



«УТВЕРЖДАЮ»



Генеральный директор

Пол Херберт

«16» октября 2012 г.

Отчет

о ходе реализации проекта совместного осуществления «Утилизация отходов биомассы в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Российская Федерация» за период 01.01.2011 г. - 30.09.2012 г.

(для подачи в Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Сбербанк России в составе заявления о выпуске в обращение единиц сокращения выбросов в соответствии с п.21-23 Постановления Правительства РФ от 15.09.2011 № 780 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»)

Исполнитель: ООО «СиСиДжиЭс», г. Архангельск

**Санкт-Петербург
2012**

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 | 23 |
| Раздел Д. Данные мониторинга | 24 |
| 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» | 47 |

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

Сектора¹: 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: 01.01.2011 г. - 30.09.2012 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.

Проект утвержден Министерством экономического развития России (приказ №709 от 30.12.2010) [С19].

Проект также имеет письмо одобрения Франции [С20].

Сокращения выбросов парниковых газов за период с 1 января 2011 г. по 31 декабря 2011 г. составили **177 208** т CO₂-экв.

Сокращения выбросов парниковых газов за период с 1 января 2012 г. по 30 сентября 2012 г. составили **179 369** т CO₂-экв.

Суммарный объем сокращений выбросов парниковых газов за период с 1 января 2011 г. по 30 сентября 2012 года составил **356 577** т CO₂-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 особый подход для проектов совместного осуществления [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.6.2. Методология плана мониторинга

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

А.7. Разработчик отчетов о ходе реализации проектов

ООО «СиСиДжиЭс»

Контактное лицо: Владимир Дьячков, директор департамента мониторинга выбросов парниковых газов

e-mail: v.dyachkov@ccgs.ru

РАЗДЕЛ Б. Осуществление деятельности по проекту

Б.1. Ход осуществления деятельности по проекту

Б.1.1. Этапы реализации 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 кородревесных отходов. | июнь 2007 г. – июнь 2010 г. |
| Строительство паропровода от котельной до турбин ТЭС-2. | Отложено |

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

1. Монтаж паропровода длиной 1 200 м от котельной до ТЭС-2, отложен.
2. Начало сжигания осадка сточных вод отложено.

Б.2. Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга

1. Монтаж паропровода длиной 1 200 м от котельной до турбин ТЭС-2 отложен. Генеральным директором была подписана заявка на строительство паропровода от котельной до турбин ТЭС-2 на основании которой были выделены средства на предоплату по материалам и оборудованию, но в связи с кризисом финансирование в 2011 г приостановлено [С21]. Таким образом, в 2011 -2012 гг выработка электроэнергии на основе сжигания КДО не производилась. Это повлияло на изменение схемы мониторинга. В частности пар от котлов №№14,15,16 поступает не на турбины ТЭС-2, а непосредственно потребителям (см. Раздел В.3).
2. Начало сжигания осадка сточных вод отложено. 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.
3. В связи с плановым выводом из эксплуатации в 2010 г котла №9 [С22, 23] отсутствуют точки мониторинга подачи топлива и выработки тепловой энергии на этом котле.
4. При определении количества КДО, дополнительно вывозимого на свалку по сценарию исходных условий (относительно объемов, вывозимых по проекту) включены также те объемы КДО, которые согласно PDD считаются поставляемыми со стороны. Дело в том, что фактически по балансовой принадлежности данные КДО являются собственными отходами, и по сценарию исходных условий были бы вывезены на свалку (см. Раздел Е.2).
5. Расчет сокращений выбросов ПГ за период 01.01.2012-30.09.2012 выполнен с учетом того, что периодом мониторинга является не полный год, а 9 месяцев. Некоторые величины были

скорректированы на 9 месяцев путем умножения на коэффициент $K=9/12$. Необходимые пояснения к расчетам представлены в разделе Е.

РАЗДЕЛ V. Описание системы мониторинга

V.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 мониторинга выбросов парниковых газов 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 Кнотского 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 приказе №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 мониторинга выбросов парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс». Вся информация передается по электронной почте.

Департамент мониторинга выбросов парниковых газов 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 предприятии, 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 проверки и внесения необходимых изменений в отчет, директор департамента мониторинга выбросов парниковых газов 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.

ООО "Автоматика-Сервис" выступает в качестве третьего лица, выполняющего поверку измерительных устройств.

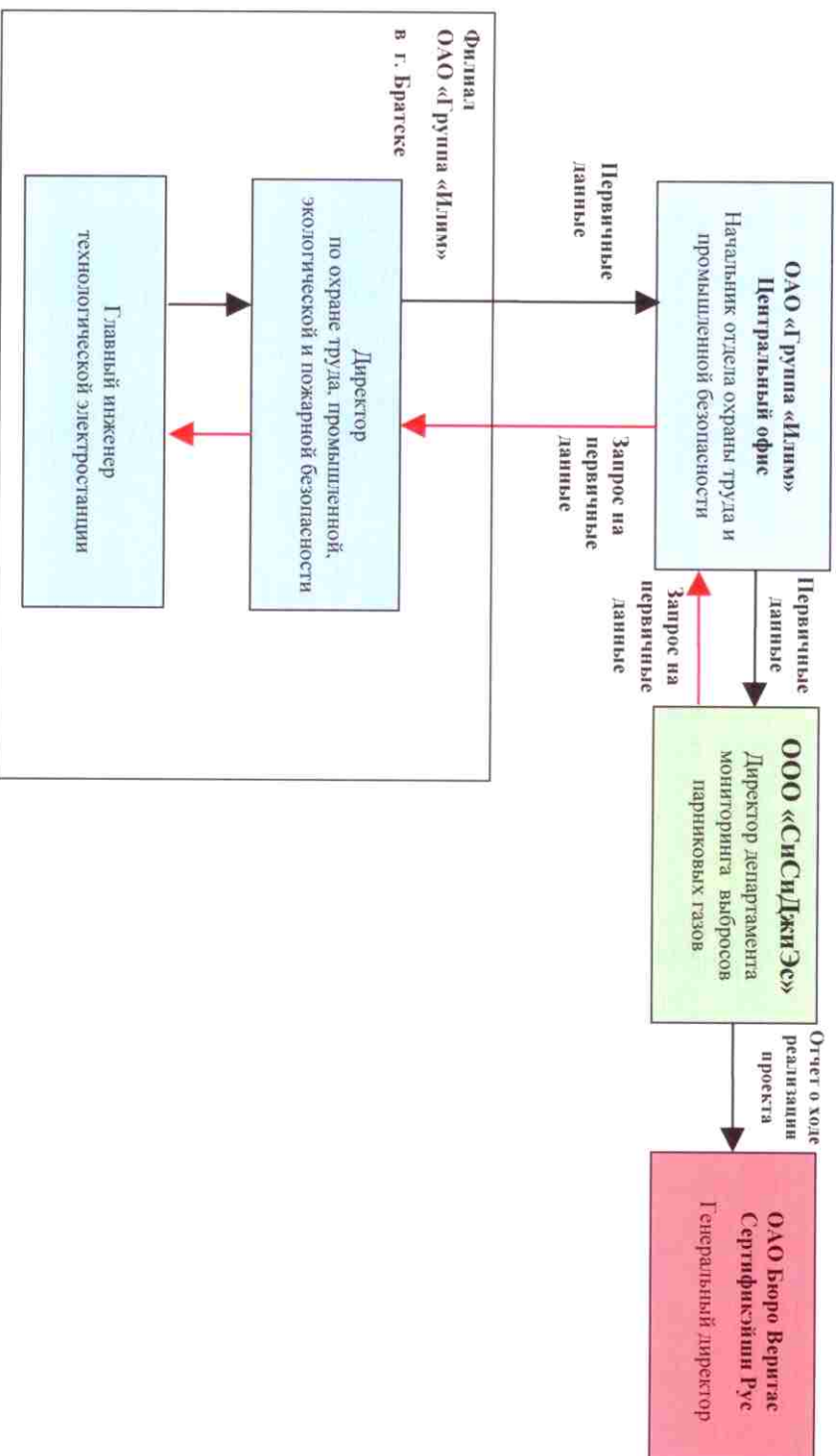


Рис. В.1.1. Схема передачи информации (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)

В.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);
- проверку 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 мониторинга парниковых газов);
- взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ (директор департамента мониторинга парниковых газов);
- подготовку и проведение тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор департамента мониторинга парниковых газов).

ООО "Автоматика-Сервис" выступает в качестве третьего лица, выполняющего проверку измерительных устройств.

В.3. Схема расположения точек мониторинга

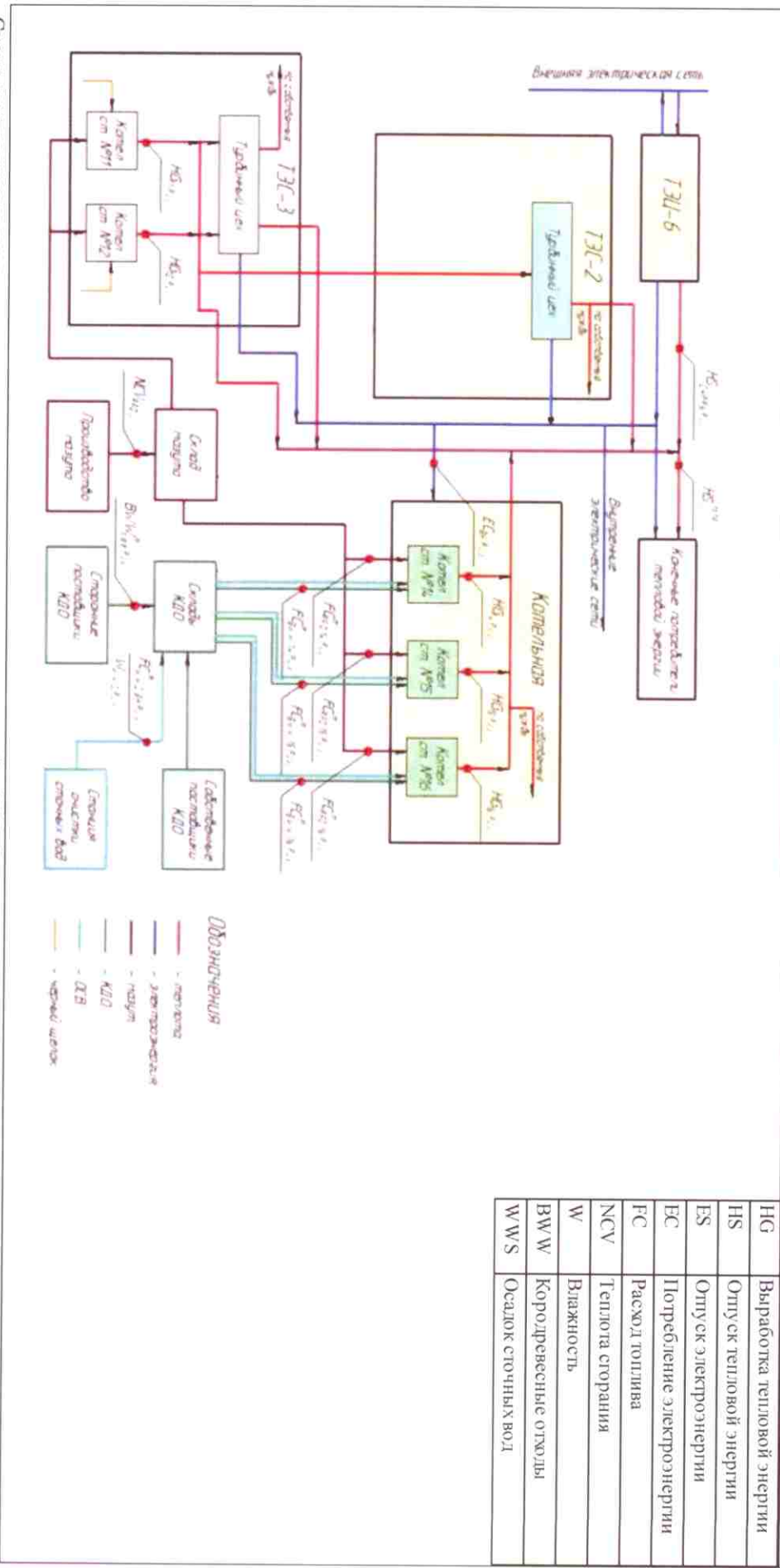


Схема расположения точек мониторинга отличается от схемы, приведенной в РДД. В частности, отсутствуют точки мониторинга подачи топлива и выработки тепловой энергии на котле №9, а также выработки электроэнергии на турбинах ТЭС-2. Отсутствие точек мониторинг на котле №9 объясняется плановым выводом его из эксплуатации [С22,23]. Отсутствие точки мониторинга выработки электроэнергии на турбинах ТЭС-2 объясняется отставанием от графика работ по модернизации тепловой схемы [С21].

В.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 снятия для поверки прибора устанавливается резервный поверенный. Работа оборудования без приборов учета и контроля не допускается.

В.5. Перечень и характеристики измерительных приборов

Для мониторинга используются измерительные приборы, соответствующие таким документам, как «Правила учета электроэнергетики», «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 В.5.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

Таблица В.5.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов ШГ

| Параметр измерения | Марка, тип прибора | | Заводской номер | Предел измерения | Единицы измерения | Погрешность, класс точности | Межовые-рочный интервал (лет) | Дата поверки, калибровка |
|--|------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------------------|--|
| | | | | | | | | |
| Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года, у | Расходомер (Подлючный трубопровод) | Micro-Motion F100S-131SBFZHZZZ | 532382 / M.3704516 | 8 | м³/ч | 1 | 2 | 03.11.2010 |
| | Расходомер (Обратный трубопровод) | Micro-Motion F100S-131SBFZHZZZ | 532308 / M.3703534 | 8 | м³/ч | 1 | 2 | 03.11.2010 |
| Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года, у | Расходомер (Подлючный трубопровод) | Promass 80F40-AD6SAAADAAAAA | C60C9502000 | 4500 | кг/ч | 0,15 | 4 | 15.06.2009 |
| | Расходомер (Обратный трубопровод) | Promass 80F40-AD6SAAADAAAAA | C60C9602000 | 4500 | кг/ч | 0,15 | 4 | 15.06.2009 |
| Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года, у | Расходомер (Подлючный трубопровод) | Promass 80F25-AD2SAAV1AEAA | C40F1502000 | 3600 | кг/ч | 0,15 | 4 | 06.05.2009 |
| | Расходомер (Обратный трубопровод) | Promass 80F25-AD2SAAV1AEAA | C40F1502000 E703CC02000 | 3600 | кг/ч | 0,15 | 4 | 01.07.2011* |
| Теплота сгорания мазута за год, у | Калориметрическая бомба | В-08-МА | 060 | - | Дж/кг | 0,10% | 1 | 04.02.2010 08.02.2011* 17.02.2012* |
| | Весы | ВР-2218 | 306030678 | 0-220 | г | выс | 1 | 23.06.2010 16.06.2011* 20.07.2012* |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года, у | Расходомер | Метран-150ДД | 902069 | 250 | кПа | 0,5 | 4 | 15.10.2010**** |
| | Измеритель давления | Метран-22ДИ | 5716 | 0-60 | кгс/см² | 0,5 | 2 | 15.05.2009 03.05.2011* |
| | Измеритель температуры | ТХА, ИПМ0399/М3 | 12-1437 | 0-1000 | °С | 0,5 | 2 | 08.11.2011** |

| Параметр измерения | Марка, тип прибора | | Заводской номер | Предел измерения | Единицы измерения | Погрешность, класс точности | Межповерочный интервал (лет) | Даты поверок, калибровок |
|---|------------------------|---------------------|-----------------|------------------|---------------------|-----------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| | Расходомер | Измеритель давления | | | | | | |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года, у | Измеритель температуры | ТХА, ИПМ0399/М3 | 12-1773 | 0-1000 | °С | 0,5 | 2 | 15.11.2010 |
| | Расходомер | Метран-150/ДД | 849467 | 250 | кПа | 0,5 | 3 | 21.05.2009***** 20.04.2012* |
| | Измеритель давления | Сапфир-22/ДИ | 502141 | 0-60 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 15.10.2010 |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года, у | Измеритель температуры | ТХА, ИПМ0399/М2 | 11-5139 | 0-1000 | °С | 0,5 | 2 | 15.12.2010 |
| | Расходомер | Diff-EI | 850589 | 1,53 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 11.05.2010 05.06.2012* |
| | Измеритель давления | Press-EI | 800837 | 0-50 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 11.05.2010 05.06.2012* |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 по проекту в течение года, у | Измеритель температуры | Термопары NiCr-Ni | - | 0-500 | °С | - | - | Калибровка не требуется*** |
| | Расходомер | Diff-EI | 652510 | 1,53 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 15.05.2009 13.05.2011* |
| | Измеритель давления | Press-EI | 601055 | 0-50 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 15.05.2009 12.05.2011* |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 по проекту в течение года, у | Измеритель температуры | Термопары NiCr-Ni | - | 0-500 | °С | - | - | Калибровка не требуется*** |
| | Расходомер | Метран-100/ДД | 153081 | 0,4 | кгс/см ² | 0,5 | 3 | 15.04.2010 |
| | Измеритель давления | Метран-43/ДИ | Д6697 | 0-25 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 15.04.2010 |
| Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 и ТЭЦ-6 в течение года | Измеритель температуры | Сапфир-22/ДИ | 807280 | 0-25 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 30.08.2010 29.08.2012**** |
| | Измеритель температуры | ТХК, Ш9321 | 0412626 | 0-500 | °С | 0,05/1 | 2 | 19.08.2011***** |
| | Расходомер | Метран-100/ДД | 153085 | 0,63 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 09.03.2010 27.03.2012* |
| Отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года, у | Измеритель давления | Сапфир-22/ДИ | 156845 | 0-25 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 15.02.2010 |
| | Измеритель температуры | Сапфир-22/ДИ | 813190 | 0-25 | кгс/см ² | 0,5 | 2 | 24.11.2010***** |
| | Измеритель температуры | ТСП-100П автолог | - | 0-400 | °С | - | - | Калибровка не требуется**** |

| Параметр измерения | Марка, тип прибора | Заводской номер | Предел измерения | Единицы измерения | Погрешность, класс точности | Максимальный интервал (лет) | Дата поверки, калибровка | |
|--|-------------------------------|-----------------|------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------------|
| Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года, у | Счетчик электрической энергии | САЗУ И 670м | 575043 | - | кВт*час | 2 | 4 | 1 квартал 2008 07.04.2011* |

* - поверка осуществлялась в период остановки оборудования;

** - поверка осуществлялась путем установки резервного прибора на период поверки основного (см. Табл. В.5.2);

*** - 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;

**** - замена прибора (см. Табл. В.5.3).

Таблица В.5.2. Перечень приборов, поверка которых осуществлялась с заменой на резервные

| Измеряемый параметр | Основной измерительный прибор | Резервный измерительный прибор (используется в период поверки основного прибора) |
|---|--|--|
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 | Измеритель температуры / ТХА, ИПМ0399/М3/ Зав.№ 12-1437 Дата поверки 15.11.2011 | Измеритель температуры / ТХА, ИПМ0399/М3 / Зав.№ 11-5139 Дата поверки 15.12.2010 Период поверки 2 года |

Таблица В.5.3. Перечень замененных приборов

| Измеряемый параметр | Первоначально установленный | | Новый установленный | | Комментарии |
|--|--|--|---|---|---|
| | Измеритель температуры ТНК КСР-1 Класс точности 0,05/1,5 Зав.№. 803622 | Измеритель температуры ТХК Ш9321 Класс точности 0,05/1 Зав.№ 0412626 | Измеритель давления Метран-43/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. Д16697 | Измеритель давления Сапфир-22/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 807280 | |
| Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭЦ-6 | Измеритель температуры ТНК КСР-1 Класс точности 0,05/1,5 Зав.№. 803622 | Измеритель температуры ТХК Ш9321 Класс точности 0,05/1 Зав.№ 0412626 | Измеритель давления Метран-43/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. Д16697 | Измеритель давления Сапфир-22/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 807280 | Замена на прибор с более высоким классом точности Замена на прибор с тем же классом точности |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 | Расходомер Метран-22-ДД-2450 Класс точности 0,5 Зав.№. 5932 | Расходомер Метран-150/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 902069 | Расходомер Метран-100/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 823386 | Расходомер Метран-150/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 849467 | Замена на прибор с тем же классом точности (Прибор с Зав.№. 5932 переведен в резерв) |
| Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 | Расходомер М-Point/ПРОСОМ11ZL Класс точности 1 Зав.№. 30795 / 230795 | Расходомер Promass 80F25-AD2SAV1AEAA Класс точности 0,15 Зав.№. 40F1502000 | Расходомер Метран-100/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 823386 | Расходомер Метран-150/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 849467 | Замена на прибор с более высоким классом точности |
| Массовый расход мазута в котле ст. №16 | Измеритель давления Сапфир-22/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 156845 | Измеритель давления Сапфир-22/ДИ Класс точности 0,5 Зав.№. 813190 | | | Замена на прибор с тем же классом точности |

В.6. Процедуры сбора первичных данных

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 у определяется на основании показаний расходомеров мазута. Показания расходомеров сверяются с показаниями уровнемеров в мазутохранилище. Массовые расходы мазута в котлах ст. №№ 14, 15 и 16 по проекту в течение года у (Таблица Д.1, ИН 2-4) определяются на основании показаний расходомеров мазута, установленных на прямых и обратных линиях подачи мазута на котлы.
2. Анализ нижней теплоты сгорания мазута еженедельно осуществляется лабораторией ТЭС. Результаты лабораторного анализа сверяются с сертификатами поставщиков топлива. Средняя низшая теплота сгорания мазута за год у (Таблица Д.1, ИН 5) определяется как среднее значение в конце года у.
3. Выработка тепловой энергии котлами ТЭС по проекту в течение года у (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 у (Таблица Д.2, ИН 10) и отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года у (Таблица Д.2, ИН 11) определяются на основании показаний тепловых счетчиков. Данные об отпуске тепловой энергии еженедельно собираются и архивируются.
5. Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года у (Таблица Д.2, ИН 14) и затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года у (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 у (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. Массовые расходы КДО в котлах ст. №№ 14, 15 и 16 по проекту в течение года х (Таблица Д.2, ИН 18-20) определяются системой автоматизации по заложенному алгоритму. Данные о количестве сжигаемых кородревясных отходов регулярно передаются на блоки управления и архивируются.

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

В.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) 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 нижней теплоты сгорания мазута в отчеты еженедельно. Отчеты передаются в ПТО.

Специалисты производства щепы ведут оперативные журналы, в которые ежедневно заносят данные о количестве КДЮ, сжигаемом в котельной. Данные оперативных журналов передаются в ПТО.

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

Данные, подлежащие мониторингу и требующие для верификации в соответствии с параграфом 37 *Решения 9/СМР.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 В.7.1.

Таблица В.7.1. Документы, в которых фиксируются данные для мониторинга

| Первичные данные | Документ, в котором фиксируется параметр |
|--|---|
| Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года.у | "Справка по сжиганию основного и вспомогательного топлива на ТЭС" |
| 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. №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 | "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 | |
| Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года.у | |
| Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года.у | |
| Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года.у | |
| Средняя низшая теплота сгорания мазута за год.у | |
| Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС по проекту в течение года.у | Форма 6-ТПП |
| Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года.у | |

В.8. Причастность третьих лиц

Третьим лицом выступает ООО "Автоматика-Сервис".

В.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.

| В.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, 2-4 | 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. |
| Таблица Д.2, Ин 14-16 | Низкая | Электросчетчики проходят регулярную поверку. |
| Таблица Д.2, Ин 17-20 | Низкая | Алгоритм определения расхода КДЮ постоянно совершенствуется исходя из эксплуатационных данных о работе котлов. |

В.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). Ежегодно проводится проверка и анализ хода выполнения проекта на уровне Центрального офиса и Филиалов.

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.
- 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.

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

В.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 мониторинга выбросов парниковых газов 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).

В.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.

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

В.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 электроэнергия снижается, в то время как отпуск тепла от ТЭЦ-6 и потребление электроэнергии из сети увеличиваются. Если процесс потребления КДЮ 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.

В случае выхода из строя расходомера мазута на каком-либо котле учет ведут расчетным путем по времени работы мазутных горелок на данном котле (время работы фиксируется в оперативном журнале) и максимально возможному расходу мазута на горелки (паспортные данные).

В случае выхода из строя калориметрической бомбы, пробы топлива на период ремонта передаются для анализа в другую сертифицированную лабораторию, имеющую поверенное оборудование (например, в теплотехническую лабораторию Северного Арктического Федерального Университета).

В случае выхода из строя приборов, измеряющих выработку и потребление тепла, мониторинг параметра на период не более 15 суток в течение года, осуществляется 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». При превышении периода работы без приборной регистрации какого-либо параметра более 15 суток, к расчету принимается его расчетное или наиболее консервативное (в отношении объемов снижения выбросов ПП) значение из численного ряда, включающего проектные данные и показания приборов, зафиксированные с момента начала мониторинга проекта.

В случае выхода из строя электросчетчика на собственные нужды учет ведется расчетным путем на основании времени работы оборудования (фиксируется в оперативном журнале) и установленной мощности оборудования (паспортные данные).

Все инциденты, которые происходят на предприятии, регистрируются отделом главного энергетика и службой технического контроля отдела охраны труда и экологии в обязательном порядке.

В.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 за 2011 г. снизилось на 22 тыс. тонн. При этом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составило 437 т (см. Табл. Г.1).

Потребление угля на ТЭЦ-6 за период с 01.01.2012 г. по 30.09.2012 г. снизилось на 38,7 тыс. тонн. Снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составило 770 т.

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

| Загрязняющее вещество | 2011 г | 2012 г. (январь-сентябрь) |
|--|-------------|---------------------------|
| Взвешенные вещества | -133 | -235 |
| Диоксид серы (SO ₂) | -158 | -279 |
| Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂) | -74 | -130 |
| Оксид углерода (СО) | -71 | -126 |
| Всего выбросов | -437 | -770 |

РАЗДЕЛ I. Данные мониторинга**Д.1. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ по проекту**

| Идентификационный номер, обозначение | Наименование показателя | Источник данных | Единица измерения | Измеренный (н), подсчитанный (п), оцененный (о) | Частота записи данных | Доля данных, подлежащих мониторингу | Способ хранения (электронный/ документальный) | 2011 г. | 2012 г. (январь-сентябрь) |
|--------------------------------------|--|---------------------------------|-------------------|---|-----------------------|-------------------------------------|---|---------|---------------------------|
| 1. $FC_{RFO,9,P,U}^{tm}$ | Массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | т | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 0 | 0 |
| 2. $FC_{RFO,14,P,U}^{tm}$ | Массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | т | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 2 609 | 670 |
| 3. $FC_{RFO,15,P,U}^{tm}$ | Массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | т | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 188 | 85 |
| 4. $FC_{RFO,16,P,U}^{tm}$ | Массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | т | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 2 243 | 750 |
| 5. $NCU_{RFO,U}$ | Средняя низшая теплота сгорания мазута за год y | Энергетическая служба комбината | ГДж/т | и | Еженедельно | 100 % | Электронный и документальный | 40,15 | 39,65 |

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) | 2011 г. | 2012 г. (январь-сентябрь) |
|--------------------------------------|---|---------------------------------|-------------------|---|-----------------------|-------------------------------------|---|------------|---------------------------|
| 6. $NG_{9,PL,y}$ | Выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 0 | 0 |
| 7. $NG_{14,PL,y}$ | Выработка тепловой энергии котлом ст. №14 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 787 776 | 735 610 |
| 8. $NG_{15,PL,y}$ | Выработка тепловой энергии котлом ст. №15 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 1 817 464 | 1 325 663 |
| 9. $NG_{16,PL,y}$ | Выработка тепловой энергии котлом ст. №16 по проекту в течение года y | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 940 471 | 790 786 |
| 10. NS_y^{total} | Общий отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭС и ТЭС-6 в течение года y | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 18 448 320 | 13 634 811 |

| Идентификационный номер, обозначение | Наименование показателя | Источник данных | Единица измерения | Измеряемый (и), подсчитанный (п), оцененный (о) | Частота записи данных | Доля данных, подлежащих мониторингу | Способ хранения (электронный/ документальный) | 2011 г. | 2012 г. (январь-сентябрь) |
|---------------------------------------|--|---------------------------------|-------------------|---|-----------------------|-------------------------------------|---|-----------|---------------------------|
| 11. <i>НС_(НПР6, ПД, У)</i> | 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 | 9 173 947 | 6 388 424 |
| 12. <i>НГ_(1, У)</i> | Выработка тепловой энергии котлом ст. №11 в течение года у | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 5 087 992 | 3 617 735 |
| 13. <i>НГ_(12, У)</i> | Выработка тепловой энергии котлом ст. №12 в течение года у | Энергетическая служба комбината | ГДж | и, п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 5 114 056 | 3 770 804 |
| 14. <i>ЕГ_(ЭНП2, ПД, У)</i> | Выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года у | Энергетическая служба комбината | МВт·ч | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 0* | 0* |
| 15. <i>ЕС_(ЭНП2, ПД, У)</i> | Затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года у | Энергетическая служба комбината | МВт·ч | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 0* | 0* |
| 16. <i>ЕС_(ВН, ПД, У)</i> | Затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года у | Энергетическая служба комбината | МВт·ч | и | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 33 381 | 27 211 |

| 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) | 2011 г. | 2012 г. (январь-сентябрь) |
|--------------------------------------|---|---------------------------------|-------------------|---|-------------------------|-------------------------------------|---|---------|---------------------------|
| 17. FC^m <i>ВИИВ.9.Р1.У</i> | Массовый расход КДЮ в котле ст. №9 по проекту в течение года.У | Энергетическая служба комбината | т | п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 0 | 0 |
| 18. FC^m <i>ВИИВ.14.Р1.У</i> | Массовый расход КДЮ в котле ст. №14 по проекту в течение года.Х | Энергетическая служба комбината | т | п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 135 651 | 160 181 |
| 19. FC^m <i>ВИИВ.15.Р1.У</i> | Массовый расход КДЮ в котле ст. №15 по проекту в течение года.У | Энергетическая служба комбината | т | п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 352 815 | 249 410 |
| 20. FC^m <i>ВИИВ.16.Р1.У</i> | Массовый расход КДЮ в котле ст. №16 по проекту в течение года.У | Энергетическая служба комбината | т | п | Непрерывно | 100 % | Электронный и документальный | 184 529 | 158 637 |
| 21. $ВИИ^m$ <i>side.Р1.У</i> | Количество КДЮ, поставленных на ВЦЖК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года.У | Энергетическая служба комбината | т | и | По мере поступления КДЮ | 100 % | Электронный и документальный | 0 | 0 |
| 22. FC^m <i>ВИИВ.ВН.Р1.У</i> | Массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года.У | Энергетическая служба комбината | т | и | С каждой партией ОСВ | 100 % | Электронный и документальный | -** | -** |

| Идентификационный номер, обозначение | Наименование показателя | Источник данных | Единица измерения | Измеренный (н), подчитанный (п), оцененный (о) | Частота записи данных | Доля данных, подлежащих мониторингу | Способ хранения (электронный/ документальный) | 2011 г. | 2012 г. (январь-сентябрь) |
|--------------------------------------|---|---------------------------------|-------------------|--|-----------------------|-------------------------------------|---|---------|---------------------------|
| 23. И _{ИЭС.Р.У} | Средняя влажность ОСВ по проекту за год | Энергетическая служба комбината | % | и | Ежедневно | 100 % | Электронный и документальный | -** | -** |

* - электроэнергия на базе сжигания КДО не вырабатывалась

** - в 2011-2012 гг ОСВ не сжигался

Д.3. Данные, подлежащие сбору для определения утечек

Утечки отсутствуют

РАЗДЕЛ E. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

E.1. Расчет выбросов парниковых газов по проекту

Общие выбросы парниковых газов (ПГ) по проекту в течение года u , т CO₂-экв.:

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

где $PE_{RPO,y}$ - выбросы ПГ от сжигания мазута в утилизационных котлах по проекту в течение года u , т CO₂-экв.;

$$PE_{RPO,y} = FSC_{RPO,PI,y}^{m} \times NSCV_{RPO,y} \times EF_{CO_2,RPO}$$

где $FSC_{RPO,PI,y}^{m}$ - массовый расход мазута в утилизационных котлах по проекту в течение года u , т;

$$FSC_{RPO,PI,y}^{m} = FSC_{RPO,9,PI,y}^{m} + FSC_{RPO,14,PI,y}^{m} + FSC_{RPO,15,PI,y}^{m} + FSC_{RPO,16,PI,y}^{m}$$

где $FSC_{RPO,9,PI,y}^{m}$ - массовый расход мазута в котле ст. №9 по проекту в течение года u , т;

$FSC_{RPO,14,PI,y}^{m}$ - массовый расход мазута в котле ст. №14 по проекту в течение года u , т;

$FSC_{RPO,15,PI,y}^{m}$ - массовый расход мазута в котле ст. №15 по проекту в течение года u , т;

$FSC_{RPO,16,PI,y}^{m}$ - массовый расход мазута в котле ст. №16 по проекту в течение года u , т.

$NSCV_{RPO,y}$ - средняя низшая теплота сгорания мазута за год u , ГДж/т;

$EF_{CO_2,RPO}$ - коэффициент эмиссии CO₂ для сжигания мазута, т CO₂-экв/ГДж. Согласно «Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г» [С6] на весь период действия проекта принят равным $EF_{CO_2,RPO} = 0,0774$ т CO₂-экв/ГДж.

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

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года $у$, т CO_2 -экв.:

$$BE_y = BE_{RFQ,y} + VE_{ИГЭС,y} + VE_{генд,y} + VE_{ВЭЧ,дипр,y} + VE_{ИПЭС,дипр,y}$$

где $BE_{RFQ,y}$ - выбросы ПГ от сжигания мазута в утилизационных котлах по сценарию исходных условий в течение года $у$, т CO_2 -экв.;

$$BE_{RFQ,y} = FC_{RFQ,ВЛ,y} \times EF_{CO_2,RFQ}$$

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

$$FC_{RFQ,ВЛ,y} = FC_{RFQ,9,ВЛ,y} + FC_{RFQ,10,ВЛ,y} + FC_{RFQ,15,ВЛ,y}$$

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

$$FC_{RFQ,9,ВЛ,y} = NG_{9,ВЛ,y} \times SFC_{RFQ,9}$$

где $NG_{9,ВЛ,y}$ - выработка тепловой энергии котлом ст. №9 по сценарию исходных условий в течение года $у$, ГДж;

$$NG_{9,ВЛ,y} = \text{MIN}(NG_{PJ,y}; NG_9^{\text{max}}),$$

где $NG_{PJ,y}$ - производство тепловой энергии утилизационными котлами по проекту в течение года $у$, ГДж;

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

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

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

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

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

NG_9^{max} - максимальное количество тепловой энергии, которое может быть произведено котлом ст. №9 в течение года, было принято: $NG_9^{\text{max}} = 1\,125\,026$ ГДж [С1, раздел Б.1]. Для периода мониторинга

$$01.01.2012-30.09.2012 \text{ } NG_9^{\text{max}} = 1\ 125\ 026 / 12 * 9 = 843\ 769,5 \text{ ГДж}$$

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

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

$$FC_{RFO,10,bl,y} = NG_{10,bl,y}^* SFC_{RFO,10}^*$$

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

$$NG_{10,bl,y} = \text{MIN}((NG_{r,y} - NG_{9,bl,y}); NG_{10}^{\text{max}}),$$

где NG_{10}^{max} – максимальное количество тепловой энергии, которое может быть произведено котлом ст. №10 в течение года, ГДж, было принято: $NG_{10}^{\text{max}} = 614\ 488 \text{ ГДж [С1, раздел Б.1]}$. Для периода мониторинга 01.01.2012-30.09.2012 $NG_{10}^{\text{max}} = 614\ 488 / 12 * 9 = 460\ 866 \text{ ГДж}$

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

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

$$FC_{RFO,15,bl,y} = NG_{15,bl,y}^* SFC_{RFO,15}^*$$

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

$$NG_{15,bl,y} = \text{MIN}((NG_{r,y} - NG_{(NPP2,bl,y)}); NG_{15}^{\text{max}}),$$

где $NG_{(NPP2,bl,y)}$ – производство тепловой энергии котлами в ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$NG_{(NPP2,bl,y)} = NG_{9,bl,y} + NG_{10,bl,y}^*$$

NG_{15}^{max} – максимальное количество тепловой энергии, которое может быть произведено старым котлом ст. №15 в течение года, ГДж, было принято: $NG_{15}^{\text{max}} = 1\ 339\ 346 \text{ ГДж [С1, раздел Б.1]}$. Для периода

мониторинга 01.01.2012-30.09.2012 $HG_{15}^{\max} = 1\ 339\ 346 / 12 \cdot 9 = 1\ 004\ 509,5$ ГДж

$SFC_{\text{нр0,15}}$ – удельный расход мазута на выработку 1 ГДж теплоты в котле ст. №15, ГДж/ГДж, принят равным:
 $SFC_{\text{нр0,15}} = 0,2810$ ГДж/ГДж [С1, раздел Б.1].

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

$$BE_{\text{испте},y} = F_{\text{испте},\text{ВЛ},y}^{\text{сadd}} \times EF_{\text{CO}_2\text{испте}}$$

где $F_{\text{испте},\text{ВЛ},y}^{\text{сadd}}$ - дополнительное потребление бурого угля на ТЭЦ-6 по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года y , ГДж;

$$F_{\text{испте},\text{ВЛ},y}^{\text{сadd}} = \frac{HS_{\text{ТНРР6,ВЛ},y}^{\text{сadd}} \times K_{\text{тнрвте}}}{\eta_{\text{котле}} \times (1 - NA_{\text{котле}})} \times K_{\text{нр}}$$

где $HS_{\text{ТНРР6,ВЛ},y}^{\text{сadd}}$ – Дополнительный отпуск тепловой энергии от ТЭЦ-6 конечным потребителям по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года y , ГДж;

$$HS_{\text{ТНРР6,ВЛ},y}^{\text{сadd}} = HS_{\text{р1},y} - HS_{\text{ВЛ},y}$$

где $HS_{\text{р1},y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям за счет работы утилизационных котлов по проекту в течение года y , ГДж;

$$HS_{\text{р1},y} = HG_{\text{р1},y} \times SHS_{\text{ТНРР,р1},y}$$

где $SHS_{\text{ТНРР,р1},y}$ – коэффициент отпуска тепловой энергии от ТЭС по проекту в течение года y ;

$$SHS_{\text{ТНРР,р1},y} = \frac{HS_{\text{ТНРР,р1},y}}{HG_{\text{ТНРР,р1},y}},$$

где $HS_{\text{ТНРР,р1},y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям от ТЭС по проекту в течение года y , ГДж;

$$HS_{\text{ТНРР,р1},y} = HS_{\text{нр0},y}^{\text{сadd}} - HS_{\text{СНРР6,р1},y}$$

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

$HS_{снпр3,y}^{снпр6,rl,y}$ – отпуск тепловой энергии (в виде пара) конечным потребителям от ТЭЦ-6 по проекту в течение года y , ГДж.

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

$$HG_{тнпр,rl,y} = HG_{rl,y} + HG_{снпр3,y}^*$$

где $HG_{снпр3,y}$ – производство тепловой энергии котлами ТЭС-3 в течение года y , ГДж;

$$HG_{снпр3,y} = HG_{1,y} + HG_{2,y}^*$$

где $HG_{1,y}$ – выработка тепловой энергии котлом ст. №11 в течение года y , ГДж;

$HG_{2,y}$ – 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;

$$HS_{bl,y} = HG_{bl,y} \times SHS_{тнпр,bl}^*$$

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

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

$$HG_{bl,y} = HG_{9,bl,y} + HG_{10,bl,y} + HG_{15,bl,y}^*$$

$K_{тидинг}^{head}$ – коэффициент изменения расхода свежего пара на турбину при изменении отпуска теплоты от производственного отбора пара. В соответствии с энергетическими характеристиками турбин был принят равным: $K_{тидинг}^{head} = 1,310$ [С1, раздел В.1];

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

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

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

$EF_{CO_2,ignite}$ – 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 $EF_{CO_2,ignite} = 0,101$ 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.;

$$BE_{grid,y} = ES_{grid,bl,y}^{cald} \times EF_{CO_2,grid,y}^c$$

где $ES_{grid,bl,y}^{cald}$ – дополнительное потребление электроэнергии из внешней сети по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года y , МВт·ч;

$$ES_{grid,bl,y}^{cald} = ES_{rl,y} - ES_{bl,y} - ES_{cnpv6,bl,y}^{cald}$$

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

$$ES_{rl,y} = ES_{cnpv2,rl,y} - ES_{bn,rl,y}^c$$

где $ES_{cnpv2,rl,y}$ – отпуск электроэнергии от ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВт·ч;

$$ES_{cnpv2,rl,y} = EG_{cnpv2,rl,y} - ES_{cnpv2,rl,y}^c$$

где $EG_{cnpv2,rl,y}$ – выработка электроэнергии на ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВт·ч;

$$ES_{cnpv2,rl,y}^c - затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВт·ч.$$

$ES_{bn,rl,y}^c$ – затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по проекту в течение года y , МВт·ч.

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

$$ES_{\text{ВЛ},y} = ES_{\text{СНRP2,ВЛ},y} - EC_{\text{ВН,ВЛ},y},$$

где $ES_{\text{СНRP2,ВЛ},y}$ – отпуск электроэнергии от ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВт·ч;

$$ES_{\text{СНRP2,ВЛ},y} = EG_{\text{СНRP2,ВЛ},y} - EC_{\text{СНRP2,ВЛ},y},$$

где $EG_{\text{СНRP2,ВЛ},y}$ – выработка электроэнергии на ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВт·ч;

$$EG_{\text{СНRP2,ВЛ},y} = NG_{\text{СНRP2,ВЛ},y} \times \chi_{\text{СНRP2,ВЛ}},$$

где $\chi_{\text{СНRP2,ВЛ}}$ – коэффициент выработки электроэнергии на ТЭС-2 на базе производства теплоты по сценарию исходных условий, МВт·ч/ГДж, принят равным: $\chi_{\text{СНRP2,ВЛ}} = 0,0372$ МВт·ч/ГДж [С1, раздел Б.1].

$EC_{\text{СНRP2,ВЛ},y}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВт·ч;

$$EC_{\text{СНRP2,ВЛ},y} = NG_{\text{СНRP2,ВЛ},y} \times SEC_{\text{НС,ВН,ВЛ}},$$

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

$EC_{\text{ВН,ВЛ},y}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды котельной по сценарию исходных условий в течение года y , МВт·ч;

$$EC_{\text{ВН,ВЛ},y} = NG_{\text{ВН,ВЛ},y} \times SEC_{\text{НС,ВН,ВЛ}},$$

где $NG_{\text{ВН,ВЛ},y}$ – производство тепловой энергии котлами в котельной по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$NG_{\text{ВН,ВЛ},y} = NG_{15,ВЛ,y},$$

$SEC_{\text{НС,ВН,ВЛ}}$ – удельные затраты электроэнергии на производство одного ГДж теплоты в котельной по сценарию исходных условий, МВт·ч/ГДж, приняты равными: $SEC_{\text{НС,ВН,ВЛ}} = 0,007$ МВт·ч/ГДж

[С1, раздел Б.1].

$ES_{\text{ТЭЦ-6,ВЛ,У}}^{\text{add}}$

– дополнительный отпуск электроэнергии от ТЭЦ-6 на базе теплового потребления по сценарию исходных

условий в сравнении с проектным сценарием в течение года $у$, МВт·ч;

$$ES_{\text{СНРР6,ВЛ,У}}^{\text{add}} = \frac{HS_{\text{СНРР6,ВЛ,У}}^{\text{add}} \times K_{\text{наблюд}}^{\text{электро}} \times \left(1 - SEC_{\text{наблюд,СНРР6}}\right)}{3,6},$$

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

$SEC_{\text{наблюд,СНРР6}}$ – удельные затраты электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ-6, приняты равными: $SEC_{\text{наблюд,СНРР6}} = 0,04$ [С12, стр.18].

$EF_{\text{CO}_2, \text{grid, У}}$ – коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из внешней сети, в течение года $у$, 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: $EF_{\text{CO}_2, \text{grid, У}}^{2011} = 0,542$ т CO_2 -экв./МВт·ч, $EF_{\text{CO}_2, \text{grid, У}}^{2012} = 0,534$ т CO_2 -экв./МВт·ч

$BE_{\text{ВИИВ, дмпр, У}}$ – выбросы CH_4 от разложения на свалке дополнительного количества КДЮ по сценарию исходных условий в течение года $у$, т CO_2 -экв.;

Численное значение $BE_{\text{ВИИВ, дмпр, У}}$ определяется по модели «Расчет сокращений выбросов CO_2 -эквивалента от предотвращения вывоза биомассы на свалку или от утилизации биомассы со свалки», разработанной «VTG biomass technology group В.У» на основе [С8].

$$BE_{\text{ВИИВ, дмпр, У}}^E = \left(1 - W_{\text{ignit, ВИИВ}}\right) \times k_{\text{ВИИВ}} \times \frac{C_{\text{сдп}}}{100} \times \left(1 - \frac{W_{\text{ВИИВ}}}{100}\right) \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\rho}{100}\right) \times (1 - \zeta_{\text{OX}}) \times \frac{V_m}{100} \times R_{\text{CH}_4} \times GWP_{\text{CH}_4} \times \sum_{x=2001}^{x=y} \left(W_{\text{ВИИВ, дмпр, ВЛ, x}}^{\text{m, add}} \times e^{-k_{\text{ignit}}(1-x)} \right)$$

где $V_{добр, вл, x}^{m, add}$ – дополнительный вывоз КДЮ на свалку по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием (количество утилизированной свежей биомассы) в течение года x , т.

$$V_{добр, вл, x}^{m, add} = \text{МАХ}(0; F_{ВНВ, р, l, x}^{m, max} - F_{ВНВ, вл, x}^{m, max} - V_{сид, р, l, x}^{m, max})$$

где $F_{ВНВ, р, l, x}^{m, max}$ – массовый расход КДЮ в утилизационных котлах по проекту в течение года x , т;

$$F_{ВНВ, р, l, x}^{m, max} = F_{ВНВ, 9, р, l, x}^{m, max} + F_{ВНВ, 14, р, l, x}^{m, max} + F_{ВНВ, 15, р, l, x}^{m, max} + F_{ВНВ, 16, р, l, x}^{m, max}$$

где $F_{ВНВ, 9, р, l, x}^{m, max}$ – массовый расход КДЮ в котле ст. №9 по проекту в течение года x , т;

$F_{ВНВ, 14, р, l, x}^{m, max}$ – массовый расход КДЮ в котле ст. №14 по проекту в течение года x , т;

$F_{ВНВ, 15, р, l, x}^{m, max}$ – массовый расход КДЮ в котле ст. №15 по проекту в течение года x , т;

$F_{ВНВ, 16, р, l, x}^{m, max}$ – массовый расход КДЮ в котле ст. №16 по проекту в течение года x , т.

$F_{ВНВ, вл, x}^{m, max}$ – максимальное количество КДЮ, которое может быть сожжено в утилизационных котлах по сценарию исходных условий в течение года, т:

$$F_{ВНВ, вл, x}^{m, max} = F_{ВНВ, 9}^{m, max} + F_{ВНВ, 10}^{m, max} + F_{ВНВ, 15}^{m, max}$$

где $F_{ВНВ, 9}^{m, max}$ – максимальное количество КДЮ, которое может быть сожжено в котле ст. №9 в течение года,

т, принято равным: $F_{ВНВ, 9}^{m, max} = 189\ 830$ т [С1, раздел Б.1]; для периода мониторинга 01.01.2012-

30.09.2012 $F_{ВНВ, 9}^{m, max} = 189\ 830 / 12 * 9 = 142\ 372,5$ т;

$F_{ВНВ, 10}^{m, max}$ – максимальное количество КДЮ, которое может быть сожжено в котле ст. №10 в течение года, т,

принято равным: $F_{ВНВ, 10}^{m, max} = 60\ 003$ т [С1, раздел Б.1]; для периода мониторинга 01.01.2012-

30.09.2012 $F_{ВНВ, 10}^{m, max} = 60\ 003 / 12 * 9 = 45\ 002,25$ т;

$F_{ВНВ, 15}^{m, max}$ – максимальное количество КДЮ, которое может быть сожжено в котле ст. №15 в течение года, т,

принято равным: $F_{ВНВ, 15}^{m, max} = 130\ 230$ т [С1, раздел Б.1]; для периода мониторинга 01.01.2012-

30.09.2012 $F_{ВНВ, 15}^{m, max} = 130\ 230 / 12 * 9 = 97\ 672,5$ т.

$ВИW_{side,PI,x}^{in}$ - количество КДЮ, поставленных на ВЦКК (на сжигание) от сторонних организаций по проекту в течение года x , т. При подготовке настоящего отчета, выяснилось, что объемы КДЮ, которые согласно РДД считаются поставляемыми со стороны, фактически по балансовой принадлежности являются собственными отходами, и по сценарию исходных условий безусловно были бы вывезены на свалку. Поэтому в данном отчете для всех годов x принято $ВИW_{side,PI,x}^{in} = 0$.

$W_{предм,ВИW}$ – доля лигнина в С для КДЮ, принята равной: $W_{предм,ВИW} = 0,25$ [С8, стр.43];

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

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

$W_{ВИW}$ – влагосодержание КДЮ, %, принято равным: $W_{ВИW} = 60\%$ [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 СО₂-экв./т СН₄, принят равным: $GWP_{CH_4} = 21$ т СО₂-экв./т СН₄ [С8, стр.12];

Y – год, для которого рассчитываются сокращения выбросов СО₂-экв., год;

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

$VE_{CH_4,landfill,x}$ – выбросы СН₄ от разложения на свалке дополнительного количества ОСВ по сценарию исходных условий в течение года x , т СО₂-экв;

Численное значение $BE_{ИПС,дмп,х}$ определяется по модели «Расчет сокращений выбросов SO_2 -эквивалента от предотвращения вывоза биомассы на свалку или от утилизации биомассы со свалки», разработанной «ВТГ biomass technology group В.У» на основе [С8]

$$BE_{ИПС,дмп,х} = \left(1 - W_{Илим,ИПС}\right) \times k_{ИПС} \times \frac{C_{ИПС}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\rho}{100}\right) \times (1 - \zeta_{OX}) \times \frac{V_{m}}{100} \times R_{CH4} \times GIP_{CH4} \times \sum_{x=2010}^{x=Y} \left(ИПС_{дмп,Bl,x}^{dny,add} \times e^{-k_{ИПС}(Y-x)}\right)$$

где $ИПС_{дмп,Bl,x}^{dny,add}$ – дополнительный вывоз абсолютно сухого ОСВ на свалку по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием в течение года x , т.а.с.в;

$$ИПС_{дмп,Bl,x}^{dny,add} = F_{ИПС,Pl,x}^{cdny}$$

где $F_{ИПС,Pl,x}^{cdny}$ – количество абсолютно сухого ОСВ, сожженного по проекту в течение года x , т.а.с.в.;

$$F_{ИПС,Pl,x}^{cdny} = F_{ИПС,ВН,Pl,x}^{cdny}$$

где $F_{ИПС,ВН,Pl,x}^{cdny}$ – расход абсолютно сухого ОСВ в котельной по проекту в течение года x , т.а.с.в;

$$F_{ИПС,ВН,Pl,x}^{cdny} = F_{ИПС,ВН,Pl,x}^{cm} \times \frac{100 - W_{ИПС,Pl,x}}{100},$$

где $F_{ИПС,ВН,Pl,x}^{cm}$ – массовый расход ОСВ в котельной по проекту в течение года x , т.;

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

$W_{Илим,ИПС}$ – доля лигнина в С для ОСВ, принята равной: $W_{Илим,ИПС} = 0,25$ [С8, стр.43];

$k_{ИПС}$ – постоянная скорости распада для ОСВ, год⁻¹, принята равной: $k_{ИПС} = 0,185$ [С15, стр.6];

$C_{ИПС}^{db}$ – содержание органического углерода в ОСВ на сухую массу, %, принято равным: $C_{ИПС}^{db} = 41\%$ [С16].

В связи с тем, что периодом мониторинга является не целый год, а только период с 01 января по 30 сентября 2012 г. (9 месяцев), сокращения выбросов метана от разложения КДО, предотвращенных к вывозу на свалку за предыдущие годы (2001-2011 гг.), определены путем умножения результатов за полный 2012 г. на коэффициент $k=9/12$, то есть учтены пропорционально рассматриваемому периоду.

Е.3. Расчет утечек парниковых газов

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

Е.4. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

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

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{или} \quad ER_y = ER_{\text{CO}_2,y} + ER_{\text{CH}_4,y},$$

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

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

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.;

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

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

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

$ER_{\text{CO}_2,\text{grid},y}$ – 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.;

$$ER_{\text{CH}_4,y} = ER_{\text{CH}_4,\text{WWT},\text{dimp},y} + ER_{\text{CH}_4,\text{WTS},\text{dimp},y},$$

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

$$ER_{\text{CH}_4,\text{WWT},\text{dimp},y} = BE_{\text{WWT},\text{dimp},y},$$

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

$$ER_{\text{CH}_4,\text{WTS},\text{dimp},y} = BE_{\text{WTS},\text{dimp},y}$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Е.4.1.

Таблица Е.4.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ.

| Параметр | Обозначение | Единица измерения | 2011 г | 01.01.2012-30.09.2012 | Всего за период 01.01.2011-30.09.2012 |
|---|-------------|------------------------|----------------|-----------------------|---------------------------------------|
| Сокращения выбросов ПГ по сценарию исходных условий | $BE_{NG,y}$ | т CO ₂ -экв | 192 872 | 183 988 | 376 860 |
| Сокращения выбросов ПГ по проекту | $PE_{NG,y}$ | т CO ₂ -экв | 15 664 | 4 619 | 20 283 |
| Сокращения выбросов ПГ | ER_y | т CO ₂ -экв | 177 208 | 179 369 | 356 577 |

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

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за период 01.01.2011 г. – 30.09.2012 г. составляет 603 446 т CO₂-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили 356 577 т CO₂-экв, что ниже прогноза на 246 869 т CO₂-экв или на 40,9%.

Далее приводится более подробный анализ по каждому году.

Анализ отклонения сокращений выбросов ПГ от зарегистрированных в проектной документации для 2011 г.

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за 2011 г. составляет 334 188 т CO₂-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили 177 208 т CO₂-экв, что ниже прогноза на 156 980 т CO₂-экв или на 46,97%.

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 2011 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 2011 г. работы по установке нового паропровода выполнены не были и дополнительная электроэнергия не вырабатывалась. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 51 429 т CO₂-экв или на 15,39 % (Табл. Е.5.2).
2. Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов относительно прогноза². Данный фактор снизил количество ЕСВ на 72 628 т CO₂-экв или на 21,73 %.
3. Отсутствие сжигания осадка сточных вод. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 24 395 т CO₂-экв или на 7,3 %.
4. Снижение количества кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку за период до 2011 г. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 10 413 т CO₂-экв или на 3,12 %.

² Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов относительно прогноза объясняется снижением количества потребляемого топлива. Планировалось, что будет сожжено 705 тыс. тонн КДО, а по факту было сожжено 673 тыс. тонн. Планировалось, что будет сожжено 24 тыс. тонн (а.с.в.) ОСВ, а по факту он не сжигался.

5. Снижение количества кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку в 2011 г. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 782 т CO₂-экв на 0,23 %.

Однако существует и положительный фактор, который незначительно повысил количество ЕСВ, а именно:

- уменьшение потребления мазута котлами, сжигающими кородревесные отходы. Данный фактор увеличил количество ЕСВ на 2 666 т CO₂-экв или на 0,8 %.

Таким образом, с учетом как отрицательных, так и положительных факторов, общее снижение количества ЕСВ составило 156 980 т CO₂-экв или 46,97% от уровня, заложенного в проектно-технической документации.

Таблица Е.5.1. Показатели работы предприятия в 2011 г.

| Параметр | Единица измерения | Проектная документация | Отчет о ходе реализации проекта |
|---|-------------------|------------------------|---------------------------------|
| Дополнительное потребление электроэнергии из внешней сети | МВт·ч | 12 693 | -82 193 |
| Отпуск тепла за счет работы кородревесных котлов | ГДж | 2 865 889 | 2 391 971 |
| Потребление мазута кородревесными котлами | ГДж | 236 824 | 202 385 |
| Сжигание осадка сточных вод | т а.с.в | 24 146 | 0 |
| Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку | т | 303 681 | 292 932 |

Таблица Е.5.2. Влияние различных факторов на снижение количества ЕСВ в 2011 г

| Фактор | Снижение ЕСВ относительно проектных значений | |
|---|--|---------------|
| | т CO ₂ -экв | % |
| Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов | -72 628 | -21,73 |
| Увеличение потребления электроэнергии из сети | -51 429 | -15,39 |
| Уменьшение потребления мазута котлами | 2 666 | 0,80 |
| Отсутствие сжигания осадка сточных вод в 2010-2011 гг | -24 395 | -7,30 |
| Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2011 г. | -782 | -0,23 |
| Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку до 2011 г | -10 413 | -3,12 |
| Всего | -156 980 | -46,97 |

Анализ отклонения сокращений выбросов ПГ от зарегистрированных в проектной документации для 2012 г. (январь-сентябрь).

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за период с 1 января 2012 г. по 30 сентября 2012 г. составляет 269 258 т CO₂-экв³. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили 179 369 т CO₂-экв, что ниже прогноза на 89 889 т CO₂-экв или на 33,38%.

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 (см. Табл. Е.5.3). Предполагалось, что в 2012 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 2012 г. работы по установке нового паропровода выполнены не были и дополнительная электроэнергия не вырабатывалась. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 48 900 т CO₂-экв или на 18,16% (см. Табл. Е.5.4).
2. Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов относительно прогноза на 131 261 ГДж или на 6,1%. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 20 116 т CO₂-экв или на 7,47%.
3. Отсутствие сжигания осадка сточных вод. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 26 016 т CO₂-экв или на 9,66%.
4. Снижение количества кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку за период до 2012 г. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 8 017 т CO₂-экв или на 2,98%.

Однако существуют и положительные факторы, которые повысили количество ЕСВ, а именно:

1. Уменьшение потребления мазута котлами, сжигающими кородревесные отходы на 117 943 ГДж или на 66,4%. Данный фактор увеличил количество ЕСВ на 9 129 т CO₂-экв или на 3,39%.
2. Увеличение количества кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку в 2012 г на 55 420 т или на 24,3%. Данный фактор повысил количество ЕСВ на 4 031 т CO₂-экв на 1,50%.

Таким образом, с учетом как отрицательных, так и положительных факторов, общее снижение количества ЕСВ составило 89 889 т CO₂-экв или 33,38% от уровня, заложенного в проектно-технической документации.

Таблица Е.5.3. Показатели работы предприятия в 2012 г. (январь-сентябрь)

| Параметр | Единица измерения | Проектные показатели* | Фактические показатели |
|---|-------------------|-----------------------|------------------------|
| Дополнительное потребление электроэнергии из внешней сети | МВт·ч | 9 520 | -82 053 |
| Отпуск тепла за счет работы кородревесных котлов | ГДж | 2 149 417 | 2 018 156 |
| Потребление мазута кородревесными котлами | ГДж | 177 618 | 59 676 |
| Сжигание осадка сточных вод | т а.с.в | 18 110 | 0 |
| Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку | т | 227 761 | 283 181 |

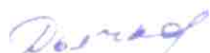
* - Проектные показатели за период 01.01.2012 г. - 30.09.2012 г. получены путем умножения проектных показателей за полный 2012 г. на коэффициент k=9/12.

³ Величина получена путем умножения проектных сокращений за полный 2012 г. (359 011 т CO₂-экв) на коэффициент k=9/12

Таблица Е.5.4. Влияние различных факторов на снижение количества ЕСВ в 2012 г.

| Фактор | Снижение ЕСВ относительно проектных значений | |
|---|--|---------------|
| | т CO ₂ -экв | % |
| Увеличение потребления электроэнергии из сети | -48 900 | -18,16 |
| Уменьшение отпуска тепла от кородревесных котлов | -20 116 | -7,47 |
| Уменьшение потребления мазута котлами | 9 129 | 3,39 |
| Отсутствие сжигания осадка сточных вод в 2010-2012 гг | -26 016 | -9,66 |
| Увеличение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2012 г. | 4 031 | 1,50 |
| Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку до 2012 г | -8 017 | -2,98 |
| Всего | -89 889 | -33,38 |

ООО «СиСиДжиЭс»
16.10.2012 г.



Владимир Дьячков, директор департамента мониторинга выбросов парниковых газов

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/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/KP/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 CO₂ 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.
- [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] Отчет о ходе реализации проекта совместного осуществления «Утилизация отходов биомассы в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Братске, Российская Федерация» за 2010 г.

- [С19] Приказ Министерства экономического развития России №709 от 30.12.2010. Об утверждении перечня проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата.
- [С20] Письмо одобрения Франции от 24.02.2011.
- [С21] Протокол технического совещания №26 от 10.12.2011.
- [С22] Приказ №1618а от 17.12.2010 О выводе из эксплуатации котельного агрегата №9.
- [С23] Паспорт котельного агрегата №9 (запись о выводе котла из эксплуатации).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор



002 февраля 2012 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

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

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящее Положение устанавливает порядок контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов «Мониторинг проектов направленных на сокращение выбросов парниковых газов от предприятий и/или на увеличение их поглощения пользователями» далее – «Проекты».

2. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов выполняется во взаимодействии между структурными подразделениями (департаментом) ООО «СибИлДжиК» далее – «Компания») и в каждом проекте (далее – «Проект»);
- 1.7. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов осуществляется при передаче на экспертизу независимой организации.

2 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- 2.1. Проектная документация, подготовленная сотрудниками 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 недостатков выявленных замечаний и согласование внесённых изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 2.1.3. Проверка проектной документации директором Департамента мониторинга выбросов парниковых газов или по его поручению другим сотрудником Департамента мониторинга выбросов парниковых газов;
 - 2.1.4. Устранение недостатков выявленных замечаний и согласование внесённых изменений с директором Департамента мониторинга выбросов парниковых газов.

- 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 мониторинга выбросов парниковых газов;
- 2.1.8. Передача проектной документации Генеральному директору и Клиенту;
- 2.2. По выполнению 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 мониторинга выбросов парниковых газов выполняет проверку тех разделов проектной документации, в которых описывается план и процедура мониторинга проекта. Другие разделы проверяет при необходимости и 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 мониторинга выбросов парниковых газов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 3.1.1. Проверка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента мониторинга выбросов парниковых газов или по его поручению другим сотрудником Департамента мониторинга выбросов парниковых газов, 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 мониторинга выбросов парниковых газов;
 - 3.1.3. Проверка отчета о 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 мониторинга выбросов парниковых газов;
 - 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 мониторинга выбросов

парниковых газов, а при необходимости также и с директором Департамента подготовки проектов.

- 1.8 Передача отчета о ходе реализации проекта Генеральному директору и Клиенту.
- 3.2 По выношенным описанной выше процедура 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 мониторинга выбросов парниковых газов (вынош) проверяет всех разделы отчета о ходе реализации проекта.
- 3.4 Директор Департамента подготовки проектов выношает проверку тех разделов отчета о ходе реализации проекта, в которых представлены результаты выношения сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов по логистике. Другие разделы проверяет при необходимости и/или по своему усмотрению.
- 3.5 Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.