

Секция А. Общее описание проекта
--

А.1. Наименование проекта:
--

Наименование проекта: «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация»

Сектор (категория) (1) Энергетика (возобновляемые/не возобновляемые источники)
источников: (10) Фугитивные эмиссии, вызванные сжиганием ископаемого топлива
 (твердого, нефти и газа)

Версия отчета о мониторинге: 1.2

Дата: 21.08.2012

А.2. Описание проекта:

Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство 16 газотурбинных электростанций (далее по тексту - ГТЭС) на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации. Попутный нефтяной газ используется в качестве топлива для ГТЭС. Проект позволяет ОАО «Сургутнефтегаз» избежать сжигания попутного нефтяного газа (далее по тексту - ПНГ) на факелах путем использования его для целей выработки электроэнергии.

Цель проекта

Главными целями проекта являются:

- Повышение уровня утилизации ПНГ;
- Покрытие потребностей нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии за счет выработки собственной электроэнергии;
- Улучшение экологической ситуации в районе нефтяных месторождений;
- Снижение уровня выбросов парниковых газов (ПГ).

Проектный сценарий

В рамках проектного сценария построено шестнадцать ГТЭС общей установленной мощностью 444 МВт. ГТЭС работают на ПНГ, поступающем с нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». ГТЭС предназначаются для покрытия местных потребностей в электроэнергии указанных нефтяных месторождений. Реализация проекта позволяет значительно увеличить уровень утилизации ПНГ и снизить объем поставок электроэнергии из Объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала. ОЭС Урала - одна из шести ОЭС Единой Энергосистемы Российской Федерации.

Базовый сценарий (исходные условия)

Базовый сценарий может быть описан следующим образом: при отсутствии данного проекта, ПНГ, расходуемый всеми ГТЭС, кроме Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, сжигался бы на факелах, а ПНГ, расходуемый Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, поставлялся бы на Сургутские ГРЭС. Местные потребности в электроэнергии нефтяных месторождений разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» удовлетворялись бы за счет электроэнергии, поставляемой из ОЭС Урала.

Базовый сценарий предполагает также выбросы метана вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. Это обусловлено эффективностью сжигания попутного газа на факеле, которая ниже, чем в случае сжигания в газовой турбине. Иными словами, не весь метан в составе ПНГ окисляется и превращается в CO₂ – часть его выбрасывается в атмосферу не сгоревшим.

Применяемая методология

Для настоящего проекта используется особый подход для проектов Совместного Осуществления для определения исходных условий (базового сценария) и для плана мониторинга. Исходные условия (базовая линия) и план мониторинга устанавливаются в соответствии с решением 9/СМР.1, «Руководящие принципы для осуществления статьи 6 Киотского протокола» и решением FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. от 30 марта 2006 г. и на основе "Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга", версия 02.

Подход к определению базовой линии был открыто описан в Проектно Технической Документации (ПТД) версии 1.2, которая успешно прошла детерминацию.

А.3. Статус реализации проекта:

ПТД версии 1.0 настоящего проекта была передана в Bureau Veritas Certification Rus (далее НАО) для детерминации в начале 2011. В процессе детерминации ПТД было изменено и в результате 24 апреля 2011 выпущена версия 1.2. Положительное экспертное заключение было получено на версию ПТД 1.2. Эта версия подробно описывает настоящий проект. Дата начала сокращения выбросов по проекту – 01.01.2008 г.

Проект был реализован, как описано в ПТД 1.2. Дата начала проекта – 23.04.2002, дата заключения контракта на поставку оборудования для первой Лукьявинской ГТЭС. Первая ГТЭС – Лукьявинская была введена в эксплуатацию 25.12.2003, а последняя – Северо-Лабатьюганская ГТЭС -2 – 16.12.2010. Реализация проекта полностью соотносится с графиком реализации в ПТД 1.2.

План мониторинга был реализован в точном соответствии с ПТД 1.2 с двумя незначительными отклонениями. Первое связано с изменением одного ответственного лица. Второе сделано для улучшения плана мониторинга. Изменения описаны в секции А.4 ниже.

В целом, отклонения от ПТД 1.2 отсутствуют за исключением небольших отклонений в значениях параметров, использованных в ПТД для предварительных расчетов сокращений выбросов, и фактических значений, полученных в процессе реализации проекта.

А.4. Отклонения или изменения в ПТД и план мониторинга:

Были внесены два незначительных изменения в план мониторинга по сравнению с планом мониторинга в ПТД версии 1.2:

- 1) Заместитель начальника технического управления - начальник отдела добычи и транспортировки газа технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» В.Н.Плетёный будет отвечать за проверку отчетов о мониторинге вместо ведущего инженера отдела добычи и транспортировки газа. Изначально г-н Плетеный, ведущий инженер отдела по добыче и транспортировки газа технического управления ОАО «Сургутнефтегаз», был назначен ответственным за проверку отчетов о мониторинге. В процессе работы, он был повышен до заместителя начальника технического управления - начальника отдела добычи и транспортировки газа ОАО «Сургутнефтегаз». Это изменение в плане мониторинга только отражает смену должности и не имеет отрицательных последствий. После повышения г-н Плетеный имеет больше возможностей для осуществления задачи, так как с повышением связаны большие полномочия и доступ к информации.
- 2) Заместитель главного инженера - начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» А.Ф.Зенов будет отвечать за сбор, обработку и хранение данных вместо начальника управления экологической безопасности и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз». Эта позиция необходима только в момент подготовки отчетов о мониторинге. Сбор и хранение исходной информации будет осуществляться в рабочем режиме персоналом компании. Смена роли была произведена в августе 2010 перед подготовкой настоящего отчета о мониторинге. Это изменение сделано по причине того, что заместитель главного инженера - начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» имеет больше возможностей для выполнения данной задачи. Почти все данные для отчета о мониторинге имеют техническую направленность и подчиненные заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» имеют больше возможностей для работы с ними. Заместитель главного инженера - начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз»

больше подходит для этой роли по сравнению с начальником управления экологической безопасности и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз». Изменение роли было сделано с целью улучшения качества плана мониторинга. Это изменение не имеет отрицательных последствий.

Оба изменения ведут к улучшению плана мониторинга и не имеют отрицательных последствий. Изменения не влияют на точность данных, но улучшают управленческую структуру при выполнении плана мониторинга. Изменения были введены в действие приказом №2135 от 02.08.2011, который изменил две позиции, указанные в приказе №3007, который изначально устанавливал ответственность по плану мониторинга. Оба изменения отражены в Графике В.4-1 в секции В.4 ниже.

Помимо изменений в план мониторинга описанных выше, наименования параметров и формулы, используемые в настоящем отчете были изменены в соответствии со списком стандартных переменных в приложении Б к Инструкциям по критериям определения базовой линии и мониторинга (версия 3). Описание изменений приведены в Таблице А.4-1 ниже.

Таблица А.4-1. Список изменений в наименовании переменных.

Старое наименование	Новое наименование	Описание параметра
density _h	ρ _h	Плотность углеводорода типа <i>h</i>
b _{SDPP}	SFC _{SDPP}	Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на СГРЭС-1 и СГРЭС-2
b _{GTPP,y}	SFC _{GTPP,y}	Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на Лянторских ГТЭС-1 и ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году <i>y</i> .
V _{h, GTPP i, m}	W _{h, GTPP i, m}	Объемная доля углеводорода типа <i>h</i> в ПНГ, потребляемом ГТЭС <i>i</i> в месяце <i>m</i>
V _{CH4, GTPP i, m}	W _{CH4, GTPP i, m}	Объемная доля метана в ПНГ, потребляемом ГТЭС <i>i</i> в месяце <i>m</i>
UF	OXID	Коэффициент неполного сгорания ПНГ

Фиксированное в ПТД значение потерь электроэнергии в сетях ОЭС Урала было изменено с 12% на 9.5.% в 2010¹. Это значение используется для расчета сокращений выбросов в текущем отчете о мониторинге.

В отличие от предыдущего отчета о мониторинге данный отчет включает расчет выбросов за неполный год (4 месяца 2012). В связи с этим, для расчета за период 01.01.2012-30.04.2012 вместо годовых показателей используются ежемесячные, а именно:

EG_{РЈ, ГТЭС i, m} – ежемесячный отпуск электроэнергии с ГТЭС *i* в месяце *m*. (МВтч);

SFC_{ГТЭС i, m} – коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце *m* (г.у.т. / кВтч).

Поэтому в формулы использующие данные показатели были внесены соответствующие изменения:

Номер формулы в ПТД D.1.1.2-3

$$PE_{PU,y} = EG_{PJ, ГТЭС i, y} * (SFC_{ГТЭС y} / SFC_{SDPP} - 1) * EF_{ELEC, grid, y}$$

Предыдущий отчет о мониторинге

$$PE_{PU,y} = \sum_i \sum_m [EG_{PJ, ГТЭС i, m} * (SFC_{ГТЭС i, m} / SFC_{SDPP} - 1)] * EF_{ELEC, grid, y}$$

Текущий отчет о мониторинге

Номер формулы в ПТД D.1.1.4-2

$$BE_{EL,y} = \sum EG_{PJ, ГТЭС i, y} * (1 - PL_{SNG, y}) / (1 - PL_{grid, y}) * EF_{ELEC, grid, y}$$

Предыдущий отчет о мониторинге

¹ <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=174784>

$$BE_{EL,y} = \sum_i \sum_m EG_{PJ, ГТЭС i, m} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC,grid,y}$$

А.5. Период мониторинга:

Период мониторинга настоящего отчета с 01.01.2011 по 30.04.2012 (16 месяцев).

А.6. Информация об периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации :

Это второй периодический отчет о мониторинге по проекту «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация».

А.7. Участники проекта:

<u>Участвующая сторона</u>	<u>Юридическое лицо - участник проекта</u> (в применимых случаях)	<u>Указать, желание</u> <u>Участвующей стороны</u> <u>считаться</u> <u>участником проекта</u> (Да/Нет)
Сторона А: Российская Федерация (принимающая сторона)	Юридическое лицо А1: ОАО «Сургутнефтегаз»	Нет
Сторона В: Великобритания	Юридическое лицо В1: «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед»	Нет

А.8. Оценка объема сокращений выбросов за период мониторинга:

	Количество лет
<u>Продолжительность периода мониторинга</u>	1 год 4 месяца
Год	Расчетный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента CO ₂
2011	1 967 132
01.2012	180 196
02.2012	165 763
03.2012	184 624
04.2012	178 968
Общий расчетный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO ₂)	2 676 683
Расчетный средний ежегодный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO ₂)	-

А.9. Утверждение проекта Сторонами:

Одобрение было получено от всех участников проекта «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе». 9 декабря 2011 проект был утвержден принимающей стороной. Письмо одобрения Великобритании было получено 10 февраля 2012.

A.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:

Дата подготовки отчета о мониторинге: 21.08.2012

Отчет о мониторинге подготовлен компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

E-mail: emissions@gazprom-mt.com

«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» является участником проекта, указанным в секции A.7.

В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:

Для плана мониторинга использовался особый подход для проектов совместного осуществления принимаемая во внимание требования "Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга" и с учетом требований решения 9/СМР.1, Приложения Б "Критерии для установления базовой линии и мониторинга".

Деятельность по мониторингу реализуется в полном соответствии с планом мониторинга установленным в ПТД 1.2 с двумя незначительными изменениями в управленческой структуре мониторинга и изменениями в формулах D.1.1.2-3, D.1.1.4-2. Изменения описаны в секции А.4 выше.

План мониторинга составлен на основе и в соответствии с существующими измерительными системами электроэнергетики и топлива компании и оценки воздействия на окружающую среду.

Четыре основных управления ОАО «Сургутнефтегаз» отвечают за реализацию плана мониторинга:

1. Управление экологической безопасности и природопользования;
2. Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (далее - УВСИНГ);
3. Управление энергетики;
4. Техническое управление.

Мониторинг следующих параметров реализован для расчетов сокращений выбросов по проекту:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m для целей выработки электроэнергии (m^3);
- Объемные доли различных видов углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m (%);
- Отпуск электроэнергии с ГТЭС i в месяце m (МВтч);
- Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце m ;
- Процент потери электроэнергии в сети ОАО «Сургутнефтегаз» в году y (%).

Следующие установленные на этапе подготовки ПТД параметры применялись для расчета сокращений выбросов по проекту:

1. Плотность углеводорода типа h (10^{-6} Гг / m^3);
2. Коэффициент неполного сгорания ПНГ (%);
3. Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент CO_2 , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h (г./г.);
4. Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (г.у.т. / кВтч);
5. Коэффициент эмиссий для сетевой электроэнергии в ОЭС Урала в году y (т. CO_2 / МВтч);
6. Потери энергии во внешней сети в году y (%);

7. Потенциал метана в отношении глобального потепления ($\text{тСО}_2\text{экв/тСН}_4$).

В.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов генерируемых проектом:

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
1. $FC_{\text{пнг, ГЭС}, i, m}$	Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГЭС i в месяце m	Показания газовых счетчиков	УВСИНГ	м^3	m	непрерывно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
2. $W_{h, \text{ГЭС}, i, m}$	Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГЭС i в месяце m	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	УВСИНГ	%	m	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
3. $EG_{\text{р}, \text{ГЭС}, i, m}$	Отпуск электроэнергии с ГЭС i в месяце m	Счетчики электроэнергии	Управление энергетики	МВтч	m	непрерывно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
4. $SFC_{\text{ГЭС}, m}$	Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГЭС-1, ГЭС-2 и Русскинской ГЭС в месяце m	Счетчики газа и электроэнергии	УВСИНГ	г.у.т. / кВтч	с	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
5. $PL_{\text{SNG}, y}$	Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефте	Этот параметр ежегодно утверждается РЭК	Управление энергетики	%	с	ежегодно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный

	газ» в году у		УВСИНГ	%	т	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
6. W_{CH_4} , ГТЭС, т	Объемная доля метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС в месяце т	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц						
7. ρ_h	Плотность углеводорода типа h	Плотность для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008, Межправительственный стандарт «Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показателя Воббе по составу»	-	10^{-6} кг/м ³	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-
8. OXID	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ	«Методика расчета объемов выброса в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа в факелах», одобренная 08.04.1998, приказ № 199 Государственного комитета по защите	-	%	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-

13. GWP _{CH4}	Потенциал метана в отношении глобального потепления	электроэнергетической отрасли России»	-	тCO ₂ э/тCH ₄	-	за установлено на этапе подготовки ПТД	-
------------------------	---	---------------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---

В.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов по проекту:

Формулы для расчета проектных выбросов

Проектные выбросы CO₂ (PE_y) включают выбросы CO₂ при полном окислении углеводородов (метана, этана, бутана, пропана, гексана и выше) и CO₂ выбросы от снижения выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС. Проектные выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{Oxy} + PE_{PUy}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-1)

Где:

PE_y – Проектные выбросы в году у (т CO₂);

PE_{Oxy} – Выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов в году у (т CO₂). Этот тип выбросов происходит в результате полного сгорания углеводородов в турбинах. До реализации проекта этот объем углеводородов выбрасывался в атмосферу несгоревшим. Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-2 ниже;

PE_{PUy} – Выбросы в результате недовыработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС в году у (т CO₂). Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-3 ниже;

$$PE_{Oxy} = \sum_i \sum_m \sum_h (FC_{ARG, GTRP i, m} * W_{h, GTRP i, m} * \rho_h * OXID * SMF_h)$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-2)

Где:

PE_{Oxy} – Выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов в году у (т CO₂). Этот тип выбросов происходит в результате полного сгорания углеводородов в турбинах. До реализации проекта этот объем углеводородов выбрасывался в атмосферу несгоревшим.

FC_{ПНГ, ГТЭС i, м} – Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m (м³). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов - сумма произведений значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

W_{h, ГТЭС i, м} – Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в а месяце m (%);

ρ_h – плотность углеводорода типа h, используемая для преобразования объема углеводорода типа h в массу углеводорода (кг/м³). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

OXID – Коэффициент неполного сгорания ПНГ (3.5%). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

SMF_{CH4} – Относительная масса CO₂, образовавшегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т CO₂ экв. / т углеводорода). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$$PE_{P,U,Y} = \sum_i \sum_m [EG_{P_i, ГТЭС, i, m} * (SFC_{ГТЭС, i, m} / SFC_{SDPP} - 1)] * EF_{ELEC, grid, y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.1.2-3)

Где:

PE_{P,U,Y} – выбросы, связанные с недовыработкой электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 в году у (т CO₂ экв.);

EG_{P_i, ГТЭС, i, m} – отпуск электроэнергии с ГТЭС i в месяце m. Отпуск электроэнергии с Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС учитывается для расчета выбросов данного типа (МВтч);

SFC_{ГТЭС, i, m} – коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце m (г.у.т. / кВтч). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

SFC_{ГРЭС} – коэффициент удельного расхода топлива для выработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и ГРЭС-2 (г.у.т. / кВтч). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

EF_{ELEC, grid, y} – коэффициент выброса углерода при выработке электроэнергии в энергосистеме в Объединенной энергосистеме Урала (ОЭС Урала) в году у. В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

Формулы для расчета выбросов по базовой линии

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CH₄ в результате неполного сгорания метана в факелах и выбросы CO₂ при сгорании ископаемого топлива на электростанциях ОЭС Урала. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{E_{L,y}} + BE_{CH_4,y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-1)

Где:

BE_y – выбросы по базовой линии в году у (т CO₂);

BE_{E_{L,y}} – выбросы вследствие потребления электроэнергии ОЭС Урала (т CO₂);

BE_{CH_{4,y}} – выбросы вследствие неполного сгорания метана в факелах (т CO₂).

$$BE_{E_{L,y}} = \sum_i \sum_m EG_{P_i, ГТЭС, i, m} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC, grid, y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-2)

Где:

EG_{P_i, ГТЭС, i, m} – отпуск электроэнергии с ГТЭС i в месяце m (МВтч);

PL_{SNG,y} – потери электроэнергии в энергосети ОАО «Сургутнефтегаз» в году у (%).

$P_{grid,y}$ – потери электроэнергии во внешней энергосистеме в году y . В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$E_{ELEC,grid,y}$ – коэффициент эмиссии углерода для выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году y . В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$$BE_{CH_4,y} = \sum (FC_{ПНГ, ГТЭС i, m} * W_{CH_4, ГТЭС i, m}) * OXID * \rho_{CH_4} * GWP_{CH_4}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-3)

Где:

$FC_{ПНГ, ГТЭС i, m}$ – объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m (m^3). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов - сумма произведенных значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

$W_{CH_4, ГТЭС i, m}$ – объемная доля метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m (%);

$OXID$ – коэффициент неполного сгорания ПНГ (3,5%). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

ρ_{CH_4} – плотность CH_4 , используемая для преобразования объема CH_4 в массу CH_4 (0,67 kg/m^3). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

GWP_{CH_4} –Потенциал глобального потепления метана (21 г CO_2 экв/г CH_4).

Формулы для расчета углек

В соответствии с детерминированным ПТД 1.2 утечки в данном проекте равны 0.

Формулы для расчета сокращений выбросов по проекту

Следующая формула применяется для оценки снижения выбросов в рамках проекта:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-3D.1.4-1)

Где:

BE_y – выбросы по базовой линии в году y (т CO_2);

PE_y – проектные выбросы в году y (т CO_2);

В.4. Операционная и управленческая структура применяемая при реализации плана мониторинга:

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как потребление попутного нефтяного газа и поставка электроэнергии, осуществляется дежурными инженерами и инженерами-энергетиками. Определение объемной доли метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе

осуществляется сертифицированными лабораториями. Процент потерь в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» определяется специалистом управления энергетики и представляется в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа для проверки и утверждения. При мониторинге используются только значения, принятые РЭК.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга, используется только сертифицированное и надлежащим образом откалиброванное и поверенное оборудование. Все оборудование подвергается своевременной калибровке и поверке в соответствии с российскими стандартами и нормативно-правовыми актами, а также внутренними графиками калибровки. Измерительные приборы и оборудование, как правило, проходят поверку и калибровку в периоды плановых остановок. Однако в том случае, если тот или иной измерительный прибор необходимо снять для поверки и калибровки в период эксплуатации, такой измерительный прибор может быть заменен резервным. Некалиброванные приборы и оборудование не используются для мониторинга параметров, включенных в план мониторинга.

В том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен с помощью надлежащим образом откалиброванного устройства, может быть разработан альтернативный метод мониторинга для расчета сокращений выбросов. Такой альтернативный метод должен гарантировать тот же уровень точности. В том случае, если тот же уровень точности, что и в первоначальном плане мониторинга, не может быть достигнут, будет произведена консервативная корректировка.

Основными параметрами мониторинга являются:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС для целей выработки электроэнергии;
- Объемная доля метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС;
- Отпуск электроэнергии с ГТЭС;
- Удельный коэффициент потребления условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС;
- Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз».

Описание того, как первичные данные по электроэнергии, объемам ПНГ и составу газа собираются, обрабатываются, подтверждаются и конвертируются в месячные электронные данные.

- Выработка электроэнергии на ГТЭС измеряется счетчиками, которые передают информацию на серверы автоматизированной системы измерения и контроля «Альфа-Центр». Передача данных о выработке осуществляется в электронном виде и контролируется инженерами управления энергетики ОАО «Сургутнефтегаз». В конце периода сбора данных, цифры дважды перепроверяются и утверждаются УВСИНГ в бумажном виде. Измерение объема выработки электроэнергии является обычной деятельностью ОАО «Сургутнефтегаз». Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».
- Объем ПНГ, потребляемый ГТЭС для целей генерации электроэнергии, измеряется счетчиками измерения ПНГ. Раз в день, объемы потребления ГТЭС передаются сотрудникам технической службы, которые формируют сводный отчет об использовании ПНГ. Измерение и передача информации осуществляется системами телемеханики. Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

- Анализ состава ПНГ производится раз в месяц в соответствии с установленным графиком. Анализ производится специалистами центральной базовой лаборатории ОАО «Сургутнефтегаз». После выполнения анализа состава ПНГ, результаты передаются в бумажном виде на ГТЭС, где были взяты образцы. Результаты также отправляются в электронном виде в электронную базу данных. Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

Следующая процедура должна применяться в том случае, если параметр, подлежащий мониторингу, не может быть измерен поверенным прибором. Эта процедура должна быть применена только в случае долгосрочных перебоев в измерениях. Краткосрочные перебои не более 1 дня могут быть заменены расчетами на основе других данных. Например, часовой перебой в измерении электроснабжения может быть заменен на расчеты, основанные на объеме потребленного ПНГ и средневзвешенного норматива потребления ПНГ для данной ГТЭС. Неточность в таких ситуациях слишком несущественна, чтобы повлиять на годовые цифры и может быть проигнорирована. Принимая во внимание факт, что в течение трехлетнего периода настоящего отчета о мониторинге таких перебоев не произошло, такое предположение допустимо.

Долгосрочные перебои (более 1 дня) в измерениях должны рассматриваться индивидуально. В любом случае, должен применяться принцип консерватизма. Несколько основных опций, которые могут применяться для расчетов параметров, которые невозможно измерить поверенными приборами:

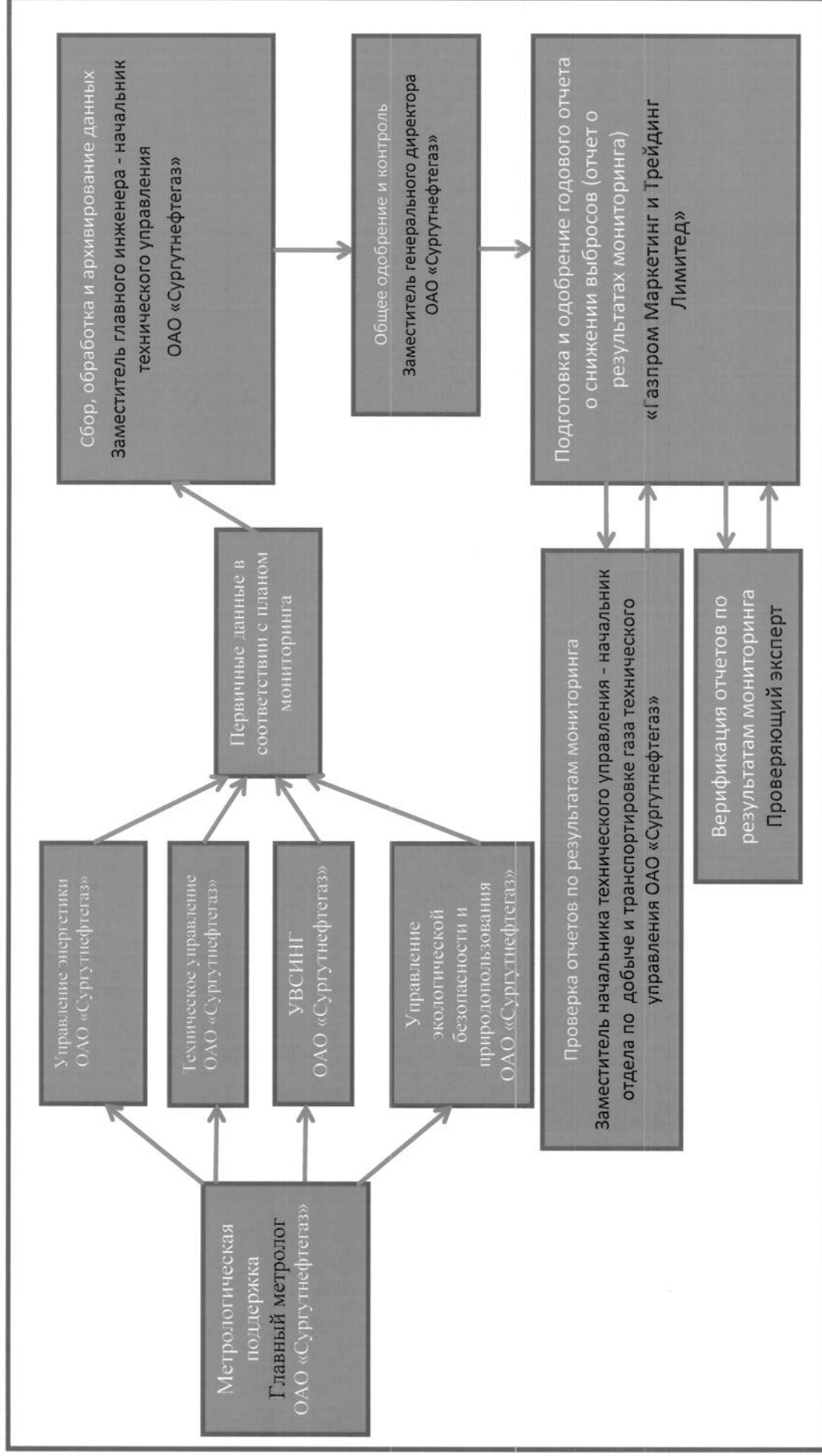
- 1) Рассчитать параметры на основе иных производственных данных. Эта опция должна применяться, когда возможно рассчитать измеримый параметр на основе других прямо-измеримых параметров. Например, так как генерация и потребление электроэнергии для собственных нужд также измеряются поверенными приборами, можно рассчитать объем отпуска электроэнергии на основе этих данных.
- 2) Взять наиболее консервативные данные предыдущего периода. Эта опция может применяться к составу ПНГ.
- 3) Исключить сокращения выбросов за такой период из отчета о мониторинге.

ОАО «Сургутнефтегаз» предоставляет все данные, предусмотренные планом мониторинга, компании «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед», которая отвечает за подготовку плана мониторинга и выполнение задач по проверке. Данные мониторинга должны сохраняться в течение не менее чем двух лет после последней передачи Единой Сокращенных Выбросов (далее в тексте ECB) в рамках проекта.

Для регулирования структуры мониторинга и обязанности персонала 29.12.2007 был выпущен приказ №3007. Приказ описывает общие сферы ответственности персонала. Рутинные задачи и обязанности регулируются внутренними должностными инструкциями, которые были разработаны в рамках производственной деятельности по мониторингу и контролю ОАО «Сургутнефтегаз». В августе 2011 был выпущен приказ №2135, который внес два небольших изменения в структуру мониторинга. Эти изменения подробно описаны в секции А.4 выше.

Базовая управленческая структура показана ниже на рис. В.4-1.

График В.4-1 Операционная и управленческая структура



В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):

Данные	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных
$FC_{\text{ПНГ, ГТЭС i, m}}$	низкий	Объем ПНГ, потребляемого ГТЭС, постоянно измеряется с помощью комплексов предназначенных для измерения расхода ПНГ, установленных на газотурбинных электростанциях. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют действующую калибровку или поверку. Калибровка и поверка осуществлялись в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки.
$W_{\text{H, ГТЭС i, m}}$	низкий	Специализированная лицензированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства.
$W_{\text{СН4, ГТЭС i, m}}$	низкий	Специализированная лицензированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства.
$EG_{\text{Pj, ГТЭС i, m}}$	низкий	Данные по поставке электроэнергии новыми ГТЭС фиксируются с помощью стандартизированных приборов для измерения электроэнергии. Объем поставки электроэнергии измеряется постоянно. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществлена в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки. Данные приборов для измерения электроэнергии автоматически и регулярно передаются в компьютерную систему и архивируются.

$P_{I-SNG,y}$	низкий	Это значение ежегодно принимается официальным российским органом - Региональной энергетической комиссией (РЭК) Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа.
$SFC_{ГЭС,i,m}$	низкий	Данный параметр рассчитывается УВСИНГ ОАО «Сургутнефтегаз», главным образом, на основе параметров потребления топлива и выработки электроэнергии ГЭС. Неопределенность уровня этих данных низка в связи с тем, что этот параметр рассчитывается на основе данных сертифицированных измерительных приборов, которые подвергаются поверке и калибровке в полном соответствии с требованиями российского законодательства.

Хранение данных

Данные по потреблению ПНГ и объему производства электроэнергии хранятся в специальной электронной базе данных. Эта база данных проходит необходимое обслуживание с целью минимизации шансов утери данных. Данные по составу ПНГ хранятся в виде бумажных сертификатов. Таблицы Excel с расчетами хранятся на компьютерах ответственных сотрудников ОАО «Сургутнефтегаз» и «Газпром Маркетинг и Трейдинг». Все данные будут храниться не менее 2 лет после завершения кредитного периода или последнего выпуска ЕСВ.

В.6. Данные об измерительных приборах и ответственных за измерения параметров, подлежащих мониторингу

Данные об электросчетчиках

Таблица В.6-1. Данные об электросчетчиках

ГТЭС	Прибор	Серийный номер	Межпериодический интервал, лет	Дата первоначальной калибровки (поверка)	Дата второй калибровки (поверка)	Дата третьей калибровки (поверки)	Дата истечения срока калибровки (поверки)	Организация, ответственная за калибровку (поверку)
Лукьявинская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210797	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации».
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210774	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	
Лянторская ГТЭС-1	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01208627	12	15.07.2010	-	-	15.07.2022	Завод-изготовитель /

ГТЭС	Прибор	Серийный номер	Межпериодичность интервала, лет	Дата первоначальной калибровки (поверка)	Дата второй калибровки (поверка)	Дата третьей калибровки (поверки)	Дата истечения срока калибровки (поверки)	Организация, ответственная за калибровку (поверку)
ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210826	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210879	12	17.08.10	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210813	12	17.08.10	-	-	17.08.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Лянторская ГТЭС-2	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210760	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210768	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Русская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210775	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210873	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Битумская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210781	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210783	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Конитлорская ГТЭС-2	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210868	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210868	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Мурьяунская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210868	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»

ГТЭС	Прибор	Серийный номер	Межпериодический интервал, лет	Дата первоначальной калибровки (поверка)	Дата второй калибровки (поверка)	Дата третьей калибровки (поверки)	Дата истечения срока калибровки (поверки)	Организация, ответственная за калибровку (поверку)
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210802	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210722	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210850	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Тромьеганская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210755	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210881	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Западно-Камынская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210770	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210829	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210776	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210849	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Западно-Чигоринская	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210871	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель /

ГТЭС	Прибор	Серийный номер	Межповерочный интервал, лет	Дата первоначальной калибровки (поверка)	Дата второй калибровки (поверка)	Дата третьей калибровки (поверки)	Дата истечения срока калибровки (поверки)	Организация, ответственная за калибровку (поверку)
ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4 (backup meter)	№01210710	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Верхненадымская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210718	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	Завод-изготовитель /
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01210730	12	17.08.2010	-	-	17.08.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Рогожниковская ГТЭС	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01208537	12	15.07.2010	-	-	15.07.2022	Завод-изготовитель /
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01208549	12	15.07.2010	-	-	15.07.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Рогожниковская ГТЭС - 2	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01202410	12	23.12.2009	-	-	23.12.2021	Завод-изготовитель /
	A1805 RAL-P4GB-DW-4	№01202411	12	23.12.2009	-	-	23.12.2021	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	A1805RALX-P4GB-DW-4	№01204551	12	20.04.2010	-	-	20.04.2022	Завод-изготовитель /
	A1805RALX-P4GB-DW-4	№01204548	12	20.04.2010	-	-	20.04.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	A1805RALX-P4GB-DW-4	№01204544	12	20.04.2010	-	-	20.04.2022	ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»

ГТЭС	Прибор	Серийный номер	Межпериодичность интервал, лет	Дата первоначальной калибровки (поверка)	Дата второй калибровки (поверка)	Дата третьей калибровки (поверка)	Дата истечения срока калибровки (поверки)	Организация, ответственная за калибровку (поверку)
	A1805RALX-P4GB-DW-4	№01204550	12	20.04.2010	-	-	20.04.2022	

Данные по счетчикам ПНГ
Таблица В.6-2. Данные по счетчикам ПНГ

ГТЭС	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпериодичность интервал, мес.	Дата заводской поверки	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
Лукьявинская ГТЭС	Корректор СПГ-761	№2811	48	10.03.2004	13.10.2007 20.08.2009	19.08.2013	в 2011 году корректор №2811 был заменен на корректор №6238	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
					-	16.03.2015	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№11338	36	20.05.2004	28.08.2006 19.08.2009	19.08.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
					11.10.2007 20.08.2009 19.07.2010	15.07.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

Конитлорская ГЭС-2	Преобразователь разности давления	№84137	24		12.06.2004	10.09.2006 13.04.2008 01.05.2009 13.05.2010 04.04.2011	29.07.2011	04.04.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№11642	12		12.06.2004	11.09.2006 13.04.2008 01.05.2009 13.05.2010 29.07.2011		29.07.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Корректор СПГ-761	№1316	48		01.07.2005	04.06.2009		04.06.2013	в 2011 году корректор №1316 был заменен на корректор №6147	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Корректор СПГ-761	№6147	48		13.07.2011	-		13.07.2015	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№115-35	36		19.01.2006	13.05.2007 09.06.2009 02.06.2011		02.06.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь давления	№174822	24		07.07.2005	10.05.2007 02.04.2008 09.06.2009 04.06.2011		04.06.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№229619	24		27.07.2005	10.05.2007 02.04.2008 09.06.2009		04.06.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

Мурьянская ГТЭС	Преобразователь разности давления	№230955	24	19.01.2006	04.06.2011	04.06.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Термопреобразователь сопротивления	№505926	12	29.06.2005	10.05.2007 02.04.2008 09.06.2009 27.05.2010 27.05.2011	27.05.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Корректор СПГ-761	№5440	48	01.04.2005	27.03.2009 17.03.2011	17.03.2015	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Сужающее устройство	№05278	36	20.04.2006	20.04.2008 18.03.2011	18.03.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь давления	№254669	24	08.11.2005	20.06.2007 25.04.2008 15.05.2009 19.07.2010 14.06.2011	14.06.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь разности давления	№265352	24	10.03.2006	20.06.2007 25.04.2008 15.05.2009 19.07.2010 14.06.2011	14.06.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь разности давления	№64131	24	15.06.2006	20.06.2007 25.04.2008 15.05.2009	14.06.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	

Юкьяунская ГЭС	Термопреобразователь сопротивления	№518349	12	15.06.2006	19.07.2010 14.06.2011	14.06.2012	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Корректор СПГ-761	№6961	48	24.06.2006	-	24.06.2010	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Корректор СПГ-761	№9790	48	14.01.2008	05.05.2011	05.05.2015	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Сужающее устройство	№D-115-86	36	20.06.2006	21.03.2008 03.05.2011	03.05.2014	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь давления	№254653	24	08.11.2005	20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011	03.05.2013	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь разности давления	№273821	24	10.03.2006	20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011	03.05.2013	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь разности давления	№60747	24	15.06.2006	20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011	03.05.2013	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Термопреобразователь сопротивления	№527782	12	15.06.2006	20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011	03.05.2012	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	

Тромъеганская ГТЭС	Корректор СПГ-761	№6964	48	24.08.2006	17.08.2010	17.08.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Сужающее устройство	№07001	36	15.03.2007	16.08.2009	16.08.2012	в 2011 году сужающее устройство №07001 было заменено на сужающее устройство №10	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Сужающее устройство	№10	36	10.09.2011	-	10.09.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь давления	№308734	24	24.07.2006	22.06.2008 06.08.2009 14.07.2010 09.09.2011	09.09.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Преобразователь разности давления	№311039	24	31.07.2006	22.06.2008 06.08.2009 14.07.2010 09.09.2011	09.09.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Термопреобразователь сопротивления	№554521	12	29.07.2006	22.06.2008 06.08.2009 14.07.2010 09.09.2011	09.09.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Корректор СПГ-761	№6238	48	02.03.2006	08.04.2008 16.03.2011	16.03.2015	в 2011 году корректор №6238 был заменен на корректор №370509	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»	
	Западно-Камынская ГТЭС								

	Корректор УВП-280А	№370509	48	04.05.2011	-	04.05.2015	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№D-113-37	36	20.03.2006	21.03.2008 23.05.2011	23.05.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь давления	№225276	24	26.02.2006	25.05.2007 24.05.2009 19.10.2010	19.10.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности Давления	№229617	24	26.02.2006	25.05.2007 24.05.2009 20.10.2010	20.10.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности Давления	№230953	24	26.02.2006	25.05.2007 24.05.2009 20.10.2010	20.10.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№505928	12	26.02.2006	25.05.2007 24.05.2009 24.05.2010 26.05.2011	26.05.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	Корректор СПГ-761	№6400	48	24.11.2005	08.08.2007 16.02.2010	16.02.2014	в 2011 году корректор №6400 был заменен на корректор №12068	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Корректор СПГ-761	№12068	48	23.06.2009	05.07.2011	05.07.2015	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№09-10	36	25.12.2006	11.12.2009	11.12.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

Западно-Чигоринская ГТЭС	Преобразователь давления	№291728	24	18.05.2006	06.08.2007 02.06.2008 03.06.2010	03.06.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№261344	24	13.12.2005	06.08.2007 02.06.2008 03.02.2010 01.02.2012	01.02.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№7397049/ 0500	24	15.12.2006	06.08.2007 02.06.2008 03.02.2010 01.02.2012	01.02.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№103220	12	11.10.2004	06.08.2007 02.06.2008 03.06.2010 04.07.2011	04.07.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Корректор УВП-280А	№370510	48	01.06.2007	29.04.2010	29.04.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№Д-11-260	36	18.10.2007	12.05.2008	12.05.2011	в 2010 году сужающее устройство № Д-11-260 было заменено на сужающее устройство №189849	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№189849	36	30.04.2010	-	30.04.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь давления	№376614	24	25.05.2007	06.05.2008 28.04.2010	28.04.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

								28.04.2012								Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№57045	24			20.01.2007		18.01.2008 06.05.2008 28.04.2010 23.03.2011	23.03.2013	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№602599	12			20.01.2007		18.01.2008 06.05.2008 28.04.2010 05.09.2011	05.09.2012	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Верхненадымская ГЭС	КОРРЕКТОР УВП-280А	№370550	48			01.06.2007		-	01.06.2011	в 2011 году корректор №370550 был заменен на корректор №391212						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	КОРРЕКТОР УВП-280А	№391212	48			17.12.2009		-	17.12.2013	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№D115-171	36			03.11.2006		25.09.2008 02.08.2011	02.08.2014	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь давления	№378022	24			28.05.2007		23.09.2008 13.09.2010	13.09.2012	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№369306	24			24.04.2007		23.09.2008 11.09.2010	11.09.2012	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№380322	24			07.06.2007		23.09.2008 13.09.2010	13.09.2012	-						Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

	Термопреобразователь сопротивления	№554505	12	15.09.2007	23.09.2008 13.09.2010 09.09.2011	09.09.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Рогожниковская ГЭС	КОРРЕКТОР УВП-280А	№380202	48	04.03.2008	01.03.2012	01.03.2016	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№Д-115-216	36	01.04.2008	21.09.2009	21.09.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь давления	№453882	24	08.04.2008	17.09.2009 24.09.2010 20.04.2011	20.04.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№455183	24	14.04.2008	19.09.2009 24.09.2010 17.04.2011	17.04.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№455805	24	16.04.2008	19.09.2009 24.09.2010 17.04.2011	17.04.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№635335	12	04.03.2008	19.09.2009 22.09.2010 17.04.2011	17.04.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Рогожниковская ГЭС-2	Корректор УВП-280А	№391215	48	17.12.2009	-	17.12.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№Д115-16	36	18.03.2010	30.05.2011	30.05.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь давления	№888383	24	13.01.2010	22.12.2010	22.12.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	Преобразователь разности давления	№888409	24	13.01.2010	22.12.2010	22.12.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№888397	24	14.01.2010	22.12.2010	22.12.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№769731	12	05.06.2010	22.12.2010 27.05.2011	27.05.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Корректор СПГ-763.2	№0489	48	15.09.2010	-	15.09.2014	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Сужающее устройство	№D-115-40	36	19.10.2010	-	19.10.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь Давления	№933192	24	06.12.2010	-	06.12.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Преобразователь разности давления	№933237	24	09.08.2010	-	09.08.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
	Термопреобразователь сопротивления	№791818	12	06.12.2010	02.12.2011	02.12.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

Данные о лабораториях, ответственных за определение объемной доли метана и других углеводородов в ПНГ

Таблица В.6-3. Данные о лабораториях

ГТЭС	Параметр, подлежащий мониторингу	Частота измерений	Лаборатория, ответственная за измерения параметра
Лукьявинская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения

Лянторская ГТЭС-1	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Лянторская ГТЭС-2	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Русскинская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-7 Федоровского месторождения
Битемская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Конитлорская ГТЭС-2	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-7 Федоровского месторождения
Мураяунская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Юкьяунская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Тромъеганская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Западно-Камынская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Западно-Чигоринская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения

Верхненадымская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Рогожниковская ГТЭС	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Рогожниковская ГТЭС-2	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения

В.7. Данные о защите окружающей среды:

Все 16 ГТЭС, включенные в проект, получили все необходимые по российскому законодательству экологические разрешения. Разрешения для ГТЭС были перечислены в ПТД 1.2 и верифицированы аудиторами при детерминации проекта. Разрешения могут быть предоставлены верификаторам по запросу. Основной экологический эффект от проекта – снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Несмотря на то, что реализация проекта позволила снизить выбросы загрязняющих веществ, сам проект, тем не менее, производит определенное количество выбросов. Такие выбросы регулируются Федеральным законом №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.99. В соответствии с законом, разрешения на выбросы должны получаться для каждой ГТЭС. Список полученных разрешений приведен в Таблице В.7-1 ниже.

Таблица В.7-1. Список разрешений на выбросы в атмосферу

ГТЭС	Дата ввода²	Разрешение	Срок действия	Орган, выдавший разрешение
Лукьявинская ГТЭС	25.12.2003	Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и

² Документы, подтверждающие даты ввода, были предоставлены верификаторам при детерминации проекта.

Лянторская ГЭС-1	30.08.2004	Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра	
				Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору	
				25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
				01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
				28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
				25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Лянторская ГЭС-2	24.09.2004	Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра	
				Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору	
				01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
				28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
				25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
				01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра

			Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
			Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
			Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
			Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
			Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
			Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
			Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по
Русская ГТЭС		25.03.2004			
Битумская ГТЭС		25.12.2003			

				экологическому, технологическому и атомному надзору
Конитлорская ГТЭС-2	21.12.2005	Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Мурьянская ГТЭС	27.06. 2006	Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

		Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Юкьяунская ГТЭС	26.07.2006	Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
		Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Тромъеганская ГТЭС	22.12.2006	Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Западно-Камынская ГТЭС	27.03.2006	Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору

				Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
		Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08	01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
	12.12.2006	Разрешение от 28.12.2009 №70-09	28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	30.09.2007	Разрешение от 29.10.2007 №137-07	25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Западно-Чигоринская ГТЭС				

				Югра	Югра
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08		01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09		28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
		Разрешение от 29.10.2007 №137-07		25.11.2007 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Верхненадымская ГТЭС	20.12.2007	Разрешение от 08.07.2008 №178-08		01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09		28.12.2009 - 28.12.2014	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08		01.05.2008 - 31.12.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Рогожниковская ГТЭС	19.08.2008	Разрешение от 27.05.2009 №65-09		12.05.2009 - 12.05.2010	Управление по технологическому и

				экологическому надзору по ХМАО-Югра
		Разрешение от 28.12.2009 №70-09		Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
		Разрешение от 08.07.2008 №178-08		Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
	19.07.2010	Разрешение от 27.05.2009 №65-09		Управление по технологическому и экологическому надзору по ХМАО-Югра
Рогожниковская ГЭС -2		Разрешение от 28.12.2009 №70-09		Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
		Разрешение от 29.10.2007 №137-07		Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
	16.12.2010	Разрешение от 08.07.2008 №178-08		Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра
Северо-Лабатьюганская ГЭС-2		Разрешение от 28.12.2009 №70-09		Северо-Уральское управление Федеральной

			службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
--	--	--	---

СЕКЦИЯ С. Расчет сокращений выбросов

С.1. Данные мониторинга:

Эта секция содержит значения параметров подлежащих мониторингу, перечисленных в секции В.2 выше. Значения указанные в этой секции используются для расчета сокращений выбросов за период мониторинга.

1. $F_{C-ПНГ, ГЭС, i, м}$ – Объем ПНГ, потребленного ГЭС i в месяце m^3

Таблица С.1-1. Данные по потреблению ПНГ

ГЭС	Единица измерения	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012	Итого 01.01.2011-30.04.2012
Лукьявинская ГЭС	млн. м ³	82.440	7.532	6.645	7.549	7.110	111.275
Лянторская ГЭС-1	млн. м ³	62.248	4.778	5.215	5.586	5.200	83.027
Лянторская ГЭС-2	млн. м ³	85.512	7.050	6.904	7.406	6.146	113.018
Рускинская ГЭС	млн. м ³	55.182	4.947	3.957	4.701	4.378	73.166
Битемская ГЭС	млн. м ³	69.030	6.596	6.149	6.326	5.677	93.778
Конитлорская ГЭС-2	млн. м ³	71.025	4.811	4.871	6.187	6.203	93.098
Мурьяунская ГЭС	млн. м ³	84.028	7.930	7.196	6.876	6.274	112.303
Юкьяунская ГЭС	млн. м ³	110.642	10.152	9.448	10.402	8.668	149.312
Тромъеганская ГЭС	млн. м ³	41.702	3.573	3.478	3.709	3.686	56.148
Западно-Камынская ГЭС	млн. м ³	67.311	5.683	5.495	6.227	5.998	90.714

³ Средневзвешенные годовые значения предоставлены в отчете о мониторинге для удобства. Месячные значения с детальной разбивкой находятся в файле excel приложенному к настоящему отчету о мониторинге.

ГЭС	Единица измерения	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012	Итого 01.01.2011-30.04.2012
Северо-Лабатьюганская ГЭС	млн. м ³	64.681	5.632	4.857	5.199	5.608	85.975
Западно-Чигоринская ГЭС	млн. м ³	40.456	3.602	3.440	3.690	3.301	54.488
Верхненадымская ГЭС	млн. м ³	77.992	5.854	5.778	6.140	5.802	101.565
Рогожниковская ГЭС	млн. м ³	76.769	9.144	8.557	9.192	9.189	112.850
Рогожниковская ГЭС-2	млн. м ³	88.206	8.634	7.600	8.418	8.497	121.355
Северо-Лабатьюганская ГЭС-2	млн. м ³	101.816	9.567	7.876	9.881	10.200	139.341
Итого	млн. м³	1 179.040	105.485	97.465	107.490	101.934	1 591.415

2. $W_{h, ГЭС, м}$ – Объемная доля углеводорода типа h в полупутном нефтяном газе, израсходованном ГЭС i в месяце m ⁴

Таблица С.1-2. Данные по объемным фракциям углеводородов в ПНГ

ГЭС	Единица измерения	Тип углеводородов	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012
Лукьявинская ГЭС	% объема	Метан (СН ₄)	85.71%	83.02%	84.86%	83.55%	83.76%
		Этан (С ₂ Н ₆)	3.84%	4.94%	4.48%	5.09%	4.41%
		Пропан (С ₃ Н ₈)	4.06%	5.42%	4.62%	5.08%	4.71%
		i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	0.87%	0.88%	0.81%	0.82%	0.80%
		n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	1.66%	1.86%	1.58%	1.73%	1.51%
		i-пентан (метилбутан; С ₅ Н ₁₂)	0.40%	0.39%	0.33%	0.34%	0.31%
		n-пентан (С ₅ Н ₁₂)	0.48%	0.48%	0.36%	0.39%	0.34%
		С ₆ + (Гексаны и выше)	0.34%	0.38%	0.30%	0.32%	0.24%

⁴ Средневзвешенные в течение года значения представлены в отчете о мониторинге для удобства. Месячные значения с детальной разбивкой excel приложены к отчету о мониторинге.

Лянторская ГЭС-1	% объема	Метан (CH ₄)	93.18%	93.26%	93.24%	92.68%	92.70%
		Этан (C ₂ H ₆)	1.55%	1.57%	1.54%	1.78%	1.75%
		Пропан (C ₃ H ₈)	2.14%	2.12%	2.13%	2.37%	2.37%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0.63%	0.60%	0.59%	0.62%	0.62%
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	0.71%	0.67%	0.69%	0.74%	0.74%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.17%	0.17%	0.16%	0.15%	0.16%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.14%	0.14%	0.13%	0.12%	0.13%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.17%	0.15%	0.16%	0.14%	0.14%
		Метан (CH ₄)	89.87%	89.98%	90.59%	92.63%	90.93%
		Этан (C ₂ H ₆)	2.14%	2.22%	2.04%	1.42%	1.91%
Лянторская ГЭС-2	% объема	Пропан (C ₃ H ₈)	3.13%	2.93%	2.79%	1.86%	2.64%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0.88%	0.82%	0.80%	0.68%	0.77%
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	0.97%	0.98%	0.89%	0.61%	0.89%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.31%	0.29%	0.25%	0.23%	0.27%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.24%	0.22%	0.18%	0.15%	0.19%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.30%	0.37%	0.29%	0.33%	0.28%
		Метан (CH ₄)	82.97%	83.63%	83.52%	82.88%	84.94%
		Этан (C ₂ H ₆)	4.77%	4.63%	4.82%	4.78%	4.30%
		Пропан (C ₃ H ₈)	4.82%	4.65%	4.71%	4.69%	3.96%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.08%	1.04%	1.04%	1.06%	0.93%
Русская ГЭС	% объема	n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1.63%	1.52%	1.55%	1.61%	1.33%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.45%	0.41%	0.42%	0.46%	0.36%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.44%	0.37%	0.38%	0.48%	0.33%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.51%	0.38%	0.37%	0.78%	0.32%

Битемская ГЭС	% объема	Метан (CH ₄)	71.86%	71.22%	70.38%	71.53%	73.45%
		Этан (C ₂ H ₆)	10.10%	9.88%	10.14%	9.86%	9.55%
		Пропан (C ₃ H ₈)	10.30%	10.37%	10.57%	10.48%	9.79%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.14%	1.16%	1.24%	1.20%	1.05%
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.86%	2.86%	3.18%	3.07%	2.53%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.40%	0.39%	0.51%	0.43%	0.32%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.53%	0.47%	0.68%	0.54%	0.39%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.24%	0.22%	0.58%	0.26%	0.26%
		Метан (CH ₄)	80.86%	82.72%	81.76%	81.89%	80.74%
		Этан (C ₂ H ₆)	3.92%	4.20%	4.10%	4.23%	4.19%
		Пропан (C ₃ H ₈)	6.41%	5.76%	6.05%	5.93%	6.43%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.47%	1.10%	1.30%	1.20%	1.47%
Конитлорская ГЭС-2	% объема	n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.61%	1.85%	2.34%	2.13%	2.63%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.57%	0.35%	0.47%	0.39%	0.50%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.57%	0.36%	0.46%	0.42%	0.46%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.53%	0.35%	0.48%	0.55%	0.33%
		Метан (CH ₄)	86.79%	86.64%	86.41%	87.99%	87.49%
		Этан (C ₂ H ₆)	3.65%	3.81%	3.95%	3.43%	3.43%
		Пропан (C ₃ H ₈)	3.57%	3.52%	3.71%	2.95%	3.27%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0.73%	0.70%	0.69%	0.63%	0.69%
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1.33%	1.21%	1.28%	1.06%	1.21%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.35%	0.34%	0.32%	0.29%	0.32%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.42%	0.36%	0.34%	0.30%	0.33%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.31%	0.31%	0.30%	0.29%	0.26%
Мурияунская ГЭС	% объема	Метан (CH ₄)	71.86%	71.22%	70.38%	71.53%	73.45%
		Этан (C ₂ H ₆)	10.10%	9.88%	10.14%	9.86%	9.55%
		Пропан (C ₃ H ₈)	10.30%	10.37%	10.57%	10.48%	9.79%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.14%	1.16%	1.24%	1.20%	1.05%
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.86%	2.86%	3.18%	3.07%	2.53%
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.40%	0.39%	0.51%	0.43%	0.32%
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.53%	0.47%	0.68%	0.54%	0.39%
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.24%	0.22%	0.58%	0.26%	0.26%
		Метан (CH ₄)	80.86%	82.72%	81.76%	81.89%	80.74%
		Этан (C ₂ H ₆)	3.92%	4.20%	4.10%	4.23%	4.19%
		Пропан (C ₃ H ₈)	6.41%	5.76%	6.05%	5.93%	6.43%
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.47%	1.10%	1.30%	1.20%	1.47%

Юкьяунская ГТЭС	% объема	Метан (CH ₄)	89.75%	88.64%	88.34%	89.11%	88.55%		
		Этан (C ₂ H ₆)	1.84%	2.34%	2.65%	2.24%	2.64%		
		Пропан (C ₃ H ₈)	2.21%	2.80%	2.98%	2.40%	2.83%		
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.03%	0.96%	0.91%	0.95%	0.88%		
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1.52%	1.46%	1.40%	1.48%	1.38%		
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.48%	0.43%	0.40%	0.43%	0.37%		
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.46%	0.41%	0.39%	0.42%	0.36%		
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.32%	0.35%	0.34%	0.38%	0.30%		
		Метан (CH ₄)	89.53%	89.39%	89.66%	89.54%	89.78%		
		Этан (C ₂ H ₆)	1.49%	1.49%	1.43%	1.44%	1.41%		
		Пропан (C ₃ H ₈)	2.17%	2.00%	1.86%	1.94%	1.89%		
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0.91%	0.94%	0.90%	0.96%	0.87%		
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1.64%	1.61%	1.59%	1.67%	1.55%		
Тромъеганская ГТЭС	% объема	i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.47%	0.50%	0.48%	0.53%	0.48%		
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.54%	0.53%	0.52%	0.57%	0.52%		
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.36%	0.47%	0.58%	0.47%	0.52%		
		Метан (CH ₄)	72.54%	73.30%	73.15%	74.02%	74.09%		
		Этан (C ₂ H ₆)	11.44%	11.03%	11.25%	10.93%	10.86%		
		Пропан (C ₃ H ₈)	8.98%	8.75%	8.75%	8.41%	8.40%		
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0.84%	0.81%	0.80%	0.77%	0.78%		
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.12%	1.94%	1.93%	1.85%	1.89%		
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.29%	0.27%	0.26%	0.24%	0.25%		
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.38%	0.33%	0.31%	0.30%	0.31%		
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.22%	0.26%	0.19%	0.20%	0.21%		
		Западно-Камынская ГТЭС	% объема						

Северо-Лабатьюганская ГТЭС	% объема	Метан (СН ₄)	75.33%	73.06%	74.33%	74.82%	75.46%		
		Этан (С ₂ Н ₆)	8.86%	8.83%	8.98%	8.96%	8.69%		
		Пропан (С ₃ Н ₈)	8.96%	9.30%	9.18%	9.07%	8.81%		
		i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	0.95%	1.08%	1.02%	0.98%	0.96%		
		n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	2.48%	2.94%	2.69%	2.54%	2.48%		
		i-пентан (метилбутан; С ₅ Н ₁₂)	0.34%	0.56%	0.41%	0.36%	0.36%		
		n-пентан (С ₅ Н ₁₂)	0.46%	0.82%	0.53%	0.46%	0.47%		
		С ₆ + (Гексаны и выше)	0.24%	0.98%	0.36%	0.31%	0.31%		
		Метан (СН ₄)	80.45%	81.78%	81.27%	80.47%	82.54%		
		Этан (С ₂ Н ₆)	5.64%	5.48%	5.43%	5.35%	4.44%		
		Пропан (С ₃ Н ₈)	6.87%	6.44%	6.55%	6.72%	6.09%		
		i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	1.01%	0.87%	0.96%	1.06%	1.03%		
		n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	2.02%	1.69%	1.86%	2.16%	1.81%		
Западно-Чигоринская ГТЭС	% объема	i-пентан (метилбутан; С ₅ Н ₁₂)	0.33%	0.27%	0.31%	0.42%	0.31%		
		n-пентан (С ₅ Н ₁₂)	0.38%	0.29%	0.33%	0.49%	0.32%		
		С ₆ + (Гексаны и выше)	0.26%	0.24%	0.31%	0.46%	0.25%		
		Метан (СН ₄)	83.48%	84.82%	82.71%	84.66%	84.65%		
		Этан (С ₂ Н ₆)	4.37%	5.08%	4.22%	4.00%	3.89%		
		Пропан (С ₃ Н ₈)	5.51%	3.31%	5.70%	5.02%	4.89%		
		i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	1.01%	1.04%	1.11%	0.88%	0.87%		
		n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	1.86%	1.88%	2.16%	1.65%	1.66%		
		i-пентан (метилбутан; С ₅ Н ₁₂)	0.37%	0.34%	0.45%	0.31%	0.33%		
		n-пентан (С ₅ Н ₁₂)	0.37%	0.32%	0.45%	0.31%	0.34%		
		С ₆ + (Гексаны и выше)	0.26%	0.27%	0.38%	0.27%	0.38%		
		Верхненадымская ГТЭС	% объема	Метан (СН ₄)	75.33%	73.06%	74.33%	74.82%	75.46%
				Этан (С ₂ Н ₆)	8.86%	8.83%	8.98%	8.96%	8.69%
Пропан (С ₃ Н ₈)	8.96%			9.30%	9.18%	9.07%	8.81%		
i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	0.95%			1.08%	1.02%	0.98%	0.96%		
n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	2.48%			2.94%	2.69%	2.54%	2.48%		
i-пентан (метилбутан; С ₅ Н ₁₂)	0.34%			0.56%	0.41%	0.36%	0.36%		
n-пентан (С ₅ Н ₁₂)	0.46%			0.82%	0.53%	0.46%	0.47%		
С ₆ + (Гексаны и выше)	0.24%			0.98%	0.36%	0.31%	0.31%		
Метан (СН ₄)	80.45%			81.78%	81.27%	80.47%	82.54%		
Этан (С ₂ Н ₆)	5.64%			5.48%	5.43%	5.35%	4.44%		
Пропан (С ₃ Н ₈)	6.87%			6.44%	6.55%	6.72%	6.09%		
i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	1.01%			0.87%	0.96%	1.06%	1.03%		
n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	2.02%			1.69%	1.86%	2.16%	1.81%		

Рогожниковская ГТЭС	% объема	Метан (CH ₄)	62.49%	55.82%	57.87%	53.58%	53.88%		
		Этан (C ₂ H ₆)	14.01%	15.44%	16.40%	15.94%	15.90%		
		Пропан (C ₃ H ₈)	10.40%	15.22%	13.80%	15.93%	15.87%		
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.43%	2.04%	1.45%	2.08%	2.14%		
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.55%	3.44%	2.18%	3.58%	3.68%		
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.40%	0.35%	0.17%	0.18%	0.28%		
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.48%	0.33%	0.14%	0.18%	0.31%		
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.26%	0.07%	0.02%	0.04%	0.13%		
		Метан (CH ₄)	61.53%	63.44%	60.69%	59.12%	63.39%		
		Этан (C ₂ H ₆)	14.59%	14.48%	14.80%	14.99%	14.64%		
		Пропан (C ₃ H ₈)	11.96%	11.22%	12.26%	12.98%	11.01%		
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1.73%	1.43%	1.75%	1.85%	1.33%		
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.89%	2.23%	2.89%	3.11%	2.01%		
Рогожниковская ГТЭС-2	% объема	i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.43%	0.25%	0.43%	0.41%	0.20%		
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.48%	0.26%	0.49%	0.47%	0.20%		
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.25%	0.07%	0.21%	0.20%	0.07%		
		Метан (CH ₄)	83.23%	83.03%	83.46%	84.12%	84.06%		
		Этан (C ₂ H ₆)	5.44%	5.75%	5.28%	4.93%	5.02%		
		Пропан (C ₃ H ₈)	5.92%	5.78%	5.84%	5.55%	5.59%		
		i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0.72%	0.71%	0.72%	0.71%	0.69%		
		n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1.62%	1.53%	1.64%	1.58%	1.54%		
		i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0.25%	0.23%	0.25%	0.24%	0.23%		
		n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0.31%	0.35%	0.30%	0.29%	0.27%		
		C ₆ + (Гексаны и выше)	0.20%	0.19%	0.20%	0.22%	0.23%		
		Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	% объема						

3. ЕБ_{рj, ГЭСi, м} – Отпуск электроэнергии с ГЭС*i*

Таблица С.1-3. Данные по отпуску электроэнергии

ГЭС	Ед. изм.	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012	Итого 01.01.2011-30.04.2012
Лукьявинская ГЭС	МВтч	275 506.39	25 450.88	22 849.02	25 616.27	23 960.08	373 382.64
Лянторская ГЭС-1	МВтч	196 549.81	15 227.97	16 556.12	17 844.09	16 689.60	262 867.58
Лянторская ГЭС-2	МВтч	278 300.61	22 448.92	21 992.26	23 143.55	20 552.52	366 437.86
Русская ГЭС	МВтч	180 783.70	15 620.72	13 649.11	14 770.75	14 600.67	239 424.96
Битумская ГЭС	МВтч	279 420.04	25 670.10	23 964.95	24 389.32	21 577.46	375 021.87
Конитлорская ГЭС-2	МВтч	184 375.35	11 645.21	12 101.45	16 377.58	16 537.68	241 037.27
Мураянская ГЭС	МВтч	186 305.51	17 077.21	15 236.89	15 530.87	15 337.20	249 487.68
Юкьянская ГЭС	МВтч	271 873.02	24 702.61	23 039.79	25 558.06	21 057.78	366 231.26
Тромъеганская ГЭС	МВтч	91 410.65	7 906.68	7 644.07	8 118.40	8 159.69	123 239.49
Западно-Камынская ГЭС	МВтч	191 379.25	15 936.72	15 347.13	17 320.15	16 601.91	256 585.15
Северо-Лабатьюганская ГЭС	МВтч	182 510.22	16 330.73	14 171.88	15 276.79	15 411.40	243 701.02
Западно-Чигоринская ГЭС	МВтч	96 376.54	8 449.24	8 001.57	7 984.69	7 609.10	128 421.15
Верхненадымская ГЭС	МВтч	193 915.17	14 872.07	16 153.61	17 633.35	16 917.11	259 491.31
Рогожниковская ГЭС	МВтч	217 311.02	27 010.72	23 950.35	27 390.28	26 755.08	322 417.45
Рогожниковская ГЭС-2	МВтч	280 497.03	27 882.54	24 321.83	27 273.20	26 757.42	386 732.03
Северо-Лабатьюганская ГЭС-2	МВтч	256 276.81	23 537.75	19 114.34	24 811.30	25 456.91	349 197.10
Итого (без учета Лянторских ГЭС и Русской ГЭС)	МВтч	2 707 157.00	246 472.46	225 896.88	253 280.26	242 138.82	3 674 945.42

4. $SFC_{СТРР, i, m}$ – Удельный расход условного топлива для производства электроэнергии на Лянторской ГЭС-1, ГЭС-2 и Русскинской ГЭС.

Этот параметр рассчитывается УВСИНГ «Сургутнефтегаз» на основе производственных данных. Коэффициенты приведены в таблице ниже.

Таблица С.1-4. Данные по удельному расходу топлива

ГЭС	Удельный расход условного топлива (г.у.т. / кВтч)				
	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012
Лянторская ГЭС-1	391	386	388	387	385
Лянторская ГЭС-2	393	400	396	393	376
Русскинская ГЭС	417	426	392	437	394

5. $PL_{SNG, y}$ – Процент потерь электроэнергии в сетях ОАО «Сургутнефтегаз» в году y

Этот параметр рассчитывается Управлением энергетики ОАО «Сургутнефтегаз» на основе «Инструкции по расчету и анализу технологического расхода при передаче электроэнергии по сети» И 34-70-030-87 и принимаемый ежегодно Региональной Энергетической Комиссией (РЭК) Тюменской области и ХМаО. Значения принятые РЭКом Тюменской области и ХМаО за период с 2008 по 2010 и использованные в настоящем отчете о мониторинге приведены в таблице С.1-5 ниже.

Таблица С.1-5. Данные о проценте потерь электроэнергии в сетях ОАО «Сургутнефтегаз»

% годовых потерь	Год	Источник
3.04	2011	Принято РЭКом
7.95	2012	Принято РЭКом

6. $W_{CH_4, СТРР, i, m}$ – Объемная доля метана в ПНГ, потребленном ГЭС i в месяц m

Данные по объему метана в ПНГ, потребленном ГЭС приведены в Таблице С.1-2 выше.

7. ρ_h - Плотность углеводорода типа h .

Этот параметр конвертирует объем углеводорода в массу. Плотность каждого типа углеводорода рассчитана на основании ГОСТ 31369-2008, Межгосударственный стандарт «Природный газ. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе

компонентного состава».⁵ Этот параметр зафиксирован на стадии разработки ПТД. Плотности углеводородов, имеющих в ПНГ, потребляемом ГТЭС указаны в Таблице С.1-6 ниже.

Таблица С.1-6. Данные по плотности

Тип компонента ПНГ (тип <i>h</i> углеводорода)	Плотность газа (кг/м ³)
Метан (CH ₄)	0.67
Этан (C ₂ H ₆)	1.26
Пропан (C ₃ H ₈)	1.86
i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	2.49
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2.50
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3.15
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3.17
C ₆ + (Гексаны и выше)	3.90

8. OXID - Коэффициент неполного сгорания ПНГ(коэффициент недожега)

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. OXID равен 3.5%. Этот параметр рассчитан на основе «Методики расчета объемов выброса в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа в факелах», одобренной 08.04.1998, приказом № 199 Государственного комитета по защите окружающей среды Российской Федерации.

9. SMF_h - Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент CO₂, образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа *h*

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана для анализа верификатору при детерминации проекта. Стехиометрические массовые коэффициенты углеводородов, имеющих в ПНГ, потребляемом ГТЭС указаны в Таблице С.1-7 ниже.

Таблица С.1-7. Стехиометрические массовые коэффициенты

⁵ http://www.gazanaliz.ru/standards/gost_gasGC_2008/GOST_31369-2008/gost_31369-2008.html

Тип компонента ПНГ (тип <i>h</i> углеводорода)	Стехиометрические массовые коэффициенты (т./т.)
Метан (CH ₄)	2.75
Этан (C ₂ H ₆)	2.93
Пропан (C ₃ H ₈)	2.99
i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	3.03
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	3.03
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3.05
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3.05
C ₆ + (Гексаны и выше)	3.06

10. SFC_{SDPP} - Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Параметр равен 322.2 г.у.т. / кВтч.

Сургутская ГРЭС-1 управляется ОАО «ОГК-2», а Сургутская ГРЭС-2 управляется ОАО «ОГК-4».

Удельный расход условного топлива для генерации в период 2007-2009 для обеих компаний был взят за основу и наименьшие значения использованы в расчетах.

Компания	УРУТ (г.у.т. / кВтч)	
	2007 ⁶	2009 ⁸
ОГК-2	344.5	347.2

⁶ На основе отчета "Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2007 году", подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», с 64. Отчет доступен на сайте агентства после бесплатной регистрации. http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2007/anons_doklada2007.php

⁷ На основе отчета "Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2008 году", подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», с 68. Отчет доступен на сайте агентства после бесплатной регистрации. http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2008/anons_doklada_2008.php?login=yes

⁸ На основе отчета "Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2009 году", подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», с 71. Отчет доступен на сайте агентства после бесплатной регистрации. <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=44418&login=yes>

ОГК-4	324.1	325.5	322.2
-------	-------	-------	-------

11. $EF_{ELEC,grid,y}$ - Коэффициент выброса углерода для сетевой выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году y .

Коэффициент выброса углерода для сетевой выработки электроэнергии в ОЭС Урала был взят из отчета ЕБРД «Разработка коэффициентов выбросов в энергетике для России»⁹

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Коэффициенты выбросов приведены в Таблице С.1-8 ниже.

Таблица С.1-8 Данные о коэффициентах выбросов двуокиси углерода для сетевой электроэнергии

Год	Коэффициент выброса (т. CO ₂ / МВтч)
2011	0.609
2012	0.649

12. $PL_{grid,y}$ – Потери электроэнергии во внешней сети в году y

Этот параметр был взят из отчета ОАО «СО ЕЭС» за 2010 - 9.5%¹⁰

13. GWP_{CH_4} - Потенциал метана в отношении глобального потепления.

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Параметр равен 21 тCO₂э/тCH₄.

С.2. Расчеты проектных выбросов:

Предусмотренные проектом объемы выбросов ПГ в результате полного окисления углеводородов в выбросах ГТЭС и в результате недовыработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС представлены в Таблицах С.2-1 – С.2.3 ниже.

Таблица С.2-1. Проектные выбросы ПГ в результате полного сгорания углеводородов на ГТЭС за период мониторинга 01.01.2011-30.04.2012, т CO₂э

⁹ Отчет доступен на следующем сайте, с информацией на с. 4-19: http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf

¹⁰ <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=174784>

Год/Месяц	Выбросы в результате полного сгорания углеводородов на ГТЭС
2011	82 934
01.2012	7 599
02.2012	6 984
03.2012	7 711
04.2012	7 335
Итого	112 563

Таблица С.2-2. Проектные выбросы ПГ в результате недовыработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС за период мониторинга 01.01.2011-30.04.2012, т СО₂э

Год/Месяц	Выбросы в результате недовыработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС
2011	95 196
01.2012	8 741
02.2012	7 383
03.2012	9 045
04.2012	6 450
Итого	126 815

Таблица С.2-3. Суммарные проектные выбросы ПГ за период мониторинга 01.01.2011-30.04.2012, т СО₂э

Год/Месяц	Суммарные выбросы ПГ по проекту
2011	178 130
01.2012	16 340
02.2012	14 366

03.2012	16 756
04.2012	13 785
Итого	239 377

С.3. Расчет объема выбросов по базовой линии:

Выбросы ПГ по базовой линии вследствие неполного сгорания метана в факелах и выбросы CO₂ в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала представлены в Таблицах С.3-1 – С.3-3 ниже.

Таблица С.3-1. Выбросы ПГ по базовой линии в результате неполного сгорания метана на факелах за период мониторинга 01.01.2011-30.04.2012, т

CO₂э

Год/Месяц	Выбросы ПГ в результате неполного сгорания метана на факелах по базовой линии
2011	378 920
01.2012	33 835
02.2012	31 011
03.2012	34 186
04.2012	32 913
Итого	510 865

Таблица С.3-2. Выбросы ПГ по базовой линии в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала за период мониторинга

01.01.2011-30.04.2012, т CO₂э

Год/Месяц	Выбросы ПГ в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала
2011	1 766 342
01.2012	162 700

02.2012	149 118
03.2012	167 194
04.2012	159 840
Итого	2 405 194

Таблица С.3-3. Общий объем выбросов ПГ по базовой линии за период мониторинга_01.01.2011-30.04.2012, т CO₂э

Год/Месяц	Выбросы ПГ по базовой линии
2011	2 145 262
01.2012	196 536
02.2012	180 129
03.2012	201 380
04.2012	192 753
Итого	2 916 060

С.4. Расчет утечек:

Утечки равны нулю в соответствии с ПТД 1.2.

С.5. Расчет сокращений выбросов по проекту:

Сокращения выбросов по проекту приведены в Таблице С.5-1 ниже.

Таблица С.5-1. Объем снижения выбросов ПГ за период мониторинга_01.01.2011-30.04.2012, т CO₂э

Год/Месяц	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ е
2011	1 967 132
01.2012	180 196
02.2012	165 763
03.2012	184 624

04.2012	178 968
Общее снижение выбросов за период мониторинга 2008-2010 (тонн CO ₂ эквивалента)	2 676 683

С.6. Анализ отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетных показателей:

Величины отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетов сокращений выбросов осуществленных в ПТД приведены в Таблице С.6-1 ниже.

Таблица С.6-1. Сравнение фактических сокращений выбросов и сокращений выбросов, рассчитанных ex-ante, т CO₂э

Год	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ э в отчете о мониторинге	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ э в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное отклонение (мониторинг относительно предварительно оценки) в т CO ₂ э	Отклонение в процентах (мониторинг относительно предварительно оценки) в т CO ₂ э
2011	1 967 132	2 005 816	-38 684	-1.93%
01.2012	180 196			
02.2012	165 763			
03.2012	184 624			
04.2012	178 968			
Общее снижение выбросов за период мониторинга	2 676 683			

Отклонение между фактическими и расчетными данными в 2011 составляет -1.93%, что можно считать очень незначительным отклонением. Такое низкое отклонение – результат следующих факторов:

- проект был реализован в полном соответствии с ПТД;
- предварительные расчеты были сделаны с использованием консервативных данных и использовались точные прогнозы;
- план мониторинга, утвержденный в ПТД 1.2 является надежным и прозрачным;

- мониторинг 2011 был проведен в точном соответствии с планом мониторинга.

Небольшое отклонение в объеме сокращений произошло в результате колебаний в компонентном составе ПНГ и производстве электроэнергии. Такие отклонения были минимизированы путем использования усредненных и консервативных значений. Тем не менее, отклонения нельзя свести к нулю, так как невозможно со 100% спрогнозировать объемный состав ПНГ и объем производства электроэнергии на ГЭС.

Вывод

План мониторинга, утвержденный в ПТД 1.2 и расчеты сокращений выбросов в настоящем отчете о мониторинге являются надежными и рациональными. Отклонение от значений в ПТД незначительное и зависит от неконтролируемых факторов.

Приложение 1 – Контактная информация участников проекта:

Организация:	Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»
Улица:	улица Григория Кукуевицкого
Дом/Корпус:	1/1
Город:	Сургут
Штат/Область:	Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область
Почтовый индекс:	628415
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (3462) 42-70-09
Факс:	+7 (3462) 42-70-09
Электронная почта:	secret_b@surgutneftegas.ru
URL:	http://www.surgutneftegas.ru/
Представитель:	
Должность:	Главный инженер – первый заместитель генерального директора
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Буланов
Имя:	Александр
Отчество:	Николаевич
Департамент:	
Телефон (прямой):	+7 (3462) 42-70-09
Факс (прямой):	+7 (3462) 42-70-09
Мобильный:	
Персональный адрес электронной почты:	secret_b@surgutneftegas.ru

Организация:	«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед»
Улица:	Triton Street
Дом:	20
Город:	London
Область:	London
Почтовый индекс:	NW1 3BF
Страна:	United Kingdom
Телефон:	+44 (0) 207 756 0000
Факс:	+44 (0) 756 9740
Электронная почта:	emissions@gazprom-mt.com
URL:	http://www.gazprom-mt.com
Представитель:	
Должность:	Руководитель по развитию бизнеса в России и СНГ
Форма обращения:	Г-жа
Фамилия:	Файзуллина
Отчество:	Альфредовна
Имя:	Татьяна
Департамент:	Департамент чистой энергии
Телефон (прямой):	+44 (0) 207 756 0061
Факс (прямой):	+44 (0) 207 7569744
Мобильный:	
Персональный адрес электронной почты:	tatiana.fayzullina@gazprom-mt.com

Заместитель главного инженера –
начальник технического управления
ОАО «Сургутнефтегаз»



А.Ф.Зенов

Главный энергетик –
начальник управления энергетики
ОАО «Сургутнефтегаз»



М.Г.Зенков

Начальник управления
экологической безопасности
и природопользования
ОАО «Сургутнефтегаз»



Л.А.Малышкина

