«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ОАО «ТГК-2»

_____ В. Л. Александрович

«02» августа 2012 г.

Отчет
о мониторинге сокращений выбросов парниковых газов

Версия 04

Период мониторинга: 19.01.2011 – 31.03.2012

проект Совместного Осуществления:

« Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация»

г. Ярославль, 2012

Содержание

Содержание

А. Общая информация о проектной деятельности

Б. Система мониторинга сокращенных выбросов, полученных при реализации проекта

В. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту «Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация».

Приложение 2. Материалы по доказательству дополнительности дополнительных котлов (№№5,6 на АТЭЦ)

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности

А.1 Название проекта

Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация

А.2. Краткое описание проекта

Цели проекта:

- Сокращение потребления высокоуглеродного топлива на Архангельской ТЭЦ (АТЭЦ) и Северодвинской ТЭЦ-2 (СТЭЦ-2) ОАО «ТГК-2»;
- Применение современных технологий подготовки и сжигания топлива;
- Сокращение выбросов парниковых газов;
- Сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Задачи проекта:

Проект реализуется на производственных площадях ОАО «ТГК-2» в Архангельской области.

Проект стартовал 28 января 2010 г. и предусматривает

- Перевод котлоагрегатов ТГМ-84Б № 1, 2, 3 и 4 АТЭЦ на сжигание природного газа;
- Перевод котлоагрегатов ТГМЕ -464 №1, 2 и 3 СТЭЦ-2 на сжигание природного газа;
- Строительство инфраструктуры для газового топлива.

В отсутствие проектной деятельности был бы использован уголь. Таким образом, проект приводит к сокращению выбросов парниковых газов в объеме 1 295 446 тонн CO_2-экв за период с 19.01.2011 по 31.03.2012

А.3. Сроки реализации основных этапов проекта

Архангельская ТЭЦ	**26 09 2010 – 13.12.2011**
Прокладка газопровода	15.10.2010 - 26.12.2010
Строительство ГРП	15.10.2010 - 04.01.2011
Реконструкция главного корпуса	26.09.2010 - 29.11.2010
Реконструкция котлоагрегатов	
№3	12.11.2010 - 08.02.2011
№4	20.12.2010 - 12.02.2011
№1	20.12.2010 - 04.02.2011
№2	20.12.2010 - 19.01.2011
№6	27.10.2011 - 31.10.2011
№5	01.09.2011 - 13.12.2011
Северодвинская ТЭЦ-2	**14 12 2010 – 29.12.2011**
Прокладка газопровода	15.11.2010 - 26.05.2011
Строительство ГРП	15.11.2010 - 10.05.2011
Реконструкция главного корпуса	14.12.2010 - 04.04.2011
Реконструкция котлоагрегатов	
№3	12.02.2011 - 26.12.2011

№ 1 20.03.2011 –22.12.2011
№ 2 18.03.2011 - 29.12.2011

А.4. Период мониторинга

19.01.2011 г. - 31.03.2012 г.

А.5. Объем сокращений выбросов парниковых газов за период мониторинга

Фактические сокращения выбросов за период 19.01.2011 - 31.03.2012 составляют 1 295 446 т CO_2.

Объем сокращенных выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 1 286 120,24 т CO_2.

Разница между фактическими сокращениями выбросов за период 2011-1 квартал 2012 г. и сокращениями, посчитанными в ПТД, связана с тем, что во время разработки ПТД использовались прогнозные данные на 2012 год.

А.6 Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами и статус проекта СО

15 сентября 2011 г. принято Постановление Правительства Российской Федерации «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к РКИК ООН об изменении климата». Этот документ утверждает Положение о реализации статьи 6 Киотского протокола.

В соответствии с пунктом 4 Положения утверждение проектов осуществляет Минэкономразвития РФ на основании результатов конкурсного отбора заявок. Конкурсный отбор заявок проводит оператор углеродных единиц (Сбербанк России) в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства РФ № 780.

Таким образом, в соответствии с законодательством РФ в области реализации проектов СО, Проекта был утвержден Приказом Минэкономразвития № 112 от 12 марта 2012 г.

Также проект был утвержден другой участвующей стороной - Швейцарией. Письмо одобрения выпущено 30 мая 2012 г.

А.6. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу

Подготовка данных для отчета: ОАО «ТГК-2»
Россия, 150040, Ярославская область, г. Ярославль, Рыбинская, 20
Контактное лицо:
Жаворонкова Наталия, Начальник отдела развития бизнеса

Тел. +7 (4852) 79 71 42
Факс: +7 (4852) 32 00 05

Разработчик: ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода»;
Контактное лицо: Байдакова Евгения, Ведущий специалист Департамента развития проектов;
Тел. +7 (499) 788 78 35 доб. 104
Факс: +7 (499) 788 78 35 доб. 107

<u>РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы</u>

Б.1. Принципиальная схема проведения мониторинга по проекту

Проектом предусмотрена одна и та же схема потоков энергоресурсов для всех котлоагрегатов, поэтому схема мониторинга будет аналогичной для всех котлоагрегатов. Измеряемые данные будут обозначаться $M\text{-}1_i$ и $M\text{-}2_i$

Для определения объема сокращений выбросов парниковых газов в проектном сценарии необходима информация о количестве потребленного природного газа[1], в исходных условиях - объем выработанного пара и КПД АТЭЦ и СТЭЦ-2 на угле.

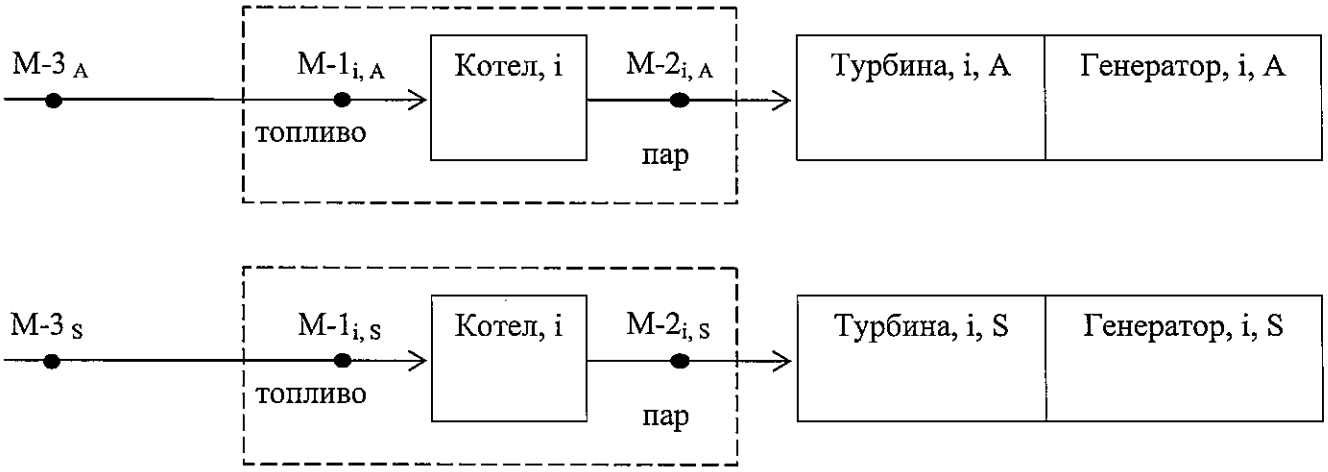
В данном разделе приведена информация об алгоритме сбора и хранения данных, необходимых для определения количества выбросов в исходных условиях и проектном сценарии:

1. не измеряются во время кредитного периода, детерминируются только один раз и используется в течение всего кредитного периода, доступны на стадии детерминации ПДД:
   - коэффициент эмиссии парниковых газов от потребления природного газа и угля;
   - КПД котлов АТЭЦ на угле
   - КПД котлов СТЭЦ-2 на угле

2. измеряются во время кредитного периода
   - расход природного газа на котлоагрегатах АТЭЦ и СТЭЦ-2;
   - выработка пара котлоагрегатами АТЭЦ и СТЭЦ-2.
   - ТНЗ природного газа

Более детальная информация о данных и коэффициентах приведена в таблице Д.1.1.1.

Схема Б.1. Точки мониторинга



$M\text{-}1_{i,A}$	*Потребление природного газа i –тым котлом АТЭЦ*	*$M\text{-}1_{i,S}$*	*Потребление природного газа i –тым котлом СТЭЦ-2*
$M\text{-}2_{i,A}$	*Производство пара i –тым котлом АТЭЦ*	*$M\text{-}2_{i,S}$*	*Производство пара i –тым котлом СТЭЦ-2*
$M\text{-}3_{A}$	*ТНЗ природного газа*	*$M\text{-}3_{S}$*	*ТНЗ природного газа*

[1] Планом мониторинга не учитывается потребление мазута, т.к. этот вид топлива является резервным для обоих сценариев.

Потребление природного газа

Общий месячный расход газа на АТЭЦ и СТЭЦ-2 определяется по приборам учета поставщика в соответствии с Договором поставки газа № 03-4-11.040 от 01.10.2010 между ООО «Комирегионгаз» и ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2». Для сведения баланса по газу за отчетный месяц расход газа на каждый котлоагрегат разбивается прямо пропорционально теплопроизводительности и КПД брутто по обратному балансу.

Операционная структура Проекта

Операционная структура Проекта - это существующая на предприятии схема сбора, передачи и хранения данных. Все данные, необходимые для детерминации, будут храниться до истечения двух лет после последней передачи ЕСВ по проекту.

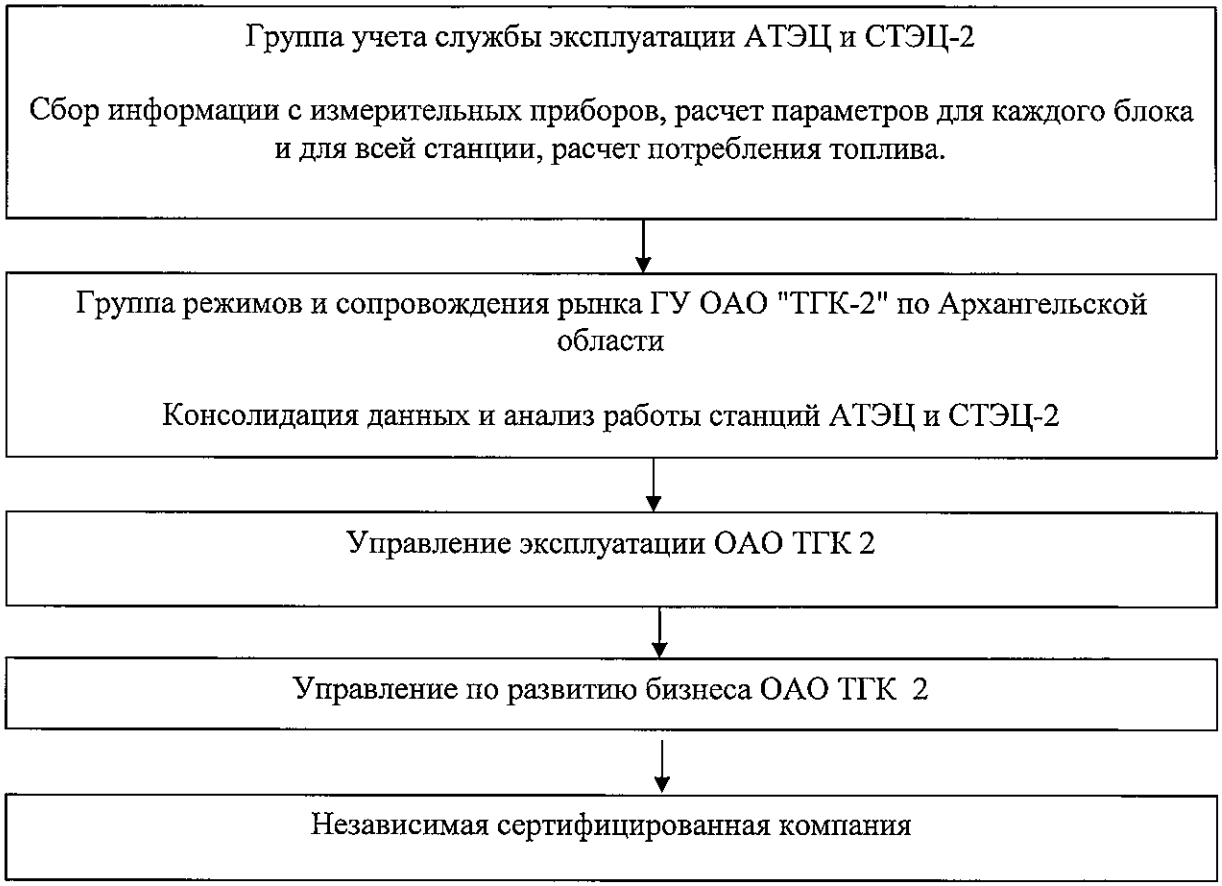
Внутренние регулирующие документы и правила:

1) Положение о службе эксплуатации Архангельской ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области;
2) Положение о группе режимов и сопровождения рынка ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области;
3) Приказ ОАО ТГК-2 № 4 от 21 января 2011г. «Об организации предоставления отчётной документации в соответствии с положением об индикативной системе»;
4) Приказ «Об утверждении регламента информационного взаимодействия подразделений по прогнозированию и учёту расходов природного газа» № 37 от 01 марта 2011г.

Отдел эксплуатации ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области несет ответственность за подготовку отчетов по потреблению топлива и выработке пара. Эта информация направляется Руководству ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области.

Отчет о мониторинге подготавливается в соответствии со схемой на рисунке Б.1.
Примечание: Передача текущих технико-экономических показателей осуществляется ежедневного, отчетных ежемесячно. При реализации плана мониторинга для составления верификационных отчетов будет применяться схема, представленная на рис. Д.3.

Рис. Б.1. Операционно-управленческая схема Проекта



Б.1.1. Опция 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и по исходным условиям:

Идентификационный номер *(Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарии
Данные и параметры, измеряемые в течение кредитного периода								
$M\text{-}1_{i,A}$	$FC_{NG,A,i,y}$ потребление топлива i- тым котлоагрегатом АТЭЦ	Газорасходомеры - Метран 150 CD, Корректор газа СПГ-761.1	тыс $м^3$	и	непрерывно	100%	Эл. и бум.	В расчетах используется данные, аккумулированные за год из внутренней отчетности «макет 15506-1»
$M\text{-}1_{i,S}$	$FC_{NG,S,i,y}$ потребление топлива i- тым котлоагрегатом СТЭЦ-2	1) Газорасходомер Метран 150 CD 2	тыс $м^3$	и	непрерывно	100%	Эл. и бум.	
$M\text{-}3_{A}$	NCV_{NG} ТНЗ природного газа на АТЭЦ	-	Ккал/м3	о	Один раз в месяц	100%	бум	Паспорт на топливо
$M\text{-}3_{S}$	NCV_{NG} ТНЗ природного газа на СТЭЦ-2	-	Ккал/м3	о	Один раз в месяц	100%	бум	Паспорт на топливо
не измеряются во время кредитного периода, детерминируются один раз, доступны на стадии детерминации ПДД								
	$EF_{CO2,NG}$ коэффициент выбросов СО2 для природного газа	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006	кг СО2/ТДж	о	Один раз, во время детерминации			56 100 кг СО2 на ТДж

Б.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектом (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO_2 эквивалента):

Формула Б.1.1.2.1 $PE_{n-m} = PE_{fuel,n-m} = PE_{fuel,A,n-m} + PE_{fuel,S,n-m}$

PE_{n-m} - *суммарные выбросы парниковых газов по проекту, т CO2-экв*
$PE_{fuel,n-m}$ - *суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту, т CO2-экв*
$PE_{fuel,A,n-m}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту на АТЭЦ, т CO2-экв*
$PE_{fuel,S,n-m}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту на СТЭЦ-2, т CO2-экв*

Годовое значение складывается из суммы месячных значений.

Формула Б.1.1.2.1.1 $PE_{fuel,A,n-m} = \sum_{i=1}^{6} \sum_{m}^{n} PE_{fuel,A,i,n-m} = \sum_{i=1}^{6} \sum_{m}^{n} (FC_{NG,A,i,n-m} * NCV_{NG} * 4.1868 * 10^{-6} * EF_{CO2,NG})$

$PE_{fuel,A,i,n-m}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту i- тым котлоагрегатом на АТЭЦ, т CO2-экв*
i - *номер котлоагрегата АТЭЦ, №№ 1, 2, 3,4 и 5*
m - *индекс первого месяца мониторинга*
n - *индекс последнего месяца мониторинга*
$FC_{NG,A,i,n-m}$ - *потребление топлива i- тым котлоагрегатом АТЭЦ, №№ 1, 2, 3 и 4*
NCV_{NG} - *ТНЗ природного газа, Kcal /м3*
4.1868 - *Переводной коэффициент из Дж в Кал*
$EF_{CO2,NG}$ - *коэффициент выбросов CO2 для природного газа, равен 56,1 тонн CO2 на ТДж*
$\sum_{i-1}^{6}$ - *сумма по котлоагрегатам*
$\sum_{m}^{n}$ - *сумма по месяцам*

Формула Б.1.1.2.1.2 $PE_{fuel,S,n-m} = \sum_{i=1}^{3} \sum_{m}^{n} PE_{fuel,S,i,n-m} = \sum_{i=1}^{3} \sum_{m}^{n} (FC_{NG,S,i,n-m} * NCV_{NG} * 4.1868 * 10^{-6} * EF_{CO2,NG})$

$PE_{fuel,A,y}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту на СТЭЦ-2, т CO2-экв*
$PE_{fuel,S,i,n-m}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту i- тым котлоагрегатом на СТЭЦ-2, т CO2-экв*
i - *номер котлоагрегата СТЭЦ-2, №№ 1, 2 и 3*
m - *индекс первого месяца мониторинга*
n - *индекс последнего месяца мониторинга*

$FC_{NG,S,i,n-m}$ - *потребление топлива i- тым котлоагрегатом СТЭЦ-2, №№ 1, 2 и 3*

NCV_{NG} - *ТНЗ природного газа, Kcal /м3*

$EF_{CO2,NG}$ - *коэффициент выбросов CO2 для природного газа, равен 56,1 тонн CO2 на ТДж*

$\sum_{i-1}^{3}$ - *сумма по котлоагрегатам*

$\sum_{m}^{n}$ - *сумма по месяцам*

Б.1.1.3. Данные, необходимые для определения исходных условий антропогенных выбросов парниковых газов от источников в рамках проекта, порядок сбора и хранения этих данных:								
Идентификационный номер *(Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)*	Переменные данные	Источник данных	Единица данных	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарии
Данные и параметры, измеряемые в течение кредитного периода								
$M\text{-}2_{i,}$	$HG_{A,i,y}$ производство пара i-тым котлоагрегатом на АТЭЦ	Расход пара - метран 150- CD3 Давление - метран 150-TG5 и ЭКМ Преобразователь температуры	Гкал	п			электронн./ бумажн	
$M\text{-}2_{i,S}$	$HG_{S,i,y}$ производство пара i-тым котлоагрегатом на СТЭЦ-2	Расход пара - метран 150- CD3 Давление - метран 150-TG5, Преобразователь температуры 1)1N188BT1 TXA-0179; 2) 2N188BT1 TXA-0179 ; 3) 3N194BT1 TXA-0179	Гкал	п			электронн./ бумажн	
Данные и параметры, не измеряемые в течение кредитного периода и определяемые один раз при детерминации (и зафиксированные на весь кредитный период). Доступны при детерминации ПДД								
	η_A КПД котлов АТЭЦ на угле	Бизнес-план «Реконструкция АТЭЦ ОАО «АГК» с переводом котлов на сжигание угля», 2007.	%	о	Один раз		бумажн	91%
	η_S КПД котлов	Бизнес-план «Реконструкция	%	о	Один раз		бумажн	92.741%

	СТЭЦ-2 на угле	СТЭЦ-2 ОАО «АГК» с переводом котлов на сжигание угля»,2008						
	$EF_{CO2, coal}$ коэффициент выбросов CO2 для угля	Руководство МГЭИК по инвентаризации 2006	Кг CO2 на ТДж	о	Один раз		бумажн	98 300 кг CO2 на ТДж

Б.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов при исходных условиях (для каждого газа, источника и т.п.; в тоннах CO_2 эквивалента):

Формула Б.1.1.4. $BE_{n-m} = BE_{fuel, A, n-m} + BE_{fuel, S, n-m}$

где:

BE_{n-m} - *суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях, т CO2-экв*

$BE_{fuel, A, n-m}$ - *суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для АТЭЦ, т CO2-экв*

$BE_{fuel, S, n-m}$ - *суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для СТЭЦ-2, т CO2-экв*

Формула Б.1.1.4.1. $BE_{fuel, A,n-m} = \sum_{i=1}^{6} BE_{fuel, A,i,n-m} = \sum_{i=1}^{6} (EF_{CO2, coal} * HG_{A, i} / \eta_{coal, A})$

где:

$BE_{fuel, A, n-m}$ - *суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для АТЭЦ, т CO2-экв*

$BE_{fuel, A, i, n-m}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях на АТЭЦ i- тым котлоагрегатом, т CO2-экв*

$HG_{A, i, n-m}$ - *производство пара на АТЭЦ i- тым котлоагрегатом, Гкал*

EF_{fuel} - *коэффициент выбросов парниковых газов для угля, равен 98,3 т /ТДж*

$\eta_{coal, A}$ - *КПД АТЭЦ на угле, 91%*

i - *номер котлоагрегата АТЭЦ, №№ 1-6*

Формула Б.1.1.4.2 $BE_{fuel, S,n-m} = \sum_{i=1}^{3} BE_{fuel, S,i,n-m} = \sum_{i=1}^{3} (EF * HG_{S, i,n-m} / \eta_{coal, S})$

где:

$BE_{fuel, S, n-m}$ - *суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для СТЭЦ-2, т CO2-экв*

$BE_{fuel, S, i, n-m}$ - *выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях на СТЭЦ-2 i- тым котлоагрегатом, т CO2-экв*

$HG_{S, i, n-m}$ - *производство пара на СТЭЦ-2 i- тым котлоагрегатом, Гкал*

EF_{fuel} - *коэффициент выбросов парниковых газов для угля, равен 98,3 т /ТДж*

$\eta_{coal, S}$ - *КПД СТЭЦ-2 на угле, 92,74%*

i *- номер котлоагрегата СТЭЦ-2, №№ 1-3*

Б.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращения выбросов, предусмотренных в проекте (для каждого газа, источника и т.п.; выбросы/сокращения выбросов в единицах CO_2 эквивалента):

Формула Б.1.4. 1 $ER_{n-m} = BE_{n-m} - PE_{n-m}$

где

ER_{n-m} *сокращение выбросов парниковых газов, т CO2 за период (n -m)*

BE_{n-m} *Выбросы парниковых газов в исходных условиях, т CO2 за период (n -m)*

PE_{n-m} *Выбросы парниковых газов в проекте, т CO2 за период (n -m)*

Б.1.5. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду в соответствии с процедурами по требованию принимающей стороны (там, где применимо):

В соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды, предприятие должно контролировать выбросы загрязняющих веществ, сбросы сточных вод, организовать и обеспечивать управление отходами производства и потребления, предоставлять установленную отчетность в уполномоченные государственные органы (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору). В ГУ ОАО «ТГК-2» по АО работа по охране окружающей среды организована экологической группой под руководством начальника ПТО ГУ ОАО «ТГК-2» по АО. Ежегодно разрабатываются и реализуются природоохранные мероприятия, включающие экологический мониторинг производственно-хозяйственной деятельности предприятия. ГУ ОАО «ТГК-2» по АО в установленные сроки готовит и предоставляет уполномоченным государственным органам официальные статистические отчеты и формы, в том числе:

- 2-ТП (воздух) - данные по охране воздушной среды, в том числе информация о количестве уловленных и нейтрализованных загрязняющих веществ, подробная информация о выбросах конкретных загрязняющих веществ, количество источников выбросов, меры по сокращению выбросов в атмосферу и выбросы от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-ТП (водные ресурсы) - данные по использованию воды, в том числе информация о потреблении воды из природных источников, сбросах сточных вод и содержания загрязняющих веществ в воде, емкость воды и т.д. очистных сооружений;
- 2-ТП (отходы) - данные об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировке и размещении отходов производства и потребления, включая годовой баланс отходов отдельно по их типам и классам опасности.

Б.2. Процедуры контроля качества и гарантии качества, предпринятые для мониторинга данных:					
Данные *(укажите таблицу и идентификационный номер)*	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости			
		прибор	Модель номер	Межповерочный интервал	Дата калибровки
$M\text{-}1_{i,A}$	низкая	Газорасходомер метран 150 CD	1) 895741, 898137 2) 896070, 896058 3) 895656, 896037 4) 895722, 899684 5) 1075743,1074717 6) 1075741,1075749	48 мес	1) 03.03.2010 2) 03.03.2010 3) 03.03.2010 4) 03.06.2010 5) 07.09.2011 6) 07.09.2011
	низкая	Корректор газа СПГ-761.1	14668, 14659	48 мес	24.08.2011
$M\text{-}1_{i,S}$	низкая	Газорасходомер метран 150 CD 2	2) 1N460BF01 3) 1N460BF02 4) 1N460BF03	48 мес	1) 23.03.2011 2) 05.04.2011 3) 05.04.2011
$M\text{-}2_{i,A}$	низкая	Расход пара - Метран 150- CD3	1) 898114, 89811 2) 898052, 898053 3) 897052, 899660 4) 897051, 899659 5) 1074774 6) 1075785	24 мес	1) 03.03.2010 2) 03.03.2010 3) 03.03.2010 4) 03.06.2010 5) 07.09.2011 6) 07.09.2011
	низкая	Давление - метран 150-TG5	1)899652 2) 898105 3) 898042 4) 897042 5) 1075779 6) 1075776	24 мес	1) 19.03.2010 2) 12.03.2010 3) 12.03.2010 4) 09.03.2010 5) 19.09.2011 6) 19.09.2011
	низкая	Датчики температуры ТСМТ 101-010-50М-В3-10-1250 КТХА 01.10-020-k2-I—C10-8-320	ТСМТ: 1)3141.10740, 3141.10744 2)3141.10747, 3141.10745 3)3141.10741, 3141.10742	24 мес	ТСМТ: 1-4) 01.11.2011 (для всехl) 5)23.09.2011 (для обоих) 6) 21.09.2011 23.09.2011 КТХА: 1-5) 20.09.2011 (для обоих)

			4)3141.10746, 3141.10743 5)2581.9179, 2581.9180 6)2456.8925, 2581.9181 КТХА: 1) 2580.6695 2580.6696 2) 2580.6697 2580.6698 3) 2580.6699 2580.6700 4) 2580.6701 2580.6702 5) 2580.6694 6) 2580.6693		
$M\text{-}2_{i,s}$	низкая	Расход пара - метран 150- CD3	1) 1N037BF01 № 1018503 2) 2N037BF01 № 1022238 3) 3N037BF01 № 1022129	48 мес	1) 23.03.2011 2) 05.04.2011 3) 05.04.2011
	низкая	Метран150-TG5	1)1N021BP01 № 1018474 2) 2N021BP01 № 1022219 3) 3N021BP01 № 1022121	48 мес	1) 23.03.2011 2) 05.04.2011 3) 05.04.2011
	низкая	Датчики температуры КТХК 01.10 и КТХА 01.05 ТХА 0179	КТХК: 1)2031.7145 2) 2031.7149 КТХА для котла 3: 3)6036/550 ТХА: 1) 1№188 2) 2№188 3) 3№194	24 мес (для первых 3) 36 мес (для последних 3)	1-3 (КТХК и КТХА): 12.07. 2012 1-3 (ТХА) : 10.07.2012

Заводские химические лаборатории могут привлекаться для измерения ТНЗ газа. Все лаборатории имеют сертификаты аккредитации. Аккредитация осуществляется каждые 4 года.
Обеспечение процедур контроля и качества вышеуказанных параметров гарантируются выполнением требований Федерального закона 26.6.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Обеспечение качества мониторинга

Архангельская централизованная лаборатория имеет сертификат об аккредитации, выпущенный 06.11.2009 и действительный до 06.03.2012. В настоящее время лаборатория проходит процедуру аккредитации.
Обеспечение процедур контроля и качества вышеуказанных параметров гарантируются выполнением требований Федерального закона 26.6.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Обеспечение качества мониторинга

На АТЭЦ и СТЭЦ-2 имеются соответствующие планы, документы, графики поверок и калибровок приборов. Измерительные приборы имеют свидетельства о поверке, разрешения на использование и периодически подвергаются всем необходимым процедурам соответствия стандартам.

Измерения основных проектных параметров производятся согласно системе метрологии, действующей в стране в настоящее время.

Вся информация, являющаяся частью мониторинга, будет храниться, по меньшей мере, 2 года после окончания кредитного периода (до 2015 г.). Все измерения будут проводиться поверенным и калиброванным оборудованием в соответствии с энергетическими стандартами.

Специалисты группы режимов и сопровождения рынка ГУ ОАО "ТГК-2" (ГРиСР) по Архангельской области обеспечивают хранение данных расчетных и отчетных форм. Расчетные таблицы хранятся в электронном и бумажном виде, отчетные формы – в бумажном виде.

Электронная информация хранится на корпоративном сервере ТГК 2. Хранение и защиту расчетных таблиц на корпоративном сервере осуществляет Группа и технический директор АТЭЦ и СТЭЦ-2. Хранятся данные, прошедшие процедуру внутренней проверки.

Архивные данные хранятся на рабочих станциях каждого котла.

Хранение и защита информации в бумажном виде осуществляется в сейфе Начальника ГРиСР.

Обеспечение правильности ввода данных и получения результатов обеспечивается процедурой внутренней проверки. Внутренняя проверка обеспечивается Начальником ГРиСР и ведущим специалистом ЗАО «НОППЛУ». Для осуществления внутренней проверки выполняются следующие действия:

- Начальником ГРиСР проводится проверка правильности передаваемых в ЗАО «НОППЛУ» данных, осуществляемая путем

сравнения передаваемых в ЗАО «НОППППУ» и исходных данных, предоставленные в ГРиСР.

- Ведущим специалистом ЗАО «НОППППУ» обеспечивается проверка ввода данных и проведения расчетов путем сравнения данных, введенные в расчетную модель и исходные данные, предоставленные в ЗАО «НОППППУ» ГРиСР для мониторинга проекта.
- Ведущим специалистом ЗАО «НОППППУ» проводится анализ соответствия полученного сокращения в отчетном периоде с Проектной документацией проекта, который передается в ГРиСР.
- Начальник ГРиСР проводит анализ причин отклонения значения, а также готовит предложения по корректировке и улучшению методики расчета.

Распечатанные отчетные формы передаются на подпись Генеральному директору.
Все измерительные приборы имеют дублирующие аналоги на случай выхода из строя.

Тренинги и обучение персонала

Деятельность персонала для проведения мониторинга выбросов парниковых газов является обычной практикой. Проведение дополнительных тренингов и обучения не требуется. Все данные, необходимые для проведения мониторинга входят в действующую отчетность предприятия.

Б.3. Отклонения или исправления зарегистрированного плана мониторинга (Решение 17/КС 7, Раздел Н, параграф 57)

Отклонения и исправления зарегистрированного плана мониторинга, внесенные с целью улучшения качества мониторинга и прозрачности результатов мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, касаются объектов плана мониторинга приведенных в таблице 6.

Таблица 4. Отклонения и изменения от плана мониторинга, указанного в Проектной документации

Объект корректировки	Место нахождение в Проектной документации	Место нахождение в отчете о мониторинге за 2008-2010 гг.	Изменения/отклонения	Доказательство
График реализации проекта	Раздел А 4.2	Раздел А.3	В связи с включением в проект дополнительных котлов были добавлены даты реконструкции для котлов	Качество мониторинга не изменится в результате включение дополнительных котлов в проект. План

			АТЭЦ №№5,6.	мониторинга для дополнительных котлов такой же, как и для остальных проектных котлов.
Точки мониторинга для плотности природного газа (М-3)	Раздел Г.1	-	Удалены. Плотность не нужна, т.к. единицы измерения ТНЗ природного газа – Ккал/м3	С удалением ненужных параметров мониторинга качество мониторинга увеличивается.
Расчет выбросов ПГ	Раздел Д	Раздел В	В расчет были включены дополнительные котлы	Качество мониторинга не изменится в результате включение дополнительных котлов в проект. План мониторинга для дополнительных котлов такой же, как и для остальных проектных котлов.
Частота мониторинга	Раздел Г	Раздел Б	Частота мониторинга была изменена с ежегодной на ежемесячную.	Качество мониторинга не изменится в результате изменения частоты мониторинга. Ежемесячный план мониторинга аналогичен годовому.

Раздел В. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

В.1 Расчет проектных выбросов ПГ за 2011-1 квартал 2012 г.

		Котел №1 АТЭЦ	Котел №2 АТЭЦ	Котел №3 АТЭЦ	Котел №4 АТЭЦ	Котел №5 АТЭЦ	Котел №6 АТЭЦ
1	Потребление природного газа за 2011 (тыс $м^3$)	122905	156486	109831	122642	13592	23449
2	ТНЗ природного газа в 2011 (Ккал/$м^3$)	8007	8005	8008	8006	8001	8007
3	Потребление природного газа за 1 квартал 2012 (тыс $м^3$)	45395	35436	25399	38939	45642	30865
4	ТНЗ природного газа в 1 квартале 2012 (Ккал/$м^3$)	8005	8004	8007	8006	8006	8005
5	Потребление природного газа за 2011 (ТДж)	4120	5245	3682	4111	455	786
6	Потребление природного газа за 1 квартал 2012 (ТДж)	1521	1188	851	1305	1530	1034
7	EF_{NG} (т CO_2/ТДж)	56.1					
8	PE_{ATES} за 2011(т CO_2)	231147	294221	206575	230633	25543	44098
9	Итого PE_{ATES} за 2011(т CO_2)	1 032 217					
10	PE_{ATES} за 1 квартал 2012 (т CO_2)	85347	66619	47765	73225	85823	58034
11	Итого PE_{ATES} за 1 квартал 2012 (т CO_2)	416 813					
12	Итого PE_{ATES} за 2011-1 квартал 2012 (т CO_2)	1 449 030					

		Котел № 1 СТЭЦ-2	Котел № 2 СТЭЦ-2	Котел № 3 СТЭЦ-2
13	Потребление природного газа за 2011 (тыс $м^3$)	4487	3039	5862
14	ТНЗ природного газа в 2011 (Ккал/$м^3$)	8001	8001	8001

15	Потребление природного газа за 1 квартал 2012 (тыс $м^3$)	45542	19450	51012
16	ТНЗ природного газа в 1 квартале 2012 (Ккал/$м^3$)	8005	8008	8005
17	Потребление природного газа за 2011 (ТДж)	150	102	196
18	Потребление природного газа за 1 квартал 2012 (ТДж)	1526	652	1710
19	EF_{NG} (т CO_2/ТДж)	56.1		
20	PE_{STES-2} за 2011 (т CO_2)	8433	5710	11016
21	Итого PE_{STES-2} за 2011(t CO_2)	25 159		
22	PE_{STES-2} за 1 квартал 2012 (т CO_2)	85632	36583	95914
23	Итого PE_{STES-2} за 1 квартал 2012 (т CO_2)	218 129		
24	Итого PE_{STES-2} за 2011-1 квартал 2012 (т CO_2)	243 288		
25	PE за 2011 (т CO_2)	1 057 376		
26	PE за 1 квартал 2012 (т CO_2)	634 942		
27	PE (т CO_2)	1 692 318		

PE = (26)+(25) = (9)+(11)+(21)+(23)=∑(8)+∑(10)+∑(20)+∑(22)=[(5)+(6)]*(7)+[(17)+(18)]*(19)
(5) = (1)*(2) *$4.1868*10^{-6}$
(6) = (3)*(4) *$4.1868*10^{-6}$
(17) = (13)*(14) *$4.1868*10^{-6}$
(18) = (15)*(16) *$4.1868*10^{-6}$

В.2 Расчет выбросов ПГ в исходных условиях за 2011-1 квартал 2012 г.

		Котел №1 АТЭЦ	Котел №2 АТЭЦ	Котел №3 АТЭЦ	Котел №4 АТЭЦ	Котел №5 АТЭЦ	Котел №6 АТЭЦ
28	Выработка тепла за 2011 (Гкал)	903621	1154182	803832	905 855	100459	171837
29	Выработка тепла за 1 квартал 2012	337005	262868	186926	290663	343564	229070

	(Гкал)						
30	$\eta_{coal, A}$ (%)	91%					
31	EF_{Coal} (т CO_2/ТДж)	98.3					
32	BE_{ATES} за 2011 (т CO_2)	408677	521998	363546	409688	45434	77716
33	Итого BE_{ATES} за 2011	1 827 059					
34	BE_{ATES} за 1 квартал 2012 (т CO_2)	152416	118886	84540	131457	155382	103601
35	Итого BE_{ATES} за 1 квартал 2012	746 282					
36	Итого BE_{ATES} за 2011-1 квартал 2012	2 573 341					

		Котел № 1 СТЭЦ-2	Котел № 2 СТЭЦ-2	Котел № 3 СТЭЦ-2
37	Выработка тепла за 2011 (Гкал)	33387	22522	43777
38	Выработка тепла за 1 квартал 2012 (Гкал)	328083	141601	364488
39	$\eta_{coal, A}$ (%)	92.741%		
40	EF_{Coal} (т CO_2/ТДж)	98.3		
41	BE_{STES-2} за 2011 (т CO_2)	14816	9995	19427
42	Итого BE_{STES-2} за 2011	44 238		
43	BE_{STES-2} за 1 квартал 2012 (т CO_2)	145595	62839	161751
44	Итого BE_{STES-2} за1 квартал 2012	370 185		
45	Итого BE_{STES-2} за 2011- 1 квартал 2012 (т CO_2)	414 423		
46	BE за 2011 (т CO_2)	1 871 297		
47	BE за 1 квартал 2012 (т CO_2)	1 116 467		
48	BE (т CO_2)	2 987 764		

BE = (46)+(47)=(44)+(42)+(33)+(35) = ∑(41)+∑(43)+∑(32)+∑(34)
(41) =(37)/(39)*(40)*4.1868/1000
(43) = (38)/(39)*(40)*4.1868/1000

(32) = (28)/(30)*(31)*4.1868/1000
(34)= (29)/(30)*(31)*4.1868/1000

B.3 Расчет сокращений выбросов ПГ за 2011-1 квартал 2012 г.

49	PE за 2011 (т CO_2)	1 057 376
50	PE за 1 квартал 2012 (т CO_2)	634 942
51	Итого PE (т CO_2)	1 692 318
52	BE за 2011 (т CO_2)	1 871 297
53	BE за 1 квартал 2012 (т CO_2)	1 116 467
54	Итого BE (т CO_2)	2 987 764
55	ER за 2011 (т CO_2)	813 921
56	ER за 1 квартал 2012 (т CO_2)	481 525
57	Итого ER (т CO_2)	1 295 446

ER = (55)+(56)=(54)-(51)=(52)+(53)–(49)+(50)

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту «Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация».

Лист Microsoft Excel
97-2003

Приложение 2.

Материалы по доказательству дополнительности дополнительных котлов (№№5,6 на АТЭЦ)

В апреле 2011 г. ОАО «ТГК 2» приняло решение о включение в проект СО 2 дополнительных котлов – Котлы №5 и №6.
Дополнительность Проекта доказывается аналогично доказательству, представленному в ПТД.
Только одна стадия требует доработки путем включения инвестиционного анализа для котлов № 5 и № 6.
Таким образом, для целей инвестиционного анализа будут рассмотрены 3 альтернативных сценария:
- Альтернативный сценарий 1. Продолжение текущей ситуации, т.е. потребление мазута.
- Альтернативный сценарий 2. Перевод котлов с мазута на уголь
- Альтернативный сценарий 3. Проект без реализации в рамках СО. Перевод котлов с мазута на природный газ.

Инвестиционный анализ

На этом этапе определяется, не является ли проект:

(a) наиболее экономически или финансово привлекательной альтернативой, или
(b) экономически или финансово реализуемым без дохода от продажи ЕСВ

В соответствии с рекомендациями РКИК ООН для инвестиционных анализов в ПДД допустимо применять *анализ простых затрат, сравнительный инвестиционный анализ или анализ финансовых индикаторов*. Анализ простых затрат используется в том случае, если проект имеет только один источник доходов – продажу ЕСВ. В данном проекте использован этот вид анализа, т.к. котлы производят пар, который используется на предприятии и не передается сторонним организациям.

Для оценки финансовой привлекательности каждой альтернативы будет определена стоимость проекта в течение 10 лет[2] по данным о капитальных затратах и операционных затратах, выраженных в затратах на топливо:

- Капитальные затраты;
- Затраты на топливо для производства пара.

Критерием финансовой привлекательности альтернативы является наименьшее значение затрат.

[2] Период анализа берется равным 10 годам в соответствии с рекомендациями UNFCCC. Report EB 39, annex 10, paragraph 3.

Таблица П.1.Затраты на реализацию альтернативного сценария 2

	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Номер года	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
АТЭЦ											
Выработка пара	Гкал / год	2 290 536									
Потребление топлива	т.у.т. / год	327 219									
Кап.затраты для угольной альтернативы	млн. руб.	2493									
Цена угля	тыс. руб. за т.у.т.	2.57	2.75	2.92	3.10	3.27	3.45	3,64	3,83	4,05	4,23
Затраты на уголь	млн. руб.		898,98	956,51	1 012,95	1 068,66	1 127,44	1 189,45	1 254,87	1 323,88	1 383,46
Сумма Кап затрат и операционных затрат	млн. руб.	2 492,73	898,98	956,51	1 012,95	1 068,66	1 127,44	1 189,45	1 254,87	1 323,88	1 383,46
Накопленные расходы	**млн. руб.**	**2 492,73**	**3 391,71**	**4 348,22**	**5 361,17**	**6 429,83**	**7 557,27**	**8 746,72**	**10 001,58**	**11 325,46**	**12 708,92**

Таблица П.2.Затраты на реализацию альтернативного сценария 3

	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Номер года	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
АТЭЦ											
Выработка пара	Гкал / год	2 290 536									
Потребление топлива	т.у.т. / год	327 219									
Кап.затраты для газовой альтернативы	млн. руб.	148									
Цена газа	тыс. руб. за т.у.т.	3,80	4,37	5,03	5,70	6,38	7,14	7,99	8,94	10,00	10,48
Затраты на газ	млн. руб.		1 429,95	1 644,44	1 864,80	2 086,71	2 335,03	2 612,89	2 923,83	3 271,76	3 428,81
Сумма Кап затрат и операционных затрат	млн. руб.	148,00	1 429,95	1 644,44	1 864,80	2 086,71	2 335,03	2 612,89	2 923,83	3 271,76	3 428,81
Накопленные расходы	**млн. руб.**	**148,00**	**1 577,95**	**3 222,39**	**5 087,19**	**7 173,89**	**9 508,92**	**12 121,81**	**15 045,64**	**18 317,40**	**21 746,21**

Таблица П.3.Затраты на реализацию альтернативного сценария 1

	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Номер года	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
АТЭЦ											
Выработка пара	Гкал / год	2 290 536									
Потребление топлива	т.у.т. / год	327 219									
Цена на мазут	млн. руб.	7,16	7,63	8,08	8,53	8,95	9,38	9,84	10,33	10,83	11,20
Затраты на мазут	тыс. руб. за т.у.т.	2 391.97	2 440.90	2 494.79	2 533.28	2 577.26	2 621.25	2 665.24	2 709.22	2 731.22	2 753.21
Сумма Кап затрат и операционных затрат	млн. руб.	0,00	2 495,53	2 645,26	2 790,75	2 927,50	3 070,94	3 221,42	3 379,27	3 544,85	3 665,38
Накопленные расходы	**млн. руб.**	**0,00**	**2 495,53**	**5 140,79**	**7 931,54**	**10 859,03**	**13 929,97**	**17 151,39**	**20 530,66**	**24 075,51**	**27 740,89**

Результаты, представленные в таблицах П.1-П.3 показывают, что в рамках 10 летнего периода угольный сценарий более привлекателен, чем другие альтернативы.

Вывод: Наиболее привлекательна альтернативный сценарий 2 – перевод котлов АТЭЦ и СТЭЦ-2 с мазута на уголь. **Это явно демонстрирует дополнительность Проекта.**