

«УТВЕРЖДАЮ»

Исполнительный директор

ОАО «Соломбальский ЦБК»

Драчев А.П.



Отчет

о ходе реализации проекта совместного осуществления «Модернизация энергетического хозяйства ОАО «Соломбальский ЦБК» с целью снижения расхода ископаемого топлива, г. Архангельск, Российская Федерация» за 2008 - 2010 гг.

(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

**Архангельск
2012**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел А. Общая информация о проекте и мониторинге.....	3
Раздел Б. Осуществление деятельности по проекту.....	10
Раздел В. Описание системы мониторинга.....	11
Раздел Г. Оценка воздействия на окружающую среду	23
Раздел Д. Данные мониторинга.....	24
Раздел Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов.....	26
Список использованных источников.....	37
Приложение I. Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»	38

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проекте и мониторинге

А.1. Название проекта

Модернизация энергетического хозяйства ОАО «Соломбальский ЦБК» с целью снижения расхода ископаемого топлива, г. Архангельск, Российская Федерация

Сектора (категории) источников¹: 1. Энергетика; 5. Отходы.

Версия отчета 1.3.

А.2. Период мониторинга

Начало периода мониторинга: 01.01.2008 г.

Окончание периода мониторинга: 31.12.2010 г.

А.3. Краткое описание проекта

Проект направлен на модернизацию энергетического хозяйства ОАО «Соломбальский целлюлозно-бумажный комбинат» (СЦБК) с целью снижения расхода ископаемого топлива (угля и мазута) за счет внедрения современных технологий утилизации кородревесных отходов (КДО) для выработки энергии с прекращением вывоза КДО на свалки.

Проект предусматривает замену мазутного парового котла №5 ТЭЦ-1 типа КМ-75-40 на котел с предтопком кипящего слоя для сжигания КДО с повышением номинальной паропроизводительности котла до 90 т/ч и заменой золоулавливающего оборудования, а также строительство участка по приему, подготовке и подаче КДО на сжигание в ТЭЦ-1.

Начало деятельности по проекту – Май 2001 г.

Начало генерации сокращений выбросов ПГ – Август 2004 г.

Сокращения выбросов парниковых газов за отчетный период мониторинга (1 января 2008 г. – 31 декабря 2010 г.) составили **600 805** т CO₂-экв.

А.4. Место нахождения проекта

Место нахождения проекта: Российская Федерация, Архангельская область, г. Архангельск, ОАО «Соломбальский целлюлозно-бумажный комбинат» (см. Рисунки А.4.1, А.4.2).

Архангельская область расположена на Севере Европейской части России и входит в состав Северо-Западного федерального округа Российской Федерации.

Площадь территории области – 587 тыс. км². Численность населения – 1,3 млн. человек, из них городское население составляет около 1 млн. человек. В состав области территориально входит Ненецкий автономный округ, 21 административный район, 14 городов, 31 поселок городского типа, около 4 тыс. сельских населенных пунктов, а также острова Новая Земля и Земля Франца-Иосифа.

Административным центром области является город Архангельск. Город расположен в устье реки Северная Двина в 40-45 км от места впадения её в Белое море, в 1133 км к северу от Москвы. Население 350 тыс. человек.

Климат города субарктический, морской с продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Формируется под воздействием северных морей и переносов воздушных масс с Атлантики

¹ В соответствии с Приложением 1 к Правилам конкурсного отбора заявок, утвержденным приказом Минэкономразвития России от 23.11.2009 № 485.

в условиях малого количества солнечной радиации. Средняя температура января — -13° , июля — $+17^{\circ}$. За год выпадает 529 мм осадков.

Географические координаты места реализации проекта: широта $64^{\circ}35'N$, долгота $40^{\circ}33'E$. Часовой пояс GMT: +3:00.



Рисунок А.4.1. Расположение Архангельской области и города Архангельска на карте России

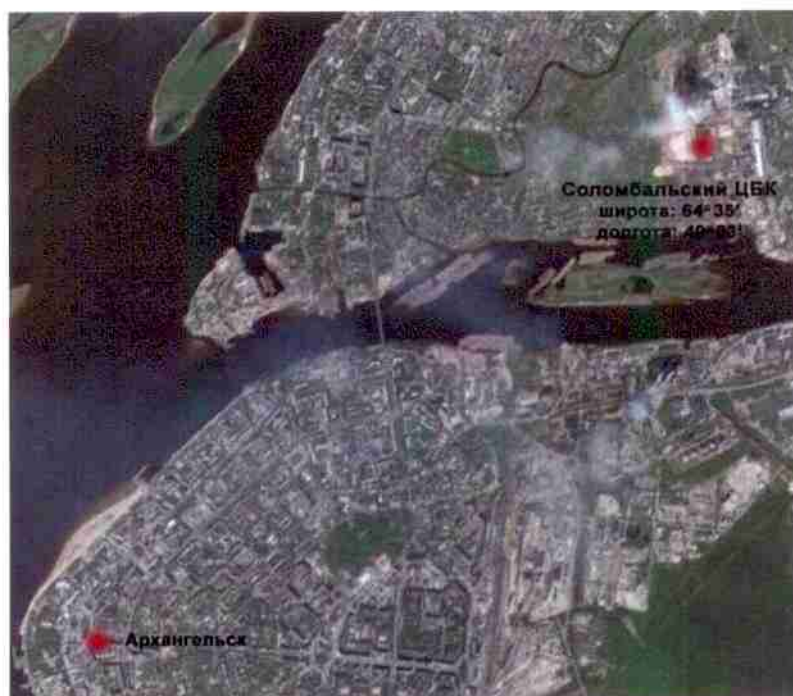


Рисунок А.4.2. Карта Google Планета Земля, идентифицирующая местоположение проектной деятельности

А.5. Техническое описание проекта

Сжигание отходов в кипящем слое

При сжигании отходов в кипящем слое обеспечивается эффективное, экономичное и экологически безопасное сжигание высоковлажных и низкокалорийных топлив. Кипящий слой создается из просеянного кварцевого песка, приводимого в состояние кипения путем подвода первичного воздуха. Воздух подается высоконапорным вентилятором через сопла, установленные под решеткой. Подогрев слоя песка до температуры, требуемой для начала сжигания твердого топлива и стабилизации процесса горения, обеспечивается пусковыми горелками, работающими на мазуте.

В результате проекта был заменен энергетический котел №5 (КМ-75-40) ТЭЦ-1, работающий на мазуте, на новый корьевой котел мощностью 90 т/ч пара для сжигания КДО в кипящем слое. Для замены котла была выбрана технология фирмы «ИНЭКО». В отличие от традиционной технологии кипящего слоя оригинальная технология фирмы «ИНЭКО» предусматривает организацию кипящего слоя не в топке котла, а в специальном предтопке. Конструкция «предтопок – топка» обеспечивает большую продолжительность пребывания топлива в зоне активного горения в сравнении с традиционными котлами с кипящим слоем, что особенно важно при сжигании опилка и других мелких древесных отходов в смеси с корой.

В замененном котлоагрегате реализована двухстадийная технология сжигания КДО.

Первая стадия сжигания отходов (газификация) осуществляется в экранированном предтопке в кипящем слое инертного наполнителя (кварцевого песка фракционным составом 0,8-2,0 мм) при температуре 650-750 °С. Дожигание продуктов газификации и уноса мелочи древесного полукокса (вторая стадия) осуществляется в объеме топки котла за счет организации острого дутья (вторичное и третичное дутье). Это повышает КПД котла за счет уменьшения потерь с химическим и механическим недожогом.

Технологическая схема нового котлоагрегата представлена на Рис. А.5.1.

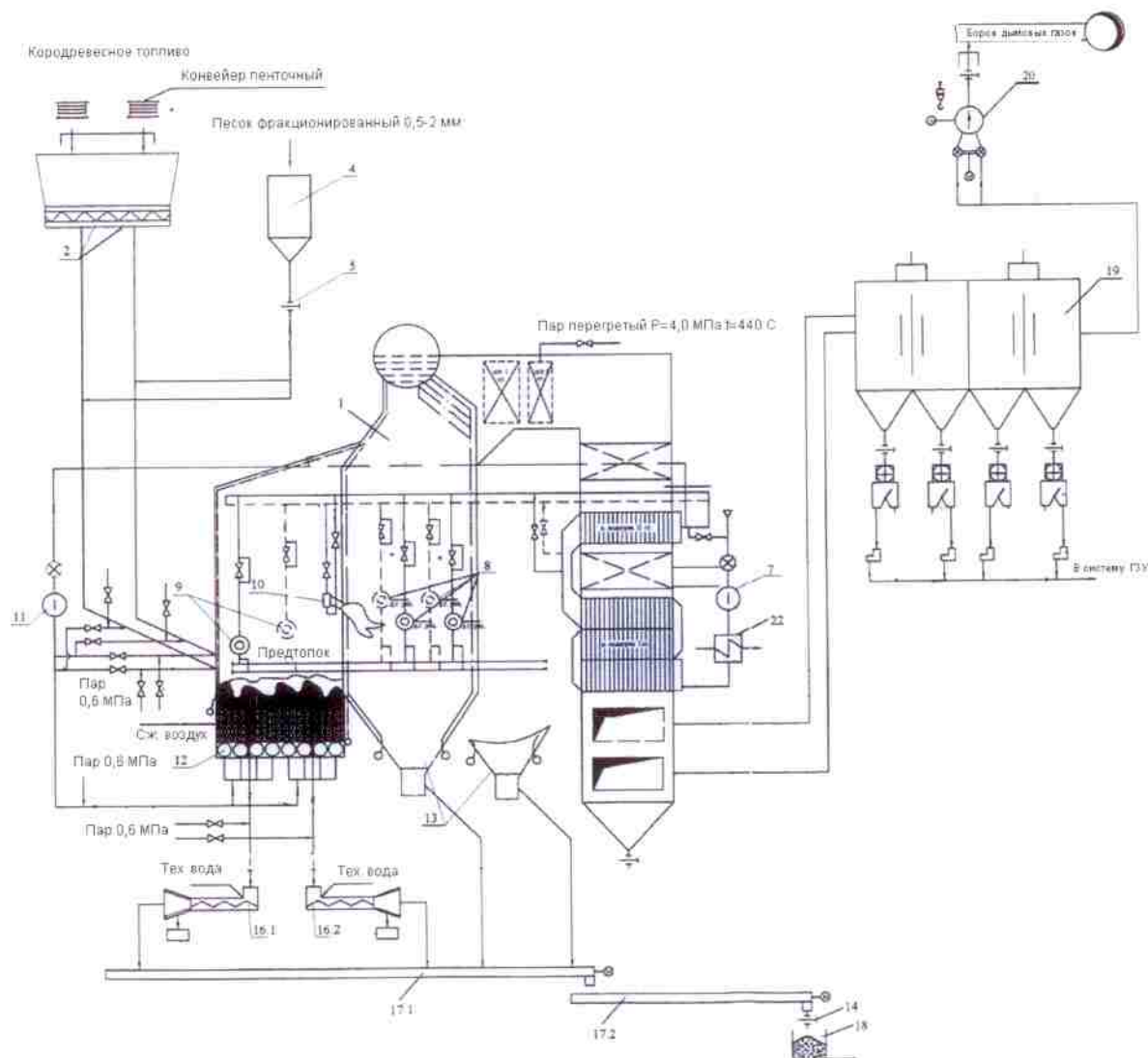


Рисунок А.5.1. Технологическая схема котлоагрегата КМ-75-40 после замены

1 – котлоагрегат КМ-75-40; 2 – бункер КДО с «подвижным дном» $V=90 \text{ м}^3$; 4 – бункер песка $V=2,6 \text{ м}^3$; 5 – золосмывной аппарат; 7 – вентилятор дутьевой ВДН-20; 8 – горелка котла ГМ-15 (4 шт.); 9 – горелка предтопка ГМ-4,5 (2 шт.); 10 – сопла вторичного дутья (12 шт.); 11 – вентилятор высоконапорный горячего дутья ВГД-22СД; 12 – решётка воздухораспределительная; 13 – устройство донного дутья (2 шт.); 14 – затвор шиберный бункера золы и шлака; 16.1, 16.2 – питатель шлаковый (с отсеком) левый и правый соответственно; 17.1, 17.2 – конвейер скребковый КПС; 18 – бункер золы и шлака $V=11,5 \text{ м}^3$; 19 – электрофильтр ЭГУ 105-21-12-9WS640-400-2; 20 – дымосос котла ДН-26; 22 – калорифер паровой.

Участок по приему, подготовке и подаче КДО на сжигание

Участок по приему, подготовке и подаче КДО на сжигание в ТЭЦ-1 предназначен для бесперебойного обеспечения древесным топливом требуемой фракции заменяемого котлоагрегата №5 ТЭЦ-1. Принципиальная технологическая схема подготовки и транспорта КДО представлена на Рис. А.5.2.

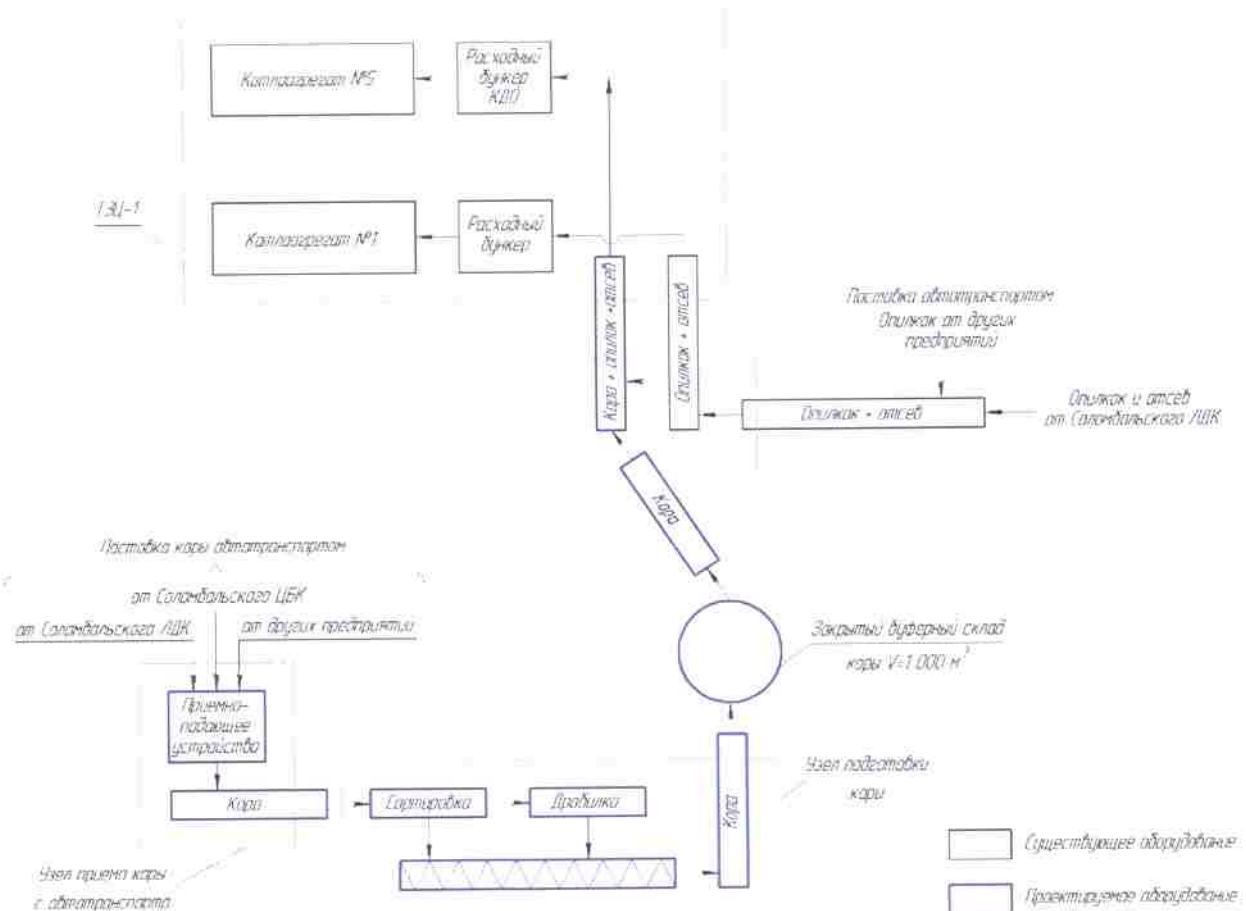


Рисунок А.5.2. Принципиальная технологическая схема подготовки и транспорта КДО

В соответствии с принципиальной технологической схемой, было осуществлено строительство и реконструкция следующих объектов комплекса подготовки и транспорта КДО:

Узел приема коры с крытой площадкой и автоподъездом

Узел приема коры размещен под навесом с высотой до низа строительных конструкций 6 м. Кора, поставляемая автотранспортом, выгружается в бункер. Бункер оснащен приемно-подающим устройством скребкового типа фирмы «Saalasti OY». Подача коры с узла приема в узел короподготовки осуществляется ленточным транспортером. Для извлечения металлических предметов из потока коры на ленточном транспортере предусмотрена установка железоотделителя, а для обнаружения не извлеченных металлических предметов и останова конвейера дополнительно устанавливается металлоискатель.

Узел подготовки коры

Узел подготовки коры, предназначенный для ее измельчения до получения требуемой фракции, размещен в отапливаемом здании пролетом 18 м.

В составе оборудования подготовки коры предусматривается установка дисковой сортировки и дробилки, увязанные шнековым транспортером в единый комплекс.

Мелкая фракция коры, не требующая измельчения, проходит через щели сортировки и направляется шнековым транспортером на ленточный конвейер тракта подачи коры в закрытый буферный склад, а на дробилку поступает только крупная фракция.

Для измельчения коры до требуемой фракции предусматривается установка дробилки Saalasti 0912 производительностью 150 нас. м³/ч.

Закрытый буферный склад

Механизированный склад для буферного запаса коры, готовой для сжигания, вмещает 1000 нас. м³. Подача коры в склад осуществляется ленточным транспортером. Склад в виде бункера цилиндрической формы диаметром 13 м оборудован вращающимся шнековым разгрузителем CRS-5 фирмы Saalasti. Вместимость бункера обеспечивает в среднем 12-14 часов работы котлоагрегата №5.

Тракты подачи коры и опилок

Подача коры от узла приема до узла подготовки, от узла подготовки до закрытого склада и далее от закрытого склада до существующей пересыпной будки осуществляется ленточными транспортерами по вновь проектируемым эстакадам. Производительность конвейеров составляет по 150 нас. м³/ч.

Подача опилок до пересыпной будки предусматривается по существующему тракту, подача опилок от Соломбальского ЛДК (напрямую и через открытый склад).

В существующей пересыпной будке, расположенной в узле пересечения существующих галерей и проектируемого тракта коры, происходит смешивание кородревесных отходов. Далее подача КДО до расходного бункера котлоагрегата №5 осуществляется реконструированными от здания пересыпной будки до здания химводоочистки ТЭЦ-1 ленточными транспортерами по существующим галереям.

Производительность конвейеров коры и опилок составляет 300 нас. м³/ч.

Были полностью механизированы процессы подготовки и транспорта КДО, что обеспечило участие обслуживающего персонала только в общем надзоре за работой машин и механизмов. Системы автоматизации спроектированы на основе отечественных серийно изготавливаемых элементах дистанционного управления и автоматики.

Источником дополнительных кородревесных отходов являются лесопильные предприятия Соломбальско-Маймаксанского промышленного узла г. Архангельска, расположенные вблизи комбината.

Установка электрофильтра

Сжигание КДО в кипящем слое приводит к увеличению выброса золы и инертного материала с дымовыми газами, поэтому на котле было смонтировано золоулавливающее оборудование. Первоначально была установлена система мокрой очистки дымовых газов на основе эмульгаторов. Система газоочистки на основе эмульгаторов была выбрана ввиду ее относительной дешевизны (в сравнении с электрофильтром), а также потому, что одновременно достигалась попутная очистка от SO₂ (до 30%), поскольку часть SO₂ растворяется в воде и связывается карбонатными соединениями, содержащимися в золе.

Однако дальнейшая эксплуатация модернизированного котла показала, что эмульгатор не обеспечивает паспортную эффективность очистки дымовых газов от золы, что приводит к забиванию газоходов котла перед эмульгатором, перед и за дымососом, направляющего аппарата дымососа и его рабочего колеса, что в результате ведет к сокращению межремонтного периода котла, износу газоходов и хвостового оборудования котла. Нормальная эксплуатация котла до начала снижения его паропроизводительности из-за увеличения аэродинамического сопротивления тракта, составляла не более 15 суток.

Проведенная в скором времени модернизация системы газоочистки с подключением батарейных циклонных золоуловителей (БЦУ 200/176) в параллель с эмульгаторами не позволила устранить превышение проектного норматива выбросов золы от сжигания КДО.

В 2007 г. система мокрой очистки дымовых газов на основе эмульгаторов была полностью заменена на электрофильтр типа ЭГУ 105-21-12-9WS640-400-1, что позволило снизить запыленность очищенных дымовых газов до величины 100 мг/нм³, увеличить нормальную эксплуатацию котла до 30 суток, увеличить паропроизводительность за счет снижения

аэродинамического сопротивления газоочистной установки до 60, 75 и 90 т пара в час при сжигании КДО с рабочей влажностью соответственно 65, 60, 57% без мазутной подсветки. Поставщиком электрофильтра является ООО «Энергомаштехнология».

Следует отметить, что установка электрофильтра никак не повлияла на объем достигаемых сокращений выбросов ПГ по проекту, однако положительным образом сказалась на уровне выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

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. Разработчик отчетов о ходе реализации проектов

ООО «СиСиДжиЭс»

Контактные лица:

- Евгений Журавский, специалист Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов
e-mail: e.zhuravskiy@ccgs.ru
- Владимир Дьячков, директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами 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
Строительно-монтажные работы по замене котла №5	Май 2001 г. – Июнь 2003 г.
Строительно-монтажные работы по участку приема, подготовки и подаче на сжигание	Июнь 2003 г. – Август 2004 г.
Строительно-монтажные работы по установке электрофильтра	Ноябрь 2006 г. – Август 2007 г.

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

Деятельность по проекту осуществляется в полном соответствии с проектной документацией

Б.2. Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга

Единственное отклонение касается определения расхода угля за 2008, 2009 и 2010 гг. Оно более подробно описано в разделе Е.5.

РАЗДЕЛ В. Описание системы мониторинга

В.1. Организационная схема мониторинга

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента энергонедежмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» начальнику службы охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности ОАО «Соломбальский ЦБК», который, в свою очередь, отдаст распоряжение по сбору требуемых данных главному энергетнику. На предприятии имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга. Ответственность этих лиц закреплена в соответствующем приказе.

Собранная на предприятии информация передается начальнику службы охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности ОАО «Соломбальский ЦБК», который, в свою очередь, передает ее директору Департамента энергонедежмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» (см. Рисунок В.1.1.). Департамент энергонедежмента и управления выбросами 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 проекта изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО СиСиДжиЭс» (см. Приложение 1).

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента энергонедежмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» информирует начальника службы охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности ОАО «Соломбальский ЦБК» 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.

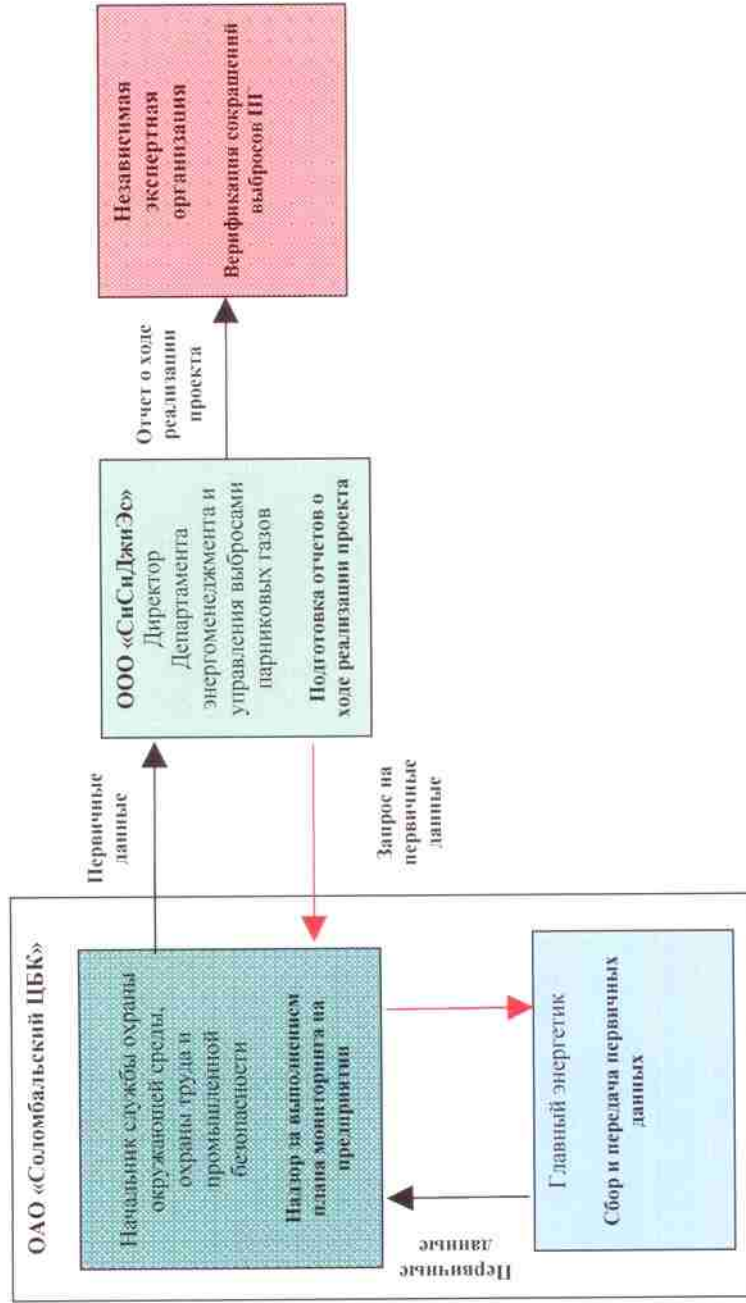


Рис. В.1.1. Организационная схема мониторинга

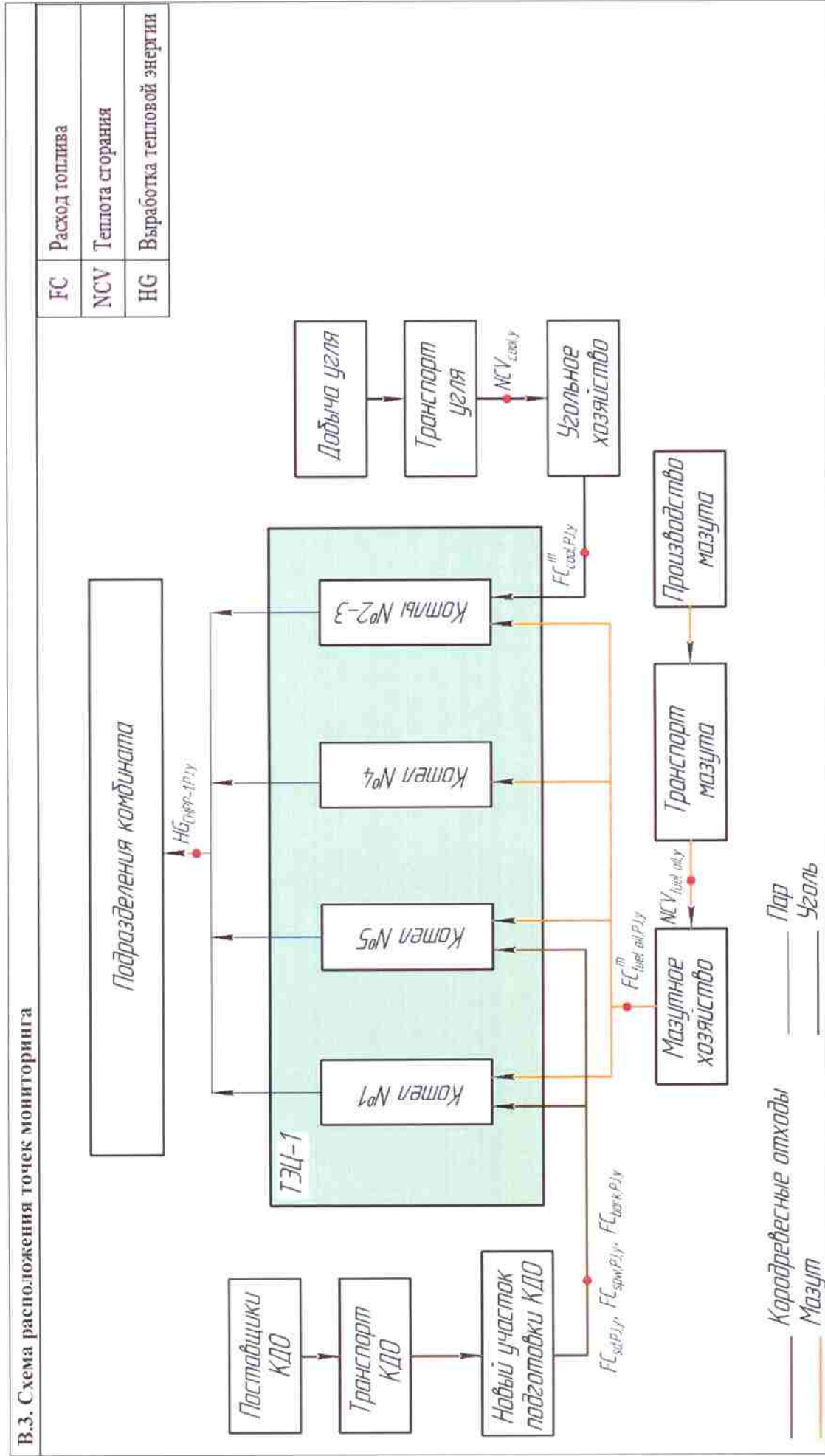
В.2. Распределение ответственности

Руководство филиала ОАО «Соломбальский ЦБК» ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования;
- своевременность и полноту сбора первичных данных, организацию проверки первичных данных для мониторинга и их передачу, а так же решение прочих организационных вопросов, связанных с мониторингом (начальник службы охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности);
- проверку приборов, необходимых для проведения мониторинга (главный метролог);
- сбор, проверку, хранение и передачу первичных данных (главный энергетик);
- проверку отчетов о ходе реализации проекта (начальник службы качества);
- проведение тренингов для персонала, задействованного в сборе первичных данных (начальник службы охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности).

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

- подготовку отчета о ходе реализации проекта (директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов);
- взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ (директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов);
- проведение тренингов для персонала, задействованного в сборе первичных данных (директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов).



В.4. Процедуры управления устройствами для мониторинга и измерений

На комбинате действует международный стандарт ISO 9001 «Системы менеджмента качества».

Система мониторинга Соломбальского ЦБК отвечает требованиям государственных стандартов:

- Федеральный закон №102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 г.;

- «Правила учета электроэнергии» от 26 сентября 1996 года;

- РД 34.09.102 «Правила учета тепловой энергии» от 31.08.1995 г.

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. Главный метролог ОАО «СЦБК» является ответственным за своевременную поверку и калибровку всех измерительных приборов.

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

В.5. Перечень и характеристики измерительных приборов

Для мониторинга используются измерительные приборы, соответствующие таким документам, как «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д. Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с Федеральным законом №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г.

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

Параметр измерения	Марка, тип прибора	Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпериодичность интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)
Преобразователь давления (Давление пара с котла №3)	Сапфир 22МТ	309717	0-60	кгс/см ²	0,5	12	23.01.2007 18.01.2008 07.02.2009 01.02.2010 26.01.2011
	Валмет	953611468	0-40	кгс/см ²	0,5	12	06.08.2007 06.08.2008 06.08.2009 05.08.2010 04.08.2011
Расходомер (Расход пара с котла №4)	Импортный	953710670	1,6	кгс/см ²	0,5	12	04.06.2007 17.06.2008 11.06.2009 09.06.2010 06.06.2011
	Юмо	005714780100 1370004	0-60	кгс/см ²	0,5	12	26.12.2007 23.12.2008 23.12.2009 21.12.2010 07.10.2011
Преобразователь давления (Давление пара с котла №5)	Юмо	005730850 1001370003	1,6	кгс/см ²	0,5	12	17.05.2007 19.05.2008 15.05.2009 15.05.2010 15.05.2011
	Юмо						

В.6. Процедуры сбора первичных данных	
Параметр мониторинга	Процедуры регистрации, мониторинга, учета/записи и хранения данных (включая ежедневный учет)
Выработка тепловой энергии котлами ТЭЦ-1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета выработки тепловой энергии используются датчики и преобразователи, постоянно измеряющие расход, температуру и давление пара. 2. Показания приборов фиксируются в автоматизированной системе управления "MetsoDNA CR" и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров. 3. Данные ежемесячно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты. 4. Данные по выработке и отпуску тепловой энергии будут храниться в архиве комбина на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
Количество мазута, потребленного котлами ТЭЦ-1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество потребленного мазута постоянно измеряется с помощью расходомеров. Кроме того, осуществляется перекрестная проверка методом обратного баланса по выработке пара котлами. 2. Показания расходомеров ежемесячно фиксируются оператором в специальных ведомостях и журналах, передаются в отдел главного энергетика и заносятся в электронную базу данных. 3. Данные по расходу мазута будут храниться в архиве комбина на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
Количество угля, потребленного котлами ТЭЦ-1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество потребленного угля измеряется с помощью весов, установленных на ленточном транспортере, подающем уголь на сжигание. Кроме того, осуществляется перекрестная проверка методом обратного баланса по выработке пара котлами. 2. Показания весов фиксируются оператором в специальных ведомостях, ежемесячно передаются в отдел главного энергетика, заносятся в электронную базу данных. 3. Данные по потреблению угля будут храниться в архиве комбина на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или после последней передачи ЕСВ по проекту.
Количество КДО (опилка, коры, отсева), потребленных котлами ТЭЦ-1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расходы коры, опилка и отсева определяют на основании отчетов по приходу сырья весовщиком ТЭЦ-1 и ежемесячного заключения экспертной комиссии об остатках на складах. 2. В конце каждого месяца главный энергетик организует комиссию в составе представителей ТЭЦ-1, отдела ремонта оборудования (ОРО) и управляющей компании "Соломбальск" для определения остатков кородреvesного топлива на складах коры и опилка у буферных емкостей шепы, опилка на складе лесной биржи сырья (ЛБС). 3. По итогам работы комиссии составляется акт. На основании акта и отчетов по приходу сырья весовщиком ТЭЦ-1 составляются акты о движении кородреvesного топлива, в которых по остаткам на начало и конец месяца, а также по поступлению сырья в истекший месяц определяются расходы коры, опилка и отсева. 4. Данные отчетов по поступлению КДО и результаты ежемесячной экспертизы по остаткам КДО на складе заносятся в

Параметр мониторинга	Процедуры регистрации, мониторинга, учета/записи и хранения данных (включая ежедневный учет)
Теплоты сгорания угля и мазута	<p>электронную базу данных.</p> <p>5. Данные по потреблению КДО будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или после последней передачи ЕСВ по проекту.</p> <p>1. Теплоты сгорания мазута и угля определяются сертифицированными лабораториями поставщиков топлива, сертификаты на топливо предоставляются на каждую поступившую на комбинат партию мазута и угля.</p> <p>2. Данные по теплоте сгорания записываются в рабочие журналы, передаются в отдел главного энергетика, заносятся в электронную базу данных.</p> <p>3. Данные по теплоте сгорания будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.</p>

В.7. Хранение информации

Все данные по мониторингу будут храниться в ОАО «Соломбальский ЦБК» и ООО «СиСиДжиЭс» в электронном и бумажном видах в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

В.8. Причастность третьих лиц

Третьим лицом выступает ФГУ «Архангельский центр стандартизации, метрологии и сертификации».

В.9. Меры контроля и гарантии качества мониторинга

В.9.1. Контроль качества и гарантии качества измерения первичных данных	
Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)
Таблица Д.1 ИН 1 Таблица Д.2 ИН 9	низкая
Таблица Д.1 ИН 2 Таблица Д.2 ИН 10	низкая
Таблица Д.1 ИН 3, 4 Таблица Д.2 ИН 11, 12	низкая
Таблица Д.1 ИН 5, 6, 7 Таблица Д.2 ИН 13, 14, 15	низкая
Таблица Д.2 ИН 8	низкая

Процедуры контроля качества и гарантии качества измерения первичных данных

Массовый расход угля определяется с помощью весов, установленных на ленточном транспорте, подающем уголь на сжигание в котлы ТЭЦ-1.

Весы регулярно проходят калибровку в соответствии с принятым на предприятии графиком и процедурой поверки контрольно-измерительной аппаратуры. Кроме того, для перекрестной проверки расход угля также определяется методом обратного баланса через выработку тепловой энергии угольными котлами и сверяется с данными поставщиков угля.

Массовый расход мазута определяется с помощью расходомеров.

Расходомеры проходят регулярную поверку в соответствии с принятым на предприятии графиком и процедурой поверки контрольно-измерительной аппаратуры.

Для перекрестной проверки расход мазута также определяется методом обратного баланса через выработку тепловой энергии котлами.

Используются данные сертифицированных лабораторий поставщиков топлива.

В конце года определяется среднее значение.

В конце каждого месяца главный энергетик организует комиссию в составе представителей ТЭЦ-1, отдела ремонта оборудования (ОРО) и управляющей компании "Соломбаллес" для определения остатков кородересного топлива на складах коры и опилка у буферных емкостей щепы, опилка на складе лесной биржи сырья (ЛБС).

По итогам работы комиссии составляется акт. На основании акта и Отчетов по приходу сырья весовщиком ТЭЦ-1 составляются акты о движении кородересного топлива, в которых по остаткам на начало и конец месяца, а также по поступлению сырья в истекший месяц определяются расходы коры, опилка и отсева.

Для учета выработки тепловой энергии котлоагрегатами ТЭЦ-1 используются расходомеры пара, измерители температуры и давления.

Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с принятым на предприятии графиком и процедурой поверки контрольно-измерительной аппаратуры.

Все токовые сигналы с приборов поступают в автоматизированную систему управления "MetsoDNA CR", где производится автоматический расчет выработанной тепловой энергии.

В.9.2. Внутренние проверки

В соответствии приказом о мониторинге от 29.11.2007 г., ответственность за проверку первичных данных для мониторинга возложена на главного энергетика.

Ответственность за внутреннюю проверку результатов расчетов сокращений выбросов ПГ возложена на начальника службы качества.

Не менее одного раза в год под руководством начальника службы ООС, ОТ и ПБ на предприятии проводится комплексная проверка соблюдения процедур мониторинга.

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 ОАО «Соломбальский ЦБК», так и сотрудниками ООО «СиСиДжиЭс».

В ООО «СиСиДжиЭс» проверка отчетов выполняется директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами 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.9.4. Тренинги

Не менее раза в год ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством ОАО «Соломбальский ЦБК» осуществляет проведение тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором, проверкой, хранением и передачей первичных данных. По окончании тренингов составляется акт.

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 «Соломбальский ЦБК» 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 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, осуществляется 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» [С7].

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 за период мониторинга.

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

В.11. Производственный экологический контроль

Производственный экологический контроль на предприятии осуществляет служба охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности.

Программа производственного экологического контроля, осуществляемого комбинатом в настоящее время, выполняется по схеме и графикам, согласованным Комитетом природных ресурсов по Архангельской области.

Этот контроль осуществляется службой охраны окружающей среды комбината.

В рамках производственного экологического контроля осуществляются:

- аналитический контроль над соблюдением установленных нормативов выброса загрязняющих веществ в окружающую среду в соответствии с графиками лабораторного контроля;
- мониторинг влияния объектов размещения отходов на подземные и поверхностные воды, атмосферный воздух, почву;
- контроль над содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и др.

Предприятие отчитывается по следующему официальному годовым статистическим формам:

- 2-тп (воздух) Сведения об охране атмосферного воздуха, в которой содержится информация о количестве уловленных и обезвреженных атмосферных загрязнителей, детализированных выбросах специфических загрязняющих веществ, количестве источников выбросов, мероприятиях по уменьшению выбросов в атмосферу, выбросах от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-тп (водхоз) Сведения об использовании воды, в которой дана информация о расходе воды из природных источников, сбросе сточных вод и содержании в них загрязняющих веществ, мощности очистных сооружений и др.;
- 2-тп (отходы) Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления, в которой приводится годовой баланс движения отходов раздельно по их видам и классам опасности.

В соответствии с российским законодательством, предприятие ежегодно разрабатывает и осуществляет планы природоохранных мероприятий.

РАЗДЕЛ Г. Оценка воздействия на окружающую среду

Реализация проекта позволила сократить сжигание угля на ТЭЦ-1, но, одновременно с этим, возросло количество сжигаемого древесного топлива. В Таблицах Г.1. - Г.3. показано, как изменились выбросы вредных веществ в результате реализации проекта.

Таблица Г.1. Выбросы загрязняющих веществ в 2008 году, т/год

Загрязняющее вещество	Уголь	Мазут	Древесное топливо	Увеличение(+)/ Сокращение(-)
Мазутная зола в пересчете на ванадий	-	-2,68	-	-2,68
Взвешенные вещества	-313,61	-	128,97	-184,64
Диоксид серы (SO ₂)	-125,48	-823,16	0	-948,64
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	-53,30	-32,3	34,54	-51,06
Оксид углерода (CO)	-202,67	-406,28	582,18	-26,77
Всего выбросов	-695,05	-1 264,42	745,69	-1213,78

Таблица Г.2. Выбросы загрязняющих веществ в 2009 году, т/год

Загрязняющее вещество	Уголь	Мазут	Древесное топливо	Увеличение(+)/ Сокращение(-)
Мазутная зола в пересчете на ванадий	-	-2,13	-	-2,13
Взвешенные вещества	-169,67	-	92,55	-77,12
Диоксид серы (SO ₂)	-36,73	-656,39	0	-693,12
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	-28,83	-25,69	24,39	-30,13
Оксид углерода (CO)	-109,65	-323,14	411,11	-21,68
Всего выбросов	-344,88	-1 007,36	528,05	-824,19

Таблица Г.3. Выбросы загрязняющих веществ в 2010 году, т/год

Загрязняющее вещество	Уголь	Мазут	Древесное топливо	Увеличение(+)/ Сокращение(-)
Мазутная зола в пересчете на ванадий	-	-1,87	-	-1,87
Взвешенные вещества	-13,1	-	70,76	57,66
Диоксид серы (SO ₂)	-0,22	-575,75	0	-575,97
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	-2,23	-22,54	18,56	-6,21
Оксид углерода (CO)	-8,46	-283,44	312,85	20,95
Всего выбросов	-24,01	-883,6	402,17	-505,44

РАЗДЕЛ Д. Данные мониторинга

Д.1. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ по проекту										
Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение		
								2008	2009	2010
1. $FC_{coal, PJ, y}^m$	Массовый расход угля в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	48 259	51 235	51 807
2. $FC_{fuel\ oil, PJ, y}^m$	Массовый расход мазута в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	13 474	14 303	10 790
3. $NCV_{coal, y}$	Средняя низшая теплота сгорания угля	Отдел главного энергетика	ккал/кг	и	На каждую партию	100%	Электронный и документальный	4 121	4 061	4 110
4. $NCV_{fuel\ oil, y}$	Средняя низшая теплота сгорания мазута	Отдел главного энергетика	ккал/кг	и	На каждую партию	100%	Электронный и документальный	9 590	9 590	9 590
5. $FC_{sd, PJ, y}^v$	Объемный расход опилка, сжигаемого в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	пл. м ³	о	Ежемесячно	100%	Электронный и документальный	180 506	181 361	120 409
6. $FC_{spw, PJ, y}^v$	Объемный расход отсева технологической шепы, сжигаемого в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	пл. м ³	о	Ежемесячно	100%	Электронный и документальный	33 222	24 271	27 659
7. $FC^{(b)}_{bark, PJ, y}$	Объемный расход коры, сжигаемой в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	пл. м ³	о	Ежемесячно	100%	Электронный и документальный	142 215	93 798	104 008

Д.2. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ для исходных условий										
Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение		
								2008	2009	2010
8. $HG_{CHPP-1, PJ, y}$	Общая выработка тепловой энергии котлами ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	ГДж	и	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	3 193 270	2 879 057	2 507 201
9. $FC_{cool, PJ, y}^m$	Массовый расход угля в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	48 259	51 235	51 807
10. $FC_{fuel, oil, PJ, y}^m$	Массовый расход мазута в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	13 474	14 303	10 790
11. $NCV_{cool, y}$	Средняя низшая теплота сгорания угля	Отдел главного энергетика	ккал/кг	и	На каждую партию	100%	Электронный и документальный	4 121	4 061	4 110
12. $NCV_{fuel, oil, y}$	Средняя низшая теплота сгорания мазута	Отдел главного энергетика	ккал/кг	и	На каждую партию	100%	Электронный и документальный	9 590	9 590	9 590
13. $FC_{sl, PJ, y}^{vol}$	Объемный расход опилка, сжигаемого в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	пл. м ³	о	Ежемесячно	100%	Электронный и документальный	180 506	181 361	120 409
14. $FC_{spw, PJ, y}^{vol}$	Объемный расход отсева технологической щепы, сжигаемого в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	пл. м ³	о	Ежемесячно	100%	Электронный и документальный	33 222	24 271	27 659
15. $FC_{bark, PJ, y}^{vol}$	Объемный расход коры, сжигаемой в ТЭЦ-1	Отдел главного энергетика	пл. м ³	о	Ежемесячно	100%	Электронный и документальный	142 215	93 798	104 008

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

$$BE_y = BE_{coal,y} + BE_{fuel\ oil,y} + BE_{bark,y} + BE_{sd+spw,y}$$

где $BE_{coal,y}$ - выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием угля в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.;

$BE_{fuel\ oil,y}$ - выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием мазута в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.;

$BE_{bark,y}$ - предотвращенные (благодаря проекту) выбросы CH_4 от разложения коры на свалках в течение года y , т CO_2 -экв.;

$BE_{sd+spw,y}$ - предотвращенные (благодаря проекту) выбросы CH_4 от разложения опилка и отсева на свалках в течение года y , т CO_2 -экв.

$$BE_{coal,y} = FC_{coal,bl,y} \times EF_{CO_2,coal}$$

где $FC_{coal,bl,y}$ - расход угля в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$$FC_{coal,bl,y} = MAX\{A; B; C; D; E\},$$

где A – расход угля в течение года y , рассчитанный из допущения, что расход мазута по сценарию исходных условий в ТЭЦ-1 равен расходу мазута по проекту в течение года y , ГДж;

B – минимальный годовой расход угля, наблюдавшийся в ТЭЦ-1 в течение трех лет до ввода в эксплуатацию замененного котла №5, ГДж;

C – расход угля в течение года y , рассчитанный из допущения, что среднегодовая доля мазута в суммарном расходе мазута и угля в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий равна максимальной среднегодовой доле мазута, наблюдавшейся в течение трех лет до ввода в эксплуатацию замененного котла №5, ГДж;

D – расход угля в течение года y , рассчитанный из допущения, что среднегодовая доля мазута в суммарном расходе мазута и угля в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий такая же, что и по проекту в течение года y , ГДж;

E – расход угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , ГДж.

$$A = \left(HG_{CHPP-1,bl,y} - HG_{1,sd+spw,bl,y} - FC_{fuel\ oil,bl,y} \times \eta_{fuel\ oil} \right) \times \frac{1}{\eta_{coal}}$$

где $HG_{СНРР-1,ВЛ,y}$ - общая выработка тепловой энергии котлами ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$HG_{1,sd+спв,ВЛ,y}$ - выработка тепловой энергии котлом №1 на опилке и отсеве по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;
 $\eta_{fuel\ out}$ - КПД сжигания мазута в котлах ТЭЦ-1. В соответствии с рекомендациями [С6] $\eta_{fuel\ out} = 0,85$;

η_{cool} - КПД сжигания угля в котлах ТЭЦ-1. В соответствии с рекомендациями [С6] $\eta_{cool} = 0,8$.

$$HG_{СНРР-1,ВЛ,y} = HG_{СНРР-1,РЛ,y}$$

где $HG_{СНРР-1,РЛ,y}$ - общая выработка тепловой энергии котлами ТЭЦ-1 по проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), ГДж.

$$B = FC_{cool}^{min}$$

где FC_{cool}^{min} - минимальный годовой расход угля в ТЭЦ-1, наблюдавшийся в течение трех лет (2000-2002 гг.) до ввода в эксплуатацию замененного котла №5, ГДж. Соответствует 2000 г. и составляет $FC_{cool}^{min} = 1\ 290\ 138$ ГДж (С1, Таблица Б.1-1).

$$C = \left(HG_{СНРР-1,ВЛ,y} - HG_{1,sd+спв,ВЛ,y} - \frac{HG_{СНРР-1,ВЛ,y} - HG_{1,sd+спв,ВЛ,y}}{1 + \frac{1 - \alpha_{max}}{\alpha_{max}} \times \frac{\eta_{cool}}{\eta_{fuel\ out}}} \right) \times \frac{1}{\eta_{cool}}$$

где α_{max} - максимальное значение доли мазута в суммарном расходе мазута и угля в ТЭЦ-1, наблюдавшееся в течение трех лет (2000-2002 гг.) до ввода в эксплуатацию замененного котла №5. Соответствует 2000 г. и составляет $\alpha_{max} = 0,5929$ (С1, Таблица Б.1-1).

$$D = \left(HG_{\text{CHPP-1,Bl,y}} - HG_{1,\text{sd+spr,Bl,y}} - \frac{HG_{\text{CHPP-1,Bl,y}} - HG_{1,\text{sd+spr,Bl,y}}}{1 + \frac{1 - \alpha_{PJ,y} \times \eta_{\text{cool}}}{\alpha_{PJ,y} \times \eta_{\text{fuel, out}}}} \right) \times \frac{1}{\eta_{\text{cool}}}$$

где $\alpha_{PJ,y}$ - доля мазута в суммарном расходе мазута и угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y .

$$\alpha_{PJ,y} = \frac{FC_{\text{fuel, out, PJ,y}}}{FC_{\text{fuel, out, PJ,y}} + FC_{\text{cool, PJ,y}}}$$

$$E = FC_{\text{cool, PJ,y}}$$

$$BE_{\text{fuel, out,y}} = FC_{\text{fuel, out, Bl,y}} \times EF_{\text{CO2, fuel, out}}$$

где $FC_{\text{fuel, out, Bl,y}}$ - расход мазута в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$$FC_{\text{fuel, out, Bl,y}} = \frac{HG_{\text{fuel, out, Bl,y}}}{\eta_{\text{fuel, out}}}$$

где $HG_{\text{fuel, out, Bl,y}}$ - выработка тепловой энергии котлами ТЭЦ-1 на мазуте по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$$HG_{\text{fuel, out, Bl,y}} = HG_{\text{CHPP-1,Bl,y}} - HG_{1,\text{sd+spr,Bl,y}} - HG_{\text{cool, Bl,y}}$$

где $HG_{\text{cool, Bl,y}}$ - выработка тепловой энергии в ТЭЦ-1 на угле по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$$HG_{\text{cool, Bl,y}} = FC_{\text{cool, Bl,y}} \times \eta_{\text{cool}}$$

Численные значения $BE_{\text{fuel,y}}$ и $BE_{\text{sd+spr,y}}$ определяются по модели «Расчет сокращений выбросов CO_2 -эквивалента от КДЮ, не вывезенных на свалку или взятых со свалки», разработанной «BTG biomass technology group B.V.» в соответствии с [С4]:

$$\begin{aligned}
 BE_{bark,y} &= \left(1 - w_{лигн.,ВВУ}^d\right) \times k_{ВВУ} \times \frac{C_{ВВУ}^d}{100} \times \left(1 - \frac{M_{bark}}{100}\right) \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\phi}{100}\right) \times \\
 &\times (1 - \zeta_{OX}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH4} \times GWP_{CH4} \times \sum_{x=2003}^{x=y} \left(W_{bark,x} \times e^{-k_{расп.}(y-x)}\right), \\
 BE_{sd+спв,x} &= \left(1 - w_{лигн.,ВВУ}^d\right) \times k_{ВВУ} \times \frac{C_{ВВУ}^d}{100} \times \left(1 - \frac{M_{sd+спв}}{100}\right) \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\phi}{100}\right) \times \\
 &\times (1 - \zeta_{OX}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH4} \times GWP_{CH4} \times \sum_{x=2003}^{x=y} \left(W_{sd+спв,x} \times e^{-k_{расп.}(y-x)}\right)
 \end{aligned}$$

где $W_{bark,x}$ - количество коры, предотвращенное от вывоза на свалки в течение года x , т;

$W_{sd+спв,x}^d$ - количество опилка и отсева, предотвращенное от вывоза на свалки в результате проекта в течение года x , т;

M_{bark} - влажность коры, %. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию: $M_{bark} = 50\%$;

$M_{sd+спв,x}$ - влажность опилка и отсева технологической щепы, %. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию:

$M_{sd+спв,x} = 50\%$;

$w_{лигн.,ВВУ}^d$ - доля лигнина в С (углероде) для кородревесных отходов. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию:

$w_{лигн.,ВВУ}^d = 0,25$;

$k_{ВВУ}$ - постоянная скорости распада для кородревесных отходов, год⁻¹. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию:

$k_{ВВУ} = -\ln(1/2)/15 = 0,046$ год⁻¹ (где 15 – рекомендованная по умолчанию величина для периода полураспада древесины, лет);

$C_{ВВУ}^d$ - содержание органического углерода в кородревесных отходах на сухую массу, %. Принято значение, рекомендованное [C4] по

умолчанию: $C_{ВВУ}^d = 53,6\%$;

a - переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, м³/кг углерода. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию: $a = 1,87$ м³/кг;

ζ - коэффициент образования. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию: $\zeta = 0,77$;

φ - процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию: $\varphi = 10\%$;

ζ_{OX} - коэффициент окисления метана. Принято значение, рекомендованное [C4] по умолчанию: $\zeta_{OX} = 0,10$;

V_m - концентрация метана в биогазе, %. Принято значение $V_m = 50\%$, являющееся более консервативным, чем рекомендованное [C4] по умолчанию ($V_m = 60\%$);

ρ_{CH_4} - плотность метана, кг/м³. В соответствии с [C4] принято значение: $\rho_{CH_4} = 16,04/22,4 = 0,716$ кг/м³;

GWP_{CH_4} - потенциал глобального потепления для метана, т CO₂-экв./т CH₄. В соответствии с [C4]: $GWP_{CH_4} = 21$ т CO₂-экв./т CH₄;

y - год, для которого рассчитывается сокращение выбросов CO₂-экв., год;

x - год, в течение которого свежая биомасса утилизируется, вместо того, чтобы вывозиться на свалку, год (начиная с 2003 г.).

$$W_{bark,x} = FC_{bark,y,x}^{U} \times \frac{\rho_{bark}}{1000}$$

где ρ_{bark} - плотность влажной коры, кг/пл.м³.

Плотность влажной коры (для сосны при влажности более 23%) рассчитывается в соответствии с методикой приведенной в [C5] по следующей формуле, кг/пл.м³:

$$\rho_{bark} = \frac{100}{1,231 \times (100 - M_{bark})} \times \rho_{12,bark}$$

где $\rho_{12,bark}$ - плотность коры при стандартной влажности (т.е. при абсолютной влажности 12%), кг/пл.м³. В соответствии с [C5]

$$\rho_{12,bark} = 680 \text{ кг/пл.м}^3 \text{ (для сосны).}$$

$$W_{sd+spw,x} = (FC_{sd+spw,pl,x} - FC_{sd+spw,bl,x}) \times \frac{\rho_{sd+spw}}{1000},$$

где ρ_{sd+spw} - плотность влажного опилка и отсева, кг/пл.м³.

Плотность влажного опилка и отсева (для сосны при влажности более 23%) рассчитывается в соответствии с методикой приведенной в [C5] по следующей формуле, кг/пл.м³:

$$\rho_{sd+sprw} = 0,823 \times \frac{100}{100 - M_{sd+sprw}} \times \rho_{12, sd+sprw}$$

где $\rho_{12, sd+sprw}$ - плотность опилка и отсева при стандартной влажности (т.е. при абсолютной влажности 12%), кг/пл.м³. В соответствии с [С5] $\rho_{12, sd+sprw} = 500$ кг/пл.м³ (для сосны).

Е.2. Расчет выбросов парниковых газов по проекту

$$PE_y = PE_{coal,y} + PE_{fuel\ out,y} + PE_{BHV\ comb,y}$$

где $PE_{coal,y}$ - выбросы CO₂, обусловленные сжиганием угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , т CO₂-экв.;

$PE_{fuel\ out,y}$ - выбросы CO₂, обусловленные сжиганием мазута в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , т CO₂-экв.;

$PE_{BHV\ comb,y}$ - выбросы N₂O и CH₄, обусловленные сжиганием дополнительного количества КДО по проекту (в сравнении со сценарием исходных условий) в течение года y , т CO₂-экв.

$$PE_{coal,y} = FC_{coal,PI,y} \times EF_{CO_2,coal}$$

где $EF_{CO_2,coal}$ - коэффициент эмиссии CO₂ для угля, т CO₂/ГДж. В соответствии с Руководством МГЭИК [С3] $EF_{CO_2,coal} = 0,0946$ т CO₂/ГДж;

$FC_{coal,PI,y}$ - расход угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , ГДж.

$$FC_{coal,PI,y} = FC_{coal,PI,y}^m \times NCV_{coal,y}$$

где $FC_{coal,PI,y}^m$ - массовый расход угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), т;

$NCV_{coal,y}$ - средняя низшая теплота сгорания угля проекта в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), ГДж/т.

$$PE_{fuel\ out,y} = FC_{fuel\ out,PI,y} \times EF_{CO_2,fuel\ out}$$

где $EF_{CO_2, fuel oil}$ - коэффициент эмиссии CO_2 для мазута, т $CO_2/ГДж$. В соответствии с Руководством МГЭИК [С3] $EF_{CO_2, fuel oil} = 0,0774$ т $CO_2/ГДж$;

$FC_{fuel oil, PJ, y}$ - расход мазута в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , ГДж.

$$FC_{fuel oil, PJ, y}^m = FC_{fuel oil, PJ, y}^m \times NCV_{fuel oil, y}^m$$

где $FC_{fuel oil, PJ, y}^m$ - массовый расход мазута в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), т;

$NCV_{fuel oil, y}$ - средняя низшая теплота сгорания мазута проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), ГДж/т.

$$PE_{BWW comb, y} = PE_{bark comb, y} + PE_{sd+sprw comb, y}$$

$$PE_{sd+sprw comb, y} = (FC_{sd+sprw, PJ, y}^u - FC_{sd+sprw, BL, y}^{10}) \times NCV_{sd+sprw}^{av} \times GWP_{CH_4} + EF_{N_2O, BWW comb} \times GWP_{N_2O} \times 10^{-3};$$

$$PE_{bark comb, y}^{av} = FC_{bark, PJ, y}^u \times NCV_{bark}^{av} \times (EF_{CH_4, BWW comb} \times GWP_{CH_4} + EF_{N_2O, BWW comb} \times GWP_{N_2O}) \times 10^{-3},$$

где $PE_{sd+sprw comb, y}$ - эмиссии N_2O и CH_4 от сжигания дополнительного количества опилка и отсева по сравнению со сценарием исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв;

$PE_{bark comb, y}$ - эмиссии N_2O и CH_4 от сжигания дополнительного количества коры по сравнению со сценарием исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв;

$$NCV_{sd+sprw}^{av} - средняя низшая теплота сгорания опилка и отсева, ГДж/пл. m^3 . $NCV_{sd+sprw}^{av} = 5,724$ ГДж/пл. m^3 (С1, Раздел Б.1.);$$

$$NCV_{bark}^{av} - средняя низшая теплота сгорания коры, ГДж/пл. m^3 . $NCV_{bark}^{av} = 5,612$ ГДж/пл. m^3 (С1, Раздел Б.1.);$$

$$GWP_{CH_4} - потенциал глобального потепления CH_4 , т CO_2 -экв./т CH_4 . В соответствии с [С4]: $GWP_{CH_4} = 21$ т CO_2 -экв./т CH_4 ;$$

$$GWP_{N_2O} - потенциал глобального потепления N_2O , т CO_2 -экв./т N_2O . В соответствии с [С4] $GWP_{N_2O} = 310$ т CO_2 -экв./т N_2O ;$$

$EF_{CH_4, ВИПГ comb}$ - коэффициент эмиссии CH_4 для отходов биомассы, кг CH_4 /ГДж. В соответствии с [С3]: $EF_{CH_4, ВИПГ comb} = 0,030$ кг

CH_4 /ГДж;

$EF_{N_2O, ВИПГ comb}$ - коэффициент эмиссии N_2O для отходов биомассы, кг N_2O /ГДж. В соответствии с [С3]: $EF_{N_2O, ВИПГ comb} = 0,004$ кг

N_2O /ГДж;

$FC_{barb, PJ, y}^{vol}$ - объемный расход коры в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , (данная величина подвергается мониторингу), пл. $м^3$;

$FC_{sd+sprw, PJ, y}^{vol}$ - объемный расход опилка и отсева в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y , пл. $м^3$,

$FC_{sd+sprw, PJ, y}^{th} = FC_{sd, PJ, y}^{th} + FC_{sprw, PJ, y}^{th}$,

где $FC_{sd, PJ, y}^{th}$ - объемный расход опилка в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), пл. $м^3$;

$FC_{sprw, PJ, y}^{th}$ - объемный расход отсева технологической щепы в ТЭЦ-1 по проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), пл. $м^3$.

$FC_{sd+sprw, BI, y}^{th}$ - объемный расход опилка и отсева в ТЭЦ-1 по сценарию исходных условий в течение года y , пл. $м^3$;

$FC_{sd+sprw, BI, y}^{th} = \frac{HG_{1, sd+sprw, BI, y}^{max}}{SHG_{sd+sprw}^{max}}$,

где $SHG_{sd+sprw}^{max}$ - максимальная среднегодовая удельная выработка тепловой энергии на опилке и отсеве в ТЭЦ-1, наблюдавшаяся в течение трех лет (2000-2002 гг.) до ввода в эксплуатацию замененного котла №5, ГДж/пл. $м^3$. Соответствует 2000 г. и составляет $SHG_{sd+sprw}^{max} = 4,514$ ГДж/пл. $м^3$ (С1, Таблица Б.1-1);

$HG_{1, sd+sprw, BI, y}$ - выработка тепловой энергии котлом №1 на опилке и отсеве по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$HG_{1, sd+sprw, BI, y} = MIN \left\{ \frac{SG_1^{nom} \times T_1^{max} \times (h_s - h_{fiv})}{1000} \times (1 - f_1^{min}); FC_{sd+sprw, PJ, y}^{th} \times SHG_{sd+sprw}^{max} \right\}$,

где SG_1^{nom} - номинальная паропроизводительность котла №1, т пара/ч. Согласно паспортным данным котлоагрегата $SG_1^{nom} = 40$ т пара/ч;

T_1^{\max} - максимальное годовое число часов работы котла №1, ч. В соответствии с данными о работе котла №1 за период 2000-2009 гг. максимальное годовое число часов работы котла было принято равным $T_1^{\max} = 8100$ ч;

h_S - энтальпия свежего пара при номинальных параметрах, кДж/кг. При давлении 3,9 МПа и температуре 440 °С энтальпия пара $h_S = 3309$ кДж/кг;

h_{FW} - энтальпия питательной воды при номинальных параметрах, кДж/кг. При температуре питательной воды 145 °С ее энтальпия $h_{FW} = 612$ кДж/кг;

f_1^{\min} - минимальная доля подсетки мазутом на котле №1. Согласно эксплуатационным данным и исходя из консервативных соображений $f_1^{\min} = 0,25$;

Е.3. Расчет утечек парниковых газов

Опция не требуется.

Е.4. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Сокращения выбросов ПГ в течение года y , т CO₂-экв:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

где BE_y - выбросы CO₂ по сценарию исходных условий;

PE_y - выбросы CO₂ по проекту.

Результаты расчетов приведены в Таблице Е.4.1.

Таблица Е.4.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2008 - 2010 гг.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение			
			2008	2009	2010	2008-2010
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий	$BE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв	350 420	326 783	293 967	971 170
Выбросы ПГ по проекту	$PE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв	122 874	128 496	118 995	370 365
Сокращения выбросов ПГ	ER_y	т CO ₂ -экв	227 546	198 287	174 972	600 805

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

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за 2008 г. составляет **227 537** т CO₂-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили **227 546** т CO₂-экв, что выше прогноза на 9 т CO₂-экв. Это различие получилось в результате уточнения расхода угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года у. В соответствии с проектной документацией эта величина составляет 832 785 ГДж, а по мониторингу (форма 6-ТП) 832 691 ГДж.

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за 2009 г. составляет **198 292** т CO₂-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили **198 287** т CO₂-экв, что ниже прогноза на 5 т CO₂-экв. Это различие получилось в результате уточнения величины расхода угля в ТЭЦ-1 по проекту в течение года у. В соответствии с проектной документацией эта величина составляет 871 123 ГДж, а по мониторингу (форма 6-ТП) 871 170 ГДж.

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за 2010 г. составляет **271 037** т CO₂-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили **174 972** т CO₂-экв, что ниже прогноза на 96 065 т CO₂-экв.

Основные факторы снижения количества единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) парниковых газов в 2010 г. относительно значений, зафиксированных в проектно-дизайнерской документации:

- Фактический расход угля в ТЭЦ-1 по проекту оказался выше прогнозного на 139 648 ГДж или на 18,6% (см. Таблицу Е.5.1). Данный фактор снизил количество ЕСВ на 13 211 т CO₂-экв или на 4,87% (см. Таблицу Е.5.2);
- Фактический объемный расход коры в ТЭЦ-1 оказался ниже прогнозного на 38 207 пл. м³ или на 26,9% (см. Таблицу Е.5.1). Данный фактор снизил количество ЕСВ на 3 037 т CO₂-экв или на 1,12% (см. Таблицу Е.5.2);
- Фактический объемный расход опилка и отсева технологической щепы в ТЭЦ-1 оказался ниже прогнозного значения на 170 049 пл. м³ или на 53,5% (см. Таблицу Е.5.1). Данный фактор снизил количество ЕСВ на 9 578 т CO₂-экв или на 3,53% (см. Таблицу Е.5.2);
- Фактическая общая выработка тепловой энергии котлами ТЭЦ-1 оказалась ниже прогнозного значения на 951 069 ГДж или на 27,5% (см. Таблицу Е.5.1). Данный фактор снизил количество ЕСВ на 94 900 т CO₂-экв или на 35,01 (см. Таблицу Е.5.2);

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

- Фактический расход мазута в ТЭЦ-1 оказался ниже прогнозного на 318 622 ГДж или на 42,4% (см. Таблицу Е.5.1). Это повысило количество ЕСВ на 24 661 т CO₂-экв или на 9,1% (см. Таблицу Е.5.2).

Таким образом, с учетом как отрицательных, так и положительных факторов, общее снижение количества ЕСВ составило 96 065 т CO₂-экв или 35,44% от уровня, заложенного в проектной документации.

Таблица Е.5.1. Причины изменения количества сокращений ПГ по мониторингу относительно прогнозных значений, указанных в проектной документации (для 2010 г.)

Причина	Размерность	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта
Увеличение расхода угля, сжигаемого в ТЭЦ-1	ГДж	751 876	891 524
Снижение объемного расхода коры, сжигаемой в ТЭЦ-1	пл. м ³	142 215	104 008
Снижение объемного расхода опилка и отсева технологической щепы, сжигаемых в ТЭЦ-1	пл. м ³	318 117	148 068
Снижение общей выработки тепловой энергии котлами ТЭЦ-1	ГДж	3 458 269	2 507 201
Снижение расхода мазута, сжигаемого в ТЭЦ-1	ГДж	751 876	433 254

Таблица Е.5.2. Влияние различных факторов на изменение количества ЕСВ (для 2010 г.)

Фактор	Изменение ЕСВ относительно проектных значений	
	т CO ₂ -экв	%
Увеличение расхода угля, сжигаемого в ТЭЦ-1	-13 211	-4,87
Снижение объемного расхода коры, сжигаемой в ТЭЦ-1	-3 037	-1,12
Снижение объемного расхода опилка и отсева технологической щепы, сжигаемых в ТЭЦ-1	-9 578	-3,53
Снижение общей выработки тепловой энергии котлами ТЭЦ-1	-94 900	-35,01
Снижение расхода мазута, сжигаемого в ТЭЦ-1	24 661	9,1
Всего	-96 065	-35,44

ООО «СиСиДжиЭс»
01.02.2012



Евгений Журавский, специалист Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов



Владимир Дьячков, директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов

Список использованных источников

- [С1] Проектная документация «Модернизация энергетического хозяйства ОАО «Соломбальский ЦБК» с целью снижения расхода ископаемого топлива, г. Архангельск, Российская Федерация». Версия 1. 3/ 24.05.2011.
- [С2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/KP/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [С3] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2. Энергия. 2006 г.
- [С4] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [С5] Головков С.И., Коперин И.Ф., Найденов В.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987 г.
- [С6] Методическое руководство по определению эффективности систем генерации тепловой или электрической энергии по сценарию исходных условий. Версия 01. Исполнительный совет МЧР.
- [С7] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главное управление государственного энергетического надзора. Москва. 1995.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

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



«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор

М.А.Юлкин
«01» января 2011 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

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

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

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

2

- 2.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами 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 энергоменеджмента и управления выбросами 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 энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов выполняет проверку тех разделов проектной документации, в которых описывается план и процедуры мониторинга проекта. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 2.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче проектной документации на экспертизу независимой организации.

3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТОВ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

- 3.1. Отчет о ходе реализации проекта, подготовленный сотрудником Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 3.1.1. Проверка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов или по его поручению другим сотрудником Департамента энергоменеджмента и управления выбросами 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 энергоменеджмента и управления выбросами 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

- 3.1.5. Окончательная проверка и правка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами 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 энергоменеджмента и управления выбросами 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 процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента отчет о ходе реализации проекта считается готовым для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется;
- 3.3. Директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами 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 вычислений сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов поглотителями. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению;
- 3.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.