ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

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

Редакция 1.1
26 марта 2012 г.

Со стороны ОАО «Э.ОН Россия» утвердил:

Заместитель генерального директора
по производству

_____

И.В. Попов

Специалист производственно-технического управления

_____

Е.С. Васильконов

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

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:

JI 0195

А.3. Одобрение проекта:

Следующие уполномоченные организации выпустили письма одобрения (LoA):

- Министерство экономического развития Российской Федерации (от 30 июля 2010 г.);
- Немецкое подразделение торговли квотами на выбросы (DEHSt) Федерального управления охраны окружающей среды Федеративной Республики Германия (от 23 марта 2010 г.).

А.3. Краткое описание проекта:

Проект реализован на Шатурской ГРЭС ОАО «Э.ОН Россия». На Шатурской ГРЭС был построен дополнительный энергоблок. Новый энергоблок 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 предназначается для демонстрации использования Наилучшей имеющейся технологии (НИТ), а также для сокращения удельных выбросов CO_2 на каждый выработанный МВтч и уменьшения других вредных антропогенных воздействий.

А.4. Период мониторинга:

- Дата начала периода мониторинга: 01/01/2011 г.;
- Дата окончания периода мониторинга: 31/12/2011 г.

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 проекта совместного осуществления (далее ПСО, проект СО). Данный индивидуальный подход использует элементы методологий механизма чистого развития (МЧР): AM0029 «Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе», редакция 3, и ACM0013 «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 объединенной энергосистемы (ОЭС) «Центр» могут увеличить производство электроэнергии с использованием существующих мощностей за счет отложенного вывода из эксплуатации существующих мощностей и/или при помощи строительства новых энергоблоков. Определение фактора эмиссии для ОЭС «Центр» было

сделано в соответствии с утвержденным МЧР «Руководство по расчету фактора эмиссии для энергосистемы» (редакция 01.1), с некоторыми допущениями[1].

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 ПГУ[2];
- 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 (в настоящее время – «Э.ОН Россия»)
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.

Первое официальное присоединение ПГУ-400 к энергосистеме произошло 26 августа 2010 г. Однако пусконаладочные работы продолжались вплоть до 24 сентября 2010 г., когда начались приемочные (комплексные) испытания ПГУ-400. Эта дата была выбрана в качестве даты начала периода мониторинга.

Первый отчет о мониторинге для периода с 24 сентября по 31 декабря 2010 года был подготовлен участниками проекта и верифицирован компанией Бюро Веритас Сертификайшен в 2011 году.

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

Для данного периода мониторинга не существует каких-либо отклонений от принятой ПТД.

[1] Все допущения основаны на консервативных допущениях

[2] Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, AM0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР

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 в январе 2011 года использовался газовый счетчик другого типа (см. раздел B.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 период 1-12 февраля 2011 г. во время плановой остановки нового энергоблока (Калибровка заменяемого датчика произведена производителем 13 декабря 2010 г. в Бутзбач, Германия).

  Поэтому, учет газа в период с сентября 2010 г. по январь 2011 г., включая первый период мониторинга (сентябрь-декабрь 2010 г.) производился другой системой измерения расхода газа, установленной компанией-поставщиком оборудования General Electric на станции очистки газа (СОГ). Расходомер 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.). Расходомер 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 независимой 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 для средств измерений коммерческого учета в сфере государственного регулирования. Однако данное средство измерения используется для технического учета, и собственник может устанавливать поверочный интервал самостоятельно. Обычно поверочный (калибровочный) интервал может составлять 5 лет.

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

  Следовательно, данные, полученные из системы измерения расхода газа на СОГ, 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 добавлена формула №5 для расчета низшей теплотворной способности (НТС) природного газа в расчетном году.

  Согласно принятому плану мониторинга, в формуле №4 используется низшая теплотворная способность (НТС) на единицу объема природного газа в году *y*. Однако значение НТС получено по данным ежемесячных паспортов природного газа. Поэтому, в раздел D.2 была добавлена формула №5 для расчета НТС за год на основе месячных значений НТС. Данное изменение способствует улучшению совместимости собранной информации.

- В расчетах используются данные по потреблению природного газа (ПГ) данных измеряемые в стандартных кубических метрах (температура 293^0K и давлении 101325 Па), в соответствии с правилами, принятыми на Шатурской ГРЭС. Это отклонение формы от детерминированного плана мониторинга, потому что в нем потребление ПГ измеряется в нормальных кубических метрах. Однако это отклонение не влияет на конечный результат и может применяться *для улучшения точности и/или применимости собираемой информации*, как указано выше.

A.9. Изменения с момента последней верификации:

Никаких изменений с последней верификации не существует.

A.10. Лицо(а), ответственные за подготовку и предоставление отчета по мониторингу:

Э.ОН Россия:

- Александр Евстигнеев, начальник производственно-технического отдела Шатурской ГРЭС (подготовка отчета по мониторингу);
- Сергей Бакурин, 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:

Э.ОН Россия :

- Попов Игорь, заместитель Генерального директора по производству (утверждение отчета по мониторингу);
- Васильконов Егор, специалист производственного отдела ОГК-4 (проверка отчета по мониторингу).

Компания Global Carbon B.V.:

- Дарья Горячкина, руководитель группы консультантов по СО

РАЗДЕЛ B. Основные этапы мониторинга, в соответствии с планом мониторинга на период, указанный в разделе A.4.

В период мониторинга, указанного в разделе A.4, требуется осуществлять сбор и архивирование данных по потреблению природного газа, низшей теплотворной способности природного газа, выработки электрической энергии и величины потребления электроэнергии на собственные нужды ПГУ.

Потребление 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 выработки и потребления электроэнергии на собственные нужды ПГУ. Для измерения значений данных параметров используется автоматическая система учета. Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных.

B.1. Типы оборудования для мониторинга

1. Счетчик расхода газа.
   Ультразвуковой расходомер USZ08 производства компании RMG Meßtechnik GmbH и счетчик расхода газа произведенной компанией General Electric используется для измерения расхода природного газа.

2. Система автоматического учета электроэнергии.
   Система автоматического учета состоит из измерительного блока № 54 для измерения величины 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 состоит из счетчика электроэнергии, трех измерительных трансформаторов напряжения и трех измерительных трансформаторов тока.

Схема измерений показана ниже на рисунке B.1.

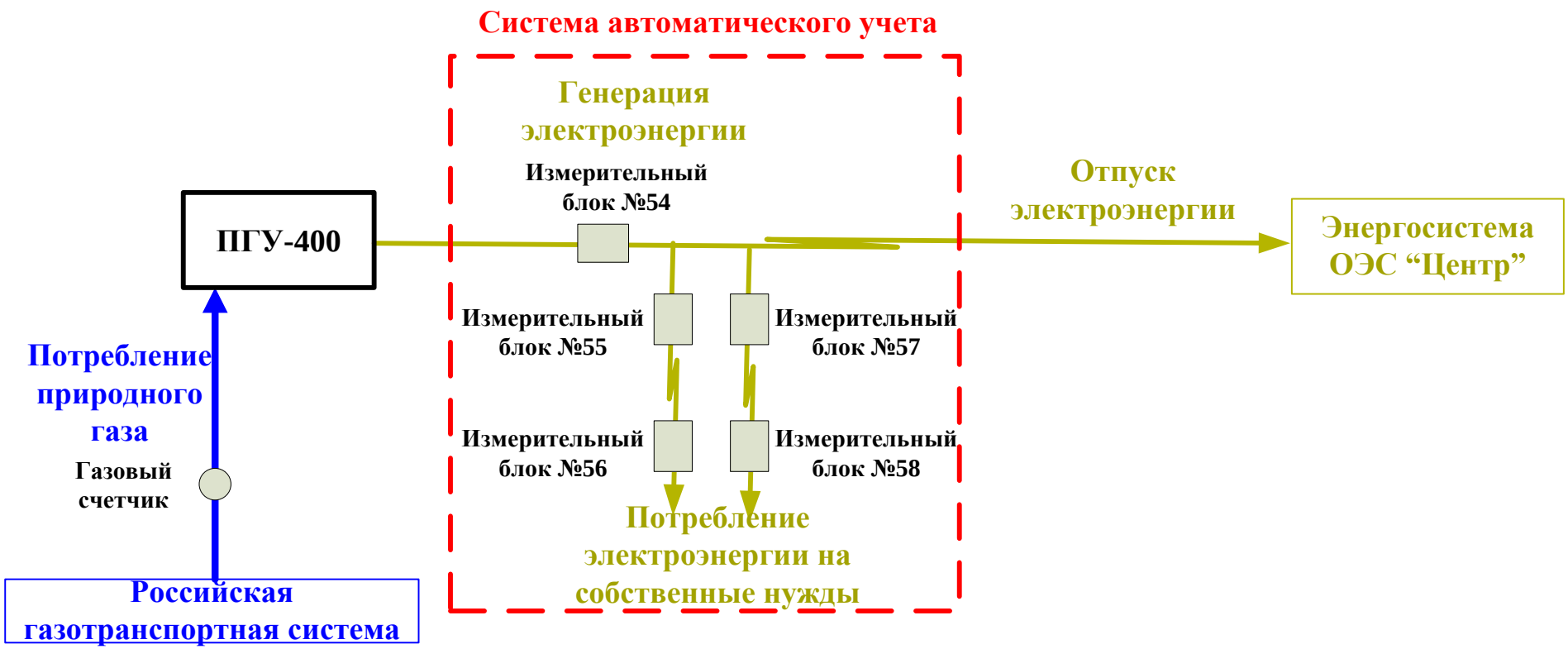

Рисунок В.1. Схема измерений

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

Измерительный прибор Идентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Расход природного газа								
1	Счетчик расхода газа	кг/сек	-	7311	± 0.681	Braden Manufacturing LCC	апрель 2008 г.	См. раздел А.8
2	Счетчик расхода газа	$м^3$/ч	USZ08	607639	± 0.2	RMG Meßtechnik GmbH	Октябрь 2008 г.	Октябрь 2012 г.
Система автоматического учета								
Блок измерения электроэнергии №54								
3	Счетчик электроэнергии	кВтч	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			
		В	EPR20Z	1782400003	0,2			
	Измерительные трансформаторы тока	А	BCT	52596971	0,2S	Государственная компания «Ростест-Москва»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		А	BCT	52596965	0,2S			
		А	BCT	52596958	0,2S			
Блок измерения электроэнергии №55								
4	Счетчик электроэнергии	кВтч	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			
		А	AB24-2	8562660003	0,5			
		А	AB24-2	8562660008	0,5			

Измерительный прибор Идентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Блок измерения электроэнергии №56								
5	Счетчик электроэнергии	кВтч	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			
	Измерительный трансформатор тока	А	AB24-2	8562660011	0,5			
		А	AB24-2	8562660007	0,5			
		А	AB24-2	8562660009	0,5			
Блок измерения электроэнергии №57								
6	Счетчик электроэнергии	кВтч	Alfa A1800	01208215	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	VB12	8549780002	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		В	VB12	8549780010	0,5			
		В	VB12	8549780012	0,5			
	Измерительный трансформатор тока	А	AB24-2	8562660001	0,5			
		А	AB24-2	8562660012	0,5			
		А	AB24-2	8562660013	0,5			
Блок измерения электроэнергии №58								
7	Счетчик электроэнергии	кВтч	Alfa A1800	01208213	0,2S	ООО «Эльстер Метроника»	июнь 2010 г.	июнь 2022 г.
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	VB12	8549780009	0,5	Государственная компания «Менделеевский центр стандартизации, метрологии и сертификации»	сентябрь 2010 г.	сентябрь 2014 г.
		В	VB12	8549780003	0,5			
		В	VB12	8549780011	0,5			
	Измерительный трансформатор тока	А	AB24-2	8562660004	0,5			
		А	AB24-2	8562660005	0,5			
		А	AB24-2	8562660002	0,5			

B.1.3. Поверочные процедуры

За проведение всех работ по калибровке (поверке) приборов отвечает старший метролог ГРЭС. Дата следующей проверки для всех измерительных приборов после 2012 г.

B.1.4. Участие третьих сторон:

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

B.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;
- Сбор значений 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.

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

Переменная	Источник	Единицы	Значение
Фактор эмиссии для природного газа $EF_{CO2,NG,y}$	Руководство по национальной инвентаризации парниковых газов, Том 2: Энергия, Раздел 4: Стационарное сжигание (с изменениями в апреле 2007) МГЭИК, 2006	тCO_2/ ГДж	0,0561
Фактор эмиссии для базовой линии $EF_{BL,CO2,y}$	Приложение 2 ПТД	тCO_2/ МВтч	0,540

B.2.2. Список переменных:

Переменная	Источник	Единицы	Методика расчета	Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблице B.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, 2
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, 2
Низшая теплотворная способность природного газа в году *y* $NCV_{NG,y}$	Паспорт от поставщика	ГДж/ тонна газа	Данное значение вычисляют 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 $EG_{PJ,GEN,y}$	Показания счетчиков	МВтч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема электроэнергии, выработанной на ПГУ-400	3
Объем потребления электроэнергии для собственных нужд на ПГУ-400 $EG_{PJ,AUX,y}$	Показания счетчиков	МВтч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема потребления электроэнергии для собственных нужд	4-7

B.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*	Январь 2011 г.	1000 м^3	48 808
		Февраль 2011 г.		24 416
		Март 2011 г.		43 950
		Апрель 2011 г.		37 810
		Май 2011 г.		34 256
		Июнь 2011 г.		47 490
		Июль 2011 г.		49 400
		Август 2011 г.		40 444
		Сентябрь 2011 г.		49 725
		Октябрь 2010 г.		25 888
		Ноябрь 2010 г.		25 601
		Декабрь 2010 г.		48 243
$NCV_{NG,m}$	Низшая теплотворная способность природного газа в месяце *m*	Январь 2011 г.	ГДж/1000 м^3	33,70
		Февраль 2011 г.		33,74
		Март 2011 г.		33,69
		Апрель 2011 г.		33,74
		Май 2011 г.		33,77
		Июнь 2011 г.		33,73
		Июль 2011 г.		33,83
		Август 2011 г.		33,84
		Сентябрь 2011 г.		33,85
		Октябрь 2010 г.		33,73
		Ноябрь 2010 г.		33,83
		Декабрь 2010 г.		33,80

$FC_{NG,y}$	Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y*	2011 г.	1000 м^3	476 031
$NCV_{NG,y}$	Низшая теплотворная способность природного газа в году *y*	2011 г.	ГДж/1000 м^3	33,77

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

Переменная	Описание	Единицы	Значения
			2011 г.
$EG_{PJ,GEN,y}$	Объем электроэнергии, выработанной на ПГУ-400	МВтч	2 459 835
$EG_{PJ,AUX,y}$	Объем потребления электроэнергии для собственных нужд на ПГУ-400	МВтч	82 381

B.2.5. Данные по утечкам:
Не применяется

B.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 максимально допустимых значений и значительно ниже, по сравнению с остальными энергоблоками Шатурской ГРЭС.

B.3. Журнал аварийных событий:
За текущий период мониторинга аварийных событий зарегистрировано не было.

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 проведено в течении осуществления мониторинга в 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, станционный № 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.

РАЗДЕЛ D. Расчет сокращенных выбросов

D.1. Расчет базовой линии выбросов

Выбросы в базовой линии определяется следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO2,y} \quad (1)$$

Где:

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

$EG_{PJ,y}$ Отпуск электроэнергии новой ПГУ в году *y* (МВтч);

$EF_{BL,CO2,y}$ Фактор эмиссии для базовой линии в году *y* ($тCO_2$/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	2011 г.
Выработка электроэнергии	МВтч	2 459 835
Потребление электроэнергии для собственных нужд	МВтч	82 381
Отпуск электроэнергии	МВтч	2 377 455
Фактор эмиссии для базовой линии	$тCO_2$/МВтч	0,540
Выбросы в базовой линии	**$тCO_2$**	**1 283 826**

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* ($тCO_2$);

$FC_{NG,y}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y* (1000 $м^3$);

$COEF_y$ Фактор эмиссии CO_2 в году *y* ($тCO_2$/1000 $м^3$).

$COEF_y$ получают следующим образом:

$$COEF_y = NCV_{NG,y} \times EF_{CO2,NG,y} \quad (4)$$

Где:

$NCV_{NG,y}$ Низшая теплотворная способность природного газа в году *y* (ГДж/1000 $м^3$);

$EF_{CO2,NG,y}$ Фактор эмиссии CO_2 для природного газа в году *y* ($тCO_2$/ГДж).

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

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

Где:

$NCV_{NG,m}$ Низшая теплотворная способность природного газа в месяце *m* (ГДж/1000 $м^3$);

$FC_{NG,m}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце *m* (1000 $м^3$);

m - месяц *m* года *y;*

$FC_{NG,y}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y* (1000 $м^3$).

Показатель	Единицы	2011 г.
Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ	1000 $м^3$	476 031
Низшая теплотворная способность природного газа	ГДж/1000 $м^3$	33,77
Фактор эмиссии CO_2 для природного газа	$тCO_2$/ГДж	0,0561
Проектные выбросы	**$тCO_2$**	**901 901**

D.3. Расчет утечек

В отсутствии 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 энергосистемы[3]. 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:

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

Где:

ER_y Сокращенные выбросы по проекту СО в году *y* ($тCO_2$);

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

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

Показатель	Единицы	2010 г.
Базовая линия выбросов	$тCO_2$	1 283 826
Проектные выбросы	$тCO_2$	901 901
Утечки	$тCO_2$	0
Сокращенные выбросы	**$тCO_2$**	**381 925**

[3] Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, AM0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР