ИЛИМ

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

_____ Пол Херберт

«01» 06 _____ 2011г.

Отчет

о ходе реализации проекта совместного осуществления «Утилизация отходов биомассы в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Российская Федерация» за 2010 г.

(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
2011

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел А. Общая информация о проекте и мониторинге …… 3

Раздел Б. Осуществление деятельности по проекту …… 6

Раздел В. Описание системы мониторинга …… 7

Раздел Г. Оценка воздействия на окружающую среду …… 24

Раздел Д. Данные мониторинга …… 25

Раздел Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов …… 29

Список использованных источников …… 45

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» 46

.

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проекте и мониторинге

А.1. Название проекта

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

Сектора[1]: 1. Энергетика (в части сокращения выбросов диоксида углерода от сжигания ископаемого топлива);

5. Отходы (в части сокращения выбросов метана от размещения отходов биомассы на свалке).

А.2. Период мониторинга

Период мониторинга: 01.01.2010 г. - 31.12.2010 г. (включая первый и последний дни)

А.3. Краткое описание проекта

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

Начало деятельности по проекту – апрель 2000 г.
Начало генерации сокращений выбросов ПГ – июнь 2001 г.

Сокращения выбросов парниковых газов за отчетный период мониторинга (1 января 2010 г. – 31 декабря 2010 г.) составили **150 827** т CO_2-экв.

А.4. Место нахождения проекта

Проект реализован на территории филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Иркутская область, Россия. Братск – город областного подчинения Иркутской области, расположенный в центральной части Ангарского кряжа, на берегу Братского водохранилища в 618 км (по автомобильной дороге) от г. Иркутска (Рис. А.4.1). Через г. Братск проходят федеральные автодороги Тулун–Братск–Усть-Кут, Братск–Усть-Илимск. Численность населения более 250 тысяч человек.

Проектная деятельность осуществляется на территории Братского целлюлозно-картонного комбината, расположенного в южной части города (Рис. А.4.2).

Географическая широта: 56°07'09"С. Географическая долгота: 101°36'50"В. Часовой пояс: GMT +8:00.

[1] В соответствии с Приложением 1 к Правилам конкурсного отбора заявок, подаваемых в целях утверждения проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, утвержденным приказом Минэкономразвития России от 23.11.2009 № 485

Рис. А.4.1. Местоположение г. Братск на территории Российской Федерации

Рис. А.4.2. Карта Google Планета Земля, идентифицирующая местоположение проектной деятельности

А.5. Техническое описание проекта

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, производство 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, производство 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 утилизационные котлы ст. № 14, № 15, № 16;

– модернизация тепловой схемы ТЭС.

Исполнитель всех работ - ООО «Энерготехномаш».

А.6. Используемые методологии

А.6.1. Методология исходных условий

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/CMP.1*, *Добавление B* [С2].

А.6.2. Методология плана мониторинга

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

А.7. Лица, ответственные за подготовку отчетов о ходе реализации проектов

ООО «СиСиДжиЭс»:

• Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов
e-mail: v.dyachkov@ccgs.ru

• Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов
e-mail: e.zhuravskiy@ccgs.ru

РАЗДЕЛ Б. Осуществление деятельности по проекту

Б.1. Ход осуществления деятельности по проекту

Б.1.1. Этапы реализации проекта

Этап	Дата
Первый этап Реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №16	апрель 2000 г. – июнь 2001 г.
Второй этап Реконструкция котельного агрегата Е-75-40К ст. №14	апрель 2002 г. – июль 2004 г.
Третий этап Установка нового котельного агрегата Е-90-3,9-440ДФТ ст. №15. Модернизация системы подачи КДО, модернизация тепловой схемы ТЭС.	июнь 2007 г. (начало установки) – 1 марта 2010 г. (окончание строительно-монтажных работ)

Б.1.2. Информация, касающаяся фактического исполнения деятельности по проекту в течение периода мониторинга

1. Строительно-монтажные работы на котле №15 были закончены в феврале 2010 г., а в марте 2010 г. ООО «ТЭЧ-Сервис» (свидетельство №0267-2009-2903000781-С-3) начало проведение эксплуатационных испытаний на работающем котле [С18]. По завершению наладочных работ был подписан акт приемки оборудования в эксплуатацию от 30 июня 2010 г. (Акт № 100 от 30.06.2010).
2. Старый котел №9 был выведен из эксплуатации 20.12.2010 г. (Приказ №ФБ-1618а от 17.12.2010, результаты испытаний занесены в паспорт оборудования).
3. Согласно проектно-технической документации предусматривалась пневматическая система подачи топлива. По факту были установлены транспортеры. Это повысило эксплуатационную надежность системы подачи топлива. Вносить изменения в план мониторинга не потребовалось.
4. Начало сжигания осадка сточных вод было отложено как минимум до 2012 г. Опыт эксплуатации оборудования выявил необходимость дополнительной модернизации котлов №№ 14 и 16 и системы подачи топлива для сжигания осадка сточных вод. На данный момент этот вопрос находится на этапе проектирования.
5. Монтаж основного наружного паропровода длиной 1 200 м, идущего от котельной до ТЭС-2, отложен до завершения дополнительной технико-экономической оценки.

Все пункты, указанные выше, не требуют вносить изменения в план мониторинга.

Б.2. Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга

Изменений или отклонений относительно зарегистрированного плана мониторинга зафиксировано не было.

РАЗДЕЛ В. Описание системы мониторинга

В.1. Организационная схема мониторинга

Ответственность за реализацию проекта совместного осуществления со стороны Центрального офиса возложена на начальника отдела охраны труда и промышленной безопасности (Приказ №ГД-120 от 06.07.2010 г.).

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» в Центральный офис ОАО «Группа «Илим» в Санкт-Петербурге начальнику отдела охраны труда и промышленной безопасности, который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных на конкретное предприятие (Рис. В.1.1). 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., №ФБ 1028 от 24.11.2009 г. и №ГД 21 от 04.02.2011 г.

Все первичные данные собираются в соответствии со сложившейся практикой предприятия по мониторингу топливных и энергетических ресурсов. Мониторинг не требует вносить изменения в существующую систему сбора и хранения информации. Все необходимые данные определяются и регистрируются в любом случае.

Первичные данные поступают директору по охране труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности от главного инженера технологической электростанции. Директор по охране труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности передает их в Центральный офис начальнику отдела охраны труда и промышленной безопасности, который, в свою очередь, передает ее директору Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс». 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 начальника отдела охраны труда и промышленной безопасности Центрального офиса ОАО «Группа «Илим» в Санкт-Петербурге о 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.

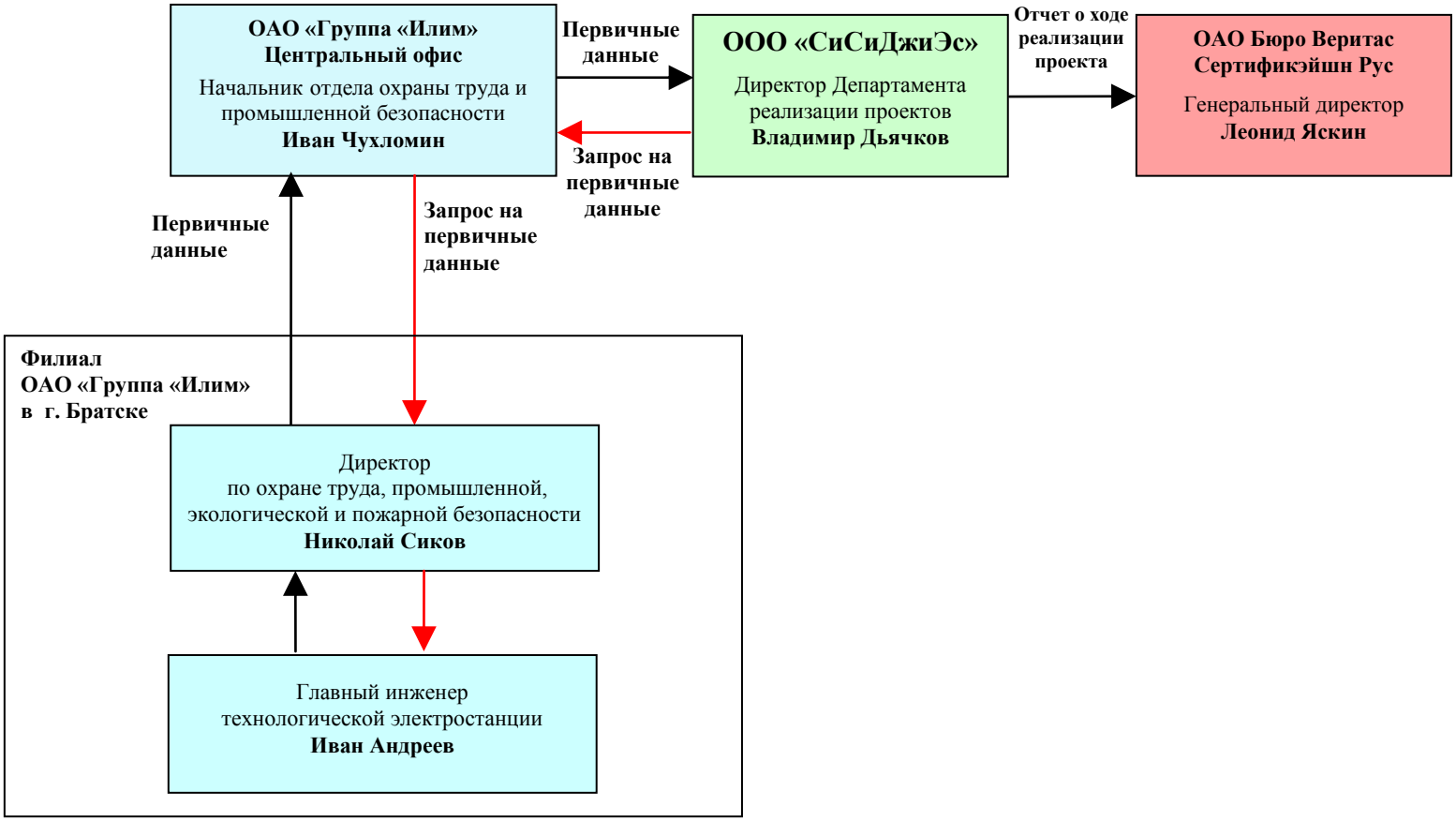


Рис. В.1.1. Схема передачи информации (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)

B.2. Распределение ответственности

Руководство Центрального офиса ОАО «Группа «Илим» в Санкт-Петербурге ответственно за реализацию проекта (начальник отдела охраны труда и промышленной безопасности, приказ №ГД-120 от 06.07.2010 г.).

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

- нормальное функционирование оборудования;
- своевременность и полноту сбора первичных данных, организацию проверки первичных данных для мониторинга и передачу их в Дирекцию по охране труда, пожарной безопасности и экологии Центрального офиса (ЦО) и решения прочих организационных вопросов, связанных с мониторингом (директор по охране труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности);
- сбор, проверку и хранение первичных данных для мониторинга (главный инженер технологической электростанции);
- поверку приборов, необходимых для проведения мониторинга (главный метролог);
- проверку отчетов о ходе реализации проекта (главный энергетик);
- подготовку и проведение тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор по охране труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности).

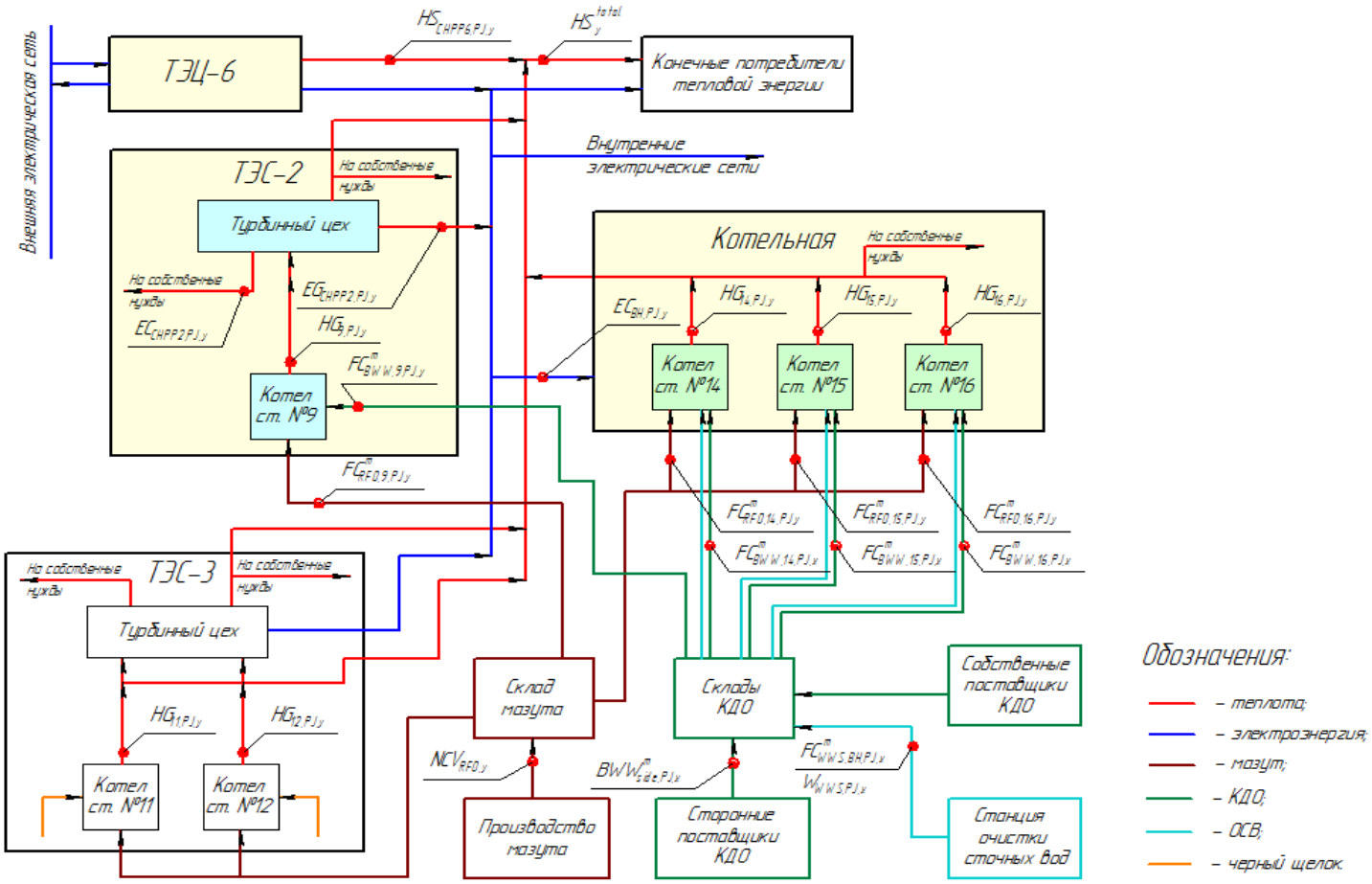
Ответственность вышеуказанных лиц зафиксирована в приказе №ГД 21 от 04.02.2011 г.

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

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

В.3. Схема расположения точек мониторинга

HG	Выработка тепловой энергии
HS	Отпуск тепловой энергии
ES	Отпуск электроэнергии
EC	Потребление электроэнергии
FC	Расход топлива
NCV	Теплота сгорания
W	Влажность
BWW	Кородревесные отходы
WWS	Осадок сточных вод



B.4. Процедуры управления устройствами для мониторинга и измерений

Предприятие сертифицировано по международному стандарту ISO 9001 «Системы менеджмента качества».

В данном стандарте определены процедуры управления устройствами для мониторинга и измерений, а именно:

- процедуры приобретения средств измерений;
- порядок их учета, эксплуатации, ремонта, идентификации;
- порядок действий при выявлении неисправного измерительного оборудования;
- лица, ответственные за эксплуатацию средств измерений и за контроль над соблюдением процедур управления устройствами для мониторинга и измерений.

В соответствии с процедурами этого стандарта, в случае выявления несоответствия измерительных процессов стандартам, указанным в проектной документации, ситуация анализируется, проводится анализ возникшей ситуации, разрабатываются альтернативные схемы мониторинга и измерений на период таких ситуаций, а также корректирующие действия, которые позволяют исправить любое идентифицированное несоответствие.

Средства измерений, используемые для мониторинга, соответствуют законодательству РФ об обеспечении единства измерений (Федеральный закон №102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 г.) и проходят периодическое метрологическое подтверждение пригодности (поверку).

Поверка средств измерений выполняется подрядной организацией, которая имеет лицензию на данный вид деятельности в соответствии с федеральным законом №102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 г. Требуемая поверка и/или калибровка всех измерительных приборов осуществляется 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.

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

B.5. Перечень и характеристики измерительных приборов

Для мониторинга используются измерительные приборы, соответствующие таким документам, как «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д. Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с Федеральным законом №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений». Поверку (калибровку) измерительных устройств осуществляет ООО "Автоматика-Сервис".

В Таблице B.5.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

Таблица B.5.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов ПГ

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межповерочный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)
Массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года *y*	Расходомер (Подающий трубопровод)	Метран-43ДД	60023	0,1	кгс/см²	0,5	24	01.10.2010
	Расходомер (Обратный трубопровод)	Метран-43ДД	60022	0,1	кгс/см²	0,5	24	01.10.2010
Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года *y*	Расходомер (Подающий трубопровод)	Micro-Motion F100S-131SBFZHZZZZ	532382 / м.3704516	8	м³/ч	1	24	03.11.2010
	Расходомер (Обратный трубопровод)	Micro-Motion F100S-131SBFZHZZZZ	532308 / м.3703534	8	м³/ч	1	24	03.11.2010
Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года *y*	Расходомер (Подающий трубопровод)	Promass 80F40-AD6SAADAAAAA	C60C9502000	4500	кг/ч	0,15	48	15.06.2009
	Расходомер (Обратный трубопровод)	Promass 80F40-AD6SAADAAAAA	C60C9602000	4500	кг/ч	0,15	48	15.06.2009
Массовый расход мазута в котле ст. №16 по	Расходомер (Подающий трубопровод)	M-Point/PROCOM11ZL	R1230795 / 230795	10	м³/ч	1	24	15.08.2009

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпове-рочный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)
проекту в течение года *y*	Расходомер (Обратный трубопровод)	Promass 80F25-AD2SAAB1AEAA	C40F1502000	10	м³/ч	0,15	48	06.05.2009
Теплота сгорания мазута за год *y*	Калориметрическая бомба	В-08-МА	060	-	Дж/кг	0,10%	12	15.02.2010
	Весы	ВР-2218	306030678	0-220	г	выс	12	15.06.2010
	Набор гирь	Г-2-210	955	1-210	г	F1	12	15.09.2010
Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года *y*	Расходомер	EH-61007	25904	1	кгс/см²	0,5	24	15.06.2009
	Измеритель давления	Метран-43ДИ	Л5467	0-60	кгс/см²	0,5	24	15.04.2009
		КСУ-1	600102	0-60	кгс/см²	1,5	12	14.01.2010
	Измеритель температуры	ТХК, КСП-1	805003	0-600	°С	1,5	12	01.10.2010
Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года *y*	Расходомер	Метран-22-ДД-2450	5932	250	кПа	0,5	36	15.05.2009
	Измеритель давления	Метран-22ДИ	5716	0-60	кгс/см²	0,5	24	15.05.2009
	Измеритель температуры	ТХА, ИПМ0399/М3	12-1437	0-1000	°С	0,5	24	15.11.2009
Выработка тепловой энергии	Расходомер	Метран-150 CD3	875991	160	кПа	0,5	36	15.10.2009

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межповерочный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)
котлом ст. №15 по проекту в течение года *y*	Измеритель давления	Метран-150 CG5	875513	0-6	МПа	0,5	36	15.10.2009
	Измеритель температуры	ТХА, ИПМ0399/М3	12-1773	0-1000	°С	0,5	24	15.11.2009
Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года *y*	Расходомер	Метран-100ДД	823386	250	кПа	0,5	36	15.11.2008
	Измеритель давления	Сапфир-22ДИ	502141	0-60	кгс/см²	0,5	24	15.10.2010
	Измеритель температуры	ТХА, ИПМ0399/М2	11-5139	0-1000	°С	0,5	24	15.12.2010
Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 по проекту в течение года *y*	Расходомер	Diff -El	850589	1,53	кгс/см²	0,5	24	15.05.2010
	Измеритель давления	Press-El	800837	0-50	кгс/см²	0,5	24	15.05.2010
	Измеритель температуры	Термопара NiCr-Ni*	-	0-500	°С	-	-	Калибровка не требуется
Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 по проекту в течение года *y*	Расходомер	Diff-El	652510	1,53	кгс/см²	0,5	24	15.05.2009
	Измеритель давления	Press-El	601055	0-50	кгс/см²	0,5	24	15.05.2009
	Измеритель температуры	Термопара NiCr-Ni*	-	0-500	°С	-	-	Калибровка не требуется

Параметр измерения	**Марка, тип прибора**		**Заводской номер**	**Предел измерения**	**Единицы измерения**	**Погрешность, класс точности**	**Межпове-рочный интервал (мес.)**	**Дата последней поверки (калибровки)**
Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 в течение года *y*	Расходомер	Метран-100ДД	153081	0,4	кгс/см²	0,5	36	15.04.2010
	Измеритель давления	Метран-43ДИ	Л6697	0-25	кгс/см²	0,5	24	15.04.2010
	Измеритель температуры	ТХК, КСП-1	803622	0-400	°С	0,05/1,5	12	15.11.2010
Отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года *y*	Расходомер	Метран-100ДД	153085	0,63	кгс/см²	0,5	24	15.03.2010
	Измеритель давления	Сапфир-22ДИ	156845	0-25	кгс/см²	0,5	24	15.02.2010
	Измеритель температуры	ТСП-100П автолог*	-	0-400	°С	-	-	Калибровка не требуется
Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года *y*	Счетчик электрической энергии	САЗУ И 670м	909998	-	кВт*час	2	48	15.03.2007
Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года *y*	Счетчик электрической энергии	САЗУ И 670м	707874	-	кВт*час	2	48	I кв.08 г.

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпове-рочный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)
Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года *y*	Счетчик электрической энергии	САЗУ И 670м	575043	-	кВт*час	2	48	07.04.2011

***** Для данных датчиков температуры конструктивно не предусмотрена возможность поверки (калибровки), они либо работают в заданном диапазоне с установленными метрологическими характеристиками, либо подлежат замене на исправные.

B.6. Процедуры сбора первичных данных

Сбор и запись данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии с Разделом B.3.

Реализация проекта предусматривает реконструкцию котельной с установкой центрального пульта управления котлами, подключение котлоагрегатов к системе автоматического управления технологическими процессами (АСУТП) комбината. АСУТП обеспечивает сбор и обработку первичных 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 *y* 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 *y* (Таблица Д.1, 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 *y* (Таблица Д.1, ИН 5) определяется как среднее значение в конце года *y*.

3. Выработка тепловой энергии котлами ТЭС по проекту в течение года *y* (Таблица Д.2, 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 *y* (Таблица Д.2, ИН 10) и отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года *y* (Таблица Д.2, ИН 11) определяются на

основании показаний тепловых счетчиков, установленных на ТЭС, ТЭЦ-6, а также у конечных потребителей. Данные об отпуске тепловой энергии еженедельно собираются и архивируются.

5. Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года *y* (Таблица Д.2, ИН 14) и затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года *y* (Таблица Д.2, 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 *y* (Таблица Д.2, 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 *x* (Таблица Д.2, ИН 17) определяется по расчетному алгоритму. Массовые расходы КДО в котлах ст. №№ 14, 15 и16 по проекту в течение года *x* (Таблица Д.2, ИН 18-20) определяются системой автоматизации по заложенному алгоритму. Данные о количестве сжигаемых кородревесных отходов регулярно передаются на блоки управления и архивируются.

8. Количество КДО, поставляемых (на сжигание) от сторонних организаций, определяется 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* (Таблица Д.2, ИН 21), определяется как сумма масс КДО, поставленных в течение года *x*.

9. Массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года *x* (Таблица Д.2, ИН 22) определяется по количеству машин на специализированном узле приемки и учета.

10. Анализ влажности ОСВ осуществляется ежесуточно лабораторией ТЭС. Средняя влажность ОСВ за год *x* (Таблица Д.2, 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».

B.7. Хранение информации

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) ежесуточно 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 в отчеты еженедельно. 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. Данные оперативных журналов 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/CMP.1,* будут храниться в течение минимум двух лет с момента последнего выпуска ЕСВ. Данные хранятся в бумажном и электронном видах. Ответственным за сбор и хранение данных является главный инженер технологической электростанции.

Источники первичных данных приведены в Таблице B.7.1.

Таблица B.7.1. 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 *y*	"Справка по сжиганию основного и вспомогательного топлива на ТЭС"
Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года *y*	
Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года *y*	
Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года *y*	
Массовый расход КДО в котле ст. №9 по проекту в течение года *y*	
Массовый расход КДО в котле ст. №14 по проекту в течение года *y*	
Массовый расход КДО в котле ст. №15 по проекту в течение года *y*	
Массовый расход КДО в котле ст. №16 по проекту в течение года *y*	
Количество КДО, поставленных на БЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года y	"Баланс образования и использования древесных отходов и коры по Братской промплощадке"
Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года *y*	"Приложение к отчету по энергоресурсам"
Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 по проекту в течение года *y*	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 по проекту в течение года *y*	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года *y*	
Выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года *y*	

Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года *y*	
Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года *y*	"Суточная ведомость показаний электросчетчиков по ГРУ-6 кВ ТЭС-2"
Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года *y*	
Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года *y*	"Отчет о распределении энергоресурсов"
Средняя низшая теплота сгорания мазута за год *y*	Форма 6-ТП
Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС по проекту в течение года *y*	
Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года *y*	"Отчет о распределении покупной тепловой и электрической энергии"

B.8. Причастность третьих лиц

Третьим лицом выступает ООО "Автоматика-Сервис".

B.9. Меры контроля и гарантии качества мониторинга

Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Братске сертифицировано по стандарту ISO 9001 «Системы менеджмента качества» и руководствуется в своей деятельности требованиями данного стандарта.

B.9.1. Контроль качества и гарантии качества измерения первичных данных

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества измерения первичных данных
Таблица Д.1, 1-4	Низкая	Расходомеры мазута проходят регулярную поверку. Показания расходомеров сверяются с показаниями уровнемеров в мазутохранилище.
Таблица Д.1, ИН 5	Низкая	Лабораторное оборудование проходит регулярную поверку. Результаты лабораторного анализа сверяются с сертификатами поставщика топлива.
Таблица Д.2, ИН 6-13	Низкая	Тепловые счетчики проходят регулярную поверку, показания сверяются с балансовыми данными.

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/ низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества измерения первичных данных
Таблица Д.2, ИН 14-16	Низкая	Электросчетчики проходят регулярную поверку.
Таблица Д.2, ИН 17-20	Низкая	Алгоритм определения расхода КДО постоянно совершенствуется исходя из эксплуатационных данных о работе котлов.
Таблица Д.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 Д.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.

B.9.2. Внутренние проверки

Ответственность за реализацию проекта совместного осуществления со стороны Центрального офиса возложена на Начальника отдела охраны труда и промышленной безопасности Ивана Чухломина (Приказ № ГД-120 от 06.07.2010). Дважды в год проводятся проверка и анализ хода выполнения проекта на уровне Центрального офиса и Филиалов. Проверки и анализ проводятся на основании данных и рекомендаций, предоставляемых ООО «СиСиДжиЭс». Первый анализ проводится в период май-июнь на основании результатов верификации сокращений, второй анализ проводится в октябре на основании данных, полученных в ходе тренинга и предварительной оценки сокращений за январь-сентябрь. По результатам проверки и анализа разрабатываются рекомендации по совершенствованию плана мониторинга и по максимизации сокращений выбросов парниковых газов.

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

- директора по охране труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске Сикова Н.Т.

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

- главного инженера технологической электростанции Андреева И.Н.

Ответственность за своевременную поверку измерительных приборов, необходимых для мониторинга, возложена на:

- главного метролога Никонова В.Н.

Ответственность за проверку отчетов о ходе реализации проектов возложена на:

- главного энергетика Янкаускаса А.К.

Внутренняя проверка отчета о ходе реализации проекта в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске осуществляется главным энергетиком Андреем Янкаускасом. По результатам проверки отчета о ходе реализации проекта за 2010 г. был составлен акт внутреннего аудита (Акт №.3 от 29.03.2011 г.)

Полномочия вышеприведенных лиц подтверждены приказом №ГД 21 от 04.02.2011 г.

Не менее одного раза в год под руководством директора по охране труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности на предприятии проводится комплексная проверка соблюдения процедур мониторинга. В 2010 г. такая проверка была проведена 7 апреля. В проверке принимали участие специалисты ООО «СиСиДжиЭс». По результатам проверки отчета о ходе реализации проекта был составлен акт внутреннего аудита (Акт №.1 от 12.04.2010 г.)

B.9.3. Перекрестные проверки

Проверка первичных данных осуществляется путем перекрестной проверки различных источников, в которых фиксируются эти данные.

Проверка отчетов о ходе реализации проекта выполняется как сотрудниками Филиала ОАО «Группа»Илим» в г. Братске, так и сотрудниками ООО «СиСиДжиЭс».

В ООО «СиСиДжиЭс» проверка отчетов выполняется директором Департамента реализации проектов 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 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).

B.9.4. Тренинги

Персонал ТЭС, чья работа связана с эксплуатацией реконструированных котлов, прошел обучение, организованное производителем оборудования. Весь обслуживающий персонал имеет надлежащую квалификацию и действующие разрешения на работу с основным оборудованием ТЭС. Новые работники, которые должны 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, экологической и пожарной 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 раза в год ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске осуществляют проведение тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором, проверкой, хранением и передачей первичных данных. В 2010 г. такой тренинг был проведен 12-25 октября (Акт №2 от 26.10.2010).

Руководство по мониторингу детально описывающее действия каждого члена рабочей группы, было утверждено и действует на предприятии.

B.10. Процедуры мониторинга в чрезвычайных ситуациях

При возникновении на предприятии чрезвычайных ситуаций, затрагивающих систему мониторинга проекта (аварии оборудования, выход из строя измерительных приборов и пр.), специалистами ОАО «Группа» Илим» и ООО «СиСиДжиЭс» проводится анализ возникшей ситуации, разрабатываются альтернативные схемы мониторинга и измерений на период таких ситуаций, а также корректирующие действия для оборудования и/или плана мониторинга.

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.

B.11. Производственный экологический контроль

Предприятие сертифицировано на соответствие международной системе экологического менеджмента ИСО 14001 и международным требованиям Лесного попечительского совета (FSC).

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 осуществляется 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.

РАЗДЕЛ Г. 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 2010 году снизилось на 45 тыс. тонн. В связи с этим снизились выбросы диоксидов серы на 324 т, оксидов углерода – на 146 т, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 151 т, взвешенных веществ на 273 т. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составил 894 т.

Таблица Г.1. Изменение выбросов вредных веществ в атмосферу на ТЭЦ-6, т

Загрязняющее вещество	Численное значение
Взвешенные вещества	-273
Диоксид серы (SO_2)	-324
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO_2)	-151
Оксид углерода (CO)	-146
Всего выбросов	**-894**

РАЗДЕЛ Д. Данные мониторинга

Д.1. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ по проекту

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
1. $FC^{m}_{RFO,9,PJ,y}$	Массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	3 091
2. $FC^{m}_{RFO,14,PJ,y}$	Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	4 062
3. $FC^{m}_{RFO,15,PJ,y}$	Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	719
4. $FC^{m}_{RFO,16,PJ,y}$	Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	5 223
5. $NCV_{RFO,y}$	Средняя низшая теплота сгорания мазута за год *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж/т	и	Еженедельно	100 %	Электронный и документальный	39,80

Д.2. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ для исходных условий

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
6. $HG_{9,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	796 970
7. $HG_{14,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 043 652
8. $HG_{15,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 274 447
9. $HG_{16,PJ,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	854 265
10. HS_y^{total}	Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	18 540 647
11. $HS_{CHPP6,PJ,y}$	Отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	9 024 815
12. $HG_{11,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	5 079 455

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
13. $HG_{12,y}$	Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	5 191 943
14. $EG_{CHPP2,PJ,y}$	Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	МВт·ч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	33 103
15. $EC_{CHPP2,PJ,y}$	Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	МВт·ч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	16 514
16. $EC_{BH,PJ,y}$	Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	МВт·ч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	30 570
17. $FC^{m}_{BWW,9,PJ,y}$	Массовый расход КДО в котле ст. №9 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	126 987
18. $FC^{m}_{BWW,14,PJ,y}$	Массовый расход КДО в котле ст. №14 по проекту в течение года *x*	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	155 525
19. $FC^{m}_{BWW,15,PJ,y}$	Массовый расход КДО в котле ст. №15 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	224 227
20. $FC^{m}_{BWW,16,PJ,y}$	Массовый расход КДО в котле ст. №16 по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	120 156

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
21. $BWW^{m}_{side,PJ,y}$	Количество КДО, поставленных на БЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	и	По мере поступления КДО	100 %	Электронный и документальный	86 721
22. $FC^{m}_{WWS,BH,PJ,y}$	Массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года *y*	Энергетическая служба комбината	т	и	С каждой партией ОСВ	100 %	Электронный и документальный	0*
23. $W_{WWS,PJ,y}$	Средняя влажность ОСВ по проекту за год *y*	Энергетическая служба комбината	%	и	Ежесуточно	100 %	Электронный и документальный	0*

* ОСВ в 2010 г. не сжигался.

Д.3. Данные, подлежащие сбору для определения утечек

Утечки отсутствуют

РАЗДЕЛ Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Е.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.;

$$PE_{RFO,y} = FC^m_{RFO,PJ,y} \times NCV_{RFO,y} \times EF_{CO2,RFO},$$

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

$$FC^m_{RFO,PJ,y} = FC^m_{RFO,9,PJ,y} + FC^m_{RFO,14,PJ,y} + FC^m_{RFO,15,PJ,y} + FC^m_{RFO,16,PJ,y},$$

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

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

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

$FC^m_{RFO,16,PJ,y}$ - 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;

$EF_{CO2,RFO}$ - 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 $EF_{CO2,RFO}$ = 0,0774 т CO_2-экв/ГДж.

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

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года *y*, т CO_2-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 CO_2-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;

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

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 *y*, 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 *y*, ГДж;

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

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 *y*, 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 *y*, ГДж;

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

где $HG_{CHPP2,BL,y}$ – производство тепловой энергии котлами в ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года *y*, 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 *y*, т CO_2-экв.;

$$BE_{lignite,y} = FC_{lignite,BL,y}^{add} \times EF_{CO2,lignite},$$

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 *y*, 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 *y*, 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 *y*, 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 *y*;

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

где $HS_{THPP,PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям от ТЭС по проекту в течение года *y*, 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. В соответствии с энергетическими характеристиками турбин был принят равным: $K_{turbine}^{heat}$ = 1,310 [С1, раздел Б.1];

η_{boiler} – коэффициент полезного действия котельных агрегатов ТЭЦ-6, принят равным: η_{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].

$EF_{CO2,lignite}$ - 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 $EF_{CO2,lignite}$ =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.;

$$BE_{grid,y} = EC_{grid,BL,y}^{add} \times EF_{CO2,grid,y},$$

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*, МВт·ч;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$HG_{BH,BL,y} = HG_{15,BL,y}.$$

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

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

$$\mathrm{ES}^{\mathrm{add}}_{\mathrm{CHPP6,BL,y}} = \frac{HS^{add}_{CHPP6,BL,y} \times K^{electricity}_{turbine} \times \left(1 - SEC_{auxiliary,CHPP6}\right)}{3{,}6},$$

где $K^{electricity}_{turbine}$ – коэффициент изменения выработки электроэнергии турбиной при изменении отпуска теплоты от производственного отбора пара. В соответствии с энергетической характеристикой турбин принят равным: $K^{electricity}_{turbine}$ = 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].

$EF_{CO2,grid,y}$ - коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из внешней сети, в течение года *y*, т CO_2-экв./МВт·ч. 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: $\mathrm{EF}^{2010}_{CO2,grid,y}$ = 0,55 т CO_2-экв./МВт·ч.

$BE_{BWW,dump,y}$ – 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].

$$BE_{BWW,dump,y} = \left(1 - w_{lignin,BWW}\right) \times k_{BWW} \times \frac{C_{BWW}^{db}}{100} \times \left(1 - \frac{W_{BWW}}{100}\right) \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times \left(1 - \zeta_{OX}\right) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH4} \times GWP_{CH4} \times$$
$$\times \sum_{x=2001}^{x=y} \left(BWW_{dump,BL,x}^{m,add} \times e^{-k_{BWW}(y-x)}\right),$$

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, м^3/кг углерода, принят равным: a = 1,87 м^3/кг углерода [С8, стр.24];

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

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

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

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

ρ_{CH4} – плотность метана, кг/м^3, принята равной: ρ_{CH4} = 0,714 кг/м^3 [С1, раздел Д.4];

GWP_{CH4} – потенциал глобального потепления для метана, т CO_2-экв./т CH_4, принят равным: GWP_{CH4} = = 21 т CO_2-экв./т CH_4 [С8, стр.12];

y – год, для которого рассчитываются сокращения выбросов CO_2-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 CH_4 от разложения на свалке дополнительного количества КДО по

сценарию исходных условий в течение года *y*. 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 гг. приводятся в Таблице Е.2.1.

Таблица Е.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 No.9	т	142 290	131 360	158 093	186 365	153 206	192 763	189 830
Котел No.14	т	-	-	-	215 999	263 572	287 278	271 974
Котел No.15	т	101 194	122 560	114 575	130 230	23 877	11 122	-
Котел No.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 Е.2.2.

Таблица Е.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]

$$BE_{WWS,dump,y} = \left(1 - w_{lignin,WWS}\right) \times k_{WWS} \times \frac{C_{WWS}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times \left(1 - \zeta_{OX}\right) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH4} \times GWP_{CH4} \times \sum_{x=2010}^{x=y} \left(WWS_{dump,BL,x}^{dry,add} \times e^{-k_{WWS}(y-x)}\right),$$

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].

Причем при расчете выбросов метана для каждого года *y* используются данные по дополнительному вывозу ОСВ на свалку, начиная с 2010 г.

Е.3. Расчет утечек парниковых газов

Опция не требуется. Утечки отсутствуют [С1, раздел Б.3].

Е.4. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

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

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

или

$$ER_y = ER_{CO2,y} + ER_{CH4,y},$$

где $ER_{CO2,y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 в течение года y, т CO_2-экв.;

$$ER_{CO2,y} = ER_{CO2,RFO,y} + ER_{CO2,lignite,y} + ER_{CO2,grid,y},$$

где $ER_{CO2,RFO,y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 от сжигания мазута в утилизационных котлах в течение года y, т CO_2-экв.;

$$ER_{CO2,RFO,y} = BE_{RFO,y} - PE_{RFO,y}.$$

$ER_{CO2,lignite,y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 от сжигания бурого угля в котлах ТЭЦ-6 в течение года y, т CO_2-экв.;

$$ER_{CO2,lignite,y} = BE_{lignite,y}.$$

$ER_{CO2,grid,y}$ – сокращение выбросов диоксида углерода CO_2 от сжигания ископаемого топлива на сетевых электростанциях в течение года y, т CO_2-экв.;

$$ER_{CO2,grid,y} = BE_{grid,y}.$$

$ER_{CH4,y}$ – сокращение выбросов метана CH_4 в течение года y, т CO_2-экв.;

$$ER_{CH4,y} = ER_{CH4,BWW,dump,y} + ER_{CH4,WWS,dump,y},$$

где $ER_{CH4,BWW,dump,y}$ – сокращение выбросов метана CH_4 от разложения на свалке КДО в течение года y, т CO_2-экв.;

$$ER_{CH4,BWW,dump,y} = BE_{BWW,dump,y}.$$

$ER_{CH4,WWS,dump,y}$ – сокращение выбросов метана CH_4 от разложения на свалке ОСВ в течение года *y*, т CO_2-экв.;

$$ER_{CH4,WWS,dump,y} = BE_{WWS,dump,y}$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Е.4.1.

Таблица Е.4.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2010 г.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение
Сокращения выбросов ПГ по сценарию исходных условий	$BE_{NG,y}$	т CO_2-экв	191 168
Сокращения выбросов ПГ по проекту	$PE_{NG,y}$	т CO_2-экв	40 341
Сокращения выбросов ПГ	ER_y	т CO_2-экв	**150 827**

Е.5. Анализ отклонения сокращений выбросов ПГ от зарегистрированных в проектной документации

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за 2010 г. составляет 293 005 т CO_2-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили 150 827 т CO_2-экв, что ниже прогноза на 142 178 т CO_2-экв или на 48,5 %.

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

1. Дополнительное потребление электроэнергии из сети оказалось выше прогнозного (Табл. Е.5.1). Предполагалось, что в 2010 г. пар от кородревесных котлов ст. №№ 14-16, установленных в котельной, будет поступать по вновь смонтированному паропроводу на турбины ТЭС-2 (в рамках работ по модернизации тепловой схемы). Однако в 2010 г. работы по установке нового паропровода выполнены не были и дополнительная электроэнергия не вырабатывалась. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 14,0 % (Табл. Е.5.2).
2. Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов относительно прогноза[2]. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 11,4 %.
3. Увеличение потребления мазута котлами, сжигающими кородревесные отходы. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 6,8 %.
4. Отсутствие сжигания осадка сточных вод. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 4,1 %.
5. Снижение количества кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку в 2010 г. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 3,6 %.

   Снижение объемов КДО, предотвращенных к вывозу на свалку, наблюдалось также в 2008 и 2009 гг. [С17], что повлияло на снижение сокращений в 2010 г. на 5,3% и 3,4% соответственно.

Таблица Е.5.1. Показатели работы предприятия в 2010 г

Параметр	Единица измерения	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта
Дополнительное потребление электроэнергии из сети	МВт·ч	9 302	83 972
Отпуск тепла за счет работы кородревесных котлов	ГДж	2 869 529	2 652 358

[2] Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов относительно прогноза объясняется снижением количества потребляемого топлива.
Планировалось, чтоб будет сожжено 705 000 тонн КДО, а по факту было сожжено 627 000 (снижение на 11%).
Планировалось, что будет сожжено 20 000 тонн (а.с.в.) ОСВ, а по факту он не сжигался.

Параметр	Единица измерения	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта
Потребление мазута кородревесными котлами	т	263 142	521 202
Сжигание осадка сточных вод	т а.с.в	20 122	0
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку	т	303 681	160 111

Таблица Е.5.2. Влияние различных факторов на снижение количества ЕСВ

Фактор	Снижение ЕСВ относительно проектных значений	
	т CO_2-экв	%
Увеличение потребления электроэнергии из сети	-41 069	-14,02
Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов	-33 281	-11,36
Увеличение потребления мазута котлами	-19 974	-6,82
Отсутствие сжигания осадка сточных вод	-12 011	-4,10
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2010 г.	-10 442	-3,56
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2009 г.	-15 406	-5,26
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2008 г.	-9 996	-3,41
Всего	**-142 178**	**-48,52**

ООО «СиСиДжиЭс»
01.06.2011 г.

Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов

Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

[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/CMP.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/KP/CMP/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 CO_2 от передвижных источников – Руководство к расчетным листам. Вашингтон, округ Колумбия: Институт мировых ресурсов.

[C16] Технико-экономическое обоснование «Модернизация энергетического блока» III этап. Пояснительная записка. Разработка технологических схем и компоновочных решений. Иркутск, 2006 г.

[C17] Отчет о ходе реализации проекта совместного осуществления «Утилизация отходов биомассы в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Российская Федерация» за 2008, 2009 гг.

[C18] Технический отчет о пуско-наладочных работах котла Е-90-3,9-440 ДФТ №15/ООО «ТЭЧ-Сервис» (Свидетельство №0267-2009-2903000781-С-3). Братск, 2010

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.

3.2. 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.