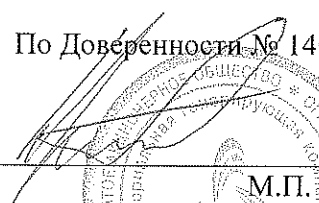



«Утверждаю»

ОАО «ТГК-6»

По Доверенности № 140 от 30.03.2012 г.


В.Н. Красников
М.П.
«17» июля 2012 г.



Отчет

о мониторинге сокращений выбросов парниковых газов
проекта Совместного Осуществления:

«Вывод из эксплуатации котла № 3 с замещением его
тепловой мощности парогазовой установкой «Siemens»
(Дзержинская ТЭЦ), Российская Федерация»

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2011

Версия 02

2012 г.

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 «Вывод из эксплуатации котла №3 с замещением его тепловой мощности парогазовой установкой «Siemens» (Дзержинская ТЭЦ), Российская Федерация».

РАЗДЕЛ А. Общее описание проектной деятельности

А.1 Название проекта

«Вывод из эксплуатации котла №3 с замещением его тепловой мощности парогазовой установкой «Siemens» (Дзержинская ТЭЦ), Российская Федерация»

А.2. Секторная область

Номер сектора: 1 - Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники)

А.3. Ссылка на проектную документацию

Версия 02 ПДД от 23.12.2011 года одобренная независимой экспертной организацией Bureau Veritas Certification, положительное заключение No. Russia-DET/0170/2011.

А.4. Краткое описание проекта

Данный проект направлен на сокращение выбросов парниковых газов за счет снижения потребления мазута в качестве топлива на Дзержинской ТЭЦ.

Цель проекта.

- Повышение эффективности производства электроэнергии
- Улучшение экологических условий
- Сокращение выбросов парниковых газов

Описание проекта

Предлагается вывести из эксплуатации котел №3 ТГМ-88 и турбину № 3 Р-50 с его замещением парогазовой установкой (ПГУ) в следующей конфигурации:

- газотурбинная установка типа V94.2 фирмы "Сименс" мощностью 150 МВт
- котел-утилизатор Подольского машиностроительного завода ПР-310-1,5-275
- паровая турбина Т-30/45-145

Также, было необходимо строительство дополнительной газовой инфраструктуры, так как существующей пропускной способности газовой инфраструктуры не хватало для обеспечения необходимым объемом природного газа для ПГУ.

Были построены следующие объекты газовой инфраструктуры:

- газокompрессорной станции
- дополнительный газопровод длиной 600 метров с узлами учета газа.

А.5. Сроки реализации основных этапов проекта

Дзержинская ТЭЦ	30 05 2004 - 21 12 2005
Поставка оборудования	11 11 2004 - 15.05.2005
Демонтаж старого оборудования	27.11.2004 - 03.01.2005
Монтаж ГТУ	18.04.2005 - 11.12.2005
Монтаж генератора	28.04.2005 - 06.09.2005
Монтаж котла-утилизатора	23.01.2005 - 06.09.2005
Монтаж АСУ	28.05.2005 - 30.11.2005
Монтаж электротехнического оборудования	03.06.2005 - 06.09.2005

ПНР
Обучение персонала

05.10.2005 - 30.11.2005
04 04 2005 - 04 09 2005

А.6. Период мониторинга
С 01.01.2008 по 31.12.2011

А.7. Результаты мониторинга за текущий период

Объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2008 по 31.12.2011, составляет 1 944 026 тонн CO₂-эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 1 910 430 тонн CO₂-эквивалента.

Таблица 1. Сокращение выбросов CO₂ за 2008-2011 г.

Показатель	2008	2009	2010	2011	2008-2011
Фактическое сокращение выбросов согласно отчёта мониторинге, тонн CO ₂	449 075	432 374	477 113	585 464	1 944 026
Сокращение выбросов по проектно-технической документации, тонн CO ₂	449 113	432 412	477 153	551 752	1 910 430

Разница между фактическими сокращениями выбросов в 2011 г. и сокращениями, рассчитанными в проектно-технической документации обусловлены снижением фактического расхода топлива на ПГУ, увеличением отпуска электроэнергии и снижением отпуска тепловой энергии от ПГУ, а также увеличением утечек по исходным условиям по сравнению с прогнозными значениями, которые использовались на момент разработки Проектной документации.

Также было уточнено число знаков после запятой в переводном коэффициенте из Ккал в Тдж, что отразилось на повышении точности значений сокращений выбросов.

В Проектной документации, в расчетах использовался переводной коэффициент для условного топлива равный 29,31 ТДж/Гг. В отчете о мониторинге было использовано более точное значение равное 29,3076 ТДж/Гг = (4,1868*7000)/1000, где 4,1868¹ – переводной коэффициент из Ккал в Дж 7000²- ТНЗ условного топлива, Ккал

¹ <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F>

2

http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%81%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D1%82%D0%BE%D0%BF%D0%B%D0%B8%D0%B2%D0%BE

А.8 Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами

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 будет осуществлять 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.

На время первой периодической верификации проект находится в процессе утверждения другой участвующей стороной. Процесс еще не закончен.

А.9. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета о мониторинге

Предоставление данных для подготовки отчета:

ОАО «ТГК 6»

Контактное лицо: Инна Викторовна Байкова

Тел.: +7 (831) 296 08 14

e-mail: i.baykova@ies-holding.com

Подготовка отчета о мониторинге:

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (Москва);

Контактное лицо: Байдакова Евгения Владимировна, Ведущий специалист департамента развития проектов;

Тел. 8 499 788 78 35 доб. 104

e-mail: BaydakovaEV@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником проекта.

РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

Б.1. Принципиальная схема проведения мониторинга

Ключевым подразделением ОАО «ТГК-6», осуществляющим мониторинг сокращений выбросов парниковых газов в результате реализации данного проекта является производственно - технический отдел Дзержинской ТЭЦ.

Для целей мониторинга производственно - технический отдел Дзержинской ТЭЦ и ЗАО «НОПППУ» (консультационная компания) выполняет следующие мероприятия:

Производственно - технический отдел Дзержинской ТЭЦ

- сбор данных по результатам деятельности Дзержинской ТЭЦ;
- внутренняя проверка достоверности передаваемых в ЗАО «НОПППУ» данных;
- передача данных ЗАО «НОПППУ» (консультационной компании);
- согласование и утверждение отчетов о мониторинге.

ЗАО «НОПППУ»

- расчёты для определения фактических сокращений выбросов на основании полученных данных;
- внутренняя проверка правильности расчетов сокращений выбросов;
- подготовка отчетов о мониторинге;
- передача отчетов о мониторинге на согласование на Дзержинскую ТЭЦ
- представление отчетов для независимого внешнего аудита (верификации).

Сбор данных

Данные по результатам деятельности ПГУ Дзержинской ТЭЦ ежемесячно предоставляются в Производственно-технический отдел Дзержинской ТЭЦ (ПТО ДТЭЦ). Сбор первичных данных и их консолидация в Техническом отчете по эксплуатации осуществляется ведущим инженером ПТО ДТЭЦ. Первичные данные утверждаются начальником ПТО ДТЭЦ и Техническим директором - главным инженером ДТЭЦ и отправляются в ЗАО «НОПППУ». В ЗАО «НОПППУ» направляются следующие данные:

1. Для мониторинга выбросов по исходным условиям:
 - Годовая выработка электроэнергии на ПГУ;
 - Годовое потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ
 - Годовой отпуск тепловой энергии от ПГУ
2. Для мониторинга выбросов по проекту:
 - Годовой расход природного газа на ПГУ;
 - ТНЗ природного газа

Формирование данных по результатам деятельности ПГУ на Дзержинской ТЭЦ:

- Годовая выработка электроэнергии на ПГУ;

Со счетчиков электроэнергии информация автоматически попадает в систему АСКУЭ.

Информация из системы предоставляется через интерфейс программы в виде отчетов, графиков, мнемосхем. Ежемесячно ведущий инженер ПТО ДТЭЦ выгружает значения этого параметра и вносит в Технический отчет по эксплуатации. По окончании года формируется годовой Технический отчет по эксплуатации, где отражается годовая выработка электроэнергии на ПГУ.

- Годовое потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ

Со счетчиков электроэнергии информация автоматически попадает в систему АСКУЭ. Информация из системы предоставляется через интерфейс программы в виде отчетов, графиков, мнемосхем. Ежедневно ведущий инженер ПТО ДТЭЦ выгружает значения этого параметра. Ежемесячно ведущий инженер ПТО ДТЭЦ вносит указанную информацию в Технический отчет по эксплуатации. По окончании года формируется годовой Технический отчет по эксплуатации, где отражается годовое потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ.

- Годовой отпуск тепловой энергии от ПГУ

С измерительных приборов расхода пара, расхода горячей воды, давления пара, давления горячей воды, температуры пара, температуры горячей воды информация автоматически попадает в систему АСУТП. Специалисты обслуживающей ПГУ компании ООО «Стратегические Бизнес-системы» (СБС). СБС выгружают данные и передают в ПТО ДТЭЦ. Ведущий инженер ПТО ДТЭЦ осуществляет расчет отпуска тепла на основе этих параметров и ежемесячно вносит в Технический отчет по эксплуатации. По окончании года формируется годовой Технический отчет по эксплуатации, где отражается годовой отпуск тепловой энергии от ПГУ.

- Годовой расход природного газа на ПГУ

Информация с измерительного комплекса коммерческого учета поступает в сп-сеть Дзержинской ТЭЦ. Специалисты обслуживающей ПГУ компании ООО «СБС» выгружают данные и передают в ПТО ДТЭЦ. Ведущий инженер ПТО ДТЭЦ ежедневно сохраняет данные по расходу природного газа на ПГУ и ежемесячно вносит в Технический отчет по эксплуатации. По окончании года формируется годовой Технический отчет по эксплуатации, где отражается годовой расход природного газа на ПГУ.

- ТНЗ природного газа

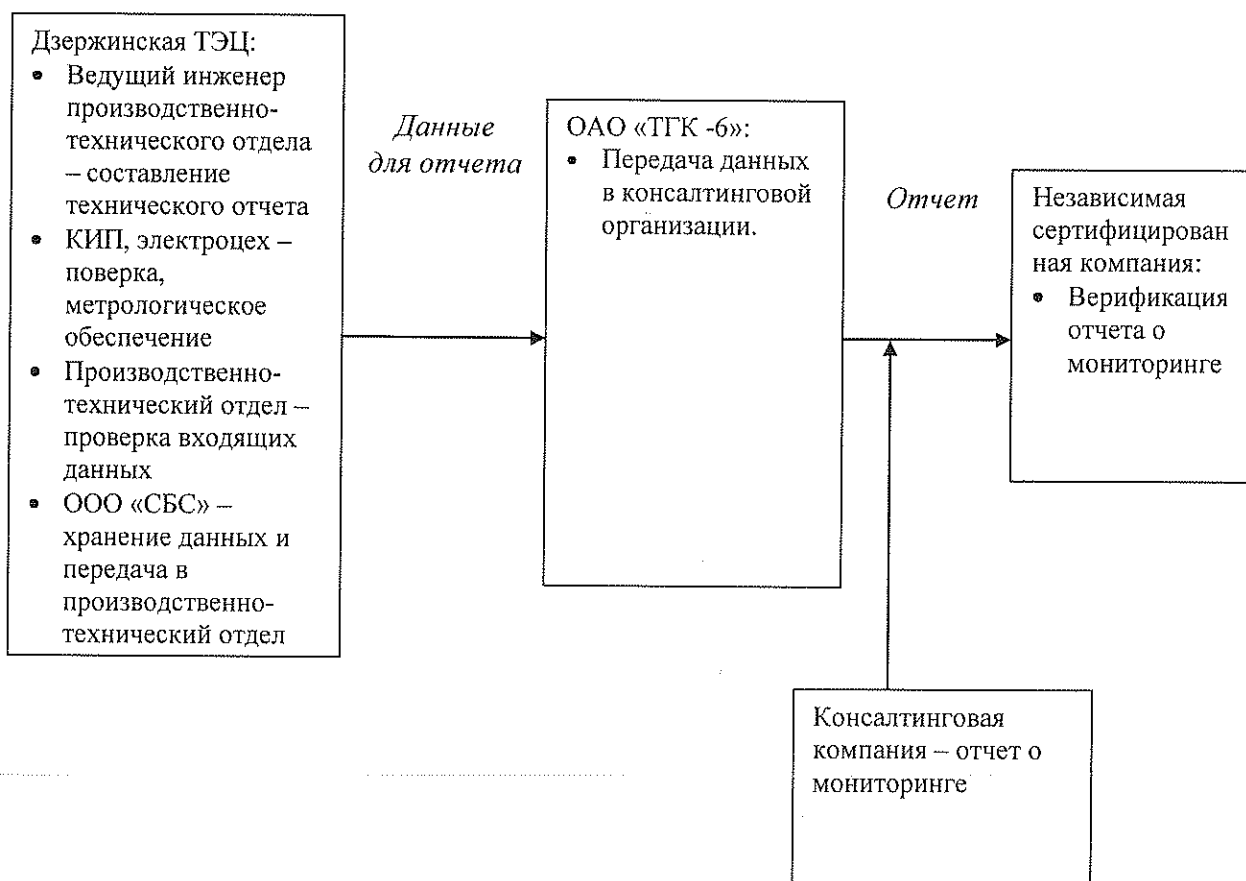
Этот параметр предоставляется независимой сертифицированной лабораторией ОАО «Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа» «Инстоп». Отчет об испытаниях от ОАО «Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа» «Инстоп» передается в ПТО ДТЭЦ. Ежемесячно ведущий инженер ПТО ДТЭЦ вносит значения этого параметра в Технический отчет по эксплуатации. По окончании года формируется годовой Технический отчет по эксплуатации, где отражается среднегодовое значение ТНЗ природного газа.

Отчет о мониторинге сокращенных выбросов парниковых газов

Специалисты ПТО ДТЭЦ собирают все необходимые данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ и передают в ОАО «ТГК-6», а ОАО «ТГК-6» передает в ЗАО «НОППУ». Специалисты ЗАО «НОППУ» проводят ежегодные расчеты сокращенных выбросов. С этой целью полученные от ОАО «ТГК-6» данные вводятся в расчетную модель MS Excel по расчёту сокращений. На основе полученных результатов формируются ежегодные отчёты по мониторингу, которые передаются на согласование в ОАО «ТГК-6», в ПТО ДТЭЦ и далее на утверждение И.о директора Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6». Утверждённый годовой отчёт представляется независимой экспертной компании для верификации достигнутых сокращений выбросов.

Схематически организация мониторинга сокращений выбросов ПГ представлена на следующей схеме.

Схема 1. Схема организации мониторинга сокращений выбросов ПГ на ОАО «ТГК-6»



Обеспечение качества мониторинга

Деятельность Дзержинской ТЭЦ в области измерения и мониторинга соответствуют требованиям ФЗ N 102 от 26/06/2008 «О единстве измерений».

и другим национальным нормам и правилам Регионального центра стандартизации и метрологии.

На Дзержинской ТЭЦ имеются соответствующие планы, документы, графики проверок 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 ПТО ДТЭЦ 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 Дзержинской ТЭЦ. Хранение и защиту расчетных таблиц на корпоративном сервере осуществляет ООО «Стратегические Бизнес-системы». Хранятся данные, прошедшие процедуру внутренней проверки.

Хранение и защита информации в бумажном виде осуществляется в сейфе.

Обеспечение правильности ввода данных и получения результатов обеспечивается процедурой внутренней проверки. Внутренняя проверка обеспечивается начальником ПТО ДТЭЦ и ведущим специалистом ЗАО «НОППУ». Для осуществления внутренней проверки выполняются следующие действия:

- Начальником ПТО ДТЭЦ проводится проверка правильности передаваемых в ОАО «ТГК 6» данных, осуществляемая путем сравнения передаваемых в ОАО «ТГК 6» и исходных данных, предоставленные в ПТО ДТЭЦ.
- Ведущим специалистом ЗАО «НОППУ» обеспечивается проверка ввода данных и проведения расчетов путем сравнения данных, введенные в расчетную модель и исходные данные, предоставленные в ЗАО «НОППУ» ОАО «ТГК-6» для мониторинга проекта.
- Ведущим специалистом ЗАО «НОППУ» проводится анализ соответствия полученного сокращения в отчетном периоде с Проектной документацией проекта, который передается в ОАО «ТГК-6», а из ОАО «ТГК-6» начальнику ПТО ДТЭЦ.
- Начальник ПТО ДТЭЦ проводит анализ причин отклонения значения, а также готовит предложения по корректировке и улучшению методики расчета.

Если необходимые данные недоступны и ПГУ находилась в эксплуатации, то будет осуществляться их прогнозирование наиболее подходящим способом. Прогнозирование необходимых данных будет основано на значениях аналогичных параметров за предыдущие периоды. Если ПГУ не находилась в эксплуатации, значения параметров принимаются равными 0.

Таблица 2. Даты проверок приборов

Наименование прибора учета	Даты проверок	Дата следующей проверки	Наименование предыдущего прибора учета
Метран 100Ех-ДД – №162485	11.2007 09.2010	09.2013	-

Метран 100Ех-ДА – №155828	09.2007 09.2010	09.2013	-
Корректор СПГ761 – №3696	10.2004 09.2008	09.2012	-
Метран-203-03-№1727	08.2009 08.2010 08.2011	08.2012	Метран-203- ТСМ №97303
Диафрагма - №728	09.2007 09.2008 08.2009 08.2010 08.2011	08.2012	-
Электросчетчик СЭТ 4 -0811090707	11.2009	11.2021	Электросчетчик СЭТ 4 - 111054225
Электросчетчик ПСЧ -4ТМ-05М.13 №0112050025	11.2005	11.2015	-
Электросчетчик ПСЧ -4ТМ-05М.13 №0608090072	09.2010	09.2022	Меркурий 230 АВТ 00 №00118910
Электросчетчик ПСЧ -4ТМ-05М.13 №0604100291	04.2010	04.2022	Меркурий 230 АВТ 00 №00119049
Электросчетчик ПСЧ -4ТМ-05М.13 №0607090389	09.2010	09.2022	Меркурий 230 АВТ 00 №00108421
Метран 100-ДД №179663	09.2007 09.2008 09.2009 09.2010 08.2011	08.2014	
Метран 100-ДД №179664	09.2007 09.2008 09.2009 09.2010 08.2011	08.2014	
Метран 100-ДН №179568	02.2007 02.2008 02.2009 02.2010 02.2011	02.2014	
Метран 100-ДН №179565	12.2007 12.2008 12.2009	11.2014	

	12.2010 11.2011		
ТХА Метран 201-320 №112701	01.2011	01.2012	ТХА Метран 201-320 №112765
ТХА Метран 201-320 №112702	01.2011	01.2012	ТХА Метран 201-320 №112766
РП-160 -№5060005	10.2007 10.2008 10.2009 10.2010 11.2011	11.2012	
РП-160 -№5060012	10.2011	10.2012	
РП-160 -№5060014	10.2007 10.2008 10.2009 10.2010 10.2011	10.2012	
РП-160 -№5060009	10.2007 10.2008 11.2009 11.2010 11.2011	11.2012	
РП-160 -№5060007	10.2007 10.2008 10.2009 10.2010 10.2011	10.2012	
РП-160 -№5060016	10.2007 10.2008 10.2009 10.2010 10.2011	10.2012	
РП-160 -№5060002	10.2007 10.2008 10.2009 10.2010 11.2011	11.2012	
РП-160M1 – 08-№5060004	09.2007 09.2008 09.2009 09.2010 09.2011	09.2012	
РП-160M - №412035	08.2008 08.2009 09.2010	09.2012	

	09.2011		
Электросчетчик И670М - №006454805	07.2010	07.2014	Электросчетчик И670М - №120509
Электросчетчик И670М - № 053236305.	07.2010	07.2014	Электросчетчик И670М - №120294
Электросчетчик ПСЧ-4-1- №001314	03.2005 04.2011	04.2017	
Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001092,	12.2009	12.2015	Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001248
Электросчетчик ПСЧ-4-1 - № 001016,	01.2007	01.2013	Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001276
Электросчетчик ПСЧ-4-1- № 001001,	02.2011	02.2017	Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001184
Электросчетчик ПСЧ-4-1- № 001052,	10.2009	08.2015	Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001195
Электросчетчик ПСЧ-4-1- № 001174,	11.2009	11.2014	Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001232
Электросчетчик ПСЧ-4-1- № 001175	11.2009	11.2015	Электросчетчик ПСЧ-4-1-№ 001144

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.2. Методология, использованная при расчете выбросов

Формулы для расчета выбросов от проектной деятельности:

Формула Б.2.1
$$PE_y = PE_{fuel,y} = FC_{NG,y} * NCV_{NG} * EF_{CO2,NG}$$

где:

PE_y - выбросы парниковых газов по проекту, т CO₂-экв

$PE_{fuel,y}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту, т CO₂-экв

- $FC_{NG, A, i, y}$ - потребление топлива, т/год
 $EF_{CO_2, NG}$ - коэффициент выбросов CO_2 для природного газа, равен 56,1 т CO_2 /ТДж
 NCV_{NG} - теплотворное нетто значение природного газа, Ккал/м³. Переводится в ТДж переводным коэффициентом $4,1868 \cdot 10^{-6}$

Формулы для расчета выбросов по сценарию исходных условий:

Формула Б.2.2 $BE_y = BE_{NG} + BE_{FO}$

где:

- BE_y - выбросы парниковых газов по исходным условиям, т CO_2 -экв
 $BE_{NG, y}$ - выбросы по исходным условиям от использования природного газа, т CO_2 -экв
 $BE_{FO, y}$ - выбросы по исходным условиям от использования мазута, т CO_2 -экв

Формула Б.2.3 $BE_{NG} = FC_{BE_{NG}} * EF_{NG}$

где:

- $FC_{BE_{NG}}$ - потребление природного газа по исходным условиям, ТДж
 EF_{NG} - фактор эмиссии для природного газа, 56.1 т CO_2 /ТДж

Формула Б.2.4 $FC_{BE_{NG}} = (V_{lim} - V_{hist}) * NCV_{NG} * 4.1868 * 10^{-6}$

где:

- V_{lim} - лимит пропускной способности природного газа по исходным условиям, тыс.м³
 V_{hist} - среднее потребление природного газа на Дзержинской ТЭЦ за период 2002-2004, тыс. м³
 NCV_{NG} - теплотворное нетто значение природного газа на Дзержинской ТЭЦ

Формула Б.2.5 $BE_{FO} = FC_{BE_{FO}} * EF_{FO}$

где:

- $FC_{BE_{FO}}$ - потребление мазута по исходным условиям, ТДж
 EF_{FO} - фактор эмиссии для мазута 77.4 т CO_2 /ТДж

Формула Б.2.6 $FC_{BE_{FO}} = FC_{BE} - FC_{BE_{NG}}$

где:

- FC_{BE} - общее количество потребляемого топлива, ТДж

Формула Б.2.7 $FC_{BE} = ((HO_{CCGT} * SFC_h) + (EO * SFC_e)) * 7000 * 4.1868 * 10^{-6}$

где:

- HO_{CCGT} - отпуск тепловой энергии от ПГУ, Гкал.
 SFC_h - удельный расход на отпуск тепловой энергии, кг.у.т/Гкал
 EO_{CCGT} - отпуск электроэнергии от ПГУ, тыс. м³
 SFC_e - удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г.у.т./кВтч
 7000 Ккал/кг.у.т. – коэффициент перевода из кг.у.т. в Ккал
 $4.1868 * 10^{-6}$ – коэффициент перевода из Ккал в ТДж

Расчет отпуска тепла от ПГУ

Параметр «Отпуск тепла от ПГУ» ($HO_{CCGT, y}$) используется для расчета выбросов CO_2 по исходным условиям.

HO_{CCGT} рассчитывается ежедневно Ведущим инженером Технического отдела и основывается на следующих параметрах:

- расход перегретого пара,

- давление пара,
- температура пара,
- расход горячей воды,
- температура горячей воды,
- давление горячей воды

Формула Б.2.7.1 $HO_{CCGT,y} = \Sigma HO_{CCGT, ГГ}$

$HO_{CCGT, ГГ}$ рассчитывается по следующей формуле:

Формула Б.2.7.2 $HO_{CCGT, ГГ} = HO_{CCGT \text{ hot water}} + HO_{CCGT \text{ steam}}$,

где:

$HO_{CCGT, ГГ}$ – ежедневный отпуск тепла от ПГУ, Гкал

$HO_{CCGT \text{ service water}}$ – отпуск тепловой энергии от ПГУ с горячей водой, Гкал

$HO_{CCGT \text{ steam}}$, - Отпуск тепловой энергии от ПГУ с паром, Гкал

Формула Б.2.7.3 $HO_{CCGT \text{ hot water}} = WC * (h_{dir \text{ sw}} - h_{ret \text{ sw}})$,

где :

WC – расход горячей воды, т

$h_{dir \text{ sw}}^3$ – энтальпия горячей воды, ккал/кг

$h_{ret \text{ sw}}^9$ – энтальпия обратной горячей воды, ккал/кг

Формула Б.2.7.4 $h_{dir \text{ sw}} = f(T_{dir \text{ sw}}; P_{dir \text{ sw}})$

где:

$T_{dir \text{ sw}}$ – температура прямой горячей воды, °С

$P_{dir \text{ sw}}$ – давление прямой горячей воды, Па

Формула Б.2.7.5 $h_{ret \text{ sw}} = f(T_{ret \text{ sw}}; P_{ret \text{ sw}})$

$T_{ret \text{ sw}}$ – температура обратной горячей воды, °С

$P_{ret \text{ sw}}$ – давление обратной горячей воды, Па

Формула Б.2.7.6 $HO_{CCGT \text{ steam}} = (SC_{exit} - SC_{entrance}) * h_{out}$

где:

SC_{exit} – расход пара на выходе из котла-утилизатора, т

$SC_{entrance}$ – расход пара на входе турбины, т

h_{exit}^9 – энтальпия пара на выходе котла-утилизатора, ккал/кг

Формула Б.2.7.7 $h_{exit} = f(T_{s \text{ exit}}; P_{s \text{ exit}})$

где:

$T_{s \text{ exit}}$ – температура пара на выходе котла-утилизатора, °С

$P_{ret \text{ sw}}$ – давление пара на выходе котла - утилизатора, Па

Формула Б.2.8 $EO = EG_{CCGT} - EC_{aux \text{ CCGT}}$

где:

EG_{CCGT} – выработка электроэнергии на ПГУ, тыс.кВтч

$EC_{aux \text{ CCGT}}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ, тыс. кВтч.

Формулы для оценки утечек :

³ Определяется справочником «Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара» Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров А.А. М-1969

Формула Б.2.9
$$LE = ((FC_{NG,y} - FC_{BE\ NG}) * NCV_{NG} * k_{loss, NG} * 21) - (FC_{BE\ FO} / 4.1868 * 10^{-6} / NCV_{FO} * \rho_{FO} * k_{loss} * 21)$$

где:

- $FC_{NG,y}$ - потребление природного газа по проекту, ТДж
- NCV_{NG} - теплотворное нетто значение, Ккал/м³. Переводится в ТДж коэффициентом $4,1868 * 10^{-6}$
- $FC_{BE\ NG}$ - потребление природного газа по исходным условия, ТДж (рассчитывается по формуле Б.2.4)
- EF_{NG} - фактор эмиссии для летучих выбросов метана от добычи и транспортировки природного газа;
- $FC_{BE\ FO}$ - потребление мазута по исходным условиям, ТДж (рассчитывается по формуле Б.2.5);
- $k_{loss, NG}$ - коэффициент потерь при добыче и транспортировке мазута;
- $k_{loss, FO}^4$ - фактор эмиссии для летучих выбросов метана от добычи и транспортировки мазута;
- NCV_{FO} - калорийность мазута, Ккал;
- ρ_{FO} - плотность мазута, г/см³ (1 г/см³)
- $4.1868 * 10^{-6}$ - переводной коэффициент из Ккал в ТДж.

Формула для оценки сокращений выбросов CO₂:

Формула Б.2.10.
$$ER = BE - PE - LE$$

где:

- ER – сокращение выбросов по проекту в год, тонн CO₂/год;
- BE – выбросы по исходным условия в год, тонн CO₂/год;
- PE – выбросы по проектному сценарию в год, тонн CO₂/год;
- LE – Утечки, тонн CO₂/год.

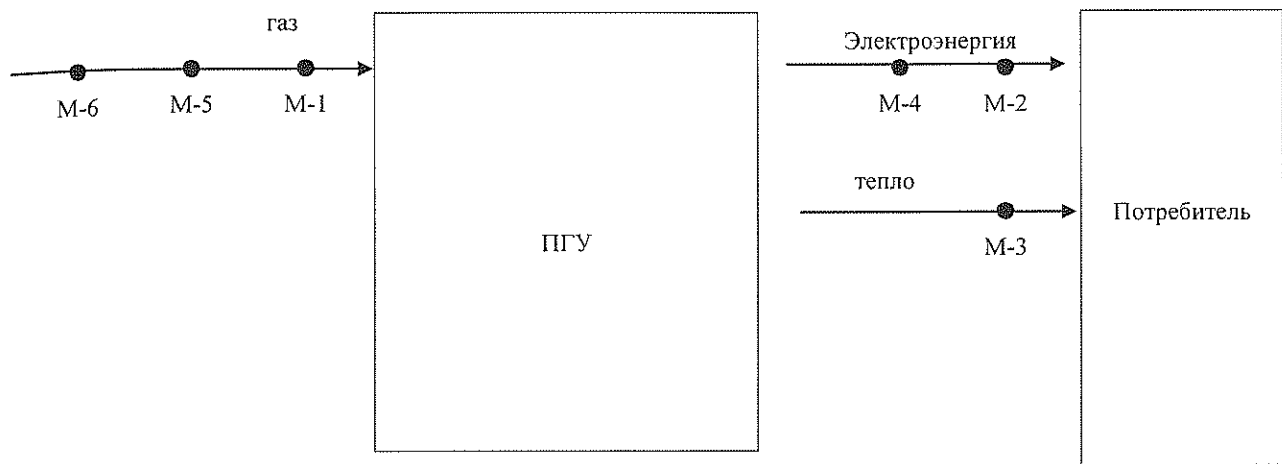
Б.3. Показатели, включенные в план мониторинга

Оценка сокращений выбросов CO₂ выполняется на основании определения необходимых параметров работы ПГУ на Дзержинской ТЭЦ.

Схема с точками мониторинга представлена ниже.

Схема 2. Точки мониторинга

⁴ МГЭИК 2006, Том 2, Глава 4, Таблица 4.2.5: Транспортировка нефти/Танкеры и ЖД вагоны/ + Производство нефти/мазута. $k_{loss} = 2.5 * 10^{-5} + 7.9 * 10^{-6}$



M-1 – Потребление природного газа на ПГУ

M-2 – Выработка электроэнергии на ПГУ

M-3 – Отпуск тепла от ПГУ

M-4 – Потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ

M-5 – ТНЗ природного газа

M-6- Коэффициент потери при добычи и транспортировке природного газа

Таблица 3. Точки и параметры мониторинга

№ точки мониторинга	Параметр	Описание	Единица измерения	Частота записи данных	Способ хранения данных	Источник
M1	$FC_{NG,y}$	Расход природного газа на ПГУ	m^3	Непрерывно	Электронный	Измеряется измерительным комплексом, который включает в себя вторичный газовый корректор, датчик давления, терморезистор и диафрагму
M2	EG_{CCGT}	Выработка электроэнергии на ПГУ	МВтч	Постоянно	Электронный	АСКУЭ АльфаЦЕНТР Измеряется прибором СЭТ-4

М3	НО _{CCGT}	Отпуск тепловой энергии на ПГУ	Гкал	Постоянно	Электронный	Рассчитывается Ведущим инженером производственно-технического отдела исходя из измеряемых параметров: Расход пара – Метран 100-ДД, РП-160; Расход горячей воды – РП-160; Давление пара – Метран-100ДН, ИРТ-5920; Давление горячей воды – РП-160М1-08; Температура пара – Метран 201-320, РП-160, ИРТ 5920; Температура горячей воды – РП-160
М4	EG _{auxCCGT}	Потребление электроэнергии на собственный нужды ПГУ	МВтч	Постоянно	Электронный	АСКУЭ АльфаЦЕНТР Измеряется электросчетчиком ПСЧ-4ТМ.05 и ПСЧ-4
М5	NCV _{NG}	ТНЗ природного газа	Ккал/м3	Каждые 5 дней	Бумажный	Отчет об испытаниях, от ОАО «Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа» «Инстоп»

Б.4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ

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 надзору в сфере природопользования). На Дзержинской ТЭЦ Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» работа по охране окружающей среды организована экологической группой под руководством начальника ПТО Дзержинской ТЭЦ Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6». Ежегодно разрабатываются и реализуются природоохранные мероприятия, включающие экологический мониторинг производственно-хозяйственной деятельности предприятия. Инженер по охране окружающей среды в установленные сроки готовит и представляет 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 (водхоз) - 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;
- 4-ОС - данные о затратах на природоохранные мероприятия и экологические платежи;
- 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.5. Планируемые 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
Точка мониторинга М-6 за 2011г.	Секция Г 3.1	Секция Б – 1,В- 1	Значение за 2011-2012 гг. утверждается равным среднему за 2008-2010 гг. Причина: Отсутствует источник данных для периода 2011-2012 во время проведения мониторинга.

РАЗДЕЛ В. Расчёт сокращений выбросов парниковых газов

В.1. Расчет выбросов по проекту:

Таблица 5. Выбросы по проекту

Показатель	Расход природного газа на ПГУ	Фактор эмиссии для природного газа	Выбросы GHG по проекту
Ед.изм.	ТДж	тСО ₂ /ТДж	тСО ₂
2008	10 978	56,1	615 873
2009	11 359		637 254
2010	9 295		521 457
2011	11 065		620 759

В.2. Оценка утечек:

Таблица 6. Утечки

	2008	2009	2010	2011
Увеличение потребления природного газа в рамках проекта (т)	234 972	234 972	234 972	234 972
Сокращение потребления мазута по исходным условиям (м ³)	303 299	306 658	280 196	349 123
Фактор эмиссии для летучих выбросов метана от добычи и транспортировки природного газа (%)	0,00368	0,00469	0,00328	0,00388
Фактор эмиссии для летучих выбросов метана от добычи и транспортировки мазута (тСО ₂ /м ³)	0,166425			
Утечки т СО ₂	- 32 328	- 26 826	- 33 425	- 38 692

В.3. Сумма В.1. и В.2.:

Таблица 7. Суммарные выбросы от утечек и проекта

Год	Ожидаемые выбросы ПГ по проекту, т СО ₂ экв.	Ожидаемый эффект «утечки», т СО ₂ экв.	Ожидаемые выбросы ПГ по проекту, т СО ₂ экв.
2008	615 873	- 32 328	583 545
2009	637 254	- 26 826	610 428

2010	521 457	-	33 425	488 032
2011	620 759	-	38 692	582 068
Всего за 2008-2011гг.	2 395 343	-	131 271	2 264 072

В.4. Оценка выбросов по исходным условиям:

Таблица 8. Производство тепловой и электрической энергии по исходным условиям

	Отпуск электрической энергии	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Удельный расход усл. топлива на отпуск ЭЭ	Удельный расход усл. топлива на отпуск ТЭ
Ед. изм.	млн.кВтч	тыс.Гкал	г/кВтч	кг/Гкал
2008	1 218 364	321,877	0,353	0,153
2009	1 220 528	346,534		
2010	1 002 031	625,971		
2011	1 196 710	760,163		

Таблица 9. Оценка выбросов CO₂ от потребления топлива по исходным условиям

Год	Потребление топлива		Фактор эмиссии для природного газа	Фактор эмиссии для мазута	Итого выбросов
	Природный газ	Мазут			
	ТДж	ТДж	тCO ₂ /ТДж	тCO ₂ /ТДж	тCO ₂
2008	2 534	11 505	56,1	77,4	1 032 620
2009	2 539	11 632			1 042 802
2010	2 540	10 629			965 145
2011	2 540	13 243			1 167 531
Всего					4 208 098

В.6. Таблица, отражающая значение, получившиеся в результате применения вышеуказанных формул:

Год	Ожидаемые выбросы ПГ по проектному сценарию, т CO ₂ экв.	Ожидаемый эффект «утечки», т CO ₂ экв.	Ожидаемые выбросы ПГ по исходным условиям, т CO ₂ экв.	Ожидаемое сокращение объемов выбросов ПГ, т CO ₂ экв.
2008	615 873	- 32 328	1 032 620	449 075
2009	637 254	- 26 826	1 042 802	432 374
2010	521 457	- 33 425	965 145	477 113
2011	620 759	- 38 692	1 167 531	585 464
Всего	2 395 343	- 131 271	4 208 098	1 944 026

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту «Вывод из эксплуатации котла № 3 с замещением его тепловой мощности парогазовой установкой «Siemens» (Дзержинская ТЭЦ), Российская Федерация».



Лист Microsoft Excel
97-2003