь обслуживающий персонал имеет надлежащую квалификацию и действующие разрешения на работу с основным оборудованием ТЭС. Новые работники и персонал, который должен подтвердить имеющуюся группу допуска, обязаны пройти соответствующее обучение, сдать экзамен и получить разрешающее удостоверение в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Ответственный за обучение персонала - директор по охране труда, промышленной и экологической безопасности. В его обязанности входит:

1. получение заявок на обучение;
2. составление графика обучения;
3. заключение договоров на обучение и направление их на оплату в бухгалтерию;
4. контроль над документами по обучению.

Не менее одного раза в год ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске осуществляет проведение тестовой верификации с целью проверить соблюдение плана мониторинга в Филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске.

Проверки измерительного оборудования, необходимого для сбора первичных данных для мониторинга, и тренинг персонала были проведены 20.10.2008 г. -22.10.2008 г., 12.03.2009 г.-14.03.2009 г., 9.06.2009 г.

В.2.4. Участие третьих лиц

ООО "Автоматика-Сервис".

В.3. Оценка воздействия на окружающую среду

Реализация проекта позволяет сократить сжигание угля на ТЭЦ-6. В результате этого снижаются выбросы в атмосферу не только парниковых газов, но и вредных веществ, образующихся при сжигании угля. Расчеты выполнены в соответствии с РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», выпущенной ВТИ [С9].

В результате проекта потребление угля на ТЭЦ-6 в 2008 г. снизилось на 44 тыс. т. В связи с этим снизились выбросы диоксидов серы на 314 т, оксидов углерода – на 141 т, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 146 т, взвешенных веществ на 265 т. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составило 866 т.

В 2009 г. реализация проекта позволила снизить потребление угля на ТЭЦ-6 на 20 тыс. т. В связи с этим снизились выбросы диоксидов серы на 143 т, оксидов углерода – на 64 т, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 58 т, взвешенных веществ на 120 т. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составило 385 т.

Таблица В.3.1. Изменение выбросов вредных веществ в атмосферу на ТЭЦ-6, т

Загрязняющее вещество	Численное значение	
	2008 г.	2009 г.
Взвешенные вещества	-265	-120
Диоксид серы (SO ₂)	-314	-143
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	-146	-58
Оксид углерода (CO)	-141	-64
Всего выбросов	-866	-385

РАЗДЕЛ Г. Расчет сокращения выбросов парниковых газов

Г.1. Расчет выбросов парниковых газов по проекту

Общие выбросы парниковых газов (ПГ) по проекту в течение года y , т CO_2 -экв.:

$$PE_y = PE_{RFO,y},$$

где $PE_{RFO,y}$ - выбросы ПГ от сжигания мазута в утилизационных котлах по проекту в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$PE_{RFO,y} = FC_{RFO,PJ,y}^m \times NCV_{RFO,y} \times EF_{CO_2,RFO},$$

где $FC_{RFO,PJ,y}^m$ - массовый расход мазута в утилизационных котлах по проекту в течение года y , т;

$$FC_{RFO,PJ,y}^m = FC_{RFO,9,PJ,y}^m + FC_{RFO,14,PJ,y}^m + FC_{RFO,15,PJ,y}^m + FC_{RFO,16,PJ,y}^m,$$

где $FC_{RFO,9,PJ,y}^m$ - массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года y , т;

$FC_{RFO,14,PJ,y}^m$ - массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года y , т;

$FC_{RFO,15,PJ,y}^m$ - массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года y , т;

$FC_{RFO,16,PJ,y}^m$ - массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года y , т.

$NCV_{RFO,y}$ - средняя низшая теплота сгорания мазута за год y , ГДж/т;

$EF_{CO_2,RFO}$ - коэффициент эмиссии CO_2 для сжигания мазута, т CO_2 -экв/ГДж. Согласно «Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г» [С6] на весь период действия проекта принят равным $EF_{CO_2,RFO} = 0,0774$ т CO_2 -экв/ГДж.

Г.2. Расчет выбросов парниковых газов по сценарию исходных условий

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года y , т CO₂-экв.:

$$BE_y = BE_{RFO,y} + BE_{lignite,y} + BE_{grid,y} + BE_{BWW,dump,y} + BE_{WWS,dump,y},$$

где $BE_{RFO,y}$ - выбросы ПГ от сжигания мазута в утилизационных котлах по сценарию исходных условий в течение года y , т CO₂-экв.;

$$BE_{RFO,y} = FC_{RFO,BL,y} \times EF_{CO2,RFO},$$

где $FC_{RFO,BL,y}$ - расход мазута в утилизационных котлах по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$FC_{RFO,BL,y} = FC_{RFO,9,BL,y} + FC_{RFO,10,BL,y} + FC_{RFO,15,BL,y},$$

где $FC_{RFO,9,BL,y}$ - расход мазута в котле ст. №9 по сценарию исходных условий в течение года y ,

$$FC_{RFO,9,BL,y} = HG_{9,BL,y} \times SFC_{RFO,9},$$

где $HG_{9,BL,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$HG_{9,BL,y} = \min(HG_{PJ,y}; HG_9^{\max}),$$

где $HG_{PJ,y}$ – производство тепловой энергии утилизационными котлами по проекту в течение года y , ГДж;

$$HG_{PJ,y} = HG_{9,PJ,y} + HG_{14,PJ,y} + HG_{15,PJ,y} + HG_{16,PJ,y},$$

где $HG_{9,PJ,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года y , ГДж;

$HG_{14,PJ,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года y , ГДж;

$HG_{15,PJ,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года y , ГДж;

$HG_{16,PJ,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года y , ГДж.

HG_9^{\max} – максимальное количество тепловой энергии, которое может быть произведено котлом ст. №9 в

течение года, было принято: $HG_9^{\max} = 1\,125\,026$ ГДж [С1, раздел Б.1].

$SFC_{RFO,9}$ – удельный расход мазута на выработку 1 ГДж теплоты в котле ст. №9, был принят: $SFC_{RFO,9} = 0,0347$ ГДж/ГДж [С1, раздел Б.1].

$FC_{RFO,10,BL,y}$ - расход мазута в котле ст. №10 по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$FC_{RFO,10,BL,y} = HG_{10,BL,y} \times SFC_{RFO,10},$$

где $HG_{10,BL,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №10 по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$HG_{10,BL,y} = \min((HG_{PJ,y} - HG_{9,BL,y}); HG_{10}^{\max}),$$

где HG_{10}^{\max} – максимальное количество тепловой энергии, которое может быть произведено котлом ст. №10 в течение года, ГДж, было принято: $HG_{10}^{\max} = 614\,488$ ГДж [С1, раздел Б.1].

$SFC_{RFO,10}$ – удельный расход мазута на выработку 1 ГДж теплоты в котле ст. №10, ГДж/ГДж, принят равным: $SFC_{RFO,10} = 0,3672$ ГДж/ГДж [С1, раздел Б.1].

$FC_{RFO,15,BL,y}$ - расход мазута в котле ст. №15 по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$FC_{RFO,15,BL,y} = HG_{15,BL,y} \times SFC_{RFO,15},$$

где $HG_{15,BL,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$HG_{15,BL,y} = \min((HG_{PJ,y} - HG_{CHPP2,BL,y}); HG_{15}^{\max}),$$

где $HG_{CHPP2,BL,y}$ – производство тепловой энергии котлами в ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$HG_{CHPP2,BL,y} = HG_{9,BL,y} + HG_{10,BL,y}.$$

HG_{15}^{\max} – максимальное количество тепловой энергии, которое может быть произведено старым котлом

ст. №15 в течение года, ГДж, было принято: $HG_{15}^{\max} = 1\,339\,346$ ГДж [С1, раздел Б.1].

$SFC_{RFO,15}$ – удельный расход мазута на выработку 1 ГДж теплоты в котле ст. №15, ГДж/ГДж, принят равным:
 $SFC_{RFO,15} = 0,2810$ ГДж/ГДж [С1, раздел Б.1].

$BE_{lignite,y}$ - выбросы CO_2 от дополнительного сжигания бурого угля в котлах ТЭЦ-6 по сценарию исходных условий в течение года у, т CO_2 -экв.;

$$BE_{lignite,y} = FC_{lignite,BL,y}^{add} \times EF_{CO_2,lignite},$$

где $FC_{lignite,BL,y}^{add}$ - дополнительное потребление бурого угля на ТЭЦ-6 по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года у, ГДж;

$$FC_{lignite,BL,y}^{add} = \frac{HS_{CHPP6,BL,y}^{add} \times K_{turbine}^{heat}}{\eta_{boiler} \times (1 - HA_{boiler}) \times K_{HF}},$$

где $HS_{CHPP6,BL,y}^{add}$ – дополнительный отпуск тепловой энергии от ТЭЦ-6 конечным потребителям по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года у, ГДж;

$$HS_{CHPP6,y}^{add} = HS_{PJ,y} - HS_{BL,y},$$

где $HS_{PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям за счет работы утилизационных котлов по проекту в течение года у, ГДж;

$$HS_{PJ,y} = HG_{PJ,y} \times SHS_{THPP,PJ,y},$$

где $SHS_{THPP,PJ,y}$ – коэффициент отпуска тепловой энергии от ТЭС по проекту в течение года у;

$$SHS_{THPP,PJ,y} = \frac{HS_{THPP,PJ,y}}{HG_{THPP,PJ,y}},$$

где $HS_{THPP,PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям от ТЭС по проекту в течение года у, ГДж;

$$HS_{THPP,PJ,y} = HS_y^{total} - HS_{CHPP6,PJ,y},$$

где HS_y^{total} – общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 в течение года y , ГДж;

$HS_{CHPP6,PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года y , ГДж.

$HG_{THPP,PJ,y}$ – производство тепловой энергии котлами ТЭС по проекту в течение года y , ГДж;

$$HG_{THPP,PJ,y} = HG_{PJ,y} + HG_{CHPP3,y},$$

где $HG_{CHPP3,y}$ – производство тепловой энергии котлами ТЭС-3 в течение года y , ГДж;

$$HG_{CHPP3,y} = HG_{11,y} + HG_{12,y},$$

где $HG_{11,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №11 в течение года y , ГДж;

$HG_{12,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №12 в течение года y , ГДж.

$HS_{BL,y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям за счет работы утилизационных котлов по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$HS_{BL,y} = HG_{BL,y} \times SHS_{THPP,BL},$$

где $HG_{BL,y}$ – производство тепловой энергии утилизационными котлами по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$SHS_{THPP,BL}$ – коэффициент отпуска тепловой энергии от ТЭС по сценарию исходных условий, принят равным: $SHS_{THPP,BL} = 0,705$ [С1, раздел Б.1].

$$HG_{BL,y} = HG_{9,BL,y} + HG_{10,BL,y} + HG_{15,BL,y}.$$

$K_{turbine}^{heat}$ – коэффициент изменения расхода свежего пара на турбину при изменении отпуска теплоты от производственного

отбора пара, принят равным: $K_{turbine}^{heat} = 1,310$ [С1, раздел Б.1];

η_{boiler} – коэффициент полезного действия котельных агрегатов ТЭЦ-6, принят равным: $\eta_{boiler} = 0,902$ [С10, стр. 417];

HA_{boiler} – доля тепловой энергии на собственные нужды котельных агрегатов ТЭЦ-6, принята равной: $HA_{boiler} = 0,0233$ [С11, табл. 3];

K_{HF} – коэффициент теплового потока на ТЭЦ-6, принят равным: $K_{HF} = 0,98$ [С12, стр. 135, рис. 10.2].

$EF_{CO_2, lignite}$ – коэффициент эмиссии CO_2 для сжигания бурого угля, т CO_2 -экв./ГДж. Согласно «Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006» [С6] на весь период действия проекта принят равным $EF_{CO_2, lignite} = 0,101$ т CO_2 -экв./ГДж.

$BE_{grid, y}$ – выбросы CO_2 от дополнительного потребления электроэнергии из внешней сети по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$BE_{grid, y} = EC_{grid, BL, y}^{add} \times EF_{CO_2, grid, y},$$

где $EC_{grid, BL, y}^{add}$ – дополнительное потребление электроэнергии из внешней сети по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года y , МВтч;

$$EC_{grid, BL, y}^{add} = ES_{PJ, y} - ES_{BL, y} - ES_{CHPP6, BL, y}^{add},$$

где $ES_{PJ, y}$ – отпуск электроэнергии за счет работы утилизационных котлов по проекту в течение года y , МВтч;

$$ES_{PJ, y} = ES_{CHPP2, PJ, y} - EC_{BH, PJ, y},$$

где $ES_{CHPP2, PJ, y}$ – отпуск электроэнергии от ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВтч;

$$ES_{CHPP2, PJ, y} = EG_{CHPP2, PJ, y} - EC_{CHPP2, PJ, y},$$

где $EG_{CHPP2, PJ, y}$ – выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВтч;

$EC_{CHPP2, PJ, y}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВтч.

$EC_{BH,PJ,y}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года y , МВтч.

$ES_{BL,y}$ – отпуск электроэнергии за счет работы утилизационных котлов по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$$ES_{BL,y} = ES_{CHPP2,BL,y} - EC_{BH,BL,y},$$

где $ES_{CHPP2,BL,y}$ – отпуск электроэнергии от ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$$ES_{CHPP2,BL,y} = EG_{CHPP2,BL,y} - EC_{CHPP2,BL,y},$$

где $EG_{CHPP2,BL,y}$ – выработка электроэнергии на ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$$EG_{CHPP2,BL,y} = HG_{CHPP2,BL,y} \times \chi_{CHPP2,BL},$$

где $\chi_{CHPP2,BL}$ – коэффициент выработки электроэнергии на ТЭС-2 на базе производства теплоты по сценарию исходных условий, МВтч/ГДж, принят равным: $\chi_{CHPP2,BL} = 0,0372$ МВтч/ГДж [С1, раздел Б.1].

$EC_{CHPP2,BL,y}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$$EC_{CHPP2,BL,y} = HG_{CHPP2,BL,y} \times SEC_{HG,CHPP2,BL},$$

где $SEC_{HG,CHPP2,BL}$ – удельные затраты электроэнергии на производство одного ГДж теплоты на ТЭС-2 по сценарию исходных условий, МВтч/ГДж, приняты равными: $SEC_{HG,CHPP2,BL} = 0,0141$ МВтч/ГДж [С1, раздел Б.1].

$EC_{BH,BL,y}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$$EC_{BH,BL,y} = HG_{BH,BL,y} \times SEC_{HG,BH,BL},$$

где $HG_{BH,BL,y}$ – производство тепловой энергии котлами в котельной по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$HG_{BH,BL,y} = HG_{15,BL,y} \cdot$$

$SEC_{HG,BH,BL}$ – удельные затраты электроэнергии на производство одного ГДж теплоты в котельной по сценарию исходных условий, МВтч/ГДж, приняты равными: $SEC_{HG,BH,BL} = 0,007$ МВтч/ГДж [С1, раздел Б.1].

$ES_{CHPP6,BL,y}^{add}$ – дополнительный отпуск электроэнергии от ТЭЦ-6 на базе теплового потребления по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года y , МВтч;

$$ES_{CHPP6,BL,y}^{add} = \frac{HS_{CHPP6,BL,y}^{add} \times K_{turbine}^{electricity} \times (1 - SEC_{auxiliary,CHPP6})}{3,6},$$

где $K_{turbine}^{electricity}$ – коэффициент изменения выработки электроэнергии турбиной при изменении отпуска теплоты от производственного отбора пара. В соответствии с энергетической характеристикой турбин принят равным: $K_{turbine}^{electricity} = 0,305$ [С13, стр. 95, табл.4.6];

$SEC_{auxiliary,CHPP6}$ – удельные затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ-6, приняты равными: $SEC_{auxiliary,CHPP6} = 0,04$ [С12, стр.18].

$EF_{CO_2,grid,y}$ – коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из внешней сети, в течение года y , т CO_2 -экв./МВтч. Для России согласно «Практическому руководству по разработке Проектно-технической документации проектов совместного осуществления» [С7, стр.43] значения коэффициентов эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из внешней сети, в зависимости от рассматриваемого года приняты равными: $EF_{CO_2,grid,y}^{2008} = 0,565$ т CO_2 -экв./МВтч, $EF_{CO_2,grid,y}^{2009} = 0,557$ т CO_2 -экв./МВтч.

$BE_{BWW,dump,y}$ – выбросы CH_4 от разложения на свалке дополнительного количества КДО по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.;

Численное значение $BE_{BWW,dump,y}$ определяется по модели «Расчет сокращений выбросов CO_2 -эквивалента от предотвращения вывоза биомассы на свалку или от утилизации биомассы со свалки», разработанной «BTG biomass technology group B.V» на основе [С8].

$$BE_{BWW,dump,y} = (1 - w_{lignin,BWW}) \times k_{BWW} \times \frac{C_{BWW}^{db}}{100} \times \left(1 - \frac{W_{BWW}}{100}\right) \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times (1 - \zeta_{ox}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \times$$

$$\times \sum_{x=2001}^{x=y} \left(BWW_{dump,BL,x}^{m,add} \times e^{-k_{BWW}(y-x)} \right),$$

где $BWW_{dump,BL,x}^{m,add}$ – дополнительный вывоз КДО на свалку по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием (количество утилизированной свежей биомассы) в течение года x , т;

$$BWW_{dump,BL,x}^{m,add} = MAX \left(0; FC_{BWW,PJ,x}^m - FC_{BWW,BL}^{m,max} - BWW_{side,PJ,x}^m \right),$$

где $FC_{BWW,PJ,x}^m$ – массовый расход КДО в утилизационных котлах по проекту в течение года x , т;

$$FC_{BWW,PJ,x}^m = FC_{BWW,9,PJ,x}^m + FC_{BWW,14,PJ,x}^m + FC_{BWW,15,PJ,x}^m + FC_{BWW,16,PJ,x}^m,$$

где $FC_{BWW,9,PJ,x}^m$ – массовый расход КДО в котле ст. №9 по проекту в течение года x , т;

$FC_{BWW,14,PJ,x}^m$ – массовый расход КДО в котле ст. №14 по проекту в течение года x , т;

$FC_{BWW,15,PJ,x}^m$ – массовый расход КДО в котле ст. №15 по проекту в течение года x , т;

$FC_{BWW,16,PJ,x}^m$ – массовый расход КДО в котле ст. №16 по проекту в течение года x , т.

$FC_{BWW,BL}^{m,max}$ – максимальное количество КДО, которое может быть сожжено в утилизационных котлах по сценарию исходных условий в течение года, т;

$$FC_{BWW,BL}^{m,max} = FC_{BWW,9}^{m,max} + FC_{BWW,10}^{m,max} + FC_{BWW,15}^{m,max},$$

где $FC_{BWW,9}^{m,max}$ – максимальное количество КДО, которое может быть сожжено в котле ст. №9 в течение года, т, принято равным: $FC_{BWW,9}^{m,max} = 189\,830$ т [С1, раздел Б.1];

$FC_{BWW,10}^{m,max}$ – максимальное количество КДО, которое может быть сожжено в котле ст. №10 в течение года, т, принято равным: $FC_{BWW,10}^{m,max} = 60\,003$ т [С1, раздел Б.1];

$FC_{BWW,15}^{m,\max}$ – максимальное количество КДО, которое может быть сожжено в котле ст. №15 в течение года, т, принято равным: $FC_{BWW,15}^{m,\max} = 130\ 230$ т [С1, раздел Б.1].

$BWW_{side,PJ,x}^m$ – количество КДО, поставленных на БЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года x , т.

$w_{lignin,BWW}$ – доля лигнина в С для КДО, принята равной: $w_{lignin,BWW} = 0,25$ [С8, стр.43];

k_{BWW} – постоянная скорости распада для КДО, год⁻¹, принята равной: $k_{BWW} = \ln(1/2)/15 = 0,046$ год⁻¹ [С8, стр.42];

C_{BWW}^{db} – содержание органического углерода в КДО на сухую массу, %, принято равным: $C_{BWW}^{db} = 50\%$ [С8, стр.45];

W_{BWW} – влагосодержание КДО, %, принято равным: $W_{BWW} = 60\%$ [С8, стр.16];

a – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, м³/кг углерода, принят равным: $a = 1,87$ м³/кг углерода [С8, стр.24];

ζ – коэффициент образования, принят равным: $\zeta = 0,77$ [С8, стр.41];

φ – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %, принят равным: $\varphi = 10\%$ [С8, стр.80];

ζ_{OX} – коэффициент окисления метана, принят равным: $\zeta_{OX} = 0,10$ [С8, стр.43];

V_m – концентрация метана в биогазе, %, принята равной: $V_m = 60\%$ [С8, стр.41];

ρ_{CH_4} – плотность метана, кг/м³, принята равной: $\rho_{CH_4} = 0,714$ кг/м³ [С1, раздел Д.4];

GWP_{CH_4} – потенциал глобального потепления для метана, т CO₂-экв./т CH₄, принят равным: $GWP_{CH_4} = 21$ т CO₂-экв./т CH₄ [С8, стр.12];

y – год, для которого рассчитываются сокращения выбросов CO₂-экв., год;

x – год, в котором свежая биомасса утилизируется, вместо того, чтобы вывозиться на свалку, год.

Причем при расчете выбросов метана для каждого года y используются данные по дополнительному вывозу КДО на свалку, начиная с 2001 г. Данные по дополнительному вывозу КДО на свалку за 2001-2007 гг. были определены на момент установления исходных условий. Эти данные используются для расчета выбросов CH₄ от разложения на свалке дополнительного количества КДО по

сценарию исходных условий в течение года у. Массовые расходы КДО в котлах определялись по расчетному алгоритму. Неопределенность расчета дополнительного вывоза КДО на свалку за 2001-2007 гг. близка к нулю, поскольку для определения массовых расходов КДО в котлах ст. №№ 9, 10 и 15 по сценарию исходных условий в целях консервативности использовались максимальные значения массовых расходов КДО, наблюдавшиеся в период 2001-2007 гг.

Численные значения величины потребления КДО котлами №№ 9, 14, 15 и 16 с 2001 по 2007 год приводятся в Таблице Г.2.1.

Таблица Г.2.1. Потребление КДО котлами №№ 9, 14, 15, 16

Параметр	Единица измерения	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Потребление КДО, всего	т	359 318	436 611	440 333	719 357	626 715	698 663	678 832
включая:								
Котел №.9	т	142 290	131 360	158 093	186 365	153 206	192 763	189 830
Котел №.14	т	-	-	-	215 999	263 572	287 278	271 974
Котел №.15	т	101 194	122 560	114 575	130 230	23 877	11 122	-
Котел №.16	т	115 834	182 691	167 665	186 763	186 060	217 500	217 028

Количество КДО, поставленных со стороны с 2001 по 2007 гг. показано в Таблице Г.2.2.

Таблица Г.2.2. Количество КДО, поставленных сторонними организациями

Параметр	Единица измерения	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Количество КДО, поставленных сторонними организациями	т	-	-	-	7 127	10 144	18 920	35 798

$BE_{WWS,dump,y}$ – выбросы CH_4 от разложения на свалке дополнительного количества ОСВ по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв;

Численное значение $BE_{WWS,dump,y}$ определяется по модели «Расчет сокращений выбросов CO_2 -эквивалента от предотвращения вывоза биомассы на свалку или от утилизации биомассы со свалки», разработанной «BTG biomass technology group B.V» на основе [C8]

$$BE_{WWS,dump,y} = \left(1 - w_{lignin,WWS}\right) \times k_{WWS} \times \frac{C_{WWS}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times (1 - \zeta_{ox}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \times$$

$$\times \sum_{x=2010}^{x=y} \left(WWS_{dump,BL,x}^{dry,add} \times e^{-k_{WWS}(y-x)}\right),$$

где $WWS_{dump,BL,x}^{dry,add}$ – дополнительный вывоз абсолютно сухого ОСВ на свалку по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года x , т а.с.в;

$$WWS_{dump,BL,x}^{dry,add} = FC_{WWS,PJ,x}^{dry},$$

где $FC_{WWS,PJ,x}^{dry}$ – количество абсолютно сухого ОСВ, сожженного по проекту в течение года x , т а.с.в.;

$$FC_{WWS,PJ,x}^{dry} = FC_{WWS,BH,PJ,x}^{dry},$$

где $FC_{WWS,BH,PJ,x}^{dry}$ – расход абсолютно сухого ОСВ в котельной по проекту в течение года x , т а.с.в.;

$$FC_{WWS,BH,PJ,x}^{dry} = FC_{WWS,BH,PJ,x}^m \times \frac{100 - W_{WWS,PJ,x}}{100},$$

где $FC_{WWS,BH,PJ,x}^m$ – массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года x , т;

$W_{WWS,PJ,x}$ – средняя влажность ОСВ по проекту за год x , %.

$w_{lignin,WWS}$ – доля лигнина в С для ОСВ, принята равной: $w_{lignin,WWS} = 0,25$ [C8, стр.43];

k_{WWS} – постоянная скорости распада для ОСВ, $год^{-1}$, принята равной: $k_{WWS} = 0,185$ [C15, стр.6];

C_{WWS}^{db} – содержание органического углерода в ОСВ на сухую массу, %, принято равным: $C_{WWS}^{db} = 41\%$ [C16].

Г.3. Расчет утечек парниковых газов

Утечки равняются нулю [C1, раздел Б.3].

Г.4. Расчет сокращения выбросов парниковых газов

Сокращение выбросов ПГ в течение года y , т CO_2 -экв.:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

или

$$ER_y = ER_{\text{CO}_2,y} + ER_{\text{CH}_4,y}$$

где $ER_{\text{CO}_2,y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{\text{CO}_2,y} = ER_{\text{CO}_2,\text{RFO},y} + ER_{\text{CO}_2,\text{lignite},y} + ER_{\text{CO}_2,\text{grid},y}$$

где $ER_{\text{CO}_2,\text{RFO},y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 от сжигания мазута в утилизационных котлах в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{\text{CO}_2,\text{RFO},y} = BE_{\text{RFO},y} - PE_{\text{RFO},y}$$

$ER_{\text{CO}_2,\text{lignite},y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 от сжигания бурого угля в котлах ТЭЦ-6 в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{\text{CO}_2,\text{lignite},y} = BE_{\text{lignite},y}$$

$ER_{\text{CO}_2,\text{grid},y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 от сжигания ископаемого топлива на сетевых электростанциях в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{\text{CO}_2,\text{grid},y} = BE_{\text{grid},y}$$

$ER_{\text{CH}_4,y}$ – сокращение выбросов метана CH_4 в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{\text{CH}_4,y} = ER_{\text{CH}_4,\text{BWW,dump},y} + ER_{\text{CH}_4,\text{WWS,dump},y}$$

где $ER_{\text{CH}_4,\text{BWW,dump},y}$ – сокращение выбросов метана CH_4 от разложения на свалке КДО в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{CH_4, BWW, dump, y} = BE_{BWW, dump, y} \cdot$$

$ER_{CH_4, WWS, dump, y}$ – сокращение выбросов метана CH_4 от разложения на свалке ОСВ в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$ER_{CH_4, WWS, dump, y} = BE_{WWS, dump, y}$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Г.4.1.

Таблица Г.4.1. Сводная таблица сокращения выбросов ПГ за 2008 и 2009 гг.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение	
			2008 г.	2009 г.
Сокращение выбросов ПГ по проекту	$PE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв.	34 693	33 017
Сокращение выбросов ПГ по сценарию исходных условий	$BE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв.	188 872	163 048
Сокращение выбросов ПГ	ER_y	т CO ₂ -экв.	154 179	130 031

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращения выбросов парниковых газов составляет **193 792** и **211 284** т CO₂-экв за 2008 и 2009 гг. соответственно.

Факторы, которые привели к снижению количества единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) парниковых газов относительно уровня, заложенного в проектной документации, следующие:

1. Потребление мазута котлами, сжигающими КДО, увеличилось на 1 161 ГДж в 2008 г. и на 762 ГДж в 2009 г. по сравнению с величинами, заложенными в проектной документации (Таблица Г.4.2.). Это снизило количество ЕСВ до 190 269 т CO₂-экв. в 2008 г. и до 209 437 т CO₂-экв. в 2009 г. В процентном соотношении влияние этого фактора на общее снижение количества ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 8,8% для 2008 г. и 2,27% для 2009 г.

2. Выработка теплоты котлами, сжигающими КДО, сократилась на 224 670 ГДж в 2008 г. и на 540 428 ГДж в 2009 г. по сравнению с величинами, заложенными в проектной документации. Это дополнительно снизило количество ЕСВ до 173 491 т CO₂-экв. в 2008 г. и до 168 834 т CO₂-экв. в 2009 г. В процентном соотношении влияние этого фактора на общее снижение количества ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 42,4% для 2008 г. и 50,0% для 2009 г.

3. Количество КДО, предотвращенное к вывозу на свалки, сократилось на 150 743 т в 2008 г. и на 221 835 т в 2009 г. по сравнению с величинами, заложенными в проектной документации. Это дополнительно снизило количество ЕСВ до 162 527 т CO₂-экв. в 2008 г. и до 142 232 т CO₂-экв. в 2009 г. В процентном соотношении влияние этого фактора на общее снижение количества ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 27,7% для 2008 г. и 32,7% для 2009 г.

4. Коэффициент отпуска теплоты снизился на 1,9% в 2008 г. и на 3% в 2009 г. по сравнению с величинами, заложенными в проектной документации, что дополнительно снизило количество ЕСВ до 154 628 т CO₂-экв. в 2008 г. и до 130 483 т CO₂-экв. в 2009 г. В процентном соотношении, влияние этого фактора на общее снижение количества ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 19,9% для 2008 г. и 14,5 % для 2009 г.

5. Отпуск электроэнергии за счет работы котлов, сжигающих КДО, сократился на 795 МВт·ч в 2008 г. и на 811 МВт·ч в 2009 г. по сравнению с величинами, заложенными в проектной документации. Это дополнительно снизило количество ЕСВ до 154 179 т CO₂-экв. в 2008 г. и до 130 031 т CO₂-экв. в 2009 г. В процентном соотношении, влияние этого фактора на общее снижение количества ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 1,1% для 2008 г. и 0,6 % для 2009 г.

Таблица Г.4.2. Факторы, вызвавшие снижение количества ЕСВ по сравнению с уровнем, заложенным в проектной документации

Фактор	2008 г.		2009 г.	
	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта
Потребление мазута котлами, сжигающими КДО, ГДж	10 021	11 182	10 021	10 783
Выработка теплоты котлами, сжигающими КДО, ГДж	4 119 597	3 894 927	4 119 597	3 579 169
Количество КДО, предотвращенное к вывозу на свалки, т	303 681	152 938	303 681	81 846
Коэффициента отпуска теплоты, %	0,696	0,677	0,696	0,666
Сокращение отпуска электроэнергии за счет работы котлов, сжигающих КДО, МВт·ч	1 968	1 173	1 968	1 157

ООО «СиСиДжиЭс»
27.04.2010 г.



Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов



Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов

ССЫЛКИ

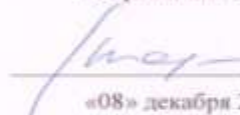
- [C1] Проектная документация “Утилизация отходов биомассы в Филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Российская Федерация”. Версия 1.1/ 23.06.2009.
- [C2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [C3] Рабочий проект «Реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №16». Москва, 2000 г.
- [C4] Рабочий проект «Реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №14 с увеличением паропроизводительности до 90 т/ч с оснащением предтопком «кипящего слоя» и заменой золоулавливающего оборудования на ТЭС ОАО «Целлюлозно-картонный комбинат». Москва, 2002 г.
- [C5] Проект «Установка котельного агрегата Е-90-3,9-440ДФТ ст. №15 для сжигания кородревесных отходов в кипящем слое ТЭС Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске». Иркутск, 2008 г.
- [C6] 2006 г. Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.htm>).
- [C7] Практическое руководство по разработке Проектно-технической документации проектов совместного осуществления. Том 1. Общие указания./ Версия 2.3. Министерство экономики Нидерландов. Май 2004 г.
(<http://ji.unfccc.int/CritBasMon/CallForInputs/BaselineSettingMonitoring/ERUPT/index.html>).
- [C8] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [C9] РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», ВТИ, 1998.
- [C10] Теплотехнический справочник. Под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. В 2-х томах. Том 2. М.: Энергия, 1976 г.
- [C11] Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. МДК 4-05.2004. Москва, 2004.
- [C12] Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
- [C13] Сазанов Б.В., Ситас В.И. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1990 г.
- [C14] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главное управление государственного энергетического надзора. Москва. 1995.
- [C15] Институт мировых ресурсов (ИМР) и Всемирный совет предпринимателей по устойчивому развитию. 2001г. Расчет выбросов СО₂ от передвижных источников – Руководство к расчетным листам. Вашингтон, округ Колумбия: Институт мировых ресурсов.
- [C16] Техничко-экономическое обоснование «Модернизация энергетического блока» III этап. Пояснительная записка. Разработка технологических схем и компоновочных решений. Иркутск, 2006 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

 М.А.Юлкин
«08» декабря 2009 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 1.1. Настоящее положение устанавливает порядок контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации (отчетов о мониторинге) проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов из источников и/или на увеличение их абсорбции поглотителями (далее – «Проекты»).
- 1.2. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов выполняется во взаимодействии между структурными подразделениями (департаментами) ООО «СиСиДжиЭс» (далее – «Компания») и владельцем проекта (далее – «Клиент»).
- 1.3. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов предшествует их передаче на экспертизу независимой организации.

2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- 2.1. Проектная документация, подготовленная сотрудником Департамента подготовки проектов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 2.1.1. Проверка проектной документации директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов, непосредственно не связанным с подготовкой данной проектной документации;
 - 2.1.2. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 2.1.3. Проверка проектной документации директором Департамента реализации проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента реализации проектов;
 - 2.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента реализации проектов;

- 2.1.5. Окончательная проверка и правка проектной документации директором Департамента подготовки проектов;
- 2.1.6. Передача проектной документации Клиенту на проверку;
- 2.1.7. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента подготовки проектов, а при необходимости также и с директором Департамента реализации проектов;
- 2.1.8. Передача проектной документации Генеральному директору и Клиенту.
- 2.2. По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента проектная документация считается готовой для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 2.3. Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку всех разделов проектной документации.
- 2.4. Директор Департамента реализации проектов выполняет проверку тех разделов проектной документации, в которых описывается план и процедуры мониторинга проекта. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 2.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче проектной документации на экспертизу независимой организации.

3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТОВ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

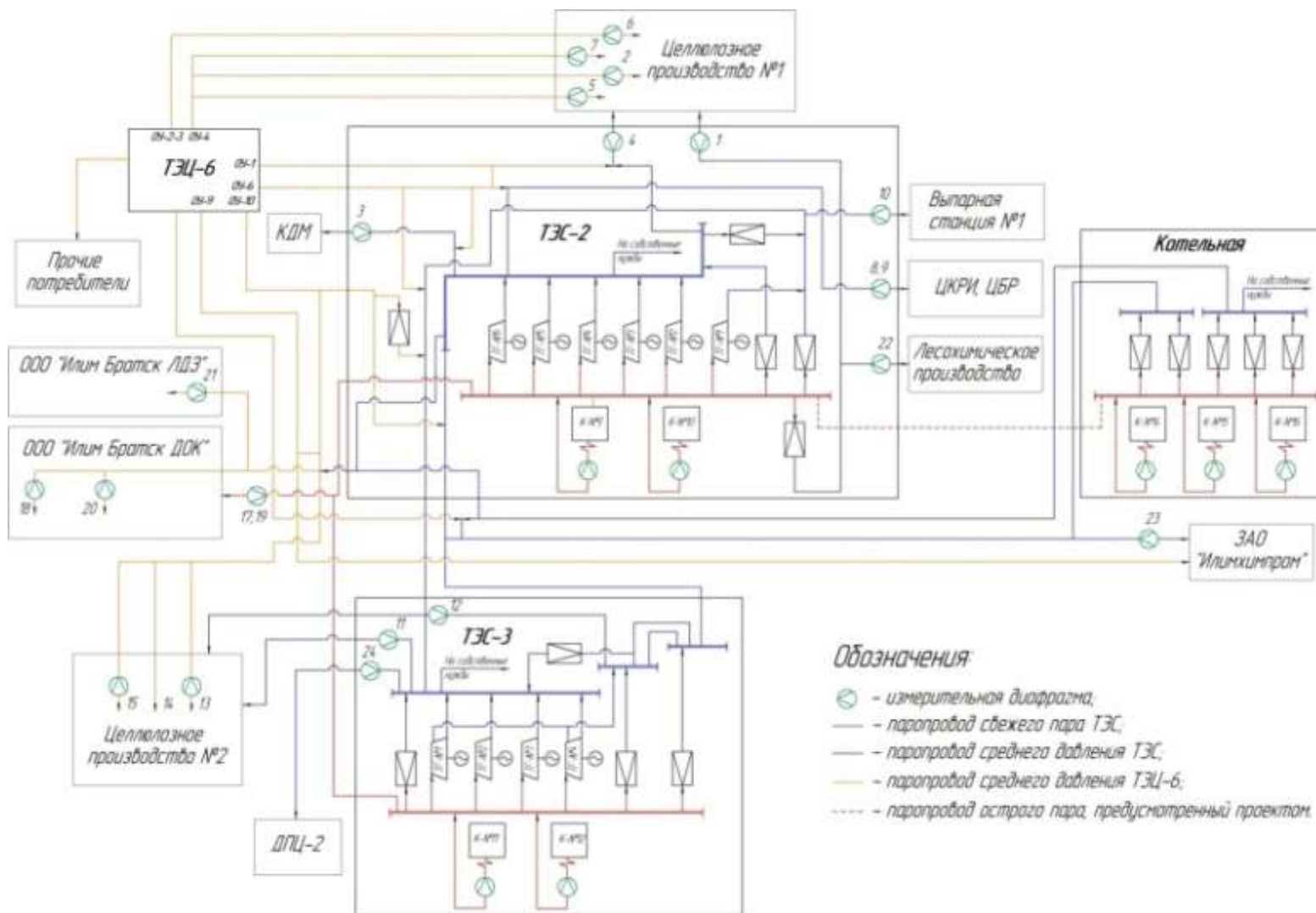
- 3.1. Отчет о ходе реализации проекта, подготовленный сотрудником Департамента реализации проектов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 3.1.1. Проверка отчета ходе реализации проекта директором Департамента реализации проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента реализации проектов, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета о ходе реализации проекта;
 - 3.1.2. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента реализации проектов;
 - 3.1.3. Проверка отчета ходе реализации проекта директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.5. Окончательная проверка и правка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента реализации проектов;
 - 3.1.6. Передача отчета о ходе реализации проекта Клиенту на проверку;
 - 3.1.7. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента реализации проектов, а при необходимости также и с директором Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.8. Передача отчета о ходе реализации проекта Генеральному директору и Клиенту.

3

- 3.2. По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента отчет о ходе реализации проекта считается готовым для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 3.3. Директор Департамента реализации проектов выполняет проверку всех разделов отчета о ходе реализации проекта.
- 3.4. Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку тех разделов отчета о ходе реализации проекта, в которых представлены результаты вычислений сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов поглотителями. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 3.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Принципиальная схема пароснабжения Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Список основных потребителей тепловой энергии

№	Наименование потребителя	Источник обеспечения паром
1	Варочный цех высокого выхода	ТЭС-2
2	Варочный цех высокого выхода	ОУ-4
3	КДМ	ОУ-6, ТЭС-2
4	Варочный кордного потока	ОУ-1, ТЭС-2
5	Отбельный ЦП-1	ОУ-4
6	Сушильный ЦП-1	ОУ-2,3; ТЭС-2
7	Флект	ОУ-4
8	ЦКРИ	ОУ-6, ТЭС-2
9	ЦБР	ОУ-6, ТЭС-2
10	Выпарной №1	ТЭС-2
11	Выпарной №2	ТЭС-3
12	Варочный ЦП-2	ТЭС
13	Варочный ЦП-2	ОУ-10,12; ТЭС
14	Отбельный ЦП-2	ОУ-10,12; ТЭС
15	Сушильный ЦП-2	ОУ-10,12; ТЭС
16	Питательная вода на ЦП-2	ТЭС-3
17	ПДВП	ТЭС
18	ПДВП	ОУ-10,12; ТЭС-2
19	Фанерное производство	ТЭС-3
20	Фанерное производство	ОУ-10,12; ТЭС-2
21	ЛДЗ	ОУ-10,12; ТЭС-2
22	Лесохимическое производство	ТЭС-2
23	Хлорное производство	ОУ-9,10
24	ДПЦ-2	ТЭС-3