

**ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА
СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

**Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская
область, Россия**

**Редакция 1.3
30 марта 2011 г.**

ОТЧЁТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

СОДЕРЖАНИЕ

- A. Общая информация по проекту и осуществлению мониторинга
- B. Основные этапы мониторинга
- C. Меры по обеспечению и контролю качества
- D. Расчет сокращенных выбросов парниковых газов

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Название проекта

Наименование проекта: Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

А.2. Регистрационный номер проекта СО:

П 0195

А.3. Одобрение проекта:

Следующие ответственные организации выпустили письма одобрения (LoA):

- Министерство экономического развития Российской Федерации (Приказ №326 от 30 июля 2010 г.);
- Немецкое подразделение торговли квотами на выбросы (DENSt) Федерального управления охраны окружающей среды Федеративной Республики Германия (Письмо от 23 марта 2010 г.).

А.3. Краткое описание проекта:

Проект реализован на филиале Шатурская ГРЭС ОАО «Четвертая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ОГК-4). На Шатурской ГРЭС был построен и введен в эксплуатацию новый энергоблок ПГУ-400. Новый энергоблок (станционный номер – 7) вырабатывает электроэнергию с использованием парогазовой технологии, эксплуатация которого, обеспечивает максимальный КПД и соблюдение действующих экологических норм. Электрическая мощность парогазовой установки (ПГУ) составляет 400 МВт. Настоящий проект предназначен для демонстрации использования Наилучшей доступной технологии (НДТ), а также для сокращения удельных выбросов CO₂ на каждый выработанный МВтч и уменьшения других вредных антропогенных воздействий.

А.4. Период мониторинга:

- Дата начала периода мониторинга: 24/09/2010 г. в 08:00;
- Дата окончания периода мониторинга: 31/12/2010 г. в 24:00.

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

А.5.1. Методология определения базовой линии:

Согласно Руководству по критериям установления базовой линии и мониторинга, редакция 02, для определения базовой линии использовался индивидуальный подход для конкретного СО. Данный индивидуальный подход использует элементы методологий МЧР (АМ0029 «Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе», редакция 3, и АСМ0013 «Объединенная методология установления базовой линии и мониторинга для новых подключенных к электрической сети электростанций на ископаемом топливе, использующих технологию с меньшим уровнем выбросов парниковых газов», редакция 2.1), и документ МЧР «Руководство по расчету фактора эмиссии для энергосистемы», редакция 01.1.

Сценарий базовой линии основан на том предположении, что если проект не будет реализован (т.е. в сеть не будет поставляться дополнительная электроэнергия), спрос на энергию будет обеспечен третьими сторонами. Энергокомпании в составе региональной объединенной энергосистемы (ОЭС «Центр») могут увеличить производство электроэнергии с использованием существующих мощностей за счет отложенного вывода из эксплуатации существующих

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

мощностей и/или при помощи строительства новых энергоблоков. Определение фактора эмиссии для энергосистемы ОЭС «Центр» было сделано в соответствии с утвержденным МЧР «Руководство по расчету фактора эмиссии для энергосистемы» (редакция 01.1), с некоторыми допущениями¹.

А.5.2. Методология осуществления мониторинга:

В отношении мониторинга используется индивидуальный подход для конкретного ПСО. Проектные выбросы связаны со сжиганием природного газа на ПГУ, а базовая линия выбросов представляет собой выбросы, связанные с производством того же объема отпуска электроэнергии, которые имели бы место в ОЭС «Центр» в отсутствие реализации проекта.

Для расчета объема выбросов, как по базовой линии, так и по сценарию проекта, были приняты следующие основные предположения:

- Не учитывается топливо, использованное для пуска новой ПГУ²;
- Реализация проекта не влияет на рыночный спрос на электроэнергию (т.е. отпуск электроэнергии для базовой линии = отпуск электроэнергии по проекту);
- Выбросы от энергосистемы в базовой линии определяются с использованием комбинированного фактора эмиссии (для энергосистемы);
- Значение фактора эмиссии для энергосистемы устанавливается (фиксируется) для всего периода кредитования.

А.6. Ход реализации проекта, включая календарный график реализации основных этапов проекта:

Этап	Дата в соответствии с ПТД	Дата исполнения	Примечания
Дата начала проекта	6 июня 2007 г.	6 июня 2007 г.	Решение Совета Директоров ОГК-4
Первая синхронизация нового энергоблока ПГУ-400 с энергосистемой	-	26 августа 2010 г.	Акт проведения испытаний системы синхронизации и включения блока ПГУ-400 в сеть от 26 августа 2010 г.
Пуско-наладка	-	До 24 сентября 2010 г.	-
Комплексные испытания ПГУ-400	-	24 сентября – 10 октября 2010 г.	Комплексные испытания ПГУ (в течение 72 часов), 24 сентября 2010 г.
Ввод в эксплуатацию	15 сентября 2010 г.	12 октября 2010 г.	Акт приемочной комиссии о приемке ПГУ-400 после комплексного опробования от 12 октября 2010 г.

Первая синхронизация энергоблока ПГУ-400 с энергосистемой произошла 26 августа 2010 г. Однако пусконаладочные работы продолжались вплоть до 24 сентября 2010 г., когда начались

¹ Все допущения основаны на консервативных допущениях

² Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, АМ0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

приемочные (комплексные) испытания ПГУ-400. Эта дата была выбрана в качестве даты начала периода мониторинга.

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

Дата начала мониторинга, 24 сентября 2010 г., отличается от даты начала периода кредитования, 15 сентября 2010 г., заявленной в ПТД. Это связано с задержкой этапа пуско-наладки ПГУ-400.

А.8. Плановые отклонения и изменения в принятом плане мониторинга:

Согласно параграфам 30 (b) и 40 «Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга» (редакция 02), для повышения точности и/или улучшения совместимости собранной информации в принятый (детерминированный) план мониторинга были внесены следующие изменения:

- Для учета расхода природного газа использовался газовый счетчик другого типа (см. раздел В.1);

Главный счетчик, которым планировалось измерять расход газа на новом блоке ПГУ (установленный на дожимной компрессорной станции (ДКС), представляет собой ультразвуковой расходомер USZ08 производства компании RMG Meßtechnik GmbH (Германия, год выпуска - 2008). В октябре 2008 г. счетчик был сертифицирован TUV HESSEN и опломбирован производителем, в соответствии с руководством по эксплуатации. Расходомер был зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений, интервал калибровки составляет 4 года.

Прибор был установлен в соответствии с руководством по эксплуатации и введен в эксплуатацию в июле 2010 г. во время пуска ПГУ. Однако в сентябре-октябре 2010 г., при проведении пусконаладочных работ, были выявлены неполадки в работе одного из ультразвуковых импульсных датчиков. Датчик был заменен в феврале 2011 г. (Замена датчика производилась без перекалибровки).

Соответственно, учет газа в период с сентября по декабрь 2010 г. производился другой системой учета расхода газа, установленной компанией-поставщиком оборудования General Electric на станции подготовки газа (СПГ). Система состоит из:

- измерительной диафрагмы (патент GE № 181105087-1),
- датчиков давления и температуры (производства компании Foxboro).

Дата ввода в эксплуатацию соответствует дате пуска ПГУ (июль 2010 г.). Система не используется для коммерческих расчетов за потребление природного газа, поэтому ее не вносили в Государственный реестр средств измерений (за исключением преобразователя сигналов датчиков давления и температуры - IMV30, интервал калибровки - 2 года) и она не подлежит процедуре поверки со стороны аккредитованной организации. Тем не менее, участники проекта провели калибровку датчиков температуры и давления в июне 2010 г. А калибровку измерительной диафрагмы выполнила компания Consolidated Fabricators Inc. в апреле 2008 г. Интервал калибровки диафрагмы обычно составляет не менее 1 года.

Кроме того, в марте 2011 г. участники проекта произвели сравнительный анализ данных, полученных ультразвуковым счетчиком USZ08 и системой учета расхода газа, установленной на СПГ. Анализ показал, что система GE немного завышает расход газа на ПГУ. Таким образом, использование данных результатов является консервативным допущением.

Следовательно, данные, полученные из системы учета расхода газа на СПГ, с учетом даты начала эксплуатации приборов (июль 2010 г.), могут считаться надежными и консервативными.

Данное изменение способствует повышению точности сбора информации.

- В раздел D.2 добавлены формулы №5 для расчета низшей теплотворности (NCV) природного газа в расчетном году.

Согласно принятому плану мониторинга, в формулах №4 используется низшая теплотворная способность (NCV) единицы объема природного газа в году у. Однако, значение NCV отбирается по данным ежемесячных паспортов природного газа. Следовательно, в раздел D.2

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

были добавлены формулы №5 для расчета NCV за год на основе месячных значений NCV. Данное изменение способствует улучшению совместимости собранной информации.

A.9. Изменения с момента последней верификации:

Не применяется.

A.10. Лицо(а), ответственные за подготовку и предоставление отчета по мониторингу:
ОАО «ОГК-4»:

- Евстигнеев Александр, начальник производственно-технического отдела Шатурской ГРЭС (подготовка отчета по мониторингу);
- Бакурин Сергей, главный инженер Шатурской ГРЭС (предоставление отчета по мониторингу).

Компания Global Carbon B.V.:

- Варфоломеев Алексей, старший консультант по СО.

A.11. Лицо(а), ответственные за проверку и утверждение отчета по мониторингу:
ОАО «ОГК-4»:

- Попов Игорь, заместитель Генерального директора по производству (утверждение отчета по мониторингу);
- Васильонов Егор, специалист производственно-технического управления (проверка отчета по мониторингу).

Компания Global Carbon B.V.:

- Ольга Хлебниная, руководитель группы консультантов по СО

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

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

В период мониторинга, указанного в разделе А.4, требуется осуществлять сбор и архивирование данных по расходу природного газа, низшей теплотворной способности природного газа и объему отпуска электроэнергии от ПГУ.

Расход природного газа

Данный параметр измеряется счетчиком расхода газа непосредственно на ПГУ. Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных.

Низшая теплотворная способность природного газа

Поставщик природного газа («Газпром Трансгаз Москва») ежемесячно предоставляет паспорт на природный газ (с указанием значения его низшей теплотворной способности).

Отпуск электроэнергии

Данный параметр вычисляется как разность между величинами производства и потребления электроэнергии на собственные нужды ПГУ. Для измерения значений данных параметров используется счетчики электроэнергии (система автоматического учета), включенные в автоматическую информационно-измерительную систему коммерческого учета электрической энергии (АИИСКУЭ) электростанции. Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных.

В.1. Типы оборудования для мониторинга

1. Газовый счетчик.
Газовый счетчик произведен компанией Gellag Electric и установлен непосредственно на ПГУ. Газовый счетчик данного типа измеряет расхода природного газа в кг в секунду.
 2. Система автоматического учета электроэнергии.
Система автоматического учета состоит из измерительного блока № 54 для учета объема генерируемой электроэнергии и измерительных блоков №55 и №57 (и резервных блоков №56 и №58) для учета объема потребления электроэнергии на собственные нужды. Каждый из измерительных блоков содержит счетчик электроэнергии, три измерительных трансформаторов напряжения и три измерительных трансформаторов тока.
- Схема включения измерительных блоков показана ниже на рисунке В.1.

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шагурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

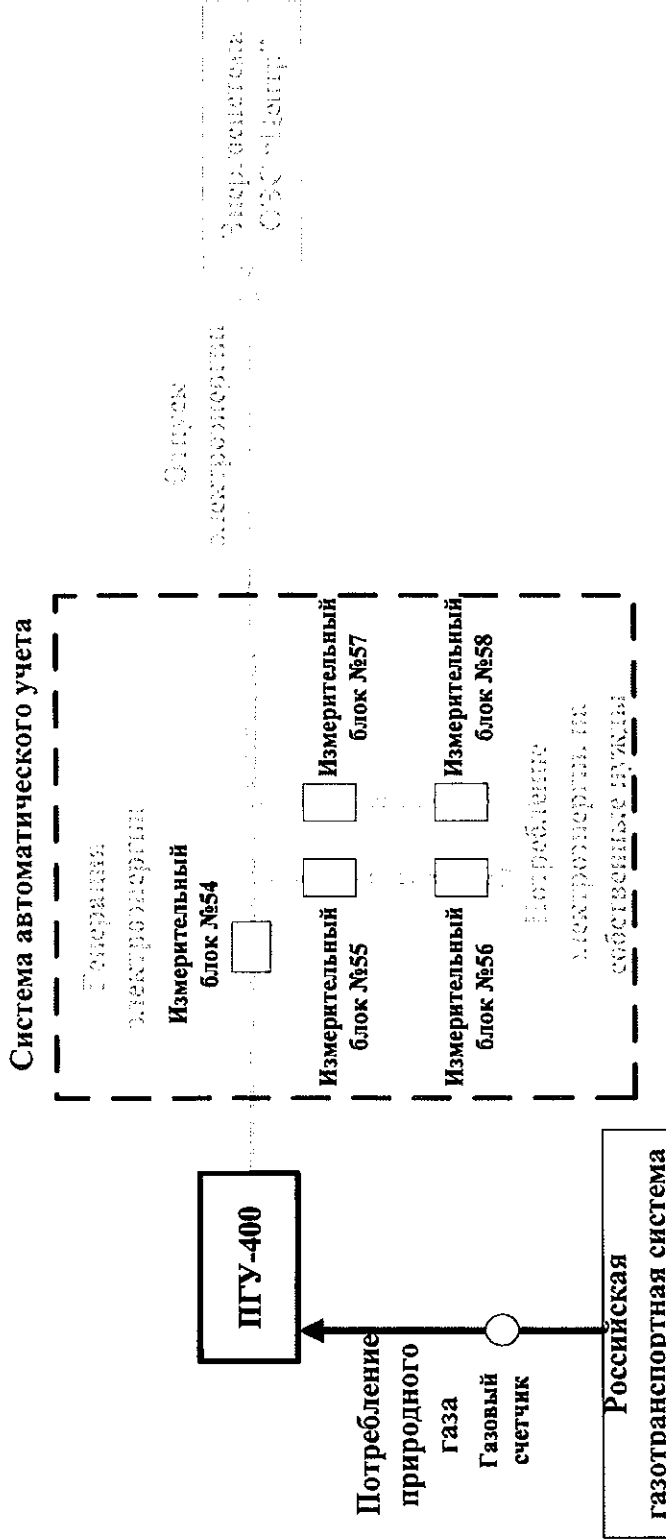


Рисунок В.1. Схема включения измерительных блоков

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

Идентификационный прибор	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Расход природного газа								
1	Газовый счетчик	кг/с ек	-	7311	± 0.25	Braden Manufacturing LCC	апрель 2008 г.	См. раздел А.8

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

Идентификация измерительного прибора	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Повторяющая организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Система автоматического учета								
Блок измерения электроэнергии №54								
2	Счетчик электроэнергии	кВт ч	Alfa A1800	01208211	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	EPR20Z	1782400001	0,2	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		В	EPR20Z	1782400002	0,2			
Измерительные трансформаторы тока	А	ВСТ	52596971	0,2S	Государственная компания «Ростест-Москва»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.	
	А	ВСТ	52596965	0,2S				
	А	ВСТ	52596958	0,2S				
Блок измерения электроэнергии №55								
3	Счетчик электроэнергии	кВт ч	Alfa A1800	01208212	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	VB12	8549780013	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		В	VB12	8549780015	0,5			
		В	VB12	8549780018	0,5			
	Измерительный трансформатор тока	А	AB24-2	8562660010	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
А		AB24-2	8562660003	0,5				
А	AB24-2	8562660008	0,5					
Блок измерения электроэнергии №56								
4	Счетчик электроэнергии	кВт ч	Alfa A1800	01208214	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	VB12	8549780014	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		В	VB12	8549780017	0,5			
		В	VB12	8549780016	0,5			
А	AB24-2	8562660011	0,5					

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

Идентификация прибора	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Проверяющая организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
	трансформатор тока	A	AB24-2	8562660007	0,5			
		A	AB24-2	8562660009	0,5			
Блок измерения электроэнергии №57								
5	Счетчик электроэнергии	кВт	Alfa A1800	01208215	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
		ч	VB12	8549780002	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		Измерительные трансформаторы	VB12	8549780010	0,5			
	напряжения	VB12	8549780012	0,5				
	Измерительный трансформатор тока	A	AB24-2	8562660001	0,5			
A		AB24-2	8562660012	0,5				
A	AB24-2	8562660013	0,5					
Блок измерения электроэнергии №58								
6	Счетчик электроэнергии	кВт	Alfa A1800	01208213	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
		ч	VB12	8549780009	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		Измерительные трансформаторы	VB12	8549780003	0,5			
	напряжения	VB12	8549780011	0,5				
	Измерительный трансформатор тока	A	AB24-2	8562660004	0,5			
A		AB24-2	8562660005	0,5				
A	AB24-2	8562660002	0,5					

В.1.3. Поверочные процедуры

За проведение всех работ по калибровке приборов отвечает старший метролог Шатурской ГРЭС. Дата следующей проверки для всех измерительных приборов выходит за пределы 2012 г.

В.1.4. Участие третьих сторон:

Проверку и калибровку измерительных приборов обычно выполняет государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации» или другая компания, обладающая необходимой лицензией, квалификацией, опытом и оборудованием.

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА CO

Строительство ПГУ-400 на Шагурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

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

Сбор и архивацию всех данных на протяжении всего периода мониторинга осуществляет производственно-технический отдел ГРЭС:

- Значения расхода природного газа берутся ежегодно из электронной базы данных;
- Значения расхода природного газа берутся ежегодно из электронной базы данных; Паспорта природного газа (с указанием значения его низшей теплотворной способности природного газа осуществляется ежемесячно. Паспорта природного газа (с указанием значения его низшей теплотворной способности) поступают непосредственно в производственно-технический отдел от поставщика природного газа.
- Значения объемов производства и потребления электроэнергии на собственные нужды ПГУ берутся ежегодно из электронной базы данных.

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

Переменная	Источник	Единицы	Значение
Фактор эмиссии для природного газа $EF_{CO_2, NG, y}$	Руководство по национальной инвентаризации парниковых газов, Том 2: Энергия, Раздел 4: Стационарное сжигания (с изменениями в апреле 2007) МГЭИК, 2006	tCO ₂ /ГДж	0,0561
Фактор эмиссии для базовой линии $EF_{VLSO, 2, y}$	Приложение 2 ПТД	tCO ₂ /МВтч	0,540

В.2.2. Список переменных:

Переменная	Источник	Единицы	Методика расчета	Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблице В.1.2)
Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году y $FC_{NG, y}$	Показания счетчиков	тонны	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема природного газа, сожженного на новой ПГУ	1
Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце m $FC_{NG, m}$	Показания счетчиков	тонны	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема природного газа, сожженного на новой ПГУ	1

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

Переменная	Источник	Единицы	Методика расчета	Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблице В.1.2)
Низшая теплотворная способность природного газа в году $NCV_{NG,y}$	Паспорт от поставщика	ГДж/тонна газа	Данное значение вычисляются как среднее по данным ежемесячных паспортов природного газа (формулы №5)	-
Низшая теплотворная способность природного газа в месяце m $NCV_{NG,m}$	Паспорт от поставщика	ГДж/тонна газа	Данное значение определяется согласно паспортам природного газа	-
Объем электроэнергии, выработанной на ПГУ-400 $EG_{P,GEN,y}$	Показания счетчиков	МВтч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема электроэнергии, выработанной на ПГУ-400	2
Объем потребления электроэнергии для собственных нужд на ПГУ-400 $EG_{P,OWN,y}$	Показания счетчиков	МВтч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема потребления электроэнергии для собственных нужд	3-6

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

Переменная	Описание	Период	Единицы	Значения
$FC_{NG,m}$	Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце m	сентябрь 2010 г.	Тонны газа	4 668
		октябрь 2010 г.		14 025
		ноябрь 2010 г.		18 367
		декабрь 2010 г.		22 150
$NCV_{NG,m}$	Низшая теплотворная способность природного газа в месяце m	сентябрь 2010 г.	ГДж/тонна газа	49,026
		октябрь 2010 г.		49,118
		ноябрь 2010 г.		49,161

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

		декабрь 2010 г.	49,182
$FC_{NG,y}$	Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году y	2010 г.	Тонны газа 59 211
$NCU_{NG,y}$	Низшая теплотворная способность природного газа в году y	2010 г.	ГДж/тонна газа 49,147

В.2.4. Данные по базовой линии выбросов парниковых газов, с разбивкой по источникам:

Переменная	Описание	Единицы	Значения
			2010 г.
$EG_{PIGEN,y}$	Объем электроэнергии, выработанной на ПГУ-400	МВтч	426 089
$EG_{PIAUX,y}$	Объем потребления электроэнергии для собственных нужд на ПГУ-400	МВтч	18 391

В.2.5. Данные по утечкам:
Не применяется

В.2.6. Данные по воздействию на окружающую среду:

В настоящее время в ПГУ реализована самая экологически приемлемая технология генерации электроэнергии. Предложенный проект был подготовлен в соответствии с российским законодательством и с соблюдением всех требуемых норм по охране окружающей среды. Суммарный объем загрязняющих веществ при производстве строительных работ был незначителен. Основными загрязняющими веществами, связанными с эксплуатацией новой ПГУ, являются оксиды азота и окись углерода. После ввода установки в эксплуатацию выполняется непрерывный мониторинг концентраций данных веществ. Шатурская ГРЭС предоставляет ежеквартальные отчеты в местные государственные органы охраны окружающей среды. Концентрация всех вредных веществ в выбросах находится в пределах установленных допустимых значений и значительно ниже, по сравнению с остальными энергоблоками Шатурской ГРЭС.

В.3. Журнал аварийных событий:

За текущий период мониторинга аварийных событий зарегистрировано не было.

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

РАЗДЕЛ С. Меры по обеспечению и контролю качества

С.1. Документированные процедуры и план управления:

С.1.1. Роли и ответственность:

Сбор и архивацию данных для настоящего отчета по мониторингу осуществляет производственно-технический отдел ГРЭС.

Имя ответственного лица:

Александр Евстигнеев – начальник производственно-технического отдела ГРЭС.

С.1.2. Программа обучения:

Обучение предусматривалось на этапе подготовки к осуществлению мониторинга в сентябре 2010 г.

С.2. Участие третьих сторон:

Участия третьих сторон не требовалось.

С.3. Меры по осуществлению внутреннего аудита и контроля:

Осуществляется непрерывная запись показаний в электронные журналы данных (расход природного газа, генерация и потребление электроэнергии на собственные нужды), необходимых для расчета сокращения выбросов. Соответственно, в случае получения значений значительно отличающихся от средних показаний, можно легко обнаруживать любые погрешности измерений.

С.4. Процедуры поиска неисправностей:

Следующие системы измерений имеют резервирование: газовый счетчик и все измерительные трансформаторы для учета потребления электроэнергии на собственные нужды. В остальных случаях, все параметры проекта (энергоблок ПГУ-400, стационарный № 7) можно вычислять как разность между расходом природного газа и выработкой электроэнергии суммарно для всей Шатурской ГРЭС и аналогичными параметрами для энергоблоков №№1-6 ГРЭС.

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

РАЗДЕЛ D. Расчет сокращенных выбросов

D.1. Расчет базовой линии выбросов

Выбросы в базовой линии определяется следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO_2,y} \quad (1)$$

Где:

BE_y Выбросы в базовой линии в году y (tCO_2);
 $EG_{PJ,y}$ Отпуск электроэнергии новой ПГУ в году y (МВтч);
 $EF_{BL,CO_2,y}$ Фактор эмиссии для базовой линии в году y (tCO_2 /МВтч).

Отпуск электроэнергии новой ПГУ определяется следующим образом:

$$EG_{PJ,y} = EG_{PJ,GEN,y} - EG_{PJ,AUX,y} \quad (2)$$

Где:

$EG_{PJ,GEN,y}$ Выработка электроэнергии в году y (МВтч);
 $EG_{PJ,AUX,y}$ Потребление электроэнергии для собственных нужд (для вспомогательного оборудования) в году y (МВтч);

Показатель	Единицы	2010 г.
Выработка электроэнергии	МВтч	426 089
Потребление электроэнергии для собственных нужд	МВтч	18 391
Отпуск электроэнергии	МВтч	407 699
Фактор эмиссии для базовой линии	tCO_2 /МВтч	0,540
Выбросы в базовой линии	tCO_2	220 157

D.2. Расчет проектных выбросов

Объем проектных выбросов определяется следующим образом:

$$PE_y = FC_{NG,y} \times COEF_{NG,y} \quad (3)$$

Где:

PE_y Проектные выбросы в году y (tCO_2);
 $FC_{NG,y}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году y (тонны газа);
 $COEF_y$ Фактор эмиссии CO_2 в году y (tCO_2 /тонна газа).

$COEF_y$ получают следующим образом:

$$COEF_y = NCV_{NG,y} \times EF_{CO_2,NG,y} \quad (4)$$

Где:

$NCV_{NG,y}$ Низшая теплотворная способность природного газа в году y (ГДж/тонна газа);

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СО

Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4, Московская область, Россия

$EF_{CO_2,NG,y}$ Фактор эмиссии CO_2 для природного газа в году y ($tCO_2/GДж$).

$NCV_{NG,y}$ получают следующим образом:

$$NCV_{NG,y} = \sum_m (NCV_{NG,m} \times FC_{NG,m}) / FC_{NG,y} \quad (5)$$

Где:

$NCV_{NG,m}$ Низшая теплотворная способность природного газа в месяце m ($GДж/тонна$ газа);

$FC_{NG,m}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце m (тонны газа);

m - месяц m года y ;

$FC_{NG,y}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году y (тонны газа).

Показатель	Единицы	2010 г.
Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ	тонны	59 211
Низшая теплотворная способность природного газа	GДж/тонна газа	49 147
Фактор эмиссии CO_2 для природного газа	$tCO_2/GДж$	0,0561
Проектные выбросы	tCO_2	163 253

D.3. Расчет утечек

В отсутствие реализации проекта, имеют место неконтролируемые выбросы CH_4 , связанные с добычей топлива, обработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением природного газа, используемого для проекта, и ископаемого топлива для энергосистемы³. Технология в рамках предложенного проекта является наиболее энергоэффективной, поэтому данные выбросы не учитывались, для простоты и из консервативных соображений.

D.4. Расчет / таблица сокращенных выбросов

Объем сокращенных выбросов вычисляется следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (5)$$

Где:

ER_y Сокращенные выбросы по проекту СО в году y (tCO_2);

BE_y Базовая линия выбросов в году y (tCO_2);

PE_y Проектные выбросы в году y (tCO_2).

Показатель	Единицы	2010 г.
Базовая линия выбросов	tCO_2	220 157
Проектные выбросы	tCO_2	163 253
Утечки	tCO_2	0
Сокращенные выбросы	tCO_2	56 904

³ Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, АМ0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР