**Общество с ограниченной ответственностью**
**«Н а ф т а С и б  Э н е р г и я»**

ИНН 7706588838, КПП 772401001
Адрес: 115201, Москва, 1-й Котляковский пер., д. 5А
Тел.: +7 (495) 668-18-00, факс: +7 (495) 668-18-16
E-mail: office@nse-gtes.ru

# ООО «НафтаСиб Энергия»

## ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

**Строительство трех газотурбинных установок типа SGT-800 на Газотурбинной теплоэлектростанции «Коломенское», Москва, Российская Федерация**

**Версия 1.2**
**07 июня 2012**

**Со стороны ООО «НафтаСиб Энергия» утвердили:**

«26» июня 2012 г.

Генеральный директор В.К. Урбанов

«26» июня 2012 г.

Главный инженер В.Х. Сайфутдинов

**ПЕРВЫЙ ПЕРИОДИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО**

**Версия 1.1**
**07 июня 2012**

# СОДЕРЖАНИЕ

A. Общая информация по проекту и осуществлению мониторинга

B. Основные этапы мониторинга

C. Меры по обеспечению и контролю качества

D. Расчет сокращения объема выбросов парниковых газов

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1: Определения и аббревиатуры

**СЕКЦИЯ** А**. Общее описание проекта**

**А.1 Название проекта:**

«Строительство трех газотурбинных установок типа SGT-800 на Газотурбинной теплоэлектростанции «Коломенское», Москва, Российская Федерация».

**А.2. Регистрационный номер проекта СО:**

JI 0247

**А.3. Краткое описание проекта:**

Целью реализации проекта является строительство газотурбинной электростанции «Коломенское» (далее по тексту, ГТЭС «Коломенское»), работающей на природном газе и предназначенной для совместной выработки электроэнергии и тепла. Электрическая мощность ГТЭС «Коломенское» составляет 136 МВт, а ее тепловая мощность составляет 171 Гкал/час. Проектом предусматривается строительство 3 газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 45,3 МВт каждая, отработавшие газы которых будут использоваться 3 котлами-утилизаторами производительностью 57 Гкал/час каждый. В качестве основного и вспомогательного топлива на новой ГТЭС «Коломенское» будет использоваться природный газ.

На ГТЭС Коломенская, которая состоит из трех газотурбинных установок (ГТУ) было установлено следующее оборудование:

- Газовая турбина SGT-800;
- Котел-утилизатор KUV 60/150;

Основные технические характеристики представлены в Таблице А.3.1 ниже.

**Таблица А.3.1. Технические характеристики газовой турбины SGT-800[1]**

| Показатель | Единицы | Значение |
|---|---|---|
| Мощность | МВт | 45.3 |
| Электрический КПД | % | 36.63 |
| Частота вращения ротора ГТУ | об/мин | 6600 |
| Частота вращения ротора ЭГ | об/мин | 1500 |
| Температура отходящих газов | °С | 537 |

**Таблица А.3.2. Технические характеристики котлов-утилизаторов**

| Показатель | Единицы | Значение |
|---|---|---|
| Мощность | Гкал/час | 57 |
| Расход газа на входе в котел | кгс/см$^2$ | 140.50 |
| Температура газа на входе в котел-утилизатор | °С | 523.95 |
| Температура газа на выходе из котла-утилизатора | °С | 102 |
| Температура воды на входе | °С | 70 |
| Температура воды на выходе | °С | 150 |

**А.4. Период мониторинга:**

- Дата начала периода мониторинга: 26.05.2009 в 00:00;
- Дата окончания периода мониторинга: 31.12.2011 в 24:00.

[1] *Источник:ГТЭС Коломенское*

## А.5. Примененная методология в рамках реализации проекта (вкл. номер редакции):

### А.5.1. Методология определения базовой линии:

Установление сценария базовой линии осуществляется согласно «Указаниям по критерию установления и мониторинга базовой линии» (редакция 02) Комитета по надзору за совместным осуществлением (КНСО)[2]. В соответствии с этими Указаниями, участники проекта могут установить базовую линию в соответствии с Приложением В к Указаниям по ПСО (индивидуальный подход к СО, параграф 9 (а) Указаний) или должны использовать утвержденные методологии МЧР для определения базовой линии и мониторинга (параграф 9 (b) Указаний).

Кроме того, в общем случае, при определении базовой линии разработчик предлагает использовать индивидуальный подход к СО, но в точности увязывая его с требованиями, изложенными в приложении В, «Критерии установления и мониторинга базовой линии», Решения 9/МЧР.1[3]. Все относящееся к оценке объема выбросов скрупулезно описывается и обосновывается.

### А.5.2. Методология осуществления мониторинга:

Выбор и базовой линии и мониторинга осуществляется на основании требований «Указаний по критериям установления и мониторинга базовой линии» и с учетом требований Приложения В, «Критерии установления и мониторинга базовой линии», Решения 9/МЧР.1. В соответствии с «Критериями установления и мониторинга базовой линии», разработчик проекта использует индивидуальный подход для ПСО при установлении мониторинга. (доступно на http://ji.unfccc.int/Ref/Docs.html).

## А.6. Ход реализации проекта:

| Этапы | Дата реализации | | |
|---|---|---|---|
| | Дата в соответствии с ПТД | Фактическая дата | Примечания |
| Дата начала проекта | 18/07/2007 | 18.07.2007 | |
| Первое официальное присоединение к энергосистеме | - | 20.05.2009 | References from MOESK # 35/MA-6450 on 20.05.2009 |
| Первое официальное подключение к теплосети | - | 23.04.2009 | References from MOESK 23.04 2009 г. |
| Пуско-наладочные работы | - | 25.05.2009 | Разрешение Ростехнадзора № 2.2/359/Т-10 от 25.05.2009 г. |
| Комплексные испытания | | апрель-май 2009 | |
| Ввод в эксплуатацию | 26 May 2009 | 26 May 2009 | Комитет по контролю за государственным строительством от 26.05.2009 |

## А.7. Плановые отклонения и изменения в принятой ПТД:

Отклонений в ПТД нет.

[2] http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf

[3] Отчет о Конференции на первом заседании съезда сторон - участников Киотского протокола, проходившего в Монреале с 28 ноября по 10 декабря 2005 г. Решение 9/МЧР.1. Основные принципы реализации Статьи 6 Киотского протокола. Приложение В. Критерии установления и мониторинга базовой линии, стр. 12-13.

**A.8. Плановые отклонения и изменения в принятом плане мониторинга:**

Отклонений в принятом плане мониторинга нет.

**A.9. Изменения с момента последней верификации:**

Не применяется.

**A.10. Одобрение проекта участвующими сторонами:**

Проект получил необходимое одобрение от правительства РФ, приказ МЭРТ # 112 , 12 марта 2012 и письмо одобрения от Нидерландов.

**A.11. Лицо(а), ответственные за подготовку и предоставление отчета по мониторингу:**

- ООО «НафтаСибЭнергия» - участник проекта.
  Владимир Есипов, руководитель производственно-технического отдела
  Телефон: +7 495 668-18-00 (208)
  E-mail: esipov@nse-gtes.ru

- Global Carbon B.V. BV – участник проекта.
  Леннард де Клерк, Директор;
  Виктор Петроченков
  E-mail: petrochenkov@global-carbon.com

## РАЗДЕЛ В. Основные этапы мониторинга, в соответствии с планом мониторинга на период мониторинга, указанный в разделе А.4.

Основные этапы мониторинга по каждому подпроекту можно представить следующим образом.

**Расход природного газа**
Данный параметр измеряется счетчиком расхода газа непосредственно на ГТЭС Коломенское. Эти данные будут записаны и переданы в электронную базу данных и сохранены в бумажном варианте. Потребление природного газа контролируется руководителем производственно-технического отдела. Расходомеры топлива калибруются и обслуживаются в соответствии с Российским законодательством.

**Низшая теплотворная способность природного газа**
Поставщик природного газа ежемесячно предоставляет паспорт на природный газ (с указанием значения его низшей теплотворной способности).

**Производство электроэнергии**
Данный параметр вычисляется как разность между величинами производства и потребления электроэнергии на собственные нужды ГТЭС и контролируется руководителем производственно-технического отдела. Для измерения значений данных параметров используется система автоматического учета. Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных. Электросчетчик калибруется и обслуживается в соответствии с Российским законодательством.

**Производство тепла**
Теплоснабжение будет рассчитываться как разность между величинами производства и передачи тепла на собственные нужды. Объем произведенного и потребленного тепла для внутренних нужд ГТЭС будет измеряться теплосчетчиком. Производство тепла контролируется руководителем производственно-технического отдела. Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных. Теплосчетчик калибруется и обслуживается в соответствии с графиком и с Российским законодательством.

Все измерения на ГТЭС Коломенское будут осуществляться в соответствии с законом РФ «О единообразии измерений» Н 102-ФЗ от 26/06/2008[4] и в соответствии с современными международными нормами.

### В.1. Типы оборудования для мониторинга

Схема распределения измеряемых параметров представлена на следующем рисунке.

Описание точек измерения на рисунке В.1.1

1 – Газомер- потребление газа;
2 – Электричества;
3 - Тепла;

[4]http://www.garant.ru/hotlaw/federal/176805/

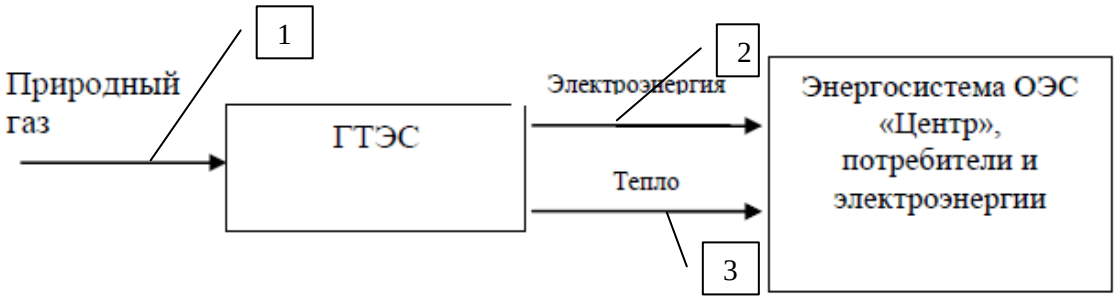


***Рисунок В.1.1. Схема измеряемых устройств***

**В.1.2. Таблица с информацией об используемом оборудовании (вкл. тип, серийный номер, информацию о погрешности конкретных устройств, дату последней калибровки, проверочную организацию, потребности в изменениях и заменах):**

| Идентификационный номер | Наименование расходомера | Тип оборудования | Единицы | Измеряемый параметр | Серийный номер | Степень точности | Дата последней калибровки | Дата следующей калибровки |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Система измерений основывается счетчике TRZ03 линии 1-3 | | | | | | | | |
| 1. | Турбинный газовый счетчик | TRZ 03 | $м^3/ч$ | Потребление природного газа | 608071 | ± 0,5% | 09.09.08 | 08.09.12 |
| 2. | корректировщик объема газа от температуры | EC 605 | МПа<br>° C | | 08691735 | ± 0,5% | 06.08.08 | 05.08.12 |
| 3. | Турбинный газовый счетчик | TRZ 03 | $м^3/ч$ | | 608069 | ± 0,5%<br>± 1,0% | 09.09.08 | 08.09.12 |
| 4. | корректировщик объема газа от температуры | EC 605 | МПа<br>° C | | 08691736 | ± 0,5% | 06.08.08 | 05.08.12 |
| 5. | Турбинный газовый счетчик | TRZ 03 | $м^3/ч$ | | 608070 | ± 0,5%<br>± 1,0% | 09.09.08 | 08.09.12 |
| 6. | корректировщик объема газа от температуры | EC 605 | МПа<br>° C | | 08691737 | ± 0,5% | 06.08.08 | 05.08.12 |
| 7. | Электромагнитный датчик температуры | VIS.T | $м^3/ч$ | Подача тепла | 19858 | 1,6%<br>2 % | 12.09.08<br>13.07.11 | 12.09.12<br>13.07.15 |
| 8. | Датчик давления | KRT-9 | МПа | | 812452<br>745425 | ± 1%<br>± 0,5% | 04.12.08<br>05.07.10 | 04.12.10<br>05.07.12 |
| 9. | Датчик давления | KRT-5 | МПа | | 740284<br>740379 | ± 0,5%<br>± 0,5% | 04.12.08<br>05.07.10 | 04.12.10<br>05.07.12 |
| 10. | Теплосчетчик | KTPTR | ° C | | 4634/A | A | 12.03.08 | 12.03.12 |
| 11. | Электромагнитный датчик температуры | VIS.T | $м^3/ч$ | | 19868 | 1,6%<br>2 % | 11.09.08<br>21.06.10 | 11.09.12<br>21.06.14 |

| Идентификационный номер | Наименование расходомера | Тип оборудования | Единицы | Измеряемый параметр | Серийный номер | Степень точности | Дата последней калибровки | Дата следующей калибровки |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 12. | Датчик давления | KRT-9 | МПа | | 812453 | ± 1% | 04.12.08 | 04.12.10 |
| | | Metran 55DI | | | 816898 | ± 0,25% | 05.07.10 | 05.07.12 |
| 13. | Датчик давления | KRT-5 | МПа | | 740289 | ± 0,5% | 04.12.08 | 04.12.10 |
| | | Metran55DI | | | 816797 | ± 0,25% | 05.07.10 | 05.07.12 |
| 14. | Теплосчетчик | KTPTR | º C | | 4628/A | A | 12.03.08 | 12.03.12 |
| 15. | Счетчик электроэнергии | SET-4TM.03 | | Электроснабжение | №№ 810080586, 810080056, 810080077 809081931, 809081952, 809081959, 809081938 | 0,2S | 01.10.2008 | 01.10.2020 |

### B.1.3. Процедуры калибровки

Главный метролог ГТЭС «Коломенское» отвечает за все работы по калибровке.

| Процедуры по обеспечению контроля и качества | | |
|---|---|---|
| Газомер | Главный Метролог | Калибровка газомера осуществляется в соответствии с графиком ГТЭС. |
| Электросчетчик | Главный Метролог | Измерительный прибор калибруется регулярно в соответствии с графиком ГТЭС |
| Теплосчетчик | Главный Метролог | |

### B.1.4. Участие третьих сторон:

Проверку и калибровку измерительных приборов обычно выполняет государственная компания или другая компания, обладающая необходимой квалификацией, опытом и оборудованием.

**B.2. Сбор данных (накопленные данные за весь период мониторинга):**

**B.2.1. Список фиксированных значений по умолчанию и задаваемых по прогнозу показателей базовой линии:**

| Переменные данные | Описание | Источник данных | Единицы измерения | Значение |
|---|---|---|---|---|
| $EF_{CO2,NG,y}$ | Фактор эмиссии для природного газа | Руководство по национальной инвентаризации парниковых газов, Том 2, Раздел 4: МГЭИК, 2006, глава 2, табл. 2.2 стр.2.16-2.17 | $тCO_2$/ГДж | 0,0561 |
| $EF_{BL,CO_2,y}$ | Фактор эмиссии для базовой линии | Приложение 2 ПТД | $тCO_2$/МВтч | 0,531 |

**B.2.2. Список переменных:**

| Идентификационный номер | Данные переменных | Источник | Единицы | Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e) | Периодичность регистрации | Доля проверяемых данных | Способ архивации данных (электронный/ бумажный) | Комментарий |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $FC_{NG,y}$ | Потребление природного газа | Показания топливного расходомера | $м^3$ | m | Постоянно | 100% | Электронный | Данное значение вычисляют ежемесячно электронно и на бумаге |
| $NCV_{NG,y}$ | Низшая теплотворная способность природного газа | Паспорт (сертификат качества) от поставщика природного газа | ГДж/$м^3$ | c | Ежемесячно | 100% | Электронный | Данное значение вычисляют как среднее по ежегодным данным. Ежегодное значение рассчитывается на ГТЭС и включается в отчет |
| $EG_{PJ,y}$ | Ежегодное электроснабжение | Показания счетчиков | МВтч/год | m | Ежегодно | 100% | Электронный | Федеральная статистическая форма 6ТП. Поставка |

| Идентификационный номер | Данные переменных | Источник | Единицы | Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e) | Периодичность регистрации | Доля проверяемых данных | Способ архивации данных (электронный/ бумажный) | Комментарий |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | электроэнергии определяется как соотношение произведенной электроэнергии и потребленной на собственные нужды ГТЭС |
| $HG_{PG,y}$ | Годовой отпуск электроэнергии | Показания теплосчетчиков | ГДж/год | m | Ежегодно | 100% | Электронный | Федеральная статистическая форма 6ТП. Поставка электроэнергии определяется как соотношение произведенной электроэнергии и потребленной на собственные нужды ГТЭС |

**В.2.3. Данные по выбросам парниковых газов, с разбивкой по источникам, в ходе реализации проекта:**

**Таблица В.2.3.1-2.3.31: Данные собранные за период мониторинга с 2009 по 2011**

| 2009 | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Идентификационный номер** | **Данные переменных** | **Единицы** | **январь** | **февраль** | **март** | **апрель** | **май** | **июнь** | **июля** | **август** | **сентябрь** | **октябрь** | **ноябрь** | **декабрь** |
| $FC_{NG,y}$ | Потребление природного газа | Тонны $м^3$ | - | - | - | - | 3945,8 | 7043,59 | 6672,53 | 9791,45 | 10238,3 | 13025,7 | 18258 | 16566,9 |
| $NCV_{NG,y}$ | Низшая теплотворная способность природного газа | ГДж/1000$м^3$ | - | - | - | - | 33,76 | 33,85 | 33,81 | 33,77 | 33,73 | 33,67 | 33,64 | 33,60 |

| 2010 | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Идентификационный номер** | **Данные переменных** | **Единицы** | **январь** | **февраль** | **март** | **апрель** | **май** | **июнь** | **июля** | **август** | **сентябрь** | **октябрь** | **ноябрь** | **декабрь** |
| $FC_{NG,y}$ | Потребление природного газа | Тонны $м^3$ | 19918,2 | 16116,14 | 14303,23 | 12773,44 | 9742,94 | 8655,18 | 4392,77 | 7066,17 | 10184,02 | 17350,6 | 19368,76 | 19605,94 |
| $NCV_{NG,y}$ | Низшая теплотворная способность природного газа | ГДж/1000$м^3$ | 33,60 | 33,60 | 33,66 | 33,70 | 33,73 | 33,87 | 33,82 | 33,88 | 33,84 | 33,76 | 33,72 | 33,74 |

| 2011 | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Идентификационный номер** | **Данные переменных** | **Единицы** | **январь** | **февраль** | **март** | **апрель** | **май** | **июнь** | **июля** | **август** | **сентябрь** | **октябрь** | **ноябрь** | **декабрь** |
| $FC_{NG,y}$ | Потребление природного газа | Тонны м$^3$ | 19417,42 | 21066,29 | 21889,16 | 16281,25 | 8751,72 | 8230,89 | 6102,32 | 8909,76 | 10191,85 | 16283,29 | 21601,29 | 23019,84 |
| $NCV_{NG,y}$ | Низшая теплотворная способность природного газа | ГДж/1000 м$^3$ | 33,75 | 33,76 | 33,73 | 33,78 | 33,80 | 33,79 | 33,89 | 33,99 | 33,98 | 33,85 | 33,79 | 33,76 |

| **Идентификационный номер** | **Данные переменных** | **Документ, подтверждающий данные** | **Единицы** | **Значение** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | **2009** | **2010** | **2011** |
| $EG_{PJ,y}$ | Годовой отпуск электроэнергии | 6-ТП | МВтч/год | 243351 | 446979 | 534514 |
| $HG_{PG,y}$ | Годовой отпуск тепла | 6-ТП | ГДж/год | 378938 | 706418 | 793041 |

*Источнике: ГТЭС* “Коломенское»

**B.2.5. Данные по утечкам:**

Не применяется

**B.2.6. Данные по воздействию на окружающую среду:**

Необходимость оценки воздействия на окружающую среду (EIA) в России регулируется федеральным законом «об экологической экспертизе» и состоит из двух ступеней: EIA (OBOC – в русской аббревиатуре) и государственная экологическая экспертиза (ГЭЭ). Существенные изменения к данной процедуре были внесены Строительным кодексом, который вступил в силу 01 января 2007 года. Этот закон снизил сферу деятельности ГЭЭ и перевел их в так называемую государственную экспертизу (ГЭ) в соответствии со статьей 49 Строительного кодекса РФ.

Воздействие на окружающую среду отражено в заключение государственной экспертизы №77-1-4-0038-08 от 29.01.2008. Для функционирования ГТЭС «Коломенское» было получено разрешение No. 60569 от 25.05.2009 от московского межрегионального территориального управления по технологическому и экологическому надзору за вредными выбросами (загрязнениями) в атмосферу.

**В.3. Обработка данных и архивирование (вкл. используемое программное обеспечение):**

ГТЭС “Коломенское” отвечает за исходные данные, предоставленные разработчику. Распределение ответственности официальных лиц, занятых подготовкой отчета о мониторинге представлено в таблице 3.1 и схеме ниже.

Таблица В 3.1

**Процедура подготовки документации к мониторингу**

| Идентификационный номер | Переменные данные | Частота записи | Регистрация записи: вручную/ автоматически | Название промежуточного отчета и частота записи | Ответственный за обработку данной информации | Период хранения | Способ хранения (электронный и бумажный), где | Тип документа, где хранятся данные | Ответственный, за одобрение отчета, | Комментарии |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $FC_{NG,y}$ | Потребление природного газа | 1ч/1день | автоматически/ вручную | Первичный отчет | Дежурный инженер АСУ | постоянно | электронный, база данных | Первичный отчет | Заместитель начальника производственно-технического отдела | |
| $NCV_{NG,y}$ | Низшая теплотворная способность природного газа | Раз в неделю | вручную | Протокол измерения | Технический персонал по горюче смазочным материалам | | бумажный | Протокол измерений | Руководитель химического отдела | |
| $EG_{PJ,y}$ | Годовой отпуск электроэнергии | 3 мин, 30мин | автоматически | Первичный отчет | | постоянно | электронный, база данных | Первичный отчет об электроэ | Заместитель начальника производственно-технического | |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | нергии | отдела | |
| $HG_{PG,y}$ | Годовой отпуск тепла | 1ч/1день | автоматически/ вручную | Первичный отчет | Дежурный инженер АСУ | постоянно | электронный, база данных | Первичный отчет | Производственно-технический отдел | |

В целом, организационная и управленческая структура для реализации системы мониторинга на ГТЭС «Коломенское» будет выглядеть следующим образом:

Измерительные приборы → Специалист (Дежурный инженер) → Руководитель производственно-технического отдела → Главный энергетик → Global Carbon BV

**B.4. Журнал аварийных событий**
За текущий период мониторинга аварийных событий зарегистрировано не было.

**РАЗДЕЛ C. Меры по обеспечению и контролю качества**

C.1. **Документированные процедуры и план управления:**

**C.1.1. Роли и ответственность:**

Производственно-технический отдел собирает и хранит данные отчета по мониторингу.
Ответственный: Владимир Есипов, Руководитель производственно-технического отдела ГТЭС «Коломенское».

**C.1.2. Программа обучения:**
Весь технический персонал имеет необходимую квалификацию. Обслуживающий персонал проходил обучение в образовательном центре‘Siemens’ в Германии и в специализированном центре в Москве. Также обучение включало инструкции по технике безопасности, противопожарной безопасности, и безопасной работе с электрооборудованием.

C.2. **Участие третьих сторон:**
Участия третьих сторон не требовалось.

**C.3. Меры по осуществлению внутреннего аудита и контроля:**
Все данные, используемые для подсчета сокращения выбросов парниковых газов, также используются для коммерческой деятельности ГТЭУ. Поэтому все данные находятся на тщательном контроле на разных уровнях управления.

**C.4. Процедуры поиска неисправностей:**

Некоторые измерительные системы дублируются запасными системами. Все процедуры получения недоступных данных (например, данные неисправного или неработающего газометра, теплосчетчика и электросчетчика) в случае чрезвычайной ситуации на предприятии отражаются в контрактах.

**Таблица С 4.1: Методы расчета потребления природного газа, тепла и произведенной электроэнергии на ГТЭС «Коломенское»**

| Параметры | Описание | Источник |
|---|---|---|
| Природный газ | Объем потребления природного газа определяется на основании проектной мощностью газогорелочного оборудования (с учетом 24 часа в сутки и 365 дней в году использование газа) | Договор на поставку природного газа и транспортировку с ООО «НафтаСиб Энергия» |
| Тело | Количество тепла для отопления определяется<br>$$Q_{heating} = q_{max}^{heating} \times N \times \frac{t_{in}^{f} - t_{out}^{f}}{t_{in}^{p} - t_{out}^{p}}$$<br>где<br>$q_{max}^{heating}$ – максимальная проекта почасовая нагрузка, Гкал /час<br>$N$-количество часов, ч<br>$t_{in}^{f} - t_{in}^{p}$- фактическая и проектная температуры воздуха внутри помещении , $C^0$<br>$t_{out}^{f} t_{out}^{p}$- фактическая и проектная температуры наружного воздуха, $C^0$<br>Количество тепловой энергии на нужды ГВС поставляемой за отчетный период<br>$$Q_{hws} = q_{hws}^{Av.per\ hour} \times N \times \frac{t_{hw}^{p} - t_{cw}^{f}}{t_{hw}^{p} - t_{cw}^{p}}$$<br>где<br>$q_{hws}^{Av.per\ hour}$ среднечасовая нагрузка на ГВС, Гкал /час<br>$N$ - количество рабочих часов, ч<br>$t_{hw}^{p}$- проектная температура горячей воды , $C^0$<br>$t_{cw}^{f}$- средняя фактическая температура холодной воды, $C^0$. Если данные не доступны в отопительный период принимается +5$C^0$, в неотопительный +15 $C^0$<br>$t_{cw}^{p}$- температура холодной воды , $C^0$. Принимается +5 $C^0$ | Контракт на поставку тепловой энергии и горячей воды № 1 / 08 от 28/02/2008 |
| Электроэнергия | Электроэнергия определяется на основе счетчика установленного на другой стороне потребителя и с учетом потерь при передаче. | Договор электроснабжение № 443 от 29/07/2009 между ООО «НафтаСиб Энергия» и ОАО "МОЭСК " (Приложение 1) |

.

**РАЗДЕЛ D. Расчет сокращенных выбросов**

**D.1.1. Проектные выбросы:**

**Выбросы $CO_2$э в сценарии проекта**

Проектная деятельность – это сжигание природного газа. Выбросы $CO_2$ вследствие сжигания природного газа, в случае использования в качестве топлива ( $PE_y$ ) рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{NG,y} \quad (1)$$

где:

$PE_y$ Проектные выбросы в году *y* (т$CO_2$);

$PE_{NG,y}$ выбросы $CO_2$ от сжигания природного газа по сценарию проекта в году *y*, т $CO_2$

$$PE_{NG,y} = FC_{NG,y} \times NCV_{NG,y} \times EF_{CO2,NG,y} \quad (2)$$

где:

$FC_{NG,y}$ суммарный объем природного газа, использованного на новой ГТЭС «Коломенское» в году *y* ($м^3$);

$NCV_{NG,y}$ низшая теплотворная способность на единицу объема природного газа в году *y* (ГДж/$м^3$);

4.187 – Гкал к Дж - коэффициент конверсии

$EF_{CO2,NG,y}$ коэффициент выбросов $CO_2$ на единицу энергии природного газа в году *y* (т$CO_2$/ГДж).

Результаты предполагаемых проектных выбросов $CO_2$ в течение 2009–2011 представлены в таблице D 1.1

Таблица D 1.1

**Проектные выбросы ПГ, т$CO_2$–э**

| Параметры | 2009 | 2010 | 2011 | Всего за период 2009-2011. |
|---|---|---|---|---|
| Проектные выбросы, [т$CO_2$э] | **161 717** | **301 673** | **344 621** | **808011** |

**D.1.2. Выбросы в базовой линии:**

Выбросы в базовой линии определяются как:

$$BE_y = BE_{Heat,y} + BE_{grid_y} \quad (3)$$

где:

$BE_y$ базовая линия выбросов в году *y* ($тCO_2$);

$BE_{grid_y}$ годовой объем базовой линии выбросов $CO_2$ в результате генерации электроэнергии энергосистемой Российской Федерации, $тCO_2$/год;

$BE_{Heat,y}$ годовой объем базовой линии выбросов $CO_2$ в результате генерации тепла на РТС, $тCO_2$/год;

Объем выбросов $CO_2$ от деятельности Единой энергетической системы Российской Федерации вычисляется по объему выработки электроэнергии в рамках проекта в году у.

$$BE_{grid_y} = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO2,y} \quad (4)$$

где:

$EG_{PJ,y}$ годовой отпуск электроэнергии ГТЭС (по результатам мониторинга) в году у (МВтч/год);

$EF_{BL,CO2,y}$ коэффициент выбросов базовой линии в году *y* ($тCO_2$/МВтч. Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2.

Объем базовой линии выбросов $CO_2$ от выработки тепла в рамках проекта в году;

$$BE_{Heat,y} = \frac{HG_{PG,y} \times EF_{CO2,NG,y}}{\eta_{heat}} \quad (5)$$

где:

$HG_{PG,y}$ годовой отпуск тепла по результатам мониторинга базовой линии в году у(ГДж/год);

$EF_{CO2,NG,y}$ коэффициент выбросов $CO_2$ на единицу энергии природного газа в году *y* ($тCO_2$/ГДж);

$\eta_{heat}$ совокупный КПД котельных для РТС и КТС, %[5]

Таблица D 1.2

**Базовая линия выбросов, $тCO_2$–э**

| Параметры | 2009 | 2010 | 2011 | Всего за период 2009-2011. |
|---|---|---|---|---|
| Базовая линия выбросов от выработки электроэнергии | 129 219 | 237 346 | 283 827 | **650 392** |
| Базовая линия выбросов от выработки тепла | 102 304 | 190 716 | 214 102 | **507123** |
| Всего | **231 524** | **428 062** | **497 929** | **1 157 515** |

[5] http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-09-v1.pdf

### D.1.3. Утечки:

Не применяется

### D.1.4. Расчет сокращенных выбросов:

Объем сокращенных выбросов вычисляется следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

Где:

$ER_y$ Выбросы по проекту СО в году $y$ ($тCO_2$);

$BE_y$ Выбросы базовой линии в году $y$ ($тCO_2$);

$PE_y$ Проектные выбросы в году $y$ ($тCO_2$).

Таблица D 1.3

**Сокращения выбросов,$тCO_2$–э**

| Сокращение выбросов | 2009 | 2010 | 2011 | Общее количество за период мониторинга |
|---|---|---|---|---|
| [$тCO_2$э] | **69 807** | **126 389** | **153 308** | **349 504** |

## Приложение 1

### Определения и аббревиатуры

**Аббревиатуры**

| | |
|---|---|
| **$CO_2$** | Двуокись углерода |
| **ПГ** | Парниковые газы |
| **ГП** | Глобальное потепление |
| **МГЭИК** | Межправительственная группа экспертов по изменению климат |
| **ПТД** | Проектная техническая документация |

**Определения**

| | |
|---|---|
| **Базовая линия** | Базовой линией проекта, снижающего выбросы парниковых газов является сценарий выбросов парниковых газов в относительном и абсолютном объеме, с разумной степенью вероятности отражающий динамику антропогенных выбросов парниковых газов от источников выбросов, которая существовала бы при отсутствии данного проекта, определенная за период жизненного цикла проекта. Базовая линия - базовый уровень эмиссий. Прогнозируемые эмиссии, которые наблюдались бы в случае отсутствия проекта по снижению эмиссии или проведения целенаправленной политики. Базовый уровень выбросов используется для расчета квот, кредитуемых для проекта ПСО или МЧР. |
| **Сокращения выбросов** | Сокращения выбросов, полученные по проекту СО, отсчитываются от базового уровня выбросов и измеряются в тоннах $CO_2$-эквивалента. Могут быть переданы инвестору проекта или проданы покупателю ЕСВ. |
| **Потенциал глобального потепления** | Параметр, численно определяющий радиационное (разогревающее) воздействие молекулы определенного ПГ относительно молекулы двуокиси углерода. Параметр был разработан МГЭИК. |
| **Парниковый газ (GHG)** | Газ, имеющий парниковый эффект, который приводит к изменению климата. Шесть газов контролируется Киотским Протоколом: Двуокись углерода ($CO_2$), Метан ($CH_4$), Закись азота ($N_2O$), Гидрофторуглероды (HFCs), Перфторуглероды (PFCs) and Гексафторид серы (SF6). |
| **Совместное Осуществления (СО)** | Механизм, установленный в рамках Статьи 6 Киотского Протокола. В Киотском протоколе этот термин обозначает возникновение и передачу ЕСВ (ERU) в рамках статьи 6-ой, по которой инвестирование проекта в промышленность одной из стран Приложения I влечет за собой кредитование эмиссии для инвестирующей страны. |
| **План мониторинга** | План реализации контроля за сокращением выбросов. План является составной частью проектно-технической документации (ПТД). |