



ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Генеральный директор

М.Г. Каткова



«2» ноября 2012 г.

**Отчет  
о ходе реализации проекта совместного  
осуществления «Использование древесных  
отходов для теплоснабжения п. Североонежск  
Архангельской области,  
Российская Федерация»  
за период 01.01.2012-31.10.2012 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**

**Москва  
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 . . . . .	16
Раздел Д. Данные мониторинга . . . . .	17
Раздел Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов. . . . .	19
Список использованных источников . . . . .	29
Приложение 1. Расчет выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов по сценарию исходных условий.....	30
Приложение 2. Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» . . . . .	31
Приложение 3. Первичные данные за 01.01.2012-31.10.2012 гг. . . . .	34
Приложение 4. Тепловые потери через изолированную поверхность подающего и обратного трубопроводов . . . . .	35

## РАЗДЕЛ А. Общая информация о проекте и мониторинге

### А.1. Название проекта

Название: Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области, Российская Федерация

Сектора<sup>1</sup>: 1. Энергетические отрасли промышленности (возобновляемые/невозобновляемые источники) (1)  
2. Обращение с отходами (13)

### А.2. Период мониторинга

Период мониторинга: 01.01.2012 г. - 31.10.2012 г. (включая первый и последний дни)

### А.3. Краткое описание проекта

Целью проекта является утилизация древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Плесецкого района Архангельской области.

В основе проекта лежит строительство котельной на биотопливе установленной мощностью 20 Гкал/час (23,26 МВт).

Начало деятельности по проекту – декабрь 2006 г.

Начало генерации сокращений выбросов ПГ – август 2008 г.

На момент верификации проект был одобрен Министерством Экономического Развития (Приказ №.709 от 30.12.2010) [С13].

На момент верификации было получено письмо одобрения от Великобритании [С14].

Сокращения выбросов парниковых газов за отчетный период мониторинга (1 января 2012 г. – 31 октября 2012 г.) составили **24 312** т CO<sub>2</sub>-экв.

### А.4. Место нахождения проекта

Проектная деятельность осуществляется на территории п. Североонежск Плесецкого района Архангельской области (Рис. А.4.1). Поселок расположен на левом берегу реки Онега в 30 км от поселка Плесецк (Рис. А.4.2). В п. Североонежск находится станция Икса – главная станция Заонежской железной дороги. Численность населения поселка около 5 300 человек.

Географическая широта: 62°35'22"С. Географическая долгота: 39°49'55"В. Часовой пояс: GMT +3:00.

Архангельская область расположена на Севере Европейской части России и входит в состав Северо-Западного федерального округа Российской Федерации. Административным центром области является город Архангельск.

<sup>1</sup> В соответствии со списком секторов, принятым Комитетом по надзору за совместным осуществлением. [http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List\\_Sectoral\\_Scopes.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes.pdf)



Рис. А.4.1. Местоположение п. Североонежск на территории Российской Федерации



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

#### А.5. Техническое описание проекта

В котельной установлено четыре водогрейных котла модели Global/G/M-500 итальянской фирмы «Юниконфорт» тепловой мощностью 5 Гкал/ч (5,8 МВт) каждый. В котельной так же предусмотрены резервные площади для установки дополнительного котла такой же мощности.

Котлы модели Global/G/M-500 оборудованы топкой с наклонно-переталкивающей решеткой для сжигания древесных отходов. Температура горячей воды на выходе 115 °С, давление – 0,78 МПа.

Основным топливом котельной являются древесные отходы с влажностью от 30 до 50% в составе: щепа – 2,7%, кора – 5,5%, опилки – 52% и длинномерные отходы лесопиления – 39,8%. Биотопливо доставляется на площадку котельной от местных лесопильных предприятий автомобильным транспортом поставщиков топлива. Длинномерные отходы лесопиления перед

сжиганием дробятся в щепу непосредственно на площадке котельной. Аварийным топливом котельной является дизельное топливо.

Система теплоснабжения открытая. Теплоносителем является горячая вода. Тепловая энергия, отпускаемая от коллекторов котельной, поступает конечным потребителям через существующие разводящие тепловые сети поселка, соединенные с котельной новым участком теплотрассы протяженностью около 513 м. Длина подающего трубопровода нового участка тепловой сети – 512 м, длина обратного трубопровода – 514 м, наружный диаметр тепловой сети – 426 мм. Протяженный участок теплосети длиной 6 650 м и наружным диаметром 630 мм от старой мазутной котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной выводится из эксплуатации.

Главный проектировщик котельной – научно-производственная фирма ООО «РОСС МТК».

Производитель котельного оборудования – «Юниконфорт» (Италия).

Поставщик котельного оборудования – ООО «ТехСтройЛидер».

Монтаж несущих и ограждающих конструкций здания котельной - ООО «Зеленая Каска»

Монтаж котельной и вспомогательного оборудования, пуск в эксплуатацию – ООО “Этон Энергетик”.

Монтаж и пусконаладочные работы узла учета – ООО «ИЦ Скада».

#### **А.6. Используемые методологии**

##### **А.6.1. Методология исходных условий**

При установлении исходных условий и расчете сокращений выбросов ПГ разработчик предлагает свой собственный [С1] подход, 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 собственного подхода [С1] в соответствии со спецификой проекта и требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В [С2]* без использования утвержденных методологий для МЧР.

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

ООО «СиСиДжиЭс»:

- Евгений Журавский, старший специалист Департамента мониторинга выбросов парниковых газов

e-mail: [e.zhuravskiy@ccgs.ru](mailto: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
Начало строительно-монтажных работ (начало проектной деятельности)	Декабрь 2006 г.
Ввод в эксплуатацию с целью проведения пусконаладочных работ	Июль 2008 г.

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

Деятельность по проекту осуществляется в полном соответствии с проектной документацией.

### Б.2. Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга

Рассматриваемый период мониторинга включает часть 2012 года (период с января по октябрь, то есть 10 месяцев). В этой связи была проведена оценка возможности использования формул зарегистрированного плана мониторинга для периода, не равного календарному году.

Общие сокращения выбросов складываются из сокращений двух видов:

- 1) сокращения, определяемые деятельностью в рассматриваемом периоде мониторинга, и
- 2) сокращения, определяемые деятельностью в предыдущие периоды.

Сокращения от деятельности за рассматриваемый период мониторинга рассчитываются по зарегистрированной методике на основе помесечных фактических данных. Так как рассматриваемый период мониторинга включает полные 10 месяцев и предприятием были предоставлены первичные данные за каждый месяц, то вносить поправки в расчетные формулы не потребовалось.

Сокращения, определяемые деятельностью за предыдущие периоды, рассчитываются по утвержденной методике на основе количества КДО, предотвращенного к вывозу на свалку в 2008-2011 гг. Результатом расчета является годовое сокращение выбросов ПГ. Поэтому в данном случае был введен понижающий коэффициент 10/12, пропорциональный рассматриваемому периоду (см. Раздел Е.1).

## **РАЗДЕЛ В. Описание системы мониторинга**

### **В.1. Организационная схема мониторинга**

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента мониторинга выбросов парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» в офис ЗАО «Межрегионэнергогаз» в Архангельске директору обособленного подразделения «Северо-Западное», который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных на предприятие. Ответственность за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга, закреплена в приказе №.36-09-В от 21.08.2009 г.

Собранная на предприятии информация передается директору обособленного подразделения «Северо-Западное», который, в свою очередь, передает ее директору Департамента мониторинга выбросов парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» (Рис. В.1.1). 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 предприятие, где осуществляется проект.

В ООО «СиСиДжиЭс» процедуры проверки отчетов о ходе реализации проектов 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 2).

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента мониторинга выбросов парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» информирует директора обособленного подразделения «Северо-Западное» в Архангельске о предварительных результатах мониторинга, и, если с его стороны нет возражений, Генеральный директор ООО «СиСиДжиЭс» принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

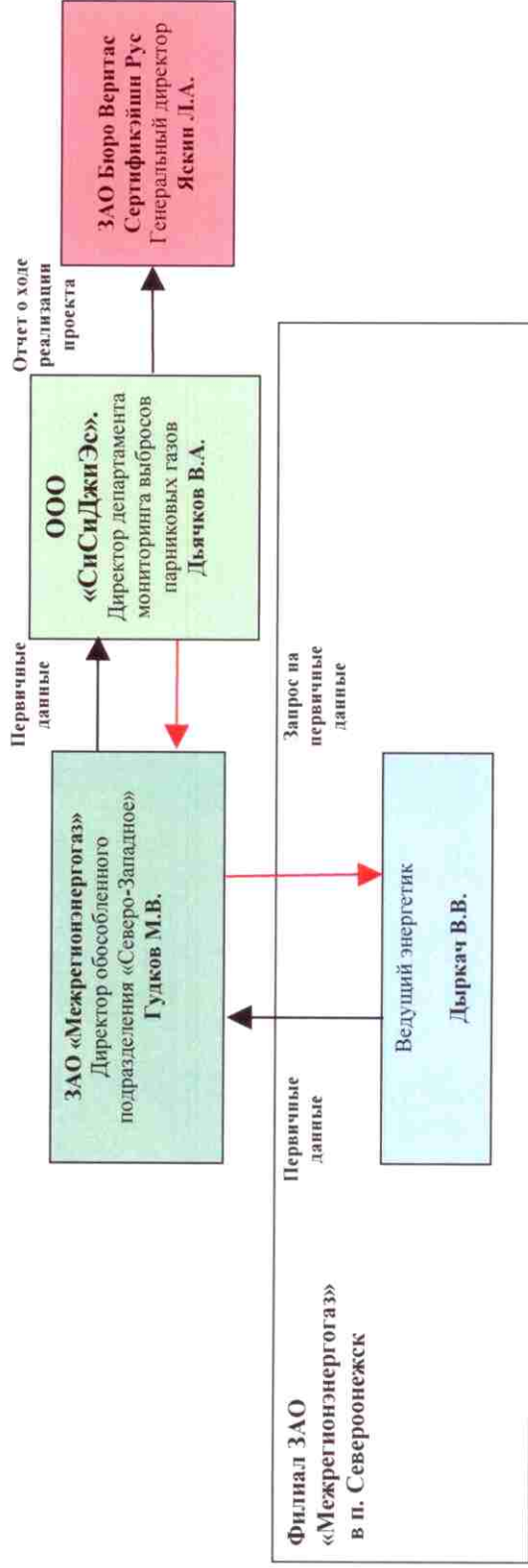


Рис. В.1.1. Схема передачи информации (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)



## **В.2. Распределение ответственности**

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

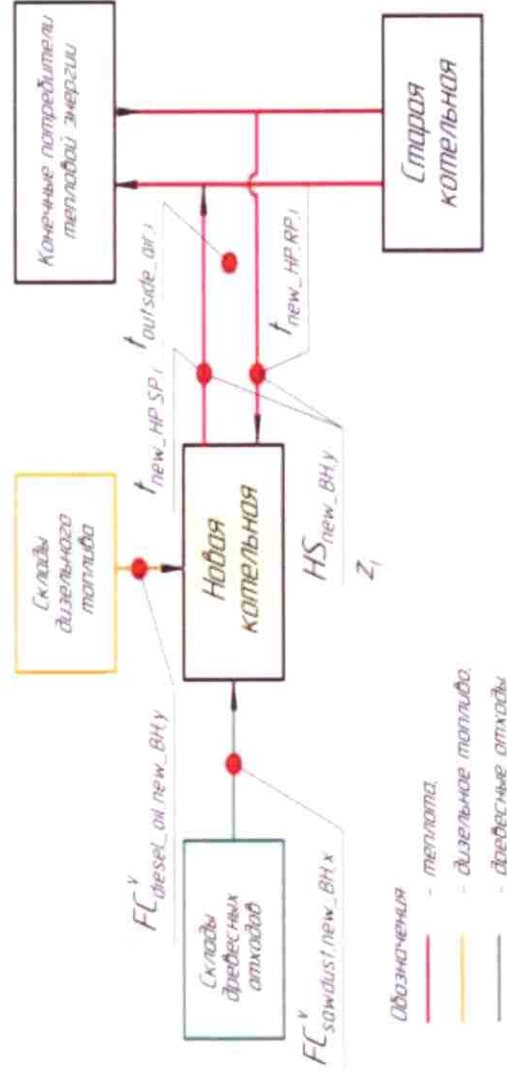
- подготовку отчета о ходе реализации проекта (директор Департамента мониторинга выбросов парниковых газов);
- взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ (директор Департамента мониторинга выбросов парниковых газов);
- подготовку и проведение учебных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

Руководство филиала ЗАО «Межрегионэнергогаз» ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования;
- периодическую калибровку и надлежащее обслуживание оборудования (директор обособленного подразделения «Северо-Западное»);
- сбор, проверка, хранение и передача первичных данных (директор обособленного подразделения «Северо-Западное», ведущий энергетик);
- проверка отчета о ходе реализации проекта (главный инженер);
- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор обособленного подразделения «Северо-Западное»).

В.3. Схема расположения точек мониторинга

HS	Отпуск тепловой энергии
FC	Расход топлива
t	Температура
Z	Продолжительность работы тепловой сети



**В.4. Перечень и характеристики измерительных приборов**

В таблице В.4.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

**Таблица В.4.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов ПГ**

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпериодичный интервал (год)	Дата последней поверки (калибровки)	Организация осуществляющая поверку (калибровку)
Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года	Расходомер (подающий трубопровод)	ВЭПС-ПБ	300173	1600	м <sup>3</sup> /ч	1,0	4	06.08.09	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Расходомер (обратный трубопровод)	ВЭПС-ПБ	300182	1600	м <sup>3</sup> /ч	1,0	4	06.08.09	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Расходомер (подпиточный трубопровод)	Взлет-ЕР	616764	764	м <sup>3</sup> /ч	2,0	4	11.07.11	ФГУ «Архангельский ЦСМ»
	Измеритель давления (подающий трубопровод)	КРТ9	842894	1,6	МПа	0,5	2	08.07.11	ФГУ «Архангельский ЦСМ»
	Измеритель давления (обратный трубопровод)	КРТ9	843227	1,6	МПа	0,5	2	08.07.11	ФГУ «Архангельский ЦСМ»
	Измеритель давления (подпиточный трубопровод)	КРТ9	811381	1,6	МПа	0,5	2	08.07.11	ФГУ «Архангельский ЦСМ»
	Измеритель температуры (подающий трубопровод)	КППТР-05	5780А	200	°С	1,0	4	15.10.08	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
	Измеритель температуры (обратный трубопровод)	КППТР-05	5780	200	°С	1,0	4	15.10.08	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
	Измеритель температуры (подпиточный трубопровод)	ТПТ-1	1541	300	°С	А	4	15.06.09	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
	Средняя температура наружного воздуха	Измеритель температуры	ТПТ-1	1343	300	°С	А	4	01.06.09
Продолжительность работы тепловой сети	Тепловычислитель	СПТ961.2	16737	9999999999	ч	0,01	4	10.07.09	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»

### **В.5. Процедуры сбора первичных данных**

Сбор данных (регистрируемых в любом случае), необходимых для определения сокращения выбросов парниковых газов, осуществляется в соответствии с наилучшими отраслевыми стандартами и практикой учета топлива, энергии, оценки воздействия на окружающую среду.

Сбор и запись данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии со схемой расположения точек мониторинга (см. Раздел В.3)

1. Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года  $y$  определяется на основании показаний уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
2. Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года  $y$  определяется на основании показаний тепловых счетчиков. Данные об отпуске тепловой энергии регулярно передаются на компьютер ведущего энергетика и архивируются.
3. Температуры в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть определяются на основании показаний теплового счетчика. Данные о температурах регулярно передаются на компьютер ведущего энергетика и архивируются. Средние температуры в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц  $i$  определяются как средние значения в конце месяца  $i$ .
4. Температура наружного воздуха определяется на основании показаний термометра, установленного на наружной стене котельной. Средняя температура наружного воздуха за месяц  $i$  определяется как среднее значение в конце месяца  $i$ .
5. Продолжительность работы тепловой сети в течение месяца  $i$  определяется на основании показаний теплового счетчика. Данные о продолжительности работы тепловой сети регулярно передаются на компьютер ведущего энергетика и архивируются.
6. Количество опилок, сжигаемых в новой котельной, осуществляется по количеству ковшей опилок, поданных на сжигание. Объемный расход опилок в новой котельной в течение года  $x$  определяется как суммарный объем опилок, поданных на сжигание в течение года  $x$ .

### **В.6. Хранение информации**

Электронные базы данных и электронные вычислительные таблицы хранятся на компьютере ведущего энергетика котельной. Для обеспечения сохранности этих данных, они копируются на переносной жесткий диск каждую неделю, а так же ежемесячно отсылаются по электронной почте в офис ЗАО «Межрегионэнергогаз» в г. Архангельске и в офис ООО «СиСиДжиЭс» в г. Архангельске, где так же хранятся на компьютере.

Все данные будут храниться в архиве предприятия в электронном и бумажном видах в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска единиц сокращенных выбросов (ЕСВ).

**В.7. Причастность третьих лиц**

Третьим лицом выступает ФГУ «Ульяновский ЦСМ», ФГУ «Менделеевский ЦСМ», ФГУ «Архангельский ЦСМ».

**В.8. Меры контроля и гарантии качества мониторинга**

<b>В.8.1. Контроль качества и гарантии измерения первичных данных</b>	
Данные	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)
Процедуры контроля качества и гарантии качества данных	
Объемный расход дизельного топлива в новой котельной	Низкая
Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	Низкая
Температура наружного воздуха	
Температура в подающем трубопроводе	
Температура в обратном трубопроводе	
Продолжительность работы тепловой сети	Низкая
Объемный расход опилок в новой котельной	Низкая

Процедуры контроля качества и гарантии качества данных

Расход дизельного топлива на новой котельной измеряется по показаниям уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.

Расходомеры, датчики температуры и давления проходят регулярную поверку. Погрешность измерений расходомеров: 1,0. Погрешность измерений датчиков давления: 0,5. Погрешность измерений датчиков температуры: 1,0. Периодичность калибровки расходомеров: 4 года. Периодичность калибровки датчиков давления: 2 года. Периодичность калибровки датчиков температуры: 4 года.

Измерители температуры регулярно калибруются. Погрешность измерений: 1,0. Периодичность калибровки 4 года.

Тепловой счетчик проходит регулярную поверку. Погрешность измерений: 0,01. Периодичность калибровки 4 года.

Расход опилок на новой котельной измеряется по количеству ковшей погрузчика и сверяется с данными узла учета приемки древесных отходов со стороны.

### **В.8.2. Внутренние проверки**

Внутренняя проверка первичных данных осуществляется ведущим энергетиком.

Внутренняя проверка отчета о ходе реализации проекта осуществляется главным инженером обособленного подразделения «Северо-Западное» ЗАО «Межрегионэнергогаз» А. Шурыгиным. По результатам проверки отчета о ходе реализации проекта был составлен акт внутреннего аудита.

Не менее одного раза в год на предприятии проводится внутренняя проверка соблюдения процедур мониторинга.

### **В.8.3. 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 обособленного подразделения «Северо-Западное» ЗАО «Межрегионэнергогаз», 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».

### **В.8.4. Тренинги**

Персонал котельной прошел необходимое обучение в сертифицированных на данный вид деятельности учебных учреждениях. Весь обслуживающий персонал имеет надлежащую квалификацию и действующие разрешения на работу с основным оборудованием котельной. Новые работники и персонал, который должен подтвердить имеющуюся группу допуска, обязаны пройти соответствующее обучение, сдать экзамен и получить разрешающее удостоверение в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Ответственный за обучение персонала – начальник котельной. В его обязанности входит:

- а) получение заявок на обучение;
- б) составление графика обучения;
- в) заключение договоров на обучение и направление их на оплату в бухгалтерию;
- г) контроль над документами по обучению.

Минимум один раз в год специалисты ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством ЗАО «Межрегионэнергогаз» организуют и проводят тренинги для персонала котельной, связанного со сбором данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ.

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

#### **В.9. Процедуры мониторинга в чрезвычайных ситуациях**

При возникновении на предприятии чрезвычайных ситуаций, загромождающих систему мониторинга проекта (аварии оборудования, выход из строя измерительных приборов и пр.), специалистами ЗАО «Межрегионэнергогаз» 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.

При выходе из строя прибора учета, измеряемые им параметры начинают контролироваться с помощью дублирующего прибора. В случае если это невозможно, вышедший из строя прибор заменяется резервным поверенным прибором. Если вышедший из строя прибор не может быть заменен, пока оборудование работает, то регистрация измеряемых им параметров на период не более 15 суток в течение года, осуществляются на основании расчета среднего значения показаний этих приборов, взятых за предшествующие выходу из строя 3 суток. Данная процедура учета разработана на основании п. 9.8 «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» [С5].

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

Все инциденты, которые происходят на предприятии, регистрируются ведущим энергетиком в обязательном порядке. Информация о наиболее существенных инцидентах отражается в отчете о ходе реализации проекта.

#### **В.10. Производственный экологический контроль**

Информация о воздействии проекта на окружающую среду собирается и архивируется в соответствии с российским законодательством.

### РАЗДЕЛ Г. Оценка воздействия на окружающую среду

В Таблице Г.1. представлены расчетные данные по изменению количества выбрасываемых в атмосферу вредных веществ в результате реализации проекта. Расчеты выполнены в соответствии с РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», выпущенной ВТИ [СЗ].

В результате проекта потребление мазута на старой котельной за январь - октябрь 2012 г. снизилось на 6 409 тонн. В связи с этим снизились выбросы диоксидов серы на 166,44 т, оксидов углерода – на 81,94 т, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 6,51 т, золы в пересчете на ванадий на 0,54 т. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 255,43 т.

Таблица Г.1. Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу за период 01.01.2012-31.10.2012, т

Загрязняющее вещество	Численное значение
Зола в пересчете на ванадий	0,54
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	166,44
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	6,51
Оксид углерода (CO)	81,94
<b>Всего выбросов</b>	<b>255,43</b>



**РАЗДЕЛ Д. Данные мониторинга**

<b>Д.1. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ для сценария исходных условий</b>									
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. $HS_{new\_BH,y}$	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года $y$	Отдел ведущего энергетика	ГДж	и,п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	156 914	
2. $t_{new\_HP\_SP,i}$	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплоотдачи от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц $i$	Отдел ведущего энергетика	°С	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3	
3. $t_{outside\_avg,i}$	Средняя температура наружного воздуха за месяц $i$	Отдел ведущего энергетика	°С	и	Четыре раза в сутки	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3	
4. $Z_t$	Продолжительность работы тепловой сети в течение года $y$	Отдел ведущего энергетика	ч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	6 937	
5. $t_{new\_HP\_RP,i}$	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплоотдачи от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц $i$	Отдел ведущего энергетика	°С	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3	
6. $FC_{savefact\_new\_BH,x}^V$	Объемный расход опилок в новой котельной в течение года $y$	Экономический отдел	нас. м <sup>3</sup>	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	80 889	

Д.2. 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)	Численное значение
7. $FC_{diesel\_oil\_new\_BH,y}^{tr}$	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года $y$	Отдел ведущего энергетика	л	и	Периодически	100 %	Электронный и документальный	55

Д.3. Данные, подлежащие сбору для определения утечек

Утечки отсутствуют.

## РАЗДЕЛ Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

### Е.1. Расчет выбросов парниковых газов по сценарию исходных условий

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв:

$$BE_y = BE_{\text{FCO},y} + BE_{\text{НП},\text{дир},y},$$

где  $BE_{\text{FCO},y}$  – выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания мазута в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$$BE_{\text{FCO},y} = FC_{\text{FCO,old\_BH,BL},y}^{\text{settlement}} \times EF_{\text{FCO,FCO}},$$

где  $FC_{\text{FCO,old\_BH,BL},y}^{\text{settlement}}$  – количество мазута, сжигаемого в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$$FC_{\text{FCO,old\_BH,BL},y}^{\text{settlement}} = \frac{HS_{\text{old\_BH,BL},y}^{\text{settlement}}}{\eta_{\text{НПВ,old\_BH}} \times (1 - q_{\text{old\_BH}})},$$

где  $HS_{\text{old\_BH,BL},y}^{\text{settlement}}$  – отпуск тепловой энергии от коллекторов старой котельной для теплоснабжения поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$q_{\text{old\_BH}}$  – доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной, была принята  $q_{\text{old\_BH}} = 0,0351$  [С10, табл.3];

$\eta_{\text{НПВ,old\_BH}}$  – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной, был принят  $\eta_{\text{НПВ,old\_BH}} = 0,87$  [С9, стр.267];

$$HS_{\text{old\_BH,BL},y}^{\text{settlement}} = HS_{\text{BL},y} + HL_{\text{old\_НП,BL},y},$$

где  $HS_{\text{BL},y}$  – отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$$HS_{\text{BL},y} = HS_{\text{П},y},$$

где  $HS_{\text{П},y}$  – отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка по проекту в течение года  $y$ , ГДж;

$$HS_{rp,y} = HS_{new\_BH,y} - HL_{new\_HP,y},$$

где  $HS_{new\_BH,y}$  – отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года  $y$ , ГДж;

$HL_{new\_HP,y}$  – потери тепловой энергии на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года  $y$ , ГДж;

$$HL_{new\_HP,y} = HL_{new\_HP,SP,y}^{standard} + HL_{new\_HP,RP,y}^{standard},$$

где  $HL_{new\_HP,SP,y}^{standard}$  – нормативные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года  $y$ , ГДж;

$$HL_{new\_HP,SP,y}^{standard} = \beta_{new\_HP} \times L_{new\_HP,SP} \times \frac{q_{new\_HP,SP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{t_{new\_HP,SP,i} - t_{outside\_air,i}}{t_{new\_HP,SP} - 5} \times Z_i \right),$$

где  $\beta_{new\_HP}$  – коэффициент местных тепловых потерь для новой тепловой сети, был принят  $\beta_{new\_HP} = 1,15$  [С8, пункт 11.3.3];

$L_{new\_HP,SP}$  – протяженность подающего трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, м, была принята  $L_{new\_HP,SP} = 512\text{м}$  (протяженность участка теплотрассы была определена на основании проектной документации);

$q_{new\_HP,SP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, кДж/(м\*ч), было принято  $q_{new\_HP,SP}^{standard} = 194,6$  кДж/(м\*ч) [С8, приложение 4, табл. 4.1];

$t_{new\_HP,SP,i}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц  $i$ , °С;

$t_{outside\_air,i}$  – средняя температура наружного воздуха за месяц  $i$ , °C;

$t_{new\_HP\_SP}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за год, °C, была принята  $t_{new\_HP\_SP,i} = 54,8^{\circ}\text{C}$  (см. Приложение 4);

5 – среднегодовая расчетная температура наружного воздуха, °C;

$Z_i$  – продолжительность работы тепловой сети в течение месяца  $i$ , ч.

$HL_{new\_HP\_RP,y}^{standard}$  – нормативные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года  $y$ , ГДж;

$$HL_{new\_HP\_RP,y}^{standard} = \beta_{new\_HP} \times L_{new\_HP\_RP} \times \sum_i^{standard} \left( \frac{t_{new\_HP\_RP,i} - t_{outside\_air,i}}{t_{new\_HP\_RP} - 5} \right) \times Z_i$$

где  $L_{new\_HP\_RP}$  – протяженность обратного трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, м, была принята  $L_{new\_HP\_RP} = 514$  м (протяженность участка теплотрассы была определена на основании проектной документации);

$q_{new\_HP\_RP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, кДж/(м\*ч), было принято  $q_{new\_HP\_RP}^{standard} = 169,5$  кДж/(м\*ч) [С8, приложение 4, табл. 4.1];

$t_{new\_HP\_RP,i}$  – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц  $i$ , °C;

$t_{new\_HP\_RP}$  – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за год, °С, была принята  $t_{new\_HP\_RP}=44,9^{\circ}\text{C}$  (см. Приложение 4).

$HL_{old\_HP\_BL,y}$  – потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$HL_{old\_HP\_BL,y}^{standard} = HL_{old\_HP\_SP,BL,y}^{standard} + HL_{old\_HP\_RP,BL,y}^{standard}$$

где  $HL_{old\_HP\_SP,BL,y}^{standard}$  – нормативные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$HL_{old\_HP\_SP,BL,y}^{standard} = \beta_{old\_HP} \times L_{old\_HP} \times \frac{q_{old\_HP,SP,i}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{t_{old\_HP,SP,i} - t_{outside\_air,i}}{t_{old\_HP,SP} - 5} \times Z_i \right),$$

где  $\beta_{old\_HP}$  – коэффициент местных тепловых потерь для старой тепловой сети, был принят  $\beta_{old\_HP}=1,15$  [С8, пункт 11.3.3];

$L_{old\_HP}$  – протяженность теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть, м, была принята  $L_{old\_HP}=6650\text{м}$  (протяженность участка теплосети была определена на основании схемы теплоснабжения поселка);

$q_{old\_HP,SP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть, кДж/(м\*ч), было принято  $q_{old\_HP,SP}^{standard}=477,9$  кДж/(м\*ч) [С8, приложение 1, табл.1.2];

$t_{old\_HP\_SP,i}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплоотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за месяц  $i$ , °C;

$$t_{old\_HP\_SP,i} = t_{new\_HP\_SP,i}$$

$t_{old\_HP\_SP}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплоотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за год, °C, была принята  $t_{old\_HP\_SP} = 54,8^{\circ}\text{C}$  (см. Приложение 4).

$HL_{old\_HP\_RP,BL,y}^{standard}$  – нормативные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплоотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$$HL_{old\_HP\_RP,BL,y}^{standard} = \beta_{old\_HP} \times L_{old\_HP} \times \frac{q_{old\_HP,RP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{old\_HP,RP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{old\_HP,RP} - 5} \times Z_i \right),$$

где  $q_{old\_HP,RP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплоотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть, кДж/(м<sup>3</sup>ч), было принято  $q_{old\_HP,RP}^{standard} = 430,7$  кДж/(м<sup>3</sup>ч) [С8, приложение 1, табл.1.2];

$t_{old\_HP,RP,i}$  – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплоотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за месяц  $i$ , °C;

$$t_{old\_HP,RP,i} = t_{new\_HP,RP,i}$$

$t_{old\_HP,RP}$  – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплоотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за год, °C, была принята  $t_{old\_HP,RP} = 44,9^{\circ}\text{C}$  (см. Приложение 4).

$\eta_{ННВ,old\_ВН}$  – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной, был принят  $\eta_{ННВ,old\_ВН} = 0,87$  [С9, стр.267];

$q_{old\_ВН}$  – доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной, была принята  $q_{old\_ВН} = 0,0351$  [С10, табл.3].

$EF_{CO_2,ВНО}$  – 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:  $EF_{CO_2,ВНО} = 0,0774$  т  $CO_2$ -экв./ГДж.

$BE_{ННВ,dump,y}$  – выбросы  $CH_4$  от разложения на свалках древесных отходов по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $CO_2$ -экв;

Численное значение  $BE_{ННВ,dump,y}$  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 [С4] (см. Приложение 1).

$$BE_{ННВ,dump,y} = \left(1 - w_{лигнн,ННВ}\right) \times k_{ННВ} \times \frac{C_{ННВ}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times \left(1 - \zeta_{OX}\right) \times \frac{V}{100} \times \rho_{CH_4} \times GИП_{CH_4} \times \sum_{x=2008}^{x=y} \left(ИИВ_{dump,ВЛ,x}^{dry} \times e^{-k_{ННВ}(y-x)}\right),$$

где  $ИИВ_{dump,ВЛ,x}^{dry}$  – вывоз древесных отходов на свалки по сценарию исходных условий в течение года  $x$ , т с.в.;

$$ИИВ_{dump,ВЛ,x}^{dry} = FC_{sawdust,new\_ВН,x}^v \times k_{sawdust},$$

где  $FC_{sawdust,new\_ВН,x}^v$  – объемный расход опилок в новой котельной в течение года  $x$ , нас. м<sup>3</sup>;

$k_{sawdust}$  – коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества, т с.в./нас. м<sup>3</sup>, был принят  $k_{sawdust} = 0,0879$  [С1, раздел Б.1];

$w_{лигнн,ННВ}$  – доля лигнина в  $S$  для древесных отходов, была принята  $w_{лигнн,ННВ} = 0,25$  [С4, стр.43];

$k_{ННВ}$  – постоянная скорости распада для древесных отходов, год<sup>-1</sup>, была принята  $k_{ННВ} = \ln(1/2)/15 = 0,046$  год<sup>-1</sup> [С4, стр.42];

$C_{ННВ}^{db}$  – содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу, %, было принято  $C_{ННВ}^{db} = 50\%$  [С4, стр.45];

$a$  – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, м<sup>3</sup>/кг углерода, был принят  $a = 1,87$  м<sup>3</sup>/кг [С4, стр.24];

$\zeta$  – коэффициент образования, был принят  $\zeta = 0,77$  [С4, стр.41];



$\varphi$  – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %, был принят  $\varphi = 10\%$  [С4, стр.80];

$\zeta_{OX}$  – коэффициент окисления метана, был принят  $\zeta_{OX} = 0,10$  [С4, стр.43];

$V_m$  – концентрация метана в биогазе, %, была принята  $V_m = 60\%$  [С4, стр.41];

$\rho_{CH_4}$  – плотность метана,  $кг/м^3$ , была принята  $\rho_{CH_4} = 0,714$   $кг/м^3$  [С1, раздел Г.4];

$GWP_{CH_4}$  – потенциал глобального потепления для метана, т  $CO_2$ -экв./т  $CH_4$ , был принят  $GWP_{CH_4} = 21$  т  $CO_2$ -экв./т  $CH_4$  [С4, стр.12];

$y$  – год, для которого рассчитывается сокращение выбросов  $CO_2$ -экв., год;

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

Так как мониторится не весь 2012 год, а лишь период с января по октябрь, то сокращения выбросов ПГ от предотвращения вывоза КДО на свалку за предыдущие годы (2008-2011 гг) определены с учетом коэффициента  $k=10/12$ , то есть пропорционально рассматриваемому периоду.

## Е.2. Расчет выбросов парниковых газов по проекту

Общие выбросы ПГ по проекту в течение года  $y$ , т  $CO_2$ -экв:

$$PE_y = PE_{diesel\_oil,y}$$

где  $PE_{diesel\_oil,y}$  – выбросы  $CO_2$  от сжигания дизельного топлива в новой котельной по проекту в течение года  $y$ , т  $CO_2$ -экв.;

$$PE_{diesel\_oil,y} = FC_{diesel\_oil,new\_BH,y}^v \times NCV_{diesel\_oil} \times EF_{CO_2,diesel\_oil}$$

где  $FC_{diesel\_oil,new\_BH,y}^v$  – объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года  $y$ , л;

$NCV_{diesel\_oil}$  – низшая теплота сгорания дизельного топлива, ГДж/л, была принята  $NCV_{diesel\_oil} = 0,0371$  ГДж/л [С7, стр.8, табл.3];

$EF_{CO_2,diesel\_oil}$  – коэффициент эмиссии  $CO_2$  для сжигания дизельного топлива, т  $CO_2$ -экв./ГДж. Согласно «Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г.» [С6] на весь период действия проекта принято:  
 $EF_{CO_2,diesel\_oil} = 0,0741$  т  $CO_2$ -экв./ГДж.

### **Е.3. Расчет сокращений выбросов парниковых газов**

Сокращения выбросов ПГ в течение года  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Е.3.1.

**Таблица Е.3.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2012 г. (январь-октябрь)**

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий	$BE_{NG,y}$	т CO <sub>2</sub> -экв	24 312
Выбросы ПГ по проекту	$PE_{NG,y}$	т CO <sub>2</sub> -экв	0,15
Сокращения выбросов ПГ	$ER_y$	т CO <sub>2</sub> -экв	<b>24 312</b>

**Е.4. Анализ отклонения сокращений выбросов ПГ от зарегистрированных в проектной документации<sup>2</sup>**

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за период 01.01.2012-31.10.2012 составляет **27 606** т CO<sub>2</sub>-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили **24 312** т CO<sub>2</sub>-экв, что ниже прогноза на 3 294 т CO<sub>2</sub>-экв или на 11,93%.

Причины снижения количества единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) по мониторингу относительно прогнозных значений, указанных в проектной документации, следующие:

1. Фактический отпуск тепла от новой котельной оказался ниже прогнозного на 20 574 ГДж, или на 11,6% (Табл. Е.4.1). С учетом поправок на температуры теплоносителя и окружающей среды, данный фактор снизил количество ЕСВ на 1 456 т CO<sub>2</sub>-экв или на 5,27 % (Табл. Е.4.2).
2. Фактическое количество кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку, оказалось ниже прогнозного на 1 636 т, или на 18,7%. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 298 т CO<sub>2</sub>-экв или 1,08 %.
3. Снижение объемов КДО, предотвращенных к вывозу на свалку, наблюдалось также в 2011, 2010, 2009 и 2008 гг., что снизило количество ЕСВ в 2012 г. на 0,95%, 0,74%, 3,16% и 0,73% соответственно (Табл. Е.4.2).

**Таблица Е.4.1. Причины снижения сокращений ПГ по мониторингу относительно прогнозных значений, указанных в проектной документации**

Причина	Раз-мер-ность	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта	Отклоне-ние
Отпуск тепла от новой котельной	ГДж	177 488	156 914	-20 574
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2012 г.	т	8 746	7 110	-1 636
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2011 г.	т	10 496	8 687	-1 809
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2010 г.	т	10 496	9 012	-1 484
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2009 г.	т	10 496	3 886	-6 610
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2008 г.	т	2 703	1 096	-1 607
Сжигание дизельного топлива в новой котельной	л	0	55	55

<sup>2</sup> Значения проектной документации за период 01.01.2012 – 31.10.2012 были получены умножением проектных сокращений за 2012 г. на коэффициент  $k = 10/12$ .

Таблица Е.4.2. Влияние различных факторов на снижение количества ЕСВ

Фактор	Снижение ЕСВ относительно проектных значений	
	т CO <sub>2</sub> -эquiv	%
Уменьшение отпуска тепла от новой котельной	-1456	-5,27
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2012 г.	-298	-1,08
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2011 г.	-262	-0,95
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2010 г.	-205	-0,74
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2009 г.	-872	-3,16
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2008 г.	-202	-0,73
Сжигание дизельного топлива в новой котельной	-0,15	-0,0005
<b>Всего</b>	<b>-3 294</b>	<b>-11,93</b>

ООО «СиСиДжиЭс»  
02.11.2012 г.

Евгений Журавский, старший специалист Департамента мониторинга выбросов парниковых газов

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- [C1] Проектная документация “Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области, Российская Федерация ”. Версия 1.2/ 09.02.2010 г.
- [C2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/KP/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [C3] РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», ВТИ, 1998 г.
- [C4] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [C5] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главное управление государственного энергетического надзора. Москва. 1995 г.
- [C6] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия. 2006 г.
- [C7] Институт мировых ресурсов (ИМР) и Всемирный совет предпринимателей по устойчивому развитию. 2001г. Расчет выбросов CO<sub>2</sub> от передвижных источников – Руководство к расчетным листам. Вашингтон, округ Колумбия: Институт мировых ресурсов.
- [C8] Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.  
(<http://www.spbustavsud.ru/printdoc?tid=&nd=902148459&nh=0&ssect=0>).
- [C9] Справочник по котельным установкам малой производительности/Под ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
- [C10] 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 г.
- [C11] Головков С.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987 г.
- [C12] Приложение к договору №.15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии.
- [C13] Приказ Министерства Экономического Развития Российской Федерации №.709 от 30.12.2010. Об утверждении перечня проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата.
- [C14] Письмо одобрения от Великобритании от 22.03.2011.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Расчет выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов по  
сценарию исходных условий

Calculation of CO<sub>2</sub>-equivalent emission reduction from BWW prevented from stockpiling or  
taken from stockpiles

General input data	
Conversion factor organic carbon to biogas (a)	1,87 m <sup>3</sup> biogas/kg carbon
GWPCH <sub>4</sub>	21
Density methane	0,714 kg/m <sup>3</sup>
Methane concentration biogas	60%
Half-life biomass (tau)	15 year
Decomposition constant (k)	0,046 year <sup>-1</sup>
Generation factor (zeta)	0,77
Methane oxidation factor	0,10
Percentage of the stockpile under aerobic conditions	10%

Biomass specific input data	Biomass from stockpile	Fresh
Organic carbon content (db)		50,0% db
Moisture content		0% wb
Organic carbon content (wb)	0,0%	50,0% wb
Lignin fraction of C		0,25

Year	Fresh biomass prevented from stockpiling or taken from stockpile			Year				
	Biomass from stockpile (ton...)	Age of biomass (years)	Fresh (ton...)	2008	2009	2010	2011	2012
2008			1 096	199	190	182	173	138
2009			3 386		707	675	644	513
2010			9 012			1 639	1 565	1 245
2011			8 687				1 579	1 257
2012			7 110					1 293
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								
2021								
2022								
2023								
Total	0		29 792	199	897	2 495	3 962	4 445
Total emission prevention				199	897	2 495	3 962	4 445
Cumulative total emission prevention				199	1 096	3 591	7 553	11 998

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

  
01 февраля 2012

## ПОЛОЖЕНИЕ

о порядке контроля качества подготовки проектной документации  
и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение  
выбросов парниковых газов, в ООО «С и С и „Жи“ К»

### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 1.1. Настоящее положение устанавливает порядок контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, а также мониторинг проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, из источников и плановые мероприятия их сокращения (далее – «Проекты»);
- 1.2. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, выполняется во взаимодействии между структурными подразделениями (департаментами) ООО «С и С и „Жи“ К» – далее – «Компания» и иными лицами (далее – «Лица»);
- 1.3. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов осуществляется через привлечение экспертов 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 исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных 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 исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных 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 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 мониторинга выбросов парниковых газов выполняет проверку тех разделов проектной документации, в которых описывается план и процедура 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 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.

- 3.1.8. Передача отчета о ходе реализации проекта Генеральному директору и Клиенту.
- 3.2. По выполнении 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 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 вычисления сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов по политемам. Другие разделы проверяет при необходимости и по своему усмотрению.
- 3.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3**

**Первичные данные  
для расчета сокращений выбросов парниковых газов по проекту совместного осуществления  
«Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североуральск Архангельской области» за январь-октябрь 2012 г.**

№ пп	Параметр	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	2012
1	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	Гкал	5 462	7 506	5 359	4 952	3 259	1 458	845	1 597	2 463	4 576	37 476
2	Средняя температура в подающем трубопроводе на выходе из котельной	°С	66,28	79,91	70,48	64,11	62,62	60,50	60,47	60,52	61,04	62,47	64,84
3	Средняя температура в обратном трубопроводе на входе в котельную	°С	53,16	61,08	55,51	51,64	53,09	54,36	53,78	53,57	50,85	48,63	53,57
4	Средняя температура наружного воздуха	°С	-6,62	-18,19	-8,85	-0,33	9,18	13,62	16,04	16,70	10,38	5,42	3,74
5	Продолжительность работы тепловой сети	ч	744	744	696	744	720	744	409	744	672	720	6 937
6	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной	л	15	0	0	0	0	0	40	0	0	0	55
7	Объемный расход опилок в новой котельной	нас. м <sup>3</sup>	12 994	14 061	12 307	9 965	7 202	2 304	1 792	3 706	6 545	10 013	80 889

