

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер -  
первый заместитель  
генерального директора  
ОАО «Сургутнефтегаз»

  
А.Н.Буланов  
«10» 05 2011 г.

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

(для подачи в составе заявки об утверждении проекта для совместного  
осуществления в соответствии со статьей 6 Киотского протокола)



**ФОРМА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО  
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

Редакция 01 – действует с: 15 июня 2006 г.

**СОДЕРЖАНИЕ**

- A. Общее описание проекта
- B. Базовая линия
- C. Срок реализации проекта / период кредитования
- D. План мониторинга
- E. Оценка сокращения выбросов парниковых газов
- F. Влияние на окружающую среду
- G. Комментарии заинтересованных лиц

**Приложения**

Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта

Приложение 2: Информация об исходных условиях

Приложение 3: План мониторинга

Приложение 4: Данные о составе ПНГ



## РАЗДЕЛ 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) источников: (1) Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники)  
(10) Фугитивные эмиссии, вызванные сжиганием ископаемого топлива (твердого, нефти и газа).

PDD Версия: 1.2

Дата: 25.04.2011

### А.2. Описание проекта:

#### Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство 16 газотурбинных электростанций (далее по тексту ГТЭС) вблизи нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации. Попутный нефтяной газ предполагается использовать в качестве топлива на 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).

#### Ситуация, предшествующая началу реализации проекта

##### ПНГ

До реализации проекта попутный нефтяной газ преимущественно сжигался на факелах. Лишь незначительное количество ПНГ использовалось для внутренних нужд. ПНГ сжигался на факеле в не оптимальном режиме: часть ПНГ не окислялась и выпускалась в атмосферу (сажеевое горение на факеле). На момент принятия решения о реализации проекта<sup>1</sup> сжигание на факеле ПНГ являлось обычной практикой на нефтяных месторождениях в России.

Лянторская ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинская ГТЭС работают на ПНГ, который до реализации проекта поставлялся на Сургутскую ГРЭС -1 и Сургутскую ГРЭС -2. Эффективность выработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 выше эффективности Лянторских ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС. Используя тот же объем ПНГ, Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2 вырабатывают больше электроэнергии, чем Лянторская ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинская ГТЭС. Недостающий объем выработки электроэнергии рассматривается в качестве разницы между базовой линией поставки электроэнергии и проектным сценарием.

##### Электроэнергия

До реализации проекта потребности в электроэнергии нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» покрывались за счет электроэнергии из внешней энергосистемы Объединенная энергосистема Урала (далее по тексту ОЭС Урала).

##### Базовый сценарий

<sup>1</sup> 2002





Описание Базового сценария»: 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  $\text{CO}_2$  – часть его выбрасывается в атмосферу несгоревшим.

#### Ожидаемые результаты от реализации проекта:

- Покрытие потребностей ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии за счет электроэнергии собственной выработки;
- Снижение потребления электроэнергии из энергосистемы в среднем на 2,6 млн. МВтч/год;
- Увеличение уровня утилизации ПНГ;
- Улучшение экологической обстановки в районе факелов;
- Снижение негативных экологических последствий, включая снижение выбросов ПГ в среднем на 1,666,860 тонн  $\text{CO}_2$ /год.

#### Проектный сценарий

По проектному сценарию 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.

Чистая выработка электроэнергии на 16 ГТЭС составит примерно 3.3 млн. МВтч в год.

#### Краткая история проекта (включая его компоненту механизма Совместного Осуществления)

В 1998 году ОАО «Сургутнефтегаз» решило реализовать пилотный проект строительства ГТЭС. В результате было построено две ГТЭС - Конитлорская ГТЭС и Тянская ГТЭС. С учетом стоимости строительства и эксплуатационных расходов, ОАО «Сургутнефтегаз» приняло решение о том, что вариант электроснабжения из ОЭС Урала является более привлекательным в финансовом отношении и связан с меньшими трудозатратами. Это было подтверждено исследованием, выполненным ОАО «Уралэнергосетьпроект»<sup>2</sup>, которое показало, что вариант покупки электроэнергии у ОЭС Урала является более привлекательным в финансовом отношении и связан с меньшими трудозатратами для ОАО «Сургутнефтегаз».

С учетом результатов строительства двух пилотных ГТЭС, ОАО «Сургутнефтегаз» приняло решение о приостановке дальнейших планов строительства ГТЭС, продолжении покупки электроэнергии из внешней энергосистемы и сосредоточении усилий на добыче и переработке нефти.

В конце 2001 г. компания еще раз оценила возможность строительства ГТЭС. Анализ показал, что строительство ГТЭС по-прежнему является менее привлекательным в финансовом отношении по сравнению с покупкой электроэнергии из энергосистемы. С учетом возможностей повышения финансовой привлекательности строительства ГТЭС, ОАО «Сургутнефтегаз» обратило внимание на Марракешские соглашения, в соответствии с которыми были заложены основы Совместной

<sup>2</sup> Выдержки из исследования, выполненного ОАО «Уралэнергосетьпроект», которые подтверждают, что поставка электроэнергии из внешней энергосистемы является более привлекательной по сравнению с выработкой электроэнергии на собственных ГТЭС были предоставлены верификатору.





реализации.. На основе задания, поставленного Главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз» начальником отдела охраны природы и борьбы с коррозией был подготовлен отчет с анализом перспектив СО в России<sup>3</sup>. На момент принятия решения Нефтяная компания «Юкос» приступила к реализации проекта утилизации ПНГ, которым предполагалось продавать часть снижения выбросов Японии. В результате ОАО «Сургутнефтегаз» приняло во внимание возможность получения доходов от СО до реализации проекта. В связи с отсутствием в России на тот момент законодательных и нормативных актов, регулирующих механизмы СР, конкретные протоколы или акты, касающиеся СО, отсутствуют.

В начале 2005 г. одновременно с принятием Киотского протокола ОАО «Сургутнефтегаз» приняло участие в конкурсе в рамках СО по проектам утилизации ПНГ, организованном Правительством Ханты-Мансийского автономного округа и Всемирным Банком.

В начале 2010 г., когда нормативно-правовой режим стал более прозрачным и ОАО «Сбербанк России» объявило о проведении первого конкурса на одобрение проектов СО принимающей страны, ОАО «Сургутнефтегаз» заключило соглашение о покупке ЕСВ с компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» (ГМиТ). В 2010 году была подготовлена, но затем отозвана предыдущая версия Проектного документа. Действующий Проектный документ был подготовлен компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» независимо от предыдущей версии и полностью заменяет предыдущую версию.

### А.3. Участники Проекта:

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

#### Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»

Нефтегазовая компания «Сургутнефтегаз» - одна из крупнейших компаний в российском нефтяном секторе. На её долю приходится почти 13% сырой нефти, добываемой в стране, и 25% газа, добываемого местными нефтяными компаниями.

Основными направлениями деятельности компании являются:

- Разведка и добыча углеводородов;
- Переработка газа и выработка электроэнергии;
- Производство и сбыт нефтепродуктов, продажа газа и продукции из газа;
- Нефтехимическое производство.

#### «Газпром Маркетинг и Трейдинг»

Компания «Газпром Маркетинг и Трейдинг», базирующаяся в Лондоне, является международной торговой компанией, предлагающей своим клиентам комплексные решения в энергетической сфере. «Газпром Маркетинг и Трейдинг» также является 100% дочерней компанией «Газпром Германия ГМБХ», которая, в свою очередь, является 100% дочерним предприятием компании

<sup>3</sup> Внутренний отчет, подтверждающий рассмотрение перспектив СО руководством ОАО «Сургутнефтегаз» был предоставлен верификатору.





ООО «Газпром экспорт» – экспортного подразделения ОАО «Газпром», крупнейшей в мире газодобывающей компании.

**А.4. Техническое описание проекта:**

**А.4.1. Местонахождение проекта:**

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ

**А.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):**

Российская Федерация

**А.4.1.2. Регион/штат/провинция и т.п.:**

Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область



**А.4.1.3. Город/поселок/населенный пункт и т.п.:**

Город Сургут

**А.4.1.4. Информация о физическом местонахождении, позволяющая обеспечить уникальную идентификацию проекта (не более одной страницы):**

Мероприятия, предусмотренные проектом, предполагают строительство шестнадцати ГТЭС, расположенных в районе Сургута, крупнейшего города (численность населения по оценке в 2010 году составляла 303 040 человек) в Ханты-Мансийском автономном округе.

Местонахождение нефтяных месторождений и ГТЭС обозначено на следующей карте.

Географические координаты: широта - 61° 15' 0" с.ш., долгота - 73° 26' 0" в.д.



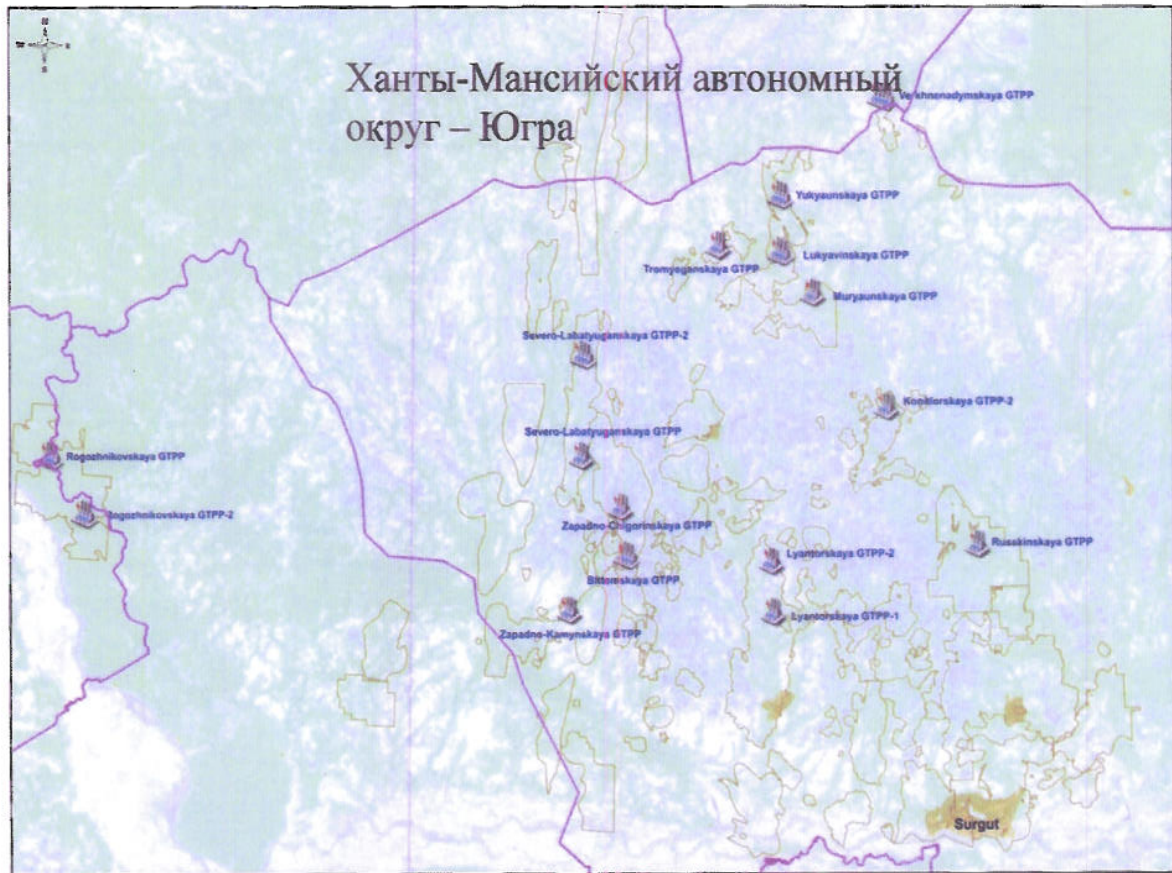


Таблица А.4.1.4-1. Описание физического местонахождения ГТЭС.

#	ГТЭС	Нефтяное месторождение	Район
1	Лукьявинская ГТЭС	Лукьявинское нефтяное месторождение	Сургутский район
2	Лянторская ГТЭС-1	Лянторское нефтяное месторождение	Сургутский район
3	Лянторская ГТЭС-2	Лянторское нефтяное месторождение	Сургутский район
4	Рускинская ГТЭС	Рускинское нефтяное месторождение	Сургутский район
5	Биттемская ГТЭС	Биттемское нефтяное месторождение	Сургутский район
6	Конитлорская ГТЭС-2	Конитлорское нефтяное месторождение	Сургутский район
7	Мурьяунская ГТЭС	Мурьяунское нефтяное месторождение	Сургутский район
8	Юкьяунская ГТЭС	Юкьяунское нефтяное месторождение	Сургутский район
9	Тромъеганская ГТЭС	Тромъеганское нефтяное месторождение	Сургутский район
10	Западно-Камынская ГТЭС	Западно-Камынское нефтяное месторождение	Сургутский район
11	Северо-Лабатьюганская ГТЭС	Северо-Лабатьюганское нефтяное месторождение	Сургутский район





12	Западно-Чигоринская ГТЭС	Западно-Чигоринское нефтяное месторождение	Сургутский район
13	Верхненадымская ГТЭС	Верхненадымское нефтяное месторождение	Сургутский район
14	Рогожниковская ГТЭС	Рогожниковское нефтяное месторождение	Октябрьский район
15	Рогожниковская ГТЭС -2	Рогожниковское нефтяное месторождение	Октябрьский район
16	Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	Северо-Лабатьюганское нефтяное месторождение	Сургутский район

**А.4.2. Применяемые технологии, меры, операции или действия, предусмотренные проектом:**

**Краткое описание проекта**

Проект предусматривает строительство шестнадцати ГТЭС вблизи нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации.

ГТЭС предназначены для удовлетворения потребностей нефтяных месторождений в электроэнергии. Их общая установленная мощность составляет 444 МВт.

Чистый объем выработки электроэнергии шестнадцати ГТЭС составит примерно 3,3 млн. МВт в год.

Список ГТЭС и их основные технические характеристики представлены в таблице А.4.2-1 ниже.

Таблица А.4.2-1. Технические характеристики ГТЭС, включенных в проект<sup>4</sup>.

#	ГТЭС	Количество энергоблоков	Единичная Мощность Энергоблока (МВт)	Общая установленная мощность ГТЭС	Эффективность (КПД), %
1	Лукьявинская ГТЭС	3	12	36	31,5
2	Лянторская ГТЭС-1	2	12	24	31,5
3	Лянторская ГТЭС-2	3	12	36	31,5
4	Рускинская ГТЭС	2	12	24	31,5
5	Биттемская ГТЭС	3	12	36	31,5
6	Конитлорская ГТЭС-2	2	12	24	29
7	Мурьяунская ГТЭС	2	12	24	29
8	Юкьяунская ГТЭС	3	12	36	29
9	Тромъеганская ГТЭС	2	6	12	24,5
10	Западно-Камынская ГТЭС	2	12	24	29
11	Северо-Лабатьюганская ГТЭС	2	12	24	29

<sup>4</sup> Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз»





#	ГТЭС	Количество энергоблоков	Единичная Мощность Энергоблока (МВт)	Общая установленная мощность ГТЭС	Эффективность (КПД), %
12	Западно-Чигоринская ГТЭС	2	6	12	24,5
13	Верхненадымская ГТЭС	4	6	24	24,5
14	Рогожниковская ГТЭС	3	12	36	29
15	Рогожниковская ГТЭС -2	3	12	36	29
16	Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	3	12	36	29

Каждая из ГТЭС включает следующие основные объекты:

- Технологический блок (с турбинами) и административный блок;
- Блок трансформаторной подстанции;
- Блок подготовки ПНГ.

Общая информация о турбинах представлена в следующей таблице А.4.2-2.

- Таблица А.4.2-2. Технические характеристики шестнадцати ГТЭС, включенных в проект<sup>5</sup>.

#	ГТЭС	Тип турбины	Изготовитель оборудования	Единичная мощность (МВт)
1	Лукьявинская ГТЭС	ГТУ-12ПГ-2ПС <sup>6</sup>	ОАО «Авиадвигатель»	12
2	Лянторская ГТЭС-1	ГТУ-12ПГ-2ПС	ОАО «Авиадвигатель»	12
3	Лянторская ГТЭС-2	ГТУ-12ПГ-2ПС	ОАО «Авиадвигатель»	12
4	Русскинская ГТЭС	ГТУ-12ПГ-2ПС	ОАО «Авиадвигатель»	12
5	Биттемская ГТЭС	ГТУ-12ПГ-2ПС	ОАО «Авиадвигатель»	12
6	Конитлорская ГТЭС-2	НК-16 СТ <sup>7</sup>	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12
7	Мурьяунская ГТЭС	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12

<sup>5</sup> Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз»

<sup>6</sup> Более подробно технические параметры приводятся на веб-сайте производителя:  
[http://www.avid.ru/products/gtu\\_energy/gtu\\_12ПГ-2/](http://www.avid.ru/products/gtu_energy/gtu_12ПГ-2/)

<sup>7</sup> Более подробно технические параметры приводятся на веб-сайте производителя:  
[http://www.frunze.com.ua/index.php?option=com\\_content&view=article&id=185%3AАппа-характеристики&catid=25%3Aнефт-газ&lang=ru](http://www.frunze.com.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=185%3AАппа-характеристики&catid=25%3Aнефт-газ&lang=ru)



#	ГТЭС	Тип турбины	Изготовитель оборудования	Единичная мощность (МВт)
8	Юкьяунская ГТЭС	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12
9	Тромъеганская ГТЭС	ГТД-6 РМ <sup>8</sup>	ОАО «САТУРН»	6
10	Западно-Камынская ГТЭС	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12
11	Северо-Лабатьюганская ГТЭС	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12
12	Западно-Чигоринская ГТЭС	ГТД-6 РМ	ОАО «САТУРН»	6
13	Верхненадымская ГТЭС	ГТД-6 РМ	ОАО «САТУРН»	6
14	Рогожниковская ГТЭС	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12
15	Рогожниковская ГТЭС -2	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12
16	Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12

В следующих таблицах приводятся фактические и прогнозные данные о потребностях в выработке электроэнергии, поставке электроэнергии и потреблении ПНГ для целей выработки электроэнергии на ГТЭС, оператором которых является ОАО «Сургутнефтегаз».

Таблица А.4.2-3. Фактическая выработка электроэнергии, 2004-2007<sup>9</sup>

Предприятие, вырабатывающее электроэнергию	Ед.	Сдано в эксплуатацию	2004	2005	2006	2007
Лукьявинская ГТЭС	МВт	2004	105 539	270 103	265 222	243 356
Лянторская ГТЭС-1	МВт	2004	36 851	183 206	179 917	177 484
Лянторская ГТЭС-2	МВт	2004	34 834	266 765	267 595	273 444
Рускинская ГТЭС	МВт	2004	71 427	182 919	164 560	175 953
Биттемская ГТЭС	МВт	2004	95 896	252 530	269 108	258 160
Конитлорская ГТЭС-2	МВт	2006			162 105	193 788
Мурьяунская ГТЭС	МВт	2006			96 977	182 611

<sup>8</sup> Более подробно технические параметры приводятся на веб-сайте производителя: <http://www.npo-saturn.ru/?pid=128>

<sup>9</sup> Данные ОАО «Сургутнефтегаз»





Юкьяунская ГТЭС	МВт	2006			102 035	284 074
Тромьеганская ГТЭС	МВт	2006				80 119
Западно-Камынская ГТЭС	МВт	2006			125 054	189 062
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	МВт	2006				128 370
Западно-Чигоринская ГТЭС	МВт	2007				8 427
Верхненадымская ГТЭС	МВт	2007				
Рогожниковская ГТЭС	МВт	2008				
Рогожниковская ГТЭС -2	МВт	2010				
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	МВт	2010				

Таблица А.4.2-4. Фактическая и прогнозируемая выработка электроэнергии, 2008-2012<sup>10</sup>

Предприятие, вырабатывающее электроэнергию	Ед.	Сдано в эксплуатацию	2008	2009	2010*	2011*	2012*
Лукьявинская ГТЭС	МВт	2004	239 371	250 446	288 994	283 824	283 824
Лянторская ГТЭС-1	МВт	2004	181 257	196 231	191 451	189 216	189 216
Лянторская ГТЭС-2	МВт	2004	269 883	287 624	241 275	283 824	283 824
Русскинская ГТЭС	МВт	2004	190 119	197 309	189 335	189 216	189 216
Биттемская ГТЭС	МВт	2004	274 103	285 853	277 918	283 824	283 824
Конитлорская ГТЭС-2	МВт	2006	188 434	196 900	157 895	189 216	189 216
Мурьяунская ГТЭС	МВт	2006	193 887	160 500	197 346	189 216	189 216
Юкьяунская ГТЭС	МВт	2006	284 768	269 776	294 077	283 824	283 824
Тромьеганская ГТЭС	МВт	2006	85 558	66 792	78 813	94 608	94 608
Западно-Камынская ГТЭС	МВт	2006	187 163	194 864	200 927	189 216	189 216
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	МВт	2006	194 436	193 041	199 093	189 216	189 216
Западно-Чигоринская ГТЭС	МВт	2007	76 613	97 832	97 987	94 608	94 608
Верхненадымская ГТЭС	МВт	2007	59 288	161 514	177 253	189 216	189 216
Рогожниковская ГТЭС	МВт	2008	54 990	236 783	251 406	283 824	283 824
Рогожниковская ГТЭС -2	МВт	2010			36 851	283 824	283 824
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	МВт	2010			23 616	283 824	283 824

\* – прогноз

Таблица А.4.2-5. Фактическая поставка электроэнергии, 2004-2007<sup>11</sup>

Предприятие, вырабатывающее электроэнергию	Ед.	Сдано в эксплуатацию	2004	2005	2006	2007
Лукьявинская ГТЭС	МВт	2004	99 588	258 556	252 408	231 094
Лянторская ГТЭС-1	МВт	2004	36 374	181 220	177 946	175 605
Лянторская ГТЭС-2	МВт	2004	32 574	254 120	254 105	259 980
Русскинская ГТЭС	МВт	2004	68 266	175 399	156 581	168 212
Биттемская ГТЭС	МВт	2004	91 046	241 437	257 502	247 076
Конитлорская ГТЭС-2	МВт	2006			155 096	185 493
Мурьяунская ГТЭС	МВт	2006			92 232	173 657
Юкьяунская ГТЭС	МВт	2006			97 196	270 876
Тромьеганская ГТЭС	МВт	2006				76 273
Западно-Камынская ГТЭС	МВт	2006			119 841	181 001
Северо-Лабатьюганская	МВт	2006				121 742

<sup>10</sup> Данные ОАО «Сургутнефтегаз»

<sup>11</sup> Данные ОАО «Сургутнефтегаз»





ГТЭС							
Западно-Чигоринская ГТЭС	МВт	2007					7 619
Верхненадымская ГТЭС	МВт	2007					
Рогожниковская ГТЭС	МВт	2008					
Рогожниковская ГТЭС -2	МВт	2010					
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	МВт	2010					

Таблица А.4.2-6. Фактическая и прогнозируемая поставка электроэнергии, 2008-2012<sup>12</sup>

Предприятие, вырабатывающее электроэнергию	Ед.	Сдано в эксплуатацию	2008	2009	2010*	2011*	2012*
Лукьявинская ГТЭС	МВт	2004	226 887	237 917	276 154	269 808	269 808
Лянторская ГТЭС-1	МВт	2004	179 403	194 261	189 649	187 464	187 464
Лянторская ГТЭС-2	МВт	2004	256 542	273 705	227 824	269 808	269 808
Русскинская ГТЭС	МВт	2004	182 519	189 119	178 229	180 456	180 456
Биттемская ГТЭС	МВт	2004	261 867	273 696	265 490	269 808	269 808
Конитлорская ГТЭС-2	МВт	2006	180 339	188 294	149 774	174 324	174 324
Мурьяунская ГТЭС	МВт	2006	184 300	151 560	187 700	178 704	178 704
Юкьяунская ГТЭС	МВт	2006	271 665	257 720	281 044	269 808	269 808
Тромъеганская ГТЭС	МВт	2006	80 949	62 618	74 691	89 352	89 352
Западно-Камынская ГТЭС	МВт	2006	179 221	186 536	192 122	180 456	180 456
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	МВт	2006	186 289	185 181	187 076	180 456	180 456
Западно-Чигоринская ГТЭС	МВт	2007	72 289	93 030	93 154	89 352	89 352
Верхненадымская ГТЭС	МВт	2007	54 515	153 873	169 554	181 332	181 332
Рогожниковская ГТЭС	МВт	2008	52 023	224 885	238 260	269 808	269 808
Рогожниковская ГТЭС -2	МВт	2010			33 849	269 808	269 808
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	МВт	2010			20 899	253 164	253 164

\* – прогноз

Таблица А.4.2-7. Фактическое потребление ПНГ для выработки электроэнергии, 2004-2007

Предприятие, вырабатывающее электроэнергию	Ед.	Потребление ПНГ <sup>13</sup> , м <sup>3</sup> /кВтч	Содержание метана в ПНГ <sup>14</sup> об.	2004	2005	2006	2007
Лукьявинская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.328	82.22%	40 978	86 729	86 002	80 331
Лянторская ГТЭС-1	млн. м <sup>3</sup>	0.311	92.30%	11 629	58 283	58 820	58 172
Лянторская ГТЭС-2	млн. м <sup>3</sup>	0.355	92.30%	12 601	79 345	85 338	88 749
Русскинская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.299	83.35%	33 040	54 209	52 270	48 704
Биттемская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.268	71.65%	32 486	76 815	81 820	71 917
Конитлорская ГТЭС-2	млн. м <sup>3</sup>	0.358	81.45%			64 564	71 599
Мурьяунская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.432	84.67%			36 348	72 358

<sup>12</sup> Данные ОАО «Сургутнефтегаз»

<sup>13</sup> «Объемы потребления газа для производства электроэнергии Внутрипромышленным отделением сбора и утилизации нефтяного газа ОАО «Сургутнефтегаз» от 05.08.2009.

<sup>14</sup> Усредненный компонентный состав ПНГ по месторождениям, разрабатываемым ОАО «Сургутнефтегаз» за 2010 год (эти значения используются для предварительного расчета сокращений выбросов)





Юкьяунская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.401	90.14%			40 644	107 049
Тромьеганская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.395	89.48%				30 997
Западно-Камынская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.357	72.20%			41 482	64 762
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.354	76.20%				47 990
Западно-Чигоринская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.44	81.50%				5.436
Верхненадымская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.423	83.74%				
Рогожниковская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.389	68.97%				
Рогожниковская ГТЭС -2	млн. м <sup>3</sup>	0.389	68.97%				
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	млн. м <sup>3</sup>	0.354	76.20%				

Таблица А.4.2-8. Фактическое и прогнозируемое потребление ПНГ для выработки электроэнергии, 2008-2012

Предприятие, вырабатывающее электроэнергию	Ед.	Потребление ПНГ <sup>15</sup> , м <sup>3</sup> /кВт ч	Содержание метана в ПНГ <sup>16</sup> об.	2008	2009	2010*	2011*	2012*
Лукьявинская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.328	90.55%	74 984	75 711	90 579	88 497	88 497
Лянторская ГТЭС-1	млн. м <sup>3</sup>	0.311	97.14%	58 642	61 322	58 981	58 301	58 301
Лянторская ГТЭС-2	млн. м <sup>3</sup>	0.355	97.14%	85 300	89 440	80 878	95 782	95 782
Русскинская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.299	86.19%	53 261	53 640	53 290	53 956	53 956
Биттемская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.268	77.64%	71 319	71 150	71 151	72 309	72 309
Конитлорская ГТЭС-2	млн. м <sup>3</sup>	0.358	85.49%	69 967	64 403	53 619	62 408	62 408
Мурьяунская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.432	91.72%	78 284	69 359	81 086	77 200	77 200
Юкьяунская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.401	92.32%	110 782	105 909	112 699	108 193	108 193
Тромьеганская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.395	89.12%	31 838	28 304	29 503	35 294	35 294
Западно-Камынская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.357	72.39%	64 129	65 890	68 588	64 423	64 423
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.354	77.86%	74 708	66 050	66 225	63 881	63 881
Западно-Чигоринская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.44	82.62%	32 772	38 650	40 988	39 315	39 315
Верхненадымская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.423	82.53%	23 563	64 481	71 721	76 703	76 703
Рогожниковская ГТЭС	млн. м <sup>3</sup>	0.389	13.85%	20 353	86 892	92 683	104 955	104 955
Рогожниковская ГТЭС - 2	млн. м <sup>3</sup>	0.389	13.85%			13 167	104 955	104 955
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	млн. м <sup>3</sup>	0.354	77.86%			7 398	89 620	89 620

\* – прогноз

Все газотурбинное оборудование, используемое ОАО «Сургутнефтегаз» на ГТЭС, производится в России или в СНГ. Все установленные турбины созданы на базе авиационных двигателей, они надежные, отказоустойчивые и не очень требовательны к качеству топлива: их можно эксплуатировать на различных составах ПНГ.

Таблица А.4.2-9. Краткая справка о газотурбинном оборудовании, используемом ОАО «Сургутнефтегаз»

<sup>15</sup> «Объемы потребления газа для производства электроэнергии Внутрипромышленным отделением сбора и утилизации нефтяного газа ОАО «Сургутнефтегаз» ОАО «Сургутнефтегаз» от 05.08.2009.

<sup>16</sup> Данные ОАО «Сургутнефтегаз»





Тип турбины	Производитель оборудования	Единичная мощность, МВт	Количество установленных х блоков	Общая мощность, МВт
ГТУ-12ПГ-2ПС	ОАО «Авиадвигатель»	12	13	156
НК-16 СТ	ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»	12	20	240
ГТД-6 РМ	ОАО «Сатурн»	6	8	48
Итого			41	444

#### Газовая турбина «Сатурн ГТА-6РМ»

Эта газовая турбина разработана на основе серии турбин Д-30КУ/КП<sup>17</sup> и представляет собой относительно недорогой авиационный двигатель, считающийся наиболее надежным российским двигателем. Этим двигателем оборудованы такие самолеты, как Ил-62М, Ту-154М и Ил-76. Общий период эксплуатации всех произведенных двигателей этого типа превышает 45 миллионов часов.

Эта турбина может эксплуатироваться как в базовом, так и в полупиковом режиме для выработки электрической и тепловой энергии и мощности.

Турбины могут работать на различных видах ископаемого топлива: топливный газ (природный газ, попутный нефтяной газ), а также жидкое топливо (керосин, дизельное топливо).

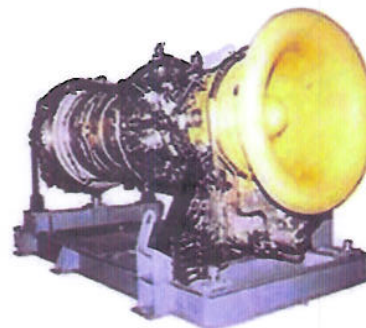


Таблица А.4.2-9. Технические характеристики газовой турбины «Сатурн ГТА-6РМ»

Параметр	Единица измерения	Значение
Выходная мощность (номинальная / максимальная)	кВт	6000 / 7200
Частота вращения вала	об./мин.	3000
Расход топлива	кг/ч	1880
Кпд	%	24.5
Ресурс	час	120000
Наработка до капитального ремонта	час	30000

#### Газовая турбина Авиадвигатель ГТУ-12ПГ-2

Эта газовая турбина разработана на основе авиационного двигателя ПС-90А - уникального российского двигателя четвертого поколения для гражданской авиации, имеющего Сертификат соответствия требованиям международного стандарта<sup>18</sup>. Эти двигатели установлены на таких воздушных судах, как Ил-96-300ПУ, самолет Президента Российской Федерации, магистральный пассажирский лайнер Ил-96-300,



<sup>17</sup> Согласно <http://www.gt.npo-saturn.ru/> (по состоянию на 03.03.2011)

<sup>18</sup> Согласно [http://www.avid.ru/products/gtu\\_energy/gtu\\_12pg-2/](http://www.avid.ru/products/gtu_energy/gtu_12pg-2/) (по состоянию на 10.03.2011)





среднемагистральные пассажирские и грузовые самолеты Ту-204, Ту-214 и их модификации.

Базовый турбовентиляторный двигатель ПС-90А был сертифицирован в 1992 году. По состоянию на 1 августа 2010 г. общий период эксплуатации двигателей, эксплуатируемых в рамках грузопассажирских перевозок со времени начала серийной эксплуатации составил 2 430 809 часов.

ГТУ-12ПГ-2 может работать на различных видах топлива, включая природный газ, ШФЛУ, а также некоторые виды жидкого топлива, с учетом одобрения производителя. По состоянию на 2009 г. эксплуатируется 13 блоков ГТУ-12ПГ-2. С момента начала эксплуатации они проработали в общей сложности 485 149 часов.

Таблица А.4.2-9. Технические характеристики газовой турбины Авиадвигатель ГТУ-12ПГ-2

Параметр	Ед.изм.	Значение
Мощность на валу силовой турбины	МВт	12,9
КПД на валу силовой турбины	%	34,1
Мощность на клеммах генератора	МВт	12,3
КПД на зажимах генератора	%	32,6
Степень повышения давления в компрессоре	$\pi_c$	15,9
Температура газа за силовой турбиной (на выхлопе)	°С	496
Расход газа за силовой турбиной (на выхлопе)	кг/см	45,9
Частота вращения ротора силовой турбины	об./мин.	6500
Тепловая мощность на выхлопе, при снижении температуры отработанных газов до 110 °С (без дожига)	Гкал/ч	16,45
Суммарный КПД (электрический + тепловой)	%	83,7
Ресурс:	час	
- до капитального ремонта		25 000
- назначенный		100 000

#### НК-16 СТ производства ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»

Эта газовая турбина разработана Самарским научно-техническим комплексом имени Н.Д.Кузнецова и производится ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение». Как и другие двигатели, газовая турбина НК-16 СТ была создана на основе авиационного двигателя НК-8-2У, что обеспечивает высокую надежность и возможность использования газообразного и жидкого ископаемого топлива<sup>19</sup>.



Эти типы турбин используются для выработки электроэнергии и транспортировки газа с 1980 года. В России установлено более 1000 турбин этого типа. Данное оборудование подтвердило свою высокую надежность, общий период эксплуатации произведенных турбин превышает 1 миллион часов.

Таблица А.4.2-9. Технические характеристики газовой турбины НК-16 СТ «Казанского моторостроительного производственного объединения»

Параметр	Единица измерения	Значение
Выходная мощность	кВт	16000
Частота вращения вала	об./мин.	5300

<sup>19</sup> Согласно <http://www.aviamotor.ru/> (по состоянию на 10.03.2010)





Диапазон управления	об./мин.	70-105%
КПД	%	29
Ресурс	час	100000
Наработка до капитального ремонта	час	25000

Таблица А.4.2-10. Технические характеристики генераторов мощности, используемых в проекте

ГТЭС	Тип генератора	Номинальная активная мощность (МВт)	Номинальная полная мощность (МВА)	Номинальное напряжение (кВ)	Номинальная мощность статора (А)	Частота вращения <sup>20</sup>	Cos φ	КПД (%)
Лукьявинская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Лянторская ГТЭС-1	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Лянторская ГТЭС-2	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Русскинская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Биттемская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Конитлорская ГТЭС-2	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Мурьяунская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Юкьяунская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Тромьеганская ГТЭС	ТК-6-2РУХЛЗ	6	7,5	6,3	687	3000	0,8	97,4
Западно-Камынская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Западно-Чигоринская ГТЭС	ТК-6-2РУХЛЗ	6	7,5	6,3	687	3000	0,8	97,4
Верхненадымская ГТЭС	ТК-6-2РУХЛЗ	6	7,5	6,3	687	3000	0,8	97,4
Рогожниковская ГТЭС	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Рогожниковская ГТЭС -2	ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	Т ТС-12-2РУХЛЗ	12	15	6,3	1375	3000	0,8	97,65

Таблица А.4.2-11. Технические характеристики силовых трансформаторов, используемых в проекте

ГТЭС	Подстанция	Тип силового трансформатора	Номинальная полная мощность (МВА)	Номинальное напряжение (кВ)	Номинальный ток (А)
Лукьявинская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Лукьявинская"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
Лянторская ГТЭС-1	ПС 110/35/6 кВ "Прометей"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,3	125,5/375/2187

<sup>20</sup> Оборотов в минуту.





Лянторская ГТЭС-2	ПС 110/35/6 кВ "КНС-17"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
Рускинская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Комсомольская"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,3	125,5/375/2187
Биттемская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Биттемская"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,3	125,5/375/2187
ГТЭС-2 Конитлорского м/р	ПС 110/35/6 кВ "Конитлорская"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,3	125,5/375/2187
Мурьянская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Гян"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
	ПС 6/35 кВ № 271	ТРДНС-25000/35 ХЛ1	25	36,75/6,3-6,3	390,6/2293,8
Юкьяунская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Юкьяунская"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
Тромьганская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Лукьявинская"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
	ПС 35/6 кВ № 229	ТДНС-10000/35	10	36,75/6,3	164,96/962,25
Западно-Камынская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Западно-Камынская"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,6	125,5/375/2187
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Северо Ай-Пимская"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,3	125,5/375/2187
Западно-Чигоринская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Биттемская"	ТДТН-25000/110-79У1	25	115/38,5/6,3	125,5/375/2187
	ПС 6/35 кВ № 277	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	263,93/1539,6
Верхненадымская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Верхне Надымская"	ТДТН-16000/110-У1	16	115/38,5/6,6	80,3/240/1400
Рогожниковская ГТЭС	ПС 110/35/6 кВ "Рогожниковская"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
	ПС 35/6 кВ № 286	ТРДНС-25000/35 ХЛ1	25	36,75/6,3-6,3	393/2290
Рогожниковская ГТЭС-2	ПС 110/35/6 кВ "Рогожниковская"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500
	ПС 35/6 кВ № 304	ТРДНС-25000/35 ХЛ1	25	36,75/6,3-6,3	392,8/1145,5
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	ПС 110/35/6 кВ "Северо-Лабатьюганская"	ТДТН-40000/110-79У1	40	115/38,5/6,6	200,8/600/3500

ГТЭС ОАО «Сургутнефтегаз» соединены в рамках внутренней сети и работают параллельно с ОЭС Урала. Все объекты оборудованы необходимыми средствами управления и автоматизации, которые обеспечивают аварийные остановки, переключение между синхронным и изолированным режимами эксплуатации, управление выработкой электроэнергии и балансировкой нагрузки между блоками. Электростанции имеют необходимые распределительные устройства, обеспечивающие возможность поставки электроэнергии низкого напряжения местным потребителям. В целом потребление на собственные нужды ГТЭС составляет менее 5% от общего объема выработки.

#### Программа подготовки персонала

Осуществляется комплексная программа подготовки определенного количества сменных инженеров, эксплуатационного и обслуживающего персонала. Подготовка включает следующие основные курсы:

- Оператор компрессора;
- Оператор газовой турбины;
- Оператор технологического блока;
- Ремонтник технологического блока;
- Ремонтник газового и парового оборудования;
- Техник по обслуживанию газового оборудования;
- Техник по обслуживанию;





- Оператор котельной;
- Техник по обслуживанию контрольно-измерительных приборов и автоматики;
- Электрик;
- Монтажник.

За организацию необходимой подготовки и наличие надлежащей квалификации работников, вовлеченных в проект, отвечает отдел кадров ОАО «Сургутнефтегаз». В результате реализации программы произведена подготовка более 630 сотрудников. Количество подготовленного персонала указано в следующей Таблице А.4.2-12.

Таблица А.4.2-12. Количество персонала, прошедшего подготовку по эксплуатации объектов<sup>21</sup>

ГТЭС	Курсы подготовки	Количество сотрудников, прошедших подготовку
Лукьявинская ГТЭС	Технический персонал	23
	Электрики	11
	Контрольно-измерительная аппаратура	7
Лянторская ГТЭС-1	Технический персонал	16
	Электрики	11
	Контрольно-измерительная аппаратура	6
Лянторская ГТЭС-2	Технический персонал	22
	Электрики	10
	Контрольно-измерительная аппаратура	7
Русскинская ГТЭС	Технический персонал	21
	Электрики	8
	Контрольно-измерительная аппаратура	5
Биттемская ГТЭС	Технический персонал	23
	Электрики	12
	Контрольно-измерительная аппаратура	7
Конитлорская ГТЭС-2	Технический персонал	23
	Электрики	11
	Контрольно-измерительная аппаратура	8
Мурьяунская ГТЭС	Технический персонал	22
	Электрики	12
	Контрольно-измерительная аппаратура	5
Юкьяунская ГТЭС	Технический персонал	23
	Электрики	10
	Контрольно-измерительная аппаратура	6
Тромъеганская ГТЭС	Технический персонал	22
	Электрики	10
	Контрольно-измерительная аппаратура	5
Западно-Камынская ГТЭС	Технический персонал	22
	Электрики	11
	Контрольно-измерительная аппаратура	6

<sup>21</sup> Верификатору было представлено подтверждение проведения соответствующей подготовки.





Северо-Лабатьюганская ГТЭС	Технический персонал	22
	Электрики	11
	Контрольно-измерительная аппаратура	6
Западно-Чигоринская ГТЭС	Технический персонал	22
	Электрики	9
	Контрольно-измерительная аппаратура	6
Верхненадымская ГТЭС	Технический персонал	24
	Электрики	12
	Контрольно-измерительная аппаратура	7
Рогожниковская ГТЭС	Технический персонал	23
	Электрики	12
	Контрольно-измерительная аппаратура	8
Рогожниковская ГТЭС -2	Технический персонал	23
	Электрики	13
	Контрольно-измерительная аппаратура	7
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	Технический персонал	22
	Электрики	12
	Контрольно-измерительная аппаратура	6
ИТОГО	Технический персонал	353
	Электрики	175
	Контрольно-измерительная аппаратура	102

Таблица А.4.2-13. Сроки реализации проекта

Этапы	Дата начала строительства	Дата сдачи в эксплуатацию <sup>22</sup>
Лукьявинская ГТЭС	Октябрь 2002	25 декабря 2003
Лянторская ГТЭС-1	Декабрь 2002	30 августа 2004
Лянторская ГТЭС-2	Март 2003	24 сентября 2004
Русскинская ГТЭС	Октябрь 2002	25 марта 2004
Биттемская ГТЭС	Октябрь 2002	25 декабря 2003
Конитлорская ГТЭС-2	Февраль 2005	23 декабря 2005
Мурьяунская ГТЭС	Март 2005	27 июня 2006
Юкьяунская ГТЭС	Апрель 2005	26 июля 2006
Тромъеганская ГТЭС	Октябрь 2005	22 декабря 2006
Западно-Камынская ГТЭС	Январь 2005	27 марта 2006
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	Февраль 2006	22 декабря 2006
Западно-Чигоринская ГТЭС	Декабрь 2006	30 сентября 2007
Верхненадымская ГТЭС	Декабрь 2006	20 декабря 2007
Рогожниковская ГТЭС	Август 2007	19 августа 2008
Рогожниковская ГТЭС -2	Октябрь 2009	19 июля 2010
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	Февраль 2010	16 декабря 2010

<sup>22</sup> Согласно актам сдачи в эксплуатацию





**А.4.3. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов из источников будут сокращаться в рамках предложенного проекта СО, а также того, почему сокращения выбросов были бы невозможны без предложенного проекта, учитывая особенности национальной и/или отраслевой политики и другие обстоятельства:**

В целом реализация проекта приведет к снижению выбросов ПГ, главным образом,  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ .

Снижение выбросов ПГ в результате реализации проекта произойдет вследствие:

- Замещения электроэнергии, производимой за счет использования ископаемого топлива существующими тепловыми электростанциями Объединенной энергетической системы Урала, электроэнергией, вырабатываемой ГТЭС путем сжигания попутного нефтяного газа с одновременным снижением сжигания ПНГ на факеле;
- Снижения фугитивных эмиссий  $\text{CH}_4$  в результате неполного сгорания метана на факелах.

Без привлечения механизмов Киотского протокола и регистрации настоящего проекта, как проекта СО строительство ГТЭС маловероятно по следующим причинам:

- Реализация предлагаемого проекта не является привлекательной в финансовом отношении;
- ОАО «Сургутнефтегаз» может продолжать сжигание ПНГ на факелах в связи с отсутствием ограничений в отношении сжигания на факелах или экономических стимулов, поощряющих инвестиции в проекты утилизации ПНГ;
- Для продолжения сжигания ПНГ на факелах не требуется дополнительных инвестиций;
- При отсутствии проекта можно избежать рисков, связанных с отсутствием опыта строительства и эксплуатации ГТЭС;
- Не предвидится значительных изменений в российском экологическом законодательстве, которые требовали бы от ОАО «Сургутнефтегаз» прекращения сжигания ПНГ на факелах;
- В России не существует ограничений на выброс ПГ для компаний, и до 2012 года ввода таких ограничений не ожидается.

Более подробная информация содержится в следующем Разделе В.2.

Кроме того, проект способствует снижению загрязнения атмосферы, включая выбросы двуокиси азота, окиси азота, двуокиси серы, окиси углерода, углеводородов и сажи. В этой связи экологическая обстановка в районах расположения факелов должна значительно улучшиться.

**А.4.3.1. Оценка объема сокращений выбросов за зачетный период кредитования:**

	Количество лет
Продолжительность периода кредитования	5
Год	Расчетный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента $\text{CO}_2$
2008	1,229,256
2009	1,420,863
2010	1,560,378
2011	2,005,816
2012	2,117,986
Общий расчетный объем снижения выбросов за период кредитования (тонн эквивалента $\text{CO}_2$ )	8,334,300





Расчетный средний ежегодный объем снижения выбросов за период кредитования (тонн эквивалента CO <sub>2</sub> )	1,666,860
--	-----------

**A.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:**

Согласно российскому законодательству, письменное одобрение проекта предоставляется российским правительством на основе экспертного заключения, предоставленного независимой экспертной организацией. После получения одобрения в PDD и отчет о детерминации вносятся изменения, и отчет о детерминации приобретает окончательную форму.

Одобрение проекта Стороной В: Одобрение со стороны Великобритании будет получено после получения одобрения проекта Принимающей стороной.





## РАЗДЕЛ В. Базовая линия

### В.1. Описание и обоснование выбранной базовой линии:

В соответствии с пунктом 9 "Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга", версия 02 (далее "Руководство"), участники проекта могут выбрать:

- (а) подход для определения исходных условий и мониторинга, разработанные в соответствии с приложением В к руководящим принципам для СО (особый подход для СО), или
- (б) методологии определения исходных условий и мониторинга, утвержденные Исполнительным советом Механизма Чистого Развития (МЧР).

Разработчики ПТД выбрали Вариант (а) – особый подход для проектов СО для определения исходных условий (базового сценария) для настоящего проекта. Исходные условия (базовая линия) 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.

Для того чтобы определить самый правдоподобный и реалистичный сценарий исходных условий, ниже осуществляется подробный анализ вероятных альтернатив.

**Применение выбранного подхода - Определение базовой линии на основе выбора наиболее целесообразного из альтернативных сценариев**

#### **Идентификация и перечень вероятных сценариев базовой линии**

Предлагаемым проектом предполагается строительство шестнадцати ГТЭС общей установленной мощностью 444 МВт. ГТЭС используют ПНГ с ближайших нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». Электроэнергия, вырабатываемая ГТЭС, предназначена для удовлетворения потребностей нефтяных месторождений. До реализации проекта потребности нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии покрывались за счет электроэнергии, получаемой из Объединенной энергетической системы Урала. Разработчик PDD рассматривает только альтернативы, целесообразные для собственника проекта – ОАО «Сургутнефтегаз», т.е. связанные с его основной деятельностью по добыче нефти и природного газа. Такие гипотетические альтернативы проектного сценария, как выработка электроэнергии с передачей в энергосистему или выброс ПНГ в атмосферу, в дальнейшем не рассматриваются.

Сброс в атмосферу ПНГ в России запрещен. Наиболее дешевым и самым распространенным способом утилизации ПНГ в России является его сжигание на факелах. В 2002 году сжигание ПНГ на факелах являлось в России общепринятой практикой, особенно в таких отдаленных районах, как Ханты-Мансийский автономный округ. Согласно данным Национального центра геофизических данных, более 40 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ было сожжено на факелах в России в 2002 году. Кроме того, как следует из нижеследующей Схемы В.2-1, объем сжигания ПНГ возрастал не только до начала реализации проекта, но и в дальнейшем.

**Схема В.2-1 – Уровень сжигания ПНГ на факелах в России<sup>23</sup>.**

<sup>23</sup> [http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/flare\\_docs/Global\\_BCM\\_20100917.xls](http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/flare_docs/Global_BCM_20100917.xls)





Утилизация попутного нефтяного газа не приносит высоких прибылей нефтяным компаниям из-за низкой цены ПНГ. Цены на ПНГ регулируются Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и остаются откровенно низкими. Средняя цена ПНГ в 2002 году составляла 344<sup>24</sup> руб./тыс. м<sup>3</sup>, тогда как цена природного газа составляла 819 руб./тыс. м<sup>3</sup>. Кроме того, нефтяные месторождения обычно расположены далеко от конечных потребителей в районах со слаборазвитой инфраструктурой, и с точки зрения нефтяных компаний неразумно вкладывать средства в логистику газоснабжения. С учетом постоянного роста цен на нефть<sup>25</sup> нефтяные компании в России предпочитали вкладывать средства в основную деятельность – добычу и переработку нефти, а не в разработку технологий утилизации ПНГ.

Помимо того, что утилизация ПНГ не является привлекательной для российских нефтяных компаний в финансовом отношении, не существует четких законодательных ограничений, которые побуждали бы нефтяные компании к разработке технологий утилизации ПНГ. Сборы и штрафы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу весьма незначительны. До 01.07.2005 плата за выброс в атмосферный воздух метана составляла 0,05 руб/т в пределах установленных допустимых нормативов выбросов<sup>26</sup>. Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 01.07.2005 №410<sup>27</sup> с июля 2005 года по настоящее время плата за выброс метана, увеличена до 50 руб/т в пределах установленных допустимых нормативов выбросов. Даже этот увеличенный сбор, соответствующий 1,3 евро/т метана, не является существенным для того, чтобы заставить российские нефтяные компании вкладывать средства в утилизацию ПНГ.

Ниже рассматриваются альтернативные сценарии для собственника проекта:

Альтернативный сценарий 1: Продолжение сжигания газа на факеле и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 2: Строительство газопоршневых электростанций на ПНГ;

Альтернативный сценарий 3: Транспортировка и продажа ПНГ конечным пользователям и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

<sup>24</sup> [http://www.gks.ru/free\\_doc/new\\_site/prices/prom/CENA-PR.xls](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/prom/CENA-PR.xls)

<sup>25</sup> <http://fx-commodities.ru/category/oil/>

<sup>26</sup> Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации № 344 от 12 июня 2003 г.

<sup>27</sup> Вступило в силу с 20.07.2005 г.





Альтернативный сценарий 4: Переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 5: Строительство нового завода по переработке ПНГ и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 6: Закачка ПНГ в нефтяные скважины и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 7: Реализация проекта без использования механизма СО.

#### Определение наиболее целесообразного альтернативного сценария

Альтернативный сценарий 1: Продолжение сжигания газа на факелах и снабжение электроэнергией из энергосистемы. При принятии решения о реализации проекта, сжигание ПНГ на факеле являлось обычной практикой, которая применялась в России, и традиционной практикой, применявшейся на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». Продолжение сжигания ПНГ на факеле не запрещено российским законодательством или национальной политикой, и не существует законодательства, которое поощряло бы российские нефтяные компании к вложению средств в утилизацию ПНГ. Предполагается, что экологические сборы и штрафы могут быть увеличены лишь с 2012 года. Условия лицензий на разработку нефтяных месторождений не включают никаких обязательств по использованию ПНГ<sup>28</sup> или иные условия, которые поощряли бы ОАО «Сургутнефтегаз» за утилизацию ПНГ. Этот сценарий может рассматриваться в качестве сценария «Бизнес как обычно», который осуществлялся до реализации проекта, поскольку ПНГ традиционно сжигался на факеле, для продолжения сжигания на факеле не требуется каких бы то ни было инвестиций в сравнении с другими рассматриваемыми альтернативами и не существует каких бы то ни было технических или законодательных препятствий для продолжения «Бизнеса как обычно».

До реализации проекта потребности нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии покрывались за счет электроэнергии из внешней энергосистемы, ОЭС Урала. Спрос на электроэнергию для нефтяных месторождений десятилетиями покрывался за счет электроэнергии из энергосистемы, не существовало и не существует препятствий, которые ограничивали бы потребление электроэнергии из Единой энергосистемы Российской Федерации со стороны ОАО «Сургутнефтегаз».

До реализации проекта были построены две пилотных ГТЭС, Конитлорская ГТЭС и Тянская ГТЭС. Стоимость электричества, производимого этими двумя ГТЭС, была выше, чем стоимость электричества, покупаемого из внешней энергосистемы ОЭС Урала.

Необходимо отметить также, что выработка электроэнергии не является основным направлением деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Для ОАО «Сургутнефтегаз» более целесообразны инвестиции в добычу или переработку нефти, чем в выработку электроэнергии. Анализ инвестиций в следующем Разделе В.2 свидетельствует о том, что выработка электроэнергии также является менее предпочтительным вариантом, чем ее приобретение из энергосистемы.

#### Заключение

На основе вышеизложенного анализа и инвестиционного анализа, содержащегося в следующем Разделе В.2, Альтернативный сценарий 1 является наиболее целесообразным и эффективным базовым сценарием для всех ГТЭС проекта, кроме Лянгорской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС. Подробный анализ базового сценария для этих трех ГТЭС представлен в нижеследующем Альтернативном сценарии 3.

Альтернативный сценарий 2: Строительство газопоршневых электростанций. Эта альтернатива аналогична проектному сценарию, за исключением того, что электроэнергию предполагается вырабатывать с помощью газопоршневых электростанций (далее по тексту ГПЭС) вместо

<sup>28</sup> При посещении объекта экспертами было подтверждено, что лицензии на нефтяные месторождения, эксплуатируемые ОАО «Сургутнефтегаз», не содержат обязательного условия утилизации ПНГ.





газотурбинных электростанций. ГПЭС также позволяют удовлетворить потребности нефтяных месторождений в электроэнергии. Как и в проектном сценарии, строительство ГПЭС позволяет значительно увеличить степень утилизации ПНГ и снизить объемы поставки электроэнергии из внешней энергосистемы, т.е. ОЭС Урала. Данный вариант нельзя рассматривать в качестве приемлемого альтернативного сценария проекта по следующим причинам:

1. ГПЭС не обеспечивают достаточной статической и динамической стабильности выработки электроэнергии в сравнении с ГТЭС при использовании параллельно с энергосистемой и в автономном режиме. ГПЭС не предусматривают 100% наброса нагрузки, в связи с чем запуск мощных электродвигателей и других крупных потребителей невозможен. Электропитание потребителей мощности на нефтяных месторождениях осуществляется через протяженные сети 6-35 кВ, в результате чего часто возникают короткие замыкания, особенно во время грозы. В таких условиях, а также вследствие постоянных остановов и ремонта участков сети энергоснабжения падение нагрузки может составлять до 100%. Из-за низких возможностей ГПЭС по работе в условиях перегрузки падение нагрузки ведет к аварийным остановкам ГПЭС;
2. На момент принятия решения о реализации проекта (2001-2002) и даже в 2011 году не существовало и не существует газопоршневых энергоблоков (далее по тексту ГПЭБ) высокой индивидуальной мощности (сравнимой с мощностью газотурбинного блока 12 МВт), работающих на ПНГ. Энергоблоки меньшей мощности обычно имеют более низкий КПД, чем блоки с более высокой мощностью. Даже на время подготовки PDD (2011) ни одна ГПЭС не работала исключительно на ПНГ и с той же мощностью, что и большинство ГТЭС, включенных в проект (12-36 МВт). Российский производитель ГПЭС ОАО «Звезда-Энергетика» предлагает использовать отдельные газопоршневые блоки максимальной мощностью 1,7 МВт. Наиболее крупные ГПЭС (которые работают стабильно) имеют мощность 12 МВт, что не сравнимо с большей частью ГТЭС проекта, мощность которых составляет от 12 до 36 МВт (14 из 16 ГТЭС проекта имеют мощность 24-36 МВт). Даже в 2011 году (проект реализуется с 2001 года) отсутствовали примеры ГПЭС, которые работали бы стабильно на ПНГ и имели мощность более 12 МВт;
3. ГПЭС на ПНГ, построенные в тех же или близлежащих районах, обычно строились с задействованием киотских механизмов<sup>29</sup>. Поскольку общая практика показывает, что ГПЭС на ПНГ обычно реализуются в качестве проектов, основанных на киотском финансировании, они не могут рассматриваться в качестве альтернативы проекта;
4. Газопоршневые энергоблоки требуют применения топлива более высокого качества, чем газотурбинные блоки. Компонентный состав ПНГ может различаться. ПНГ включает ряд тяжелых фракций. Изменения в составе топлива, а также присутствие тяжелых фракций может привести к неконтролируемой детонации при сжатию ПНГ в камере сгорания ГПА. В результате неконтролируемой детонации происходит аварийный останов ГПЭС<sup>30</sup>.

#### Заключение

На основе вышеизложенного анализа следует считать, что Альтернативный сценарий 2 не может считаться целесообразным и эффективным базовым сценарием проекта.

<sup>29</sup> <http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/8da051804e4747508911ab7cc78c87dd/VP-PDD-Ver%5B2%2C3%5D.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=8da051804e4747508911ab7cc78c87dd>

[http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/886d43804f5bd142a9e3a904ded6671c/%D0%9E%D1%82%D1%87%D1%91%D1%82+%D0%BE+%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%BD%D0%B3%D0%B5\\_v2\\_En.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=886d43804f5bd142a9e3a904ded6671c](http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/886d43804f5bd142a9e3a904ded6671c/%D0%9E%D1%82%D1%87%D1%91%D1%82+%D0%BE+%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%BD%D0%B3%D0%B5_v2_En.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=886d43804f5bd142a9e3a904ded6671c)

<sup>30</sup> «Обработка нефти и газа для использования на газопоршневых электростанциях» М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов, ОАО «ГипроТюменьнефтегаз», 2009. Данное исследование было предоставлено верификатору.





**Альтернативный сценарий 3:** Транспортировка и продажа ПНГ конечным потребителям и приобретение электроэнергии для удовлетворения местных потребностей нефтяных месторождений в электроэнергии из энергосистемы. В Ханты-Мансийском автономном округе существует лишь два крупных потребителя ПНГ - Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2. Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2 снабжаются ПНГ с Федоровского нефтяного месторождения (не включено в проект) и Лянторского и Русскинского нефтяных месторождений. Сургутские ГРЭС работают на смеси ПНГ и природного газа, получаемого из газопровода, принадлежащего ОАО «Газпром».

Лянторская ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинская ГТЭС работают на ПНГ, который поставлялся на Сургутскую ГРЭС-1 и Сургутскую ГРЭС-2 до строительства ГТЭС. Поскольку ПНГ, потребляемый этими тремя ГТЭС, исторически поставлялся на Сургутскую ГРЭС и не существует препятствий для прекращения этой практики, поставка ПНГ может рассматриваться как наиболее приемлемый базовый сценарий для Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС.

Эффективность выработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 выше, чем на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС. На том же объеме ПНГ Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2 вырабатывают больше электроэнергии, чем Лянторская ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинская ГТЭС.

В то же время ОАО «Сургутнефтегаз» не может увеличить поставку ПНГ на Сургутские ГРЭС с других нефтяных месторождений по следующим причинам:

1. Сургутские ГРЭС работают на смеси ПНГ и природного газа и не могут работать только на ПНГ;
2. Сильная конкуренция в поставке топлива на Сургутские ГРЭС. Наряду с «Газпромом», топливо на Сургутскую ГТЭС поставляет также ОАО «НОВАТЭК»;
3. Сургутская ГРЭС-1 принадлежит ОАО «Вторая генерирующая компания» (ОГК-2), собственником которой является ОАО «Газпром». ОАО «Газпром» не заинтересовано в увеличении поставки ПНГ на Сургутскую ГРЭС-1, поскольку это повлечет снижение доли природного газа, поставляемого самим «Газпромом».

В 2002 году объем ПНГ, сжигаемого на факеле только на Федоровском и Лянторском нефтяных месторождениях, составил 650 млн. м<sup>3</sup> (примерно 65% ежегодного потребления ПНГ 16 ГТЭС, включенными в проект.

Очевидно, что, если бы ОАО «Сургутнефтегаз» имело возможность увеличить поставку ПНГ на Сургутские ГРЭС, эта возможность была бы использована.

В данном сценарии спрос на электроэнергию со стороны нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», можно было бы покрыть за счет электроэнергии из внешней энергосистемы, т.е. ОЭС Урала. Подробный анализ предложения электроэнергии содержится в приведенных выше материалах анализа Альтернативного сценария 1.

#### Заключение

На основе вышеизложенного анализа следует считать, что Альтернативный сценарий 3 может рассматриваться в качестве наиболее приемлемого сценария для Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС и не может рассматриваться в качестве приемлемого и эффективного базового сценария для остальных 13 ГТЭС, включенных в проект.

**Альтернативный сценарий 4:** Переработка ПНГ на установке по переработке ПНГ и снабжение электроэнергией для удовлетворения потребностей нефтяных месторождений из энергосистемы. ОАО «Сургутнефтегаз» традиционно поставлял ПНГ на Сургутский газоперерабатывающий завод (далее по тексту СГПЗ). После переработки на СГПЗ легкие фракции ПНГ поставлялись на Сургутские ГРЭС.

В 2001 году ОАО «Сургутнефтегаз» купил СГПЗ. В 2003 и 2006 г.г. завод был реконструирован и его мощность была увеличена до 4,2 млрд. м<sup>3</sup> в 2003 г. и до 7,2 млрд. м<sup>3</sup> в 2006 г.





В соответствии с политикой ОАО «Сургутнефтегаз», наиболее желательным вариантом переработки ПНГ является переработка ПНГ на СГПЗ. В результате такой политики загрузка СГПЗ в период с 2001 по 2011 год составляла 100%. В связи с полной загрузкой СГПЗ не существует возможности использования ПНГ, потребляемого в рамках проекта ГТЭС, на СГПЗ.

В рамках данного сценария спрос на электроэнергию со стороны нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», предполагается покрывать за счет электроэнергии из внешней энергосистемы, т.е. ОЭС Урала. Подробный анализ предложения электроэнергии содержится в приведенных выше материалах анализа Альтернативного сценария 1.

#### Заключение

На основе вышеизложенного анализа можно сделать вывод о том, что Альтернативный сценарий 4 не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

Альтернативный сценарий 5: Строительство нового завода по переработке ПНГ и снабжение электроэнергией из энергосистемы.

Теоретически существовала возможность построить новый завод по переработке ПНГ для целей утилизации ПНГ. Тем не менее, этот вариант не рассматривался в качестве альтернативы проектного сценария по следующим причинам:

1. В 2001 году ОАО «Сургутнефтегаз» не имело опыта эксплуатации хотя бы одного завода по переработке ПНГ. Строительство нового завода по переработке ПНГ было слишком рискованным делом, сопряженным со многими факторами неопределенности. Инвестиции в строительство актива, не относящегося к основному бизнесу, были необоснованными;
2. Одновременно с реализацией проекта ОАО «Сургутнефтегаз» купил Сургутский завод по переработке ПНГ. Одновременное строительство нового завода не имело смысла;
3. Строительство нового завода по переработке ПНГ автоматически предполагает строительство системы трубопроводов для сбора ПНГ с нефтяных месторождений, расположенных на расстоянии 100, 200 и 300 км друг от друга. Поскольку проектный сценарий предполагает использование ПНГ на месте, альтернативный сценарий, предполагающий строительство масштабной трубопроводной системы, не может рассматриваться в качестве приемлемой альтернативы проекту.
4. Большинство заводов по переработке ПНГ, построенные в том же или близлежащих районах, реализовались в качестве проектов на основе механизма Киотского протокола<sup>31</sup>, в связи с чем строительство нового завода по переработке ПНГ не может рассматриваться в качестве альтернативы проектному сценарию.

В данном сценарии потребность нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», в электроэнергии предполагается покрывать за счет внешней энергосистемы ОЭС Урала. Подробный анализ поставок электроэнергии представлен в изложенном выше Альтернативном сценарии 1.

#### Заключение

На основе вышеизложенного анализа следует считать, что Альтернативный сценарий 5 не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

<sup>31</sup> 1) [Утилизация попутного нефтяного газа Сугмутского нефтяного месторождения ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»](#)

2) [Утилизация попутного нефтяного газа \(ПНГ\) на Романовском нефтяном месторождении, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Российская Федерация;](#)

3) [Утилизация попутного нефтяного газа Западно-Салымского и Нижне-Шапшинского месторождений, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Россия](#)





**Альтернативный сценарий 6:** Закачка ПНГ в нефтяные скважины и приобретение электроэнергии для удовлетворения потребностей нефтяных месторождений из энергосистемы. Теоретически ПНГ можно было бы закачивать обратно в нефтяные скважины с целью увеличения коэффициента извлечения нефти. Исторически и вследствие геологических характеристик нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», давление в нефтяных и газоносных пластах поддерживалось путем закачки воды.

В рамках данного сценария спрос на электроэнергию со стороны нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», предполагается покрывать из внешней энергосистемы, т.е. ОЭС Урала. Подробный анализ предложения электроэнергии содержится в приведенных выше материалах анализа Альтернативного сценария 1.

#### Заключение

Вследствие геологических характеристик нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», Альтернативный сценарий 6 не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

**Альтернативный сценарий 7:** Реализация проекта без привлечения механизма СО. Реализация проекта без привлечения механизма СО не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного базового сценария в связи с тем, что данная альтернатива не является привлекательной в финансовом отношении. Детальный финансовый анализ содержится в следующем Разделе В.2.

#### Описание выбранного базового сценария

На основе приведенных выше результатов анализа можно сделать вывод, что наиболее целесообразным базовым сценарием текущего проекта является сочетание Альтернативного сценария 1 и Альтернативного сценария 3. Базовая линия может быть сформулирована следующим образом. При отсутствии проекта ПНГ, потребляемый всеми ГТЭС, включенными в проект, кроме Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, мог бы сжигаться на факелах, а ПНГ, потребляемый Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС мог бы поставляться на Сургутскую ГРЭС. Потребности нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» можно было бы удовлетворять за счет электричества, поставляемого из ОЭС Урала.

Теоретическое описание, а также формулы, используемые для расчетов, приводятся в нижеследующем Разделе D.

#### Ключевые факторы для определения базовой линии

##### Контролируемые параметры

Данные/Параметр	$PL_{SNG,y}$
Единицы данных	%
Описание	Потери электроэнергии в сети энергоснабжения ОАО «Сургутнефтегаз» в году $y$
Время определения/мониторинга	Ежегодно
Источник использованных данных (которые будут использованы)	Данный параметр рассчитывается управлением энергетики ОАО «Сургутнефтегаз» на основании «Инструкций по расчету и анализу технологического потребления электроэнергии для передачи в энергосистему» И 34-70-030-87 и принимается ежегодно Региональной энергетической комиссией (РЭК) Тюменской области ХМАО и ЯНАО. Мониторинг осуществляется только на основании данных, принятых РЭК.





Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	% годовых потерь	Год	Источник <sup>32</sup>
	3.14	2008	Утвержден РЭК
	3.14	2009	Утвержден РЭК
	3.10	2010	Утвержден РЭК
	3.10	2011	Принимается равным значению на 2010 год
	3.10	2012	Принимается равным значению на 2010 год
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Значения принимаются официальным российским органом - Региональной энергетической комиссией (РЭК) Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа.		
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Неприменимо.		
Комментарии			

Данные/Параметр	$V_{h, ГТЭС i, m}$	
Единицы данных	%	
Описание	Объем углеводородов типа $h$ в попутном нефтяном газе, потребленном ГТЭС $i$ в месяце $m$	
Время определения/мониторинга	Ежемесячный мониторинг	
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Объемные фракции углеводородов в ПНГ контролируются ежемесячно для каждой ГТЭС, включенной в проект. Определение компонентного состава ПНГ производится в лабораториях ОАО «Сургутнефтегаз».	
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	Тип компонентов ПНГ (типы $h$ углеводородов)	Объемные фракции углеводородов типа $h$ (%) <sup>33</sup>
	Метан (CH <sub>4</sub> )	79,79
	Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6,59
	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	6,10
	i-бутан (метилпропан; C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,99
	n-бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1,95
	i-пентан (метилбутан; C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,42
	n-пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,45
C <sub>6</sub> + (гексаны и выше)	0,36	

<sup>32</sup> Материалы, подтверждающие используемые параметры за 2008-2010 г.г. были предоставлены проверяющим экспертам.

<sup>33</sup> Предварительные расчеты сокращений выбросов производятся на основе усредненного состава ПНГ в 2010 году для каждого нефтяного месторождения. Средневзвешенный состав ПНГ на 13 месторождениях в 2010 году приводится в таблице. Точный состав ПНГ для каждого конкретного месторождения можно найти в нижеследующем Приложении 4.





Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Объем потребления ПНГ измеряется с помощью сертифицированных и надлежащим образом калиброванных измерительных приборов. Объемные фракции углеводородов определяются лабораториями, оборудованными сертифицированными и надлежащим образом калиброванными приборами.
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Все измерения производятся только с использованием сертифицированного и надлежащим образом калиброванного оборудования.
Комментарии	Предварительные расчеты сокращений выбросов произведены на основе среднего состава ПНГ в 2010 году по каждому месторождению. Точный состав ПНГ по каждому конкретному месторождению можно найти в нижеследующем Приложении 4.

Данные/Параметр	b <sub>ГТЭС,у</sub>					
Единицы данных	g.f.e. / кВтч					
Описание	Коэффициент удельного расхода топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Рускинской ГТЭС в году у.					
Время определения/мониторинга	Ежегодно					
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Внутрипромышленное отделение сбора и утилизации нефтяного газа ОАО «Сургутнефтегаз» (далее по тексту IPGGUD)					
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	ГТЭС	2008	2009	2010	2011	2012
	Лянторская ГТЭС-1	388	378	378	378	378
	Лянторская ГТЭС-2	404	399	399	399	399
	Рускинская ГТЭС	404	404	404	404	404
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Счетчики электроэнергии проверяются и калибруются в соответствии с российским законодательством.					
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Счетчики электроэнергии проверяются и калибруются в соответствии с российским законодательством.					
Комментарии	Данные на 2008-2010 г.г. – фактические значения; 2011-2012 – прогнозные значения;					

**Неконтролируемые параметры**

Данные/Параметр	E <sub>F ELEC,grid,y</sub>
Единицы данных	t CO <sub>2</sub> / МВт
Описание	Коэффициент выброса углерода для сетевой выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году у. Все ГТЭС.





	включенные в проект, расположены в Ханты-Мансийском автономном округе, который относится к ОЭС Урала <sup>34</sup> .	
Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза.	
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Отчет ЕБРР (Европейский банк реконструкции и развития) «Разработка коэффициентов выброса углерода для электроэнергетической отрасли России» <sup>35</sup>	
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	<b>Год</b>	<b>Коэффициент сетевой эмиссии (т CO<sub>2</sub>/ МВт)</b>
	2008	0,576 <sup>36</sup>
	2009	0,576
	2010	0,582
	2011	0,609
	2012	0,649
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Применимые коэффициенты эмиссии были детерминированы TÜV Süd.	
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Применимые коэффициенты эмиссии были детерминированы TÜV Süd.	
Комментарии		

Данные/Параметр	$EF_{NG,CO_2}$
Единицы данных	кг CO <sub>2</sub> /ГДж
Описание	Коэффициент эмиссии для сжигания природного газа.
Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза.
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Руководство по национальному контролю выбросов парниковых газов, т. 2: Энергетика, Гл. 2: Стационарное сжигание (с исправлениями по состоянию на апрель 2007), IPCC, 2006
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	56.1 кг CO <sub>2</sub> /ГДж
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Рекомендовано в качестве значения по умолчанию Межправительственной группой по изменению климата.
Примененные (которые будут применены) процедуры	Рекомендовано в качестве значения по умолчанию

<sup>34</sup> [http://so-ups.ru/index.php?id=odu\\_ural](http://so-ups.ru/index.php?id=odu_ural)

<sup>35</sup> С данным исследованием (отчетом) можно ознакомиться на следующем веб-сайте, справочная информация имеется на с.с. 4-19:

[http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline\\_Study\\_Russia.pdf](http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf)

<sup>36</sup> В отчете ЕБРР не учтен коэффициент сетевой эмиссии на 2008 г. В целях консервативного подхода применялся коэффициент эмиссии за период 2009-2012 г.г.





применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Межправительственной группой по изменению климата.
Комментарии	

Данные/Параметр	UF
Единицы данных	%
Описание	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ
Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза. <sup>37</sup>
Источник использованных (которые будут использованы) данных	«Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках» НИИ «Атмосфера», утвержденная Государственным комитетом по охране окружающей среды Российской Федерации (приказ от 08.04.98 №199)
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	3,5%
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	В соответствии с методикой данное значение рекомендуется в качестве значения по умолчанию
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Неприменимо
Комментарии	В соответствии с методикой НИИ Атмосферы в условиях неполного сгорания метана на факелах с образованием сажи создаются условия для увеличения эмиссии CO в сравнении со сжиганием на факелах в ГТЭС (проектный сценарий). Образование CO с коэффициентом эмиссии 0,25 кг CO/ кг ПНГ (в соответствии с методикой НИИ Атмосферы) не учитывается, поскольку CO фактически окисляется с образованием CO <sub>2</sub> . Этот базовый CO <sub>2</sub> принимается равным CO <sub>2</sub> в проектном сценарии. Данный подход соответствует положениям IPCC. IPCC четко указывает, что CO окисляется в CO <sub>2</sub> и участие этого CO <sub>2</sub> может быть учтено <sup>38</sup> .

Данные/Параметр	плотность <sub>n</sub>
Единицы данных	10 <sup>-6</sup> Gg /м <sup>3</sup> (кг/м <sup>3</sup> )
Описание	Это плотность углеводорода типа <i>n</i> . Данный параметр конвертирует объем углеводорода в массу углеводорода

<sup>37</sup> Методика и свидетельства, подтверждающие использование коэффициента неполного сгорания, были предоставлены проверяющим экспертам во время поездки на объект.

<sup>38</sup> 2006 МГ ИК Руководство по национальным инвентаризациям парниковых газов Том 1, Гл. 7, раздел 7.2 стр. 7.6. [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1\\_Volume1/V1\\_7\\_Ch7\\_Precursors\\_Indirect.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_7_Ch7_Precursors_Indirect.pdf)





Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза.	
Источник использованных (которые будут использованы) данных	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» <sup>39</sup>	
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	<b>Тип компонентов ПНГ (типы h углеводородов)</b>	<b>Плотность реального газа (кг/м<sup>3</sup>)</b>
	Метан (CH <sub>4</sub> )	0,67
	Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1,26
	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1,86
	i-бутан (метилпропан; C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2,49
	n-бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2,50
	i-пентан (метилбутан; C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3,15
	n-пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3,17
C <sub>6</sub> + (гексаны и выше)	3,90	
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Значения рассчитаны на основе принятого официального стандарта ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана для анализа верификатору.	
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Расчет плотности по каждому типу углеводородов был предоставлен верификатору в форме таблицы Excel. Точные ссылки на формулы или данные ГОСТ приводятся в таблице Excel.	
Комментарии	Значение ПЛОТНОСТИ принимается при 20°C и давлении 1 атмосфера (стандартные условия).	

Данные/Параметр	SMF <sub>h</sub>	
Единицы данных	г CO <sub>2</sub> экв. /т углеводорода типа h	
Описание	<p>Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент CO<sub>2</sub>, образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h</p> <p>Коэффициент рассчитывается следующим образом:  <math>SMF_h = \text{молярная масса CO}_2 (44 \text{ г/моль}) * \text{сумма атомов углерода в углеводороде типа h (2 для этана, 3 для пропана и т.п.)} / \text{молярная масса углеводорода типа h (молярные массы берутся по ГОСТ 31369-2008)}</math></p>	
Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза.	
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана для анализа верификатору.	
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	<b>Тип компонентов ПНГ (типы h углеводородов)</b>	<b>Стехиометрический массовый коэффициент (т/т)</b>

<sup>39</sup> [http://www.gazanaliz.ru/standards/gost\\_gasGC\\_2008/GOST\\_31369-2008/gost\\_31369-2008.html](http://www.gazanaliz.ru/standards/gost_gasGC_2008/GOST_31369-2008/gost_31369-2008.html)





	Метан (CH <sub>4</sub> )	2,75
	Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	2,93
	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,99
	i-бутан (метилпропан; C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	3,03
	n-бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	3,03
	i-пентан (метилбутан; C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3,05
	n-пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3,05
	C <sub>6</sub> + (гексаны и выше)	3,06
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Стехиометрические массовые коэффициенты рассчитываются на основе известных молярных масс углерода (C), водорода (H), кислорода (O) и данных ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами молярных масс каждого углеводорода была передана для анализа верификатору.	
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Стехиометрические массовые коэффициенты рассчитываются на основе известных молярных масс углерода (C), водорода (H), кислорода (O) и данных ГОСТ 31369-2008. Процедуры гарантирования качества/контроля качества не требуются. Таблица в формате Excel с расчетами молярных масс каждого углеводорода была передана для анализа верификатору.	
Комментарии		

Данные/Параметр	GWP <sub>CH4</sub>
Единицы данных	-
Описание	Потенциал метана в отношении глобального потепления
Время определения/мониторинга	по умолчанию
Источник использованных (которые будут использованы) данных	В соответствии с Потенциалами глобального потепления UNFCCC, <a href="http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php">http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php</a>
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	21
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Решения UNFCCC и Киотский протокол (значение 21 подлежит применению в первый период принятия обязательств по Киотскому протоколу)
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Неприменимо.
Комментарии	

Данные/Параметр	PL <sub>grid,y</sub>
Единицы данных	%





Описание	Потери электроэнергии во внешней энергосистеме
Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза.
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Отчет ЕБРР (Европейский банк реконструкции и развития) «Разработка коэффициентов выброса углерода для электроэнергетической отрасли России» <sup>40</sup>
Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	12 %
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Применимое значение было детерминировано TÜV Süd.
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Применимое значение было детерминировано TÜV Süd.
Комментарии	-

Данные/Параметр	ГрЭС		
Единицы данных	g.f.e. / кВтч		
Описание	Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2.		
Время определения/мониторинга	Определяется на этапе подготовки PDD и фиксируется в качестве прогноза.		
Источник использованных (которые будут использованы) данных	Оператором Сургутской ГРЭС-1 является ОАО «ОГК-2», оператором Сургутской ГРЭС-2 является ОАО «ОГК-4». Коэффициент удельного расхода условного топлива (УРУТ) для выработки электроэнергии за период 2007-2009 был исследован для обеих компаний с использованием более низкого значения коэффициента УРУТ.		
	Компания	УРУТ (г.у.т. / кВтч)	
		2007 <sup>41</sup>	2008 <sup>42</sup>
	ОГК-2	344.5	347.5
	ОГК-4	324.1	325.5
			2009 <sup>33</sup>
			347.2
			322.2

<sup>40</sup> С данным исследованием (отчетом) можно ознакомиться на следующем веб-сайте, справочная информация имеется на с.с. 2-29:

[http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline\\_Study\\_Russia.pdf](http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf)

<sup>41</sup> Согласно докладу «Функционирование и развитие российского электроэнергетического сектора в 2007 году», подготовленному Закрытым акционерным обществом «Агентство энергетических прогнозов», с. 64. С данным докладом можно ознакомиться на официальном веб-сайте Агентства после бесплатной регистрации. [http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2007/anons\\_doklada2007.php](http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2007/anons_doklada2007.php)

<sup>42</sup> Согласно докладу «Функционирование и развитие российского электроэнергетического сектора в 2009 году», подготовленному Закрытым акционерным обществом «Агентство энергетических прогнозов», с. 71. С данным докладом можно ознакомиться на официальном веб-сайте Агентства после бесплатной регистрации. <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=44418&login=yes>





Значение примененных данных (для предварительных расчетов)	322.2
Обоснование выбора данных или описание методов изменений и примененных (которые будут применены) процедур	Использовано более консервативное значение.
Примененные (которые будут применены) процедуры оценки качества и контроля качества (QA/QC)	Неприменимо.
Комментарии	

**В.2. Описание того, как антропогенные выбросы парниковых газов по источникам будут сокращены ниже уровня выбросов, который мог бы существовать при отсутствии проекта СО:**

В соответствии с пунктом 2 Приложения I к "Руководству по критериям для определения исходных условий и мониторинга" версия 02, дополнительность может быть продемонстрирована, в частности, с помощью одного из следующих подходов:

- (a) Предоставление отслеживаемой и прозрачной информации, показывающей, что исходные условия были определены на основе консервативных предположений, что проектный сценарий не является частью определенных для проекта исходных условий, и что проект приведет к сокращению антропогенных выбросов из источников или увеличению чистой антропогенной абсорбции поглотителями парниковых газов;
- (b) Предоставление отслеживаемой и прозрачной информации о том, что аккредитованная независимая организация уже положительно подтвердила, что такого рода проект реализован (будет реализован) при сравнимых обстоятельствах (те же меры по сокращению выбросов ПГ, в той же стране, с применением подобной технологии, подобного масштаба) и приведет к сокращению антропогенных выбросов из источников или увеличению чистой антропогенной абсорбции поглотителями, которое является дополнительным к тому, что имело бы место иначе с обоснованием, почему это определение имеет отношение к данному проекту;
- (c) Применение наиболее последней версии «Инструмента для демонстрации и оценки дополнительнойности» («Инструмента для демонстрации и оценки дополнительнойности»), утвержденной Исполнительным советом МЧР (с учетом льготного периода в два месяца, когда ПГД представляется для публикации на веб-сайте РКИК ООН), или любого другого метода доказательства дополнительнойности, утвержденного Исполнительным советом МЧР.

В данном случае был применен подход (c) для демонстрации дополнительнойности проекта. Была применена последняя версия 05.2 «Инструмента для демонстрации и оценки дополнительнойности» (далее - «Инструмент»).

«Инструментом» предусмотрены следующие шаги:

- Шаг 1: Выявление альтернатив для деятельности по проекту в соответствии с действующим законодательством и нормативно-правовым регулированием;
- Шаг 2: Инвестиционный анализ (включая анализ чувствительности);
- Шаг 3: Анализ барьеров (необязательно);
- Шаг 4: Анализ общей практики.

В соответствии с положениями «Инструмента», для оценки дополнительнойности проекта были применены Шаги 1, 2 и 4.





**Шаг 1. Выявление альтернатив для деятельности по проекту в соответствии с действующим законодательством и нормативно-правовым регулированием.**

**Под-шаг 1а: Определение альтернатив проектной деятельности:**

Ниже приводится описание альтернатив проекта СО «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации».

Целесообразные альтернативные сценарии определены и проанализированы в предыдущем Разделе В.1 Возможны следующие альтернативные варианты:

Альтернативный сценарий 1: Продолжение сжигания газа на факеле и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 2: Строительство газопоршневых электростанций на ПНГ;

Альтернативный сценарий 3: Транспортировка и продажа ПНГ конечным пользователям и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 4: Переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 5: Строительство нового завода по переработке ПНГ и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 6: Закачка ПНГ в нефтяные скважины и снабжение электроэнергией из энергосистемы;

Альтернативный сценарий 7: Реализация проекта без использования механизма СО.

**Под-шаг 1б: Соответствие обязательным для исполнения законам и нормативно-правовому регулированию:**

Не существует особой государственной и/или отраслевой политики и обстоятельств, которые оказывали бы серьезное влияние на указанные выше альтернативы. Реализация всех альтернатив, включая сам проектный сценарий, предполагает получение различных одобрений, лицензий и разрешений, предусмотренных законодательством, однако ни один из разрешительных документов не может рассматриваться в качестве препятствующего или запрещающего. Все документы могут быть получены в обычном порядке.

Кроме того, не существует особой национальной и/или отраслевой политики и обстоятельств, которые ограничивали бы сжигание ПНГ на факелах для ОАО «Сургутнефтегаз». Основными документами, регулирующими практику сжигания ПНГ на факелах, являются:

- Закон Российской Федерации «О недрах» № 2395-1 от 21.02.1992;
- Лицензии на эксплуатацию нефтяных месторождений (Лицензии выдаются Министерством природных ресурсов Российской Федерации);
- Федеральный закон № 7 «О защите окружающей среды» от 10 января 2002 г.

Ни один из указанных документов не содержит прямых ограничений в отношении сжигания ПНГ на факеле. На момент принятия решения о реализации проекта лицензии на эксплуатацию нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», также не содержали никаких обязательств в отношении утилизации ПНГ<sup>43</sup>.

**Шаг 2. Инвестиционный анализ**

В соответствии с «Инструментом», должно быть установлено, что предлагаемая проектная деятельность не является:

- а) наиболее привлекательной в экономическом или финансовом отношении; или
- б) обоснованной с экономической или финансовой точки зрения без поступлений от продажи единиц сокращения выбросов (ЕСВ).

<sup>43</sup> Лицензии были предъявлены проверяющим экспертам для изучения.





Выбирается вариант (b). Проведенный инвестиционный анализ подтверждает, что без поступлений от реализации ЕСВ проект не является привлекательным в финансовом отношении.

**Под-шаг 2a: Определение приемлемого метода анализа**

В соответствии с «Инструментом», на этом этапе доказательства дополнительности проекта, разработчик проекта может использовать один из следующих видов анализа: простой анализ затрат, сравнительный инвестиционный анализ или сравнительный анализ (benchmark analysis). Простой анализ затрат к этому проекту не применим, так как деятельность по проекту и определенные при Шаге 1 альтернативы, генерируют финансовые доходы иные, чем доходы, связанные с CO.

Участники проекта решили использовать сравнительный анализ в соответствии с Инструментом.

**Под-шаг 2b: Вариант III. Применение сравнительного анализа**

В качестве финансового показателя в процессе сравнительного анализа использована внутренняя норма доходности.

**Под-шаг 2c: Расчет и сравнение финансовых показателей**

**Параметры, используемые в финансовом анализе**

Параметры, используемые в финансовом анализе, имеют в основе цифры, предоставленные ОАО «Сургутнефтегаз» по состоянию на момент принятия окончательного решения о реализации проекта. Эти цифры представлены детально в следующей таблице В.2.1:

Таблица В. 2-1. Параметры, используемые в финансовом анализе

Позиция	Единица измерения	Значение	Источник происхождения данных
Общий объем инвестиций	тыс.руб.	8 658 000	Предварительный анализ издержек
Срок реализации проекта	Год	20	Срок реализации проекта был принят равным сроку эксплуатации основного оборудования – ГТУ <sup>44</sup>
Требуемая внутренняя норма доходности (реальная)	%	15	Требуемая внутренняя норма доходности действующего проекта была рассчитана на основе «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» № ВК 477, одобренных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительству, архитектуре и жилищной политике РФ 21.06.1999. Указанная методика обычно применяется в России в качестве

<sup>44</sup> Документальное подтверждение срока эксплуатации ГТУ было предоставлено проверяющим экспертам.





			основы для инвестиционного анализа. Показатель был рассчитан как = Ставка рефинансирования Российской Федерации с 2000 по 2002 год (25%) - уровень инфляции за 2001 год (12.7%) + 3% поправка на риск = 15.3 %. Принято консервативное значение эталонного показателя 15%.
Налог на недвижимость	%	2	Ставки налога на недвижимость устанавливаются субъектами Российской Федерации и не могут превышать 2,2 процента (Статья 380 Налогового кодекса Российской Федерации)
Налог на прибыль	%	24,00	Статья 284 Налогового кодекса Российской Федерации
Средняя стоимость электроэнергии	тыс. руб./ МВтч	0.701	Рассчитано на основе фактических цен на электроэнергию, закупаемую ОАО «Сургутнефтегаз» из энергосистемы
Стоимость 1 МВт мощности	тыс. руб./ МВт	19 500,00	Фактическая стоимость 1 МВт мощности для Конитлорской ГТЭС и Тянской ГТЭС <sup>45</sup>
Операционные издержки	%	10	Величина применимых операционных издержек (ОРЕХ = 10% CAPEX) была определена участниками проекта на основе операционных данных по Тянской и Конитлорской ГТЭС. Фактический размер операционных издержек для двух пилотных ГТЭС на 2001 год составлял примерно 7% величины CAPEX за период <u>менее полугода</u> . Принято консервативное значение операционных издержек для года в целом, составляющее примерно 10%. <sup>46</sup>

<sup>45</sup> Выдержка из учетной документации, подтверждающая стоимость 1 МВт мощности, была предоставлена проверяющим экспертам.

<sup>46</sup> Свидетельства, подтверждающие размер операционных расходов, были предоставлены проверяющим экспертам.





Таблица В.2-2 Экономические показатели проекта.

Данные	Единица измерения	Проектная деятельность
Инвестиции	тыс. руб.	8 658 000
ВНД	%	7,82%

**Под-шаг 2d: Анализ чувствительности**

Анализ чувствительности был проведен по нескольким факторам:

- Уровень инвестиционных расходов;
- Цена электроэнергии;
- Эксплуатационные издержки.

Чувствительность проекта к изменению основных параметров анализируется ниже (см. таблицу В.2-3)

Для проведения анализа чувствительности и оценки его результатов были определены важнейшие факторы, оказывающие влияние на проект. В их число входят: изменение суммы инвестиций и цены за т.у.т. Интервал изменений принимается от -10% до +10%.

Таблица В.2-3. Экономические показатели анализа чувствительности

Параметр		ВНД, %
Инвестиции	-10%	10,06%
	+10%	5,88%
Цена электроэнергии	-10%	5,68%
	+10%	9,84%
Эксплуатационные издержки	-10%	8,72%
	+10%	6,91%

**Вывод по Шагу 2**

Как следует из приведенных выше таблиц, в рамках изменений указанных параметров деятельность в рамках проекта не является прибыльной для компании. В этой связи предусмотренная проектом деятельность не является вариантом, наиболее привлекательным в финансовом отношении.

**Шаг 3. Анализ барьеров**

Неприменимо к проектным мероприятиям.

**Шаг 4. Анализ общей практики**

**Под-шаг 4a: Анализ другой деятельности, аналогичной предлагаемой проектной деятельности:**

Аналогичная проектная деятельность (за исключением проектов утилизации ПНГ, реализуемых в качестве проектов СО) в Ханты-Мансийском округе не наблюдается.





Основная часть проектов, направленных на утилизацию ПНГ в России, реализуются с учетом механизмов СО<sup>47</sup>. Прочие проекты утилизации ПНГ, реализуемые в Ханты-Мансийском автономном округе, а также находящиеся в Ямало-Ненецком автономном округе, осуществляются как проекты СО<sup>48</sup>. В соответствии с Инструментом, другие мероприятия СО не рассматриваются в рамках анализа общей практики.

Таким образом, можно сделать вывод, что проектные мероприятия не являются обычной практикой в Ханты-Мансийском автономном округе.

**Под-шаг 4b: Обсуждение любых аналогичных реализуемых вариантов:**

Как указано в Под-шаге 4а, проектные мероприятия не являются обычной практикой, и аналогичные мероприятия в регионе осуществляются как проекты СО.

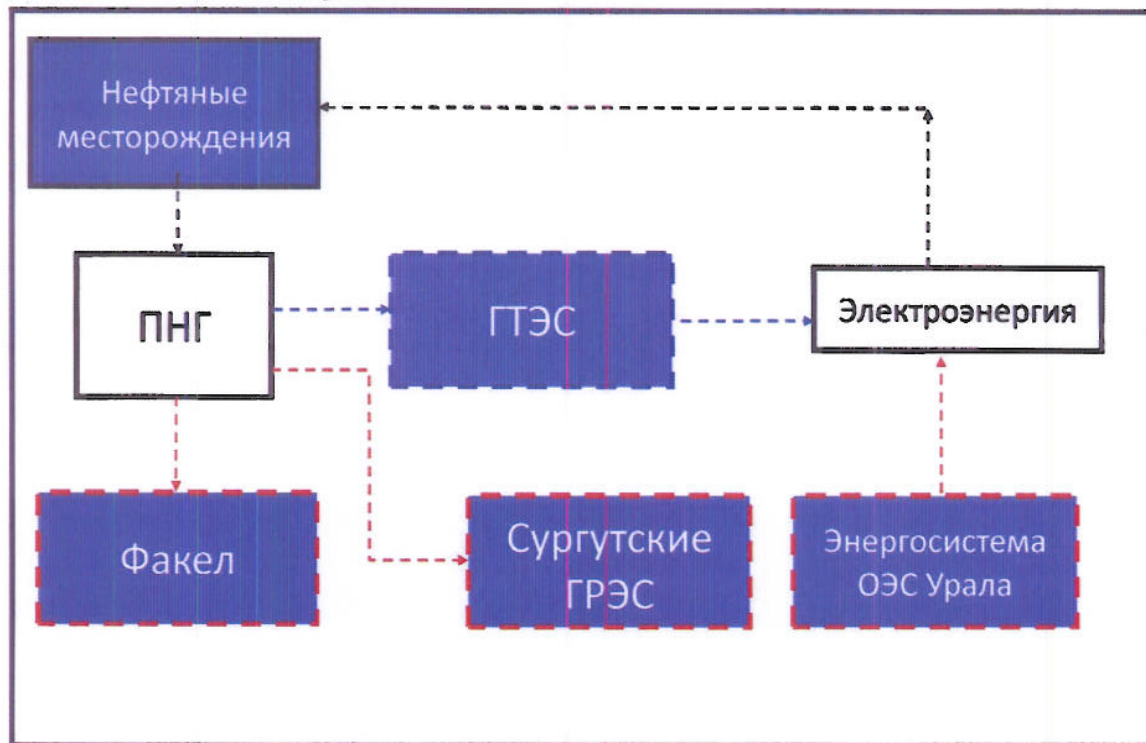
**Вывод**

На основе вышеизложенного анализа можно сделать вывод о том, что проектная деятельность является дополнительной.

**В.3. Описание того, каким образом определение границ проекта применяется к проекту:**

Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из границ проекта, представлены в следующей таблице В.3-1.

Рисунок В.3-1 Границы проекта.



-----> Проектный сценарий

-----> Базовый сценарий

-----> Проектный и базовый сценарии

<sup>47</sup> [http://ji.unfccc.int/JI\\_projects/DeterAndVerif/Verification/PDD/index.html](http://ji.unfccc.int/JI_projects/DeterAndVerif/Verification/PDD/index.html) Проекты СО 41, 52, 90, 108, 114, 142, 160, 171 и 184.

<sup>48</sup> [http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/bv\\_ru/local/home/news/news-ghg-yugragasprocessing?presentationtemplate=bv\\_master/news\\_full\\_story\\_presentation](http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/bv_ru/local/home/news/news-ghg-yugragasprocessing?presentationtemplate=bv_master/news_full_story_presentation)  
[http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/bv\\_ru/local/home/news/news-ghg-gazpromneft?presentationtemplate=bv\\_master/news\\_full\\_story\\_presentation](http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/bv_ru/local/home/news/news-ghg-gazpromneft?presentationtemplate=bv_master/news_full_story_presentation)





Природный газ из газовой шапки Верхненадымского нефтяного месторождения может быть использован на Верхненадымской ГТЭС в качестве резервного топлива. Небольшие объемы природного газа были использованы лишь однажды в течение периода 2007-2010 гг. Выбросы при сжигании природного газа в 2009 году составили около 0,2% от ежегодного снижения выбросов в результате реализации проекта. Базовый объем выбросов для этого количества природного газа, по-видимому, будет почти таким же, как и при сжигании любым другим способом. С учетом того, что объем потребления природного газа был весьма незначительным и выбросы от его сгорания составляют менее 1% от ежегодного снижения выбросов, полученного в результате реализации проекта в 2009 году, выбросы такого рода были сочтены ничтожно малыми и в целях упрощения расчетов во внимание не принимаются<sup>49</sup>.

В соответствии с методикой, разработанной НИИ Атмосферы, которая используется в качестве источника данных для расчета коэффициента неполного сгорания метана, неполное сгорание метана при сжигании на факелах при сажевом горении согласно базовому сценарию предполагает более высокий объем выброса CO в сравнении со сжиганием на ГТЭС по проектному сценарию.

Выбросы CO в базовом сценарии с коэффициентом эмиссии 0,25 кг CO/ кг ПНГ (согласно методике, применяемой НИИ Атмосферы) не учитываются, поскольку предполагается, что CO будет фактически доокисляться до CO<sub>2</sub>. Количество базового CO<sub>2</sub> считается равным количеству CO<sub>2</sub> в проектном сценарии. Данный подход соответствует положениям МГЭИК. МГЭИК четко указывает на то, что CO окисляется в CO<sub>2</sub> и участие такого CO<sub>2</sub> может быть учтено<sup>50</sup>.

Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из границ проекта представлены в следующей таблице В.3-1.

Таблица В.3-1 Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из границ проекта

	Источник	Газ	Включено/ Исключено	Обоснование/Пояснение
Базовая линия	Выработка электроэнергии электростанциями, подсоединенными к Объединенной энергетической системе Урала	CO <sub>2</sub>	Включено	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Исключено	Исключено для целей упрощения в связи с незначительным объемом выбросов. Этот подход соответствует существующим методикам CDM <sup>51</sup> .
		N <sub>2</sub> O	Исключено	
	Сжигание попутного нефтяного газа на факеле	CO <sub>2</sub>	Исключено	Выброс CO <sub>2</sub> при сжигании ПНГ как в базовой линии, так и в проектном сценарии почти равны и с целью упрощения исключаются. Дополнительные выбросы CO <sub>2</sub> в проектном сценарии вследствие полного окисления метана, который недожигается в базовом

<sup>49</sup> Данный подход соответствует подпункту (iii) статьи 14 «Рекомендации по критериям установления и мониторинга базовой линии»

<sup>50</sup> 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 1, Chapter 7, box 7.2 page 7.6. [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1\\_Volume1/V1\\_7\\_Ch7\\_Precursors\\_Indirect.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_7_Ch7_Precursors_Indirect.pdf)

<sup>51</sup> Методика определения базовой линии для электростанций на природном газе, подсоединенных к энергосистеме, AM0029/версия 03, Одобренная методика, Исполнительный совет CDM





	Источник	Газ	Включено/ Исключено	Обоснование/Пояснение
				сценарии, включены в проектные выбросы.
		CH <sub>4</sub>	Включено	Основной источник выбросов.
		N <sub>2</sub> O	Исключено	Считаются ничтожно малыми.
Проектная деятельность	Сжигание попутного нефтяного газа на ГТЭС для целей выработки электроэнергии	CO <sub>2</sub>	Включено	Основной источник выбросов. Выброс CO <sub>2</sub> при сжигании ПНГ как в базовой линии, так и в проектном сценарии почти равны. Включены лишь дополнительные выбросы CO <sub>2</sub> вследствие полного окисления углеводородов, которые недожигаются в базовом сценарии.
		CH <sub>4</sub>	Исключено	Считаются ничтожно малыми.
		N <sub>2</sub> O	Исключено	
Потери	Выбросы вследствие снижения выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2.	CH <sub>4</sub>	Включено	Основной источник выбросов.

**В.4. Дополнительная информация о базовой линии, включая дату установления базовой линии и имя (имена) лица (лиц)/организации (организаций), устанавливающих базовую линию:**

Дата определения базовой линии: 14/01/2010

Базовая линия была определена компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

E-mail: [emissions@gazprom-mt.com](mailto:emissions@gazprom-mt.com)

«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» является участником проекта, указанным в Приложении 1.





**РАЗДЕЛ С. Срок реализации проекта / период кредитования**

**С.1. Дата начала проекта:**

23/04/2002 (дата подписания договора на поставку оборудования для первой ГТЭС - Лукьявинской)

**С.2. Предполагаемый срок жизни проекта:**

20 лет / 240 месяцев (срок эксплуатации основного оборудования -- газовых турбин)

**С.3. Продолжительность периода кредитования:**

5 лет / 60 месяцев. 01/01/2008 – 31/12/2012.





Комитет по надзору за совместной реализацией

**РАЗДЕЛ D. План мониторинга**

**D.1. Описание избранного плана мониторинга:**

При разработке плана мониторинга разработчик использовал особый подход для проектов совместного осуществления принимая 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".

Здесь используются также элементы одобренной методики мониторинга АМ0029 «Подключённые к энергосистеме электростанции, использующие топливо из невозобновляемых источников с меньшим выделением ПГ», версия 03.

План мониторинга предназначен для расчета и регистрации снижения выбросов ПГ на шестнадцати ГТЭС, оператором которых является ОАО «Сургутнефтегаз», в полной и прозрачной форме. План мониторинга имеет в основе существующие системы измерения параметров топлива и энергии, а также проведенную компанией оценку экологических последствий и определен в соответствии с ними. За реализацию плана мониторинга отвечают четыре управления:

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

Процесс мониторинга не требует внесения каких бы то ни было изменений в существующую систему сбора и хранения данных. Все необходимые данные обрабатываются и регистрируются в процессе повседневной деятельности ГТЭС. Данные плана мониторинга должны сохраняться не менее двух лет после передачи последних ЕСВ в отношении проекта.

Краткое описание проекта и базового сценария и контролируемых составляющих представлены ниже:

**I. Описание проектного сценария**

Согласно проектной концепции, строится шестнадцать ГТЭС с общей установленной мощностью 444 МВт. ГТЭС работают на ПНГ из близлежащих нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». ГТЭС предназначены для покрытия потребностей в электроэнергии нефтяных месторождений. Реализация проекта позволяет значительно увеличить утилизацию ПНГ и снизить объемы потребления электроэнергии из внешней энергосистемы, т.е. ОЭС Урала. ОЭС Урала является одной из шести ОЭС в составе Единой энергосистемы Российской Федерации.

Лянторская ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинская ГТЭС работают на ПНГ, который поставлялся на Сургутскую ГТЭС-1 и Сургутскую ГТЭС-2 до строительства ГТЭС. Эффективность выработки электроэнергии на Сургутской ГТЭС-1 и Сургутской ГТЭС-2 выше эффективности Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС. Используя тот же объем ПНГ Сургутская ГТЭС-1 и Сургутская ГТЭС-2 способны выработать больше электроэнергии, чем Лянторская ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинская ГТЭС. В объем проектных выбросов включаются выбросы, происходящие в результате недовыработки электроэнергии на Сургутской ГТЭС-1 и Сургутской ГТЭС-2.





Чистый объем выработки электроэнергии на 16 ГТЭС составляет примерно 3,3 млн. МВтч в год. Реализация проекта позволяет улучшить экологическую обстановку в районе расположения факелов на нефтяных месторождениях.

В соответствии с выбранным подходом в проектные выбросы включаются выбросы, являющиеся результатом полного окисления углеводородов, которые недожигаются в базовом сценарии, и выбросы, происходящие в результате недовыработки электроэнергии.

**Проектные выбросы имеют в основе следующие параметры, которые требуются контролировать:**

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  для целей выработки электроэнергии ( $m^3$ );
- Объем различных видов углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  (%);
- Годовая выработка электроэнергии ГТЭС  $i$  в году  $y$  (МВтч);
- Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году  $y$ .

## II. Описание базовой линии

Базовый сценарий представляет собой продолжение обычной практики, существовавшей до реализации проекта, т.е. сжигание ПНГ на факеле и удовлетворение потребностей нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии исключительно за счет электроэнергии, поступающей из ОЭС Урала.

Базовый сценарий предполагает также fugитивные эмиссии метана вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. В базовой линии сжигание метана на факеле происходит в неоптимальных условиях, когда часть ПНГ не окисляется и выбрасывается в атмосферу (сажевое горение).

**Выбросы по базовой линии имеют в основе следующие параметры, требующие контроля:**

- Годовая выработка электроэнергии на ГТЭС  $i$  в году  $y$  (МВтч).
- Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» в году  $y$  (%).

**Важнейшие факторы, определяющие выбросы ПГ**

Важнейшими факторами, определяющими выбросы ПГ, как в базовой линии, так и в проектном сценарии, являются:

- Сгорание ПНГ на факелах или на ГТЭС для выработки электроэнергии;
- Выбросы в результате неполного сгорания метана при сжигании на факеле в базовом сценарии и выбросы вследствие полного окисления углеводородов в проектном сценарии;
- Выбросы в результате недовыработки электроэнергии в проектном сценарии в результате меньшей эффективности ГТЭС по сравнению с Сургутскими ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

Не существует специальных национальных стандартов мониторинга, применимых к проекту, за исключением Федерального Закона № 102-ФЗ от 11.06.2008 «О стандартизации измерений», различных федеральных стандартов (ГОСТ) и методик калибровки измерительных приборов. Все установленные требования законодательства выполнены.





**D.1.1. Вариант 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и базовому сценарию:**

<b>D.1.1.1. Данные, подлежащие сбору с целью мониторинга выбросов в рамках проекта, и порядок архивирования этих данных:</b>									
Идентификационный номер	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Комментарии	
1. FC ппг, ГТЭС, м	Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m	УВСИНГ	м <sup>3</sup>	m	постоянно	100 %	Электронная и бумажная	Показания газовых счетчиков	
2. V <sub>h</sub> , ГТЭС, м	Объем углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованно м ГТЭС i в месяце m	УВСИНГ	%	m	ежемесячно	100 %	Электронная и бумажная	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	
3. EG <sub>р</sub> , ГТЭС, у	Годовая выработка электроэнергии ГТЭС i в году y	Управление электроэнергетики	МВтч	m	постоянно	100%	Электронная и бумажная	Годовая выработка электроэнергии измеряется напрямую	
4. b <sub>ГТЭС, y</sub>	Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и	УВСИНГ	г.у.т. / кВтч	с	ежегодно	100%	Электронная и бумажная		





Русской ГТЭС в году у.										
---------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента CO<sub>2</sub>):**

Проектные выбросы CO<sub>2</sub> (PE<sub>y</sub>) включают только выбросы CO<sub>2</sub> при полном окислении метана и рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{Ox,y} + PE_{Fu,y} \quad (D.1.1.2-1)$$

Где:

PE<sub>y</sub> – Проектные выбросы в году у (т CO<sub>2</sub>);

PE<sub>Ox,y</sub> – Выбросы в результате полного окисления углеводородов в году у (т CO<sub>2</sub>). Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-2 ниже;

PE<sub>Fu,y</sub> – Выбросы в результате недовыработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС в году у (т CO<sub>2</sub>). Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-3 ниже;

$$PE_{Ox,y} = \sum (FC_{ПНГ, ГТЭС i, m} * V_{h, ГТЭС i, m} ) * \text{плотность}_h * UF * SMF_h \quad (D.1.1.2-2)$$

Где:

PE<sub>Ox,y</sub> – Проектные выбросы в результате полного окисления углеводородов в году у (т CO<sub>2</sub>);

FC<sub>ПНГ, ГТЭС i, m</sub> – Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m (м<sup>3</sup>). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов - сумма произведений значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

V<sub>h, ГТЭС i, m</sub> – Объем углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в а месяце m (%);

плотность<sub>h</sub> – плотность углеводорода типа h, используемая для преобразования объема углеводорода типа h в массу углеводорода (кг/м<sup>3</sup>). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1;

UF – Коэффициент неполного сгорания ПНГ (3.5%). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1;

SMF<sub>снз</sub> – Относительная масса CO<sub>2</sub>, образовавшегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т CO<sub>2</sub> экв. / т углеводорода). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

$$PE_{Fu,y} = EC_{P1, ГТЭС i, y} * (b_{ГТЭС, y} / b_{ГРЭС} - 1) * EF_{ELEC, grid,y} \quad (D.1.1.2-3)$$





Где:

$PE_{p,i,y}$  – выбросы, связанные с недовыработкой электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 в году  $y$  ( $t\ CO_2eq$ );

$EG_{p,i,y}$  – годовая выработка электроэнергии ГТЭС  $i$  в году  $y$ . Выработка электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС учитывается для расчета выбросов данного типа (МВтч);

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

$b_{ГЭС}$  – коэффициент удельного расхода топлива для выработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и ГРЭС-2 (г.у.т. / кВтч). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

$EF_{ELEC,p,i,y}$  – коэффициент выброса углерода при выработке электроэнергии в энергосистеме в Объединенной энергосистеме Урала (ОЭС Урала) в году  $y$ . Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

**В.1.1.3. Данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов по источникам в рамках границ проекта, и порядок сбора и хранения этих данных:**

Идентификационный номер	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (c), Оцененный (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Комментарии
1. EG <sub>p,i,y</sub> , ГТЭС <sub>i,y</sub>	Ежегодная выработка электроэнергии ГТЭС $i$ в году $y$	Управление энергетики	МВтч	m	постоянно	100%	Электронная и бумажная	Ежегодная выработка электроэнергии и измеряется напрямую.





2. $PL_{SNG,y}$	Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» в году $y$	Управление энергетики	%	с	ежегодно	100%	Электронная и бумажная	Данный параметр ежегодно принимается Региональной энергетической комиссией. Подробности приводятся в предыдущем разделе В.1.
3. $FC_{пнг, ГТЭС i, m}$	Объем попутного нефтяного газа потребляемого ГТЭС $i$ в месяце $m$	УВСИНГ	$m^3$	т	постоянно	100 %	Электронная и бумажная	Показания газовых счетчиков
4. $V_{сн4, ГТЭС i, m}$	Объем метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС $i$ в месяце $m$	УВСИНГ	%	т	ежемесячно	100 %	Электронная и бумажная	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц

**D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов по базовой линии (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента  $CO_2$ ):**

Выбросы по базовой линии ( $BE_y$ ) включают выбросы  $CH_4$  в результате неполного сгорания метана в факелах и выбросы  $CO_2$  при сгорании ископаемого топлива на электростанциях КЭС Урала. выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{EL,y} + BE_{CH_4,y} \quad (D.1.1.4-1)$$

Где:

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

$BE_{EL,y}$  – выбросы вследствие потребления электроэнергии ОЭС Урала (т  $CO_2$ );

$BE_{CH_4,y}$  – выбросы вследствие неполного сгорания метана в факелах (т  $CO_2$ ).

$$BE_{EL,y} = \sum EG_{PI, ГТЭС i, y} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC,grid,y} \quad (D.1.1.4-2)$$

Где:





**Комитет по надзору за совместной реализацией**

$EG_{P_i, ГТЭС, i, y}$  – ежегодная выработка электроэнергии ГТЭС  $i$  в году  $y$  (МВтч);

$PL_{SNG, y}$  – потери электроэнергии в сети энергоснабжения ОАО «Сургутнефтегаз» в году  $y$  (%). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1;

$PL_{grid, y}$  – потери электроэнергии во внешней энергосистеме в году  $y$  (12 %). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1;

$EF_{ELEC, grid, y}$  – коэффициент эмиссии углерода для выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году  $y$ . Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

$$BE_{CH_4, y} = \sum (FC_{ПНГ, ГТЭС, i, m} * V_{CH_4, ГТЭС, i, m}) * UF * \text{плотность}_{CH_4} * GWP_{CH_4} \quad (D.1.1.4-3)$$

Где:

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

$V_{CH_4, ГТЭС, i, m}$  – объем метана в полутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  (%);

$UF$  – коэффициент неполного сгорания ПНГ (3,5%). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1;

$\text{плотность}_{CH_4}$  – плотность  $CH_4$ , используемая для преобразования объема  $CH_4$  в массу  $CH_4$  (0,67 кг/ $m^3$ ). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1;

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

**D.1.2. Вариант 2 – Прямой мониторинг сокращения выбросов по проекту (значения не должны противоречить значениям, указанным в разделе E.):**

Эта опция неприменима к мониторингу проекта.

D.1.2.1. Данные подлежащие сбору при мониторинге снижения выбросов в рамках проекта, и порядок хранения этих данных:								
Идентификационный номер	Переменная данных	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения (электронная/бумажная форма)	Комментарий

**D.1.2.2. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов в рамках проекта (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента  $CO_2$ ):**

Эта опция неприменима к мониторингу проекта.

**D.1.3. Порядок учета утечек в плане мониторинга:**

Настоящий шаблон не подлежит изменению. Его следует заполнить без изменения/добавления заголовков, логотипа, формата или шрифта.





**D.1.3.1. Там где применимо, описать данные и тип информации, которые необходимо собирать для мониторинга утечек в рамках проекта:**

Идентификационный номер	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения данных (электронная/бумажная форма)	Комментарий

**D.1.3.2. Описание формул, применяемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента CO<sub>2</sub>):**

Потери в рамках данного проекта равны нулю.

**D.1.4. Описание формул, применяемых для оценки сокращения выбросов в результате реализации проекта (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента CO<sub>2</sub>):**

Следующая формула применяется для оценки снижения выбросов при выработке электроэнергии в рамках проекта:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

(D.1.4-1)

Где:

$BE_y$  – выбросы по базовой линии в году  $y$  (т CO<sub>2</sub>);

$PE_y$  – проектные выбросы в году  $y$  (т CO<sub>2</sub>);

**D.1.5. Где применимо, в соответствии с процедурами принимающей Стороны, информация о сборе и хранении информации о влиянии проекта на окружающую среду:**

Управление экологической безопасностью и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз» отвечает за деятельность компании в сфере защиты и мониторинга состояния окружающей среды. Управление имеет хорошо подготовленный персонал, все необходимое техническое оборудование и способен обрабатывать информацию об экологических последствиях проекта. Лаборатория экологического анализа и технологических исследований головного офиса компании, отвечающая за общий экологический мониторинг, аккредитована Комитетом по стандартизации, метрологии и сертификации (Госстандарт) России на проведение анализа по 707 параметрам, включая 365 экологических и 47 радиологических параметров. Система экологического управления ОАО «Сургутнефтегаз» охватывает все подразделения компании. В соответствии с экологической политикой





компании обязанности и ответственность персонала отражены в рамках всей структуры управления. Существуют детальные процедуры определения первичных экологических аспектов, составляющих основу планирования экологических мероприятий.

Компания имеет одинадцать лабораторий для осуществления внутреннего мониторинга качества воды и почвы, окружающего воздуха, а также экологических последствий источников выбросов и сбросов и мест утилизации. Уникальное лабораторное оборудование позволяет осуществлять широкий спектр исследований и аналитических мероприятий, включая определение содержания тяжелых металлов, канцерогенных и загрязняющих веществ, природных радионуклидов во всех средах. Исследования проводятся квалифицированным инженерно-техническим и лабораторным персоналом с применением современных приборов, таких как хромато-масс-спектрометры, газовые и жидкостные хроматографы и спектрофотометры.

Список основных статистических форм, которые ОАО «Сургутнефтегаз» представляет в соответствии с российским законодательством:

- №2-ТП(воздух) «Сведения об охране атмосферного воздуха за год», утверждена приказом Росстата от 17.09.2010 №319 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за сельским хозяйством и окружающей природной средой» (в редакции от 23.03.2011)<sup>52</sup>;
- №2-ТП (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», утверждена приказом Росстата от 28.01.2011 №17 «Об утверждении статистического инструментария для организации Росприроднадзора федерального статистического наблюдения за отходами производства и потребления»<sup>53</sup>;
- №2-ТП (водхоз) «Сведения об использовании воды», утверждена приказом Росстата от 19.10.2009 №230 «Об утверждении статистического инструментария для организации Росводоресурсами Федерального статистического наблюдения об использовании воды»<sup>54</sup>.

Деятельность компании в экологической сфере осуществляется в соответствии с планами защиты окружающей среды, разработанными на основе комплексной экологической программы с целью систематического планового снижения промышленного воздействия на окружающую среду. Основными аспектами Экологической программы являются:

- строительство природоохранных сооружений;
- защита, использование и восстановление земель;
- защита атмосферного воздуха;
- защита водных ресурсов;
- мониторинг естественной окружающей среды и производственных объектов;
- предупреждение и ликвидация последствий инцидентов на трубопроводном транспорте;
- нейтрализация и утилизация промышленных отходов;

<sup>52</sup> Текст документа можно найти на сайте [Консультант.Плюс](#). Бесплатный доступ к документу может быть ограничен.

<sup>53</sup> Текст документа можно найти на сайте [Консультант.Плюс](#). Бесплатный доступ к документу может быть ограничен.

<sup>54</sup> Текст документа можно найти на сайте [Консультант.Плюс](#). Бесплатный доступ к документу может быть ограничен.





- подготовка персонала по вопросам защиты окружающей среды;
- научно-исследовательская деятельность.

<b>D.2. Процедуры контроля качества (QC) и обеспечения качества (QA) данных мониторинга:</b>	
Данные (Указана таблица и идентификационный номер)	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)
D.1.1.1, D.1.1.3 - FC ПНГ, ГТЭС i, m	Низкий
D.1.1.1, D.1.1.3- V <sub>h</sub> ГТЭС i, m	Низкий
D.1.1.1 - V <sub>СН</sub> , ГТЭС i, m	Низкий

Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных, или обосновать отсутствие необходимости в применении таких процедур

Объем ПНГ, потребляемого ГТЭС, постоянно измеряется с помощью комплексов предназначенных для измерения расхода ПНГ, установленных на электростанциях. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществляются в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Устанавливается график калибровки.

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.

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.





D.1.1.1, D.1.1.3 - EG <sub>гд</sub> ГЭС, ГЭС, ГЭС	Низкий	Данные по поставке электроэнергии новыми ГЭС 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 осуществляются в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Устанавливается график калибровки. Данные приборов для измерения электроэнергии автоматически и регулярно передаются в компьютерную систему и архивируются.
D.1.1.3 - PL <sub>СНС,У</sub>	Низкий	Это значение ежегодно принимается официальным российским органом - Региональной энергетической комиссией (РЭК) Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа.
D.1.1.2 - bГТЭС,У	Низкий	Данный параметр рассчитывается УВСИНГ ОАО «Сургутнефтегаз», главным образом, на основе параметров потребления топлива и выработки электроэнергии ГТЭС. 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.

**D.3. Просим описать операционную и управленческую структуру, с помощью которой оператор проекта намерен реализовать план 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-электриками. 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, подвергаются поверке и калибровке в периоды планового останова. Однако в том случае, если тот или иной измерительный прибор необходимо снять для поверки и





**Комитет по надзору за совместной реализацией**

калибровки в период эксплуатации, такой измерительный прибор может быть заменен резервным. Некалиброванные приборы и оборудование не используются для мониторинга параметров, включенных в план мониторинга.

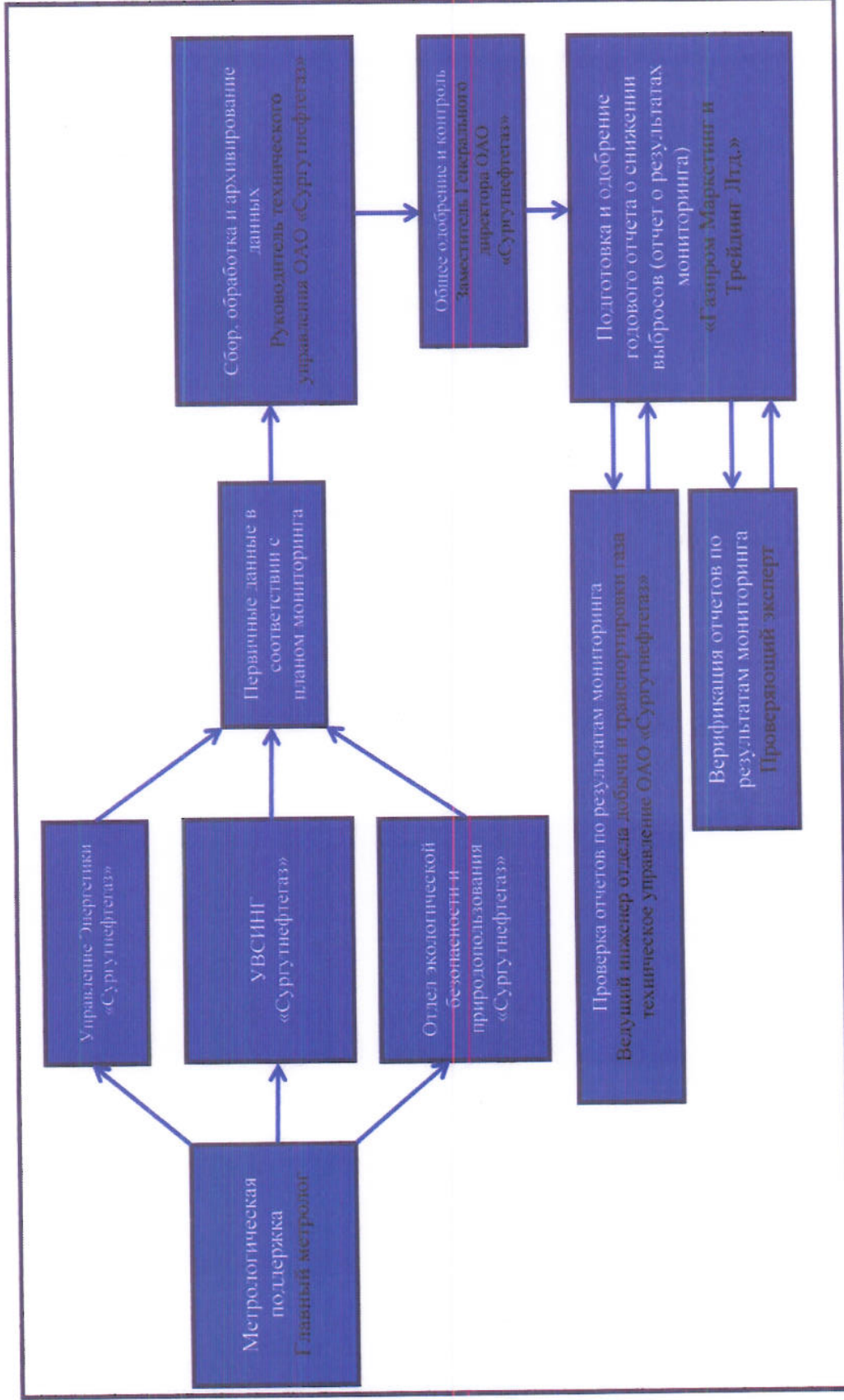
В том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен с помощью надлежащим образом откалиброванного устройства, может быть разработан альтернативный метод мониторинга для расчета снижения выбросов. Такой альтернативный метод должен гарантировать тот же уровень точности. В том случае, если тот же уровень точности, что и в первоначальном плане мониторинга, не может быть достигнут, необходимо произвести консервативную корректировку.

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;
  - Ежегодная выработка электроэнергии 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».
- 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 плана мониторинга должны сохраняться в течение не менее чем двух лет после последней передачи ЕСВ в рамках проекта.
- Базовая управленческая структура показана ниже на рис. D.3-1.

**Рисунок D.3-1 Операционно-управленческая структура**









**Комитет по надзору за совместной реализацией**

**D.4. Наименование лица (лиц)/организации (организаций), разработавших план мониторинга:**

Дата принятия плана мониторинга: 14/01/2010

План мониторинга разработан компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

E-mail: [emissions@gazprom-mt.com](mailto:emissions@gazprom-mt.com)

«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» является участником проекта, указанным в Приложении 1.



**РАЗДЕЛ Е. Расчет объема сокращения выбросов парниковых газов**

**Е.1. Оценка объема проектных выбросов:**

Предусмотренные проектом объемы выбросов ПГ в результате полного окисления углеводородов в выбросах ГТЭС в результате недовыработки электроэнергии представлены в следующей таблице Е.1-1.

Прогнозные расчеты выброса ПГ в рамках проекта в результате полного окисления углеводородов в ГТЭС произведены на основе данных на 2010 год. Для расчетов использовался среднегодовой удельный состав ПНГ для каждого нефтяного месторождения.

Таблица Е.1-1. Проектные выбросы ПГ в результате полного сгорания углеводородов в ГТЭС за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e

Год	Выбросы ПГ по проекту
2008	55 192
2009	62 038
2010	67 200
2011	83 326
2012	83 326
2008-2012	351 081

Table Е.1-2. Проектные выбросы ПГ в результате недовыработки электроэнергии за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e

Год	Выбросы ПГ по проекту
2008	85 309
2009	84 613
2010	77 055
2011	86 838
2012	92 542
2008-2012	426 358

Table Е.1-3. Проектные выбросы ПГ за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e

Год	Выбросы ПГ по проекту
2008	140 501
2009	146 651
2010	144 255
2011	170 164
2012	175 868
2008-2012	777 439

**Е.2. Оценка утечек:**

Утечки, связанные с проектным сценарием, отсутствуют.

**Е.3. Сумма Е.1 и Е.2:**

Сумма Е.1 + Е.2 = Е.1 представлена в следующей таблице Е.3-1.

Таблица Е.3-1. сумма Е.1 + Е.2 за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e





Год	Сумма Е.1 + Е.2
2008	140 501
2009	146 651
2010	144 255
2011	170 164
2012	175 868
2008-2012	777 439

**Е.4. Оценка объема выбросов по базовой линии:**

Выбросы ПГ по базовой линии вследствие неполного сгорания метана в факелах и выброса CO<sub>2</sub> и в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала представлены в следующих таблицах Е.4-1 - Е.4-3.

**Таблица Е.4-1. Выбросы ПГ по базовой линии в результате неполного сгорания метана на факелах за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e**

Год	Выбросы ПГ в результате неполного сгорания метана на факелах по базовой линии
2008	260 052
2009	289 822
2010	314 113
2011	381 355
2012	381 355
2008-2012	1 626 698

**Таблица Е.4-2. Выбросы ПГ по базовой линии в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e**

Год	Выбросы ПГ в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала
2008	1 109 705
2009	1 277 692
2010	1 390 520
2011	1 794 625
2012	1 912 499
2008-2012	7 485 041

**Таблица Е.4-3. Общий объем выбросов ПГ по базовой линии за период кредитования, т CO<sub>2</sub>e**

Год	Выбросы ПГ по базовой линии
2008	1 369 757
2009	1 567 514
2010	1 704 633
2011	2 175 980
2012	2 293 854
2008-2012	9 111 739



**Е.5. Разница между Е.4 и Е.3, определяющая снижение выбросов в результате реализации проекта:**

Снижения выбросов в результате реализации проекта показано в следующей таблице Е.5-1.

**Таблица Е.5-1. Расчетное снижение выбросов ПГ за период кредитования, т CO<sub>2</sub>е**

Год	Расчетное ежегодное снижение выбросов в тоннах CO <sub>2</sub> е
2008	1 229 256
2009	1 420 863
2010	1 560 378
2011	2 005 816
2012	2 117 986
Общее расчетное снижение выбросов за период кредитования (тонн CO <sub>2</sub> е)	8 334 300

**Е.6. Таблица, демонстрирующая значения, полученные в результате применения вышеуказанных формул:**

Год	Ожидаемые выбросы по проекту, т CO <sub>2</sub> -эquiv.	Ожидаемые утечки, т CO <sub>2</sub> -эquiv.	Ожидаемые выбросы при исходных условиях, т CO <sub>2</sub> -эquiv.	Ожидаемые сокращения выбросов, т CO <sub>2</sub> -эquiv.
2008	140 501	0	1 369 757	1 229 256
2009	146 651	0	1 567 514	1 420 863
2010	144 255	0	1 704 633	1 560 378
2011	170 164	0	2 175 980	2 005 816
2012	175 868	0	2 293 854	2 117 986
Итого (тонн эквивалента CO <sub>2</sub> )	777 439	0	9 111 739	8 334 300



**РАЗДЕЛ F. Влияние на окружающую среду****F.1. Документация по анализу влияния проекта на окружающую среду, включая трансграничные последствия, в соответствии с процедурами, определенными принимающей Стороной:**

Оценка экологических последствий ГТЭС, включенных в проект, была произведена в соответствии со следующими основными документами российского законодательства:

- Федеральный закон № 7 «О защите окружающей среды» от 10.01.2001;
- Строительный кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон № 174 «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 (применим к ГТЭС, построенным до 2008 г.).

До февраля 2007 г. все объекты капитального строительства, т.е. ГТЭС, требовали проведения двух основных государственных экспертиз: экологической экспертизы и государственной экспертизы. Все ГТЭС, построенные до 2008 г., получили по два экспертных заключения: положительное заключение экологической экспертизы и положительное заключение государственной экспертизы.

В 2006 году были внесены изменения в Федеральный закон № 174 «Об экологической экспертизе», в соответствии с которыми экологическая экспертиза стала обязательной лишь для ряда проектов, описанных в Статье 49 Строительного кодекса Российской Федерации. С 2007 года в отношении ГТЭС экологическая экспертиза более не требуется. Оценка воздействия на окружающую среду для Рогожниковской ГТЭС-2 и Северо-Лабатьюганской ГТЭС-2 была произведена в рамках государственной экспертизы. Часть проектных исследований под названием «Оценка воздействия на окружающую среду» по проекту была выполнена Главгосэкспертизой. В результате было получено два положительных заключения.

Органы (экспертные организации), отвечающие за одобрение ГТЭС, включенных в проект, по ОВОС, указаны в следующей таблице F.1-1.

Таблица F.1-1 Экспертные организации, отвечающие за подготовку ОВОС и ее одобрение

ГТЭС	Экспертная организация, отвечающая за одобрение ОВОС	Дата одобрения ОВОС	Номер документа
Лукьявинская ГТЭС	Руководитель департамента природных ресурсов и окружающей среды, Министерство природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа	Сентябрь 2002	№1875
Лянторская ГТЭС-1	Руководитель департамента природных ресурсов и окружающей среды, Министерство природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа	Август 2002	№1678
Лянторская ГТЭС-2	Руководитель департамента природных ресурсов и окружающей среды, Министерство природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа	Август 2002	№1677





Русскинская ГТЭС	Руководитель департамента природных ресурсов и окружающей среды, Министерство природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа	Август 2002	№1749
Биттемская ГТЭС	Руководитель департамента природных ресурсов и окружающей среды, Министерство природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа	Сентябрь 2002	№1874
Конитлорская ГТЭС-2	Департамент Федеральной службы по надзору в сфере окружающей среды (Росприроднадзор) Ханты-Мансийского автономного округа	Ноябрь 2004	№ 113
Мурьяунская ГТЭС	Департамент Федеральной службы по надзору в сфере окружающей среды (Росприроднадзор) Ханты-Мансийского автономного округа	Апрель 2005	№ 872
Юкьяунская ГТЭС	Департамент Федеральной службы по надзору в сфере окружающей среды (Росприроднадзор) Ханты-Мансийского автономного округа	Ноябрь 2004	№ 282
Тромьеганская ГТЭС	Департамент технологического и экологического надзора, филиал Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	Июль 2005	№ 168
Западно-Камынская ГТЭС	Руководитель департамента природных ресурсов и окружающей среды, Министерство природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа	Ноябрь 2004	№ 125
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	Департамент технологического и экологического надзора, филиал Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	Июль 2005	№ 167
Западно-Чигоринская ГТЭС	Департамент технологического и экологического надзора, филиал Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	Сентябрь 2006	№ 1470
Верхненадымская ГТЭС	Департамент технологического и экологического надзора, филиал Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	Сентябрь 2006	№ 1471
Рогожниковская ГТЭС	Департамент технологического и экологического надзора, филиал Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	Февраль 2007	№ 203





	автономном округе		
Рогожниковская ГТЭС-2	Руководитель департамента государственной экспертизы (Главгосэкспертиза), Екатеринбургский филиал	Сентябрь 2009	№319-09/EGE-0937/03
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	Руководитель департамента государственной экспертизы (Главгосэкспертиза), Екатеринбургский филиал	Январь 2010	№017-10/EGE-1041/03

ОАО «Сургутнефтегаз» получило все необходимые разрешения на выбросы, и в период реализации проекта аналитический контроль различных экологических последствий будет осуществляться в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами. ОАО «Сургутнефтегаз» должна представлять следующие статистические формы: №2-ТП(воздух), №2-ТП (отходы), №2-ТП (водхоз). Уполномоченные контролирующие органы проводят регулярные проверки этих документов на предмет их соответствия нормативно-правовым актам.

Наряду с ОВОС и ее одобрением ОАО «Сургутнефтегаз» успешно прошло экспертизу промышленной безопасности и получило положительное заключение государственной экспертизы.

Разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу были получены для всех 16 ГТЭС Управлением по внутрипромысловому сбору и использованию газа (УВСИНГ), в состав которого они входят. ГТЭС находятся на территории месторождений четырёх нефтегазодобывающих управлений (НГДУ). Список нефтегазодобывающих управлений, с указанием соответствующих ГТЭС, а также номеров действующих разрешений и наименований органов, выдавших указанные разрешения, представлен в нижеследующей таблице F.1-2.

Таблица F.1-2 Разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

ГТЭС	Структурное подразделение	Номера действующих разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	Дата выдачи/ ответственный орган
Луковинская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ	89-10 П/	29.07.2010 Северо-Уральская федеральная служба экологического, технологического и атомного надзора/ 14.04.2011 Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по ХМАО-Югре
Битумская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ	084/11	
Мурьяунская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ		
Юкьяунская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ		
Тромъеганская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ		





ГТЭС	Структурное подразделение	Номера действующих разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	Дата выдачи/ ответственный орган
Лянторская ГТЭС-1	НГДУ Лянторнефть / УВСИНГ	103-10/	09.08.2010 Северо-Уральская федеральная служба экологического, технологического и атомного надзора/ 14.04.2011 Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по ХМАО-Югре
Лянторская ГТЭС-2	НГДУ Лянторнефть / УВСИНГ		
Западно-Камынская ГТЭС	НГДУ Лянторнефть / УВСИНГ	084/11	
Русскинская ГТЭС	НГДУ Комсомольскнефть / УВСИНГ	53-10/	28.04.2010 Северо-Уральская федеральная служба экологического, технологического и атомного/ 14.04.2011 Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по ХМАО-Югре
Конитлорская ГТЭС-2	НГДУ Комсомольскнефть / УВСИНГ	084/11	
Северо-Лабатьюганская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ	89-10 П /	29.07.2010 Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору/ 14.04.2011 Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по ХМАО-Югре
Западно-Чигоринская ГТЭС	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ	084/11	
Верхненадымская ГТЭС	Нижнесортымскнефть / УВСИНГ		
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2	НГДУ Нижнесортымскнефть / УВСИНГ		
Рогожниковская ГТЭС	НГДУ Быстринскнефть / УВСИНГ		51-09 П /
Рогожниковская ГТЭС-2	НГДУ Быстринскнефть / УВСИНГ	70-09П	09.08.2010 Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору/ 18.08.2010 Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Отрицательное воздействие на окружающую среду в результате выработки электроэнергии и сжигания на факеле будет значительно снижено в результате реализации проекта. Проект обеспечивает снижение выброса в атмосферу следующих загрязняющих веществ:

Настоящий шаблон не подлежит изменению. Его следует заполнить без изменения/добавления заголовков, логотипа, формата или шрифта.





- двуокись азота (NO<sub>2</sub>);
- окись азота (NO);
- углеводороды C1 - C5;
- окись углерода (CO);
- бензапирен;
- сажа.

Документы, касающиеся экологических последствий, указаны ниже<sup>55</sup>:

1. Проектное решение (пояснительная записка);
2. Оценка воздействия на окружающую среду (части проектных решений, ОВОС);
3. Положительные заключения государственной экологической экспертизы;
4. Положительные заключения государственной экспертизы;
5. Экспертиза промышленной безопасности;
6. Разрешения на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух;
7. Санитарно-эпидемиологическое заключение.

**F.2. В том случае если участники проекта или принимающая Сторона считают экологические последствия значительными, просим предоставить заключения и все справки к подтверждающей документации по оценке воздействия на окружающую среду, которая была осуществлена в соответствии с процедурами, установленными принимающей Стороной:**

Как указано в предыдущем Разделе F.1, проект способствует значительному снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Для ссылки на соответствующую подтверждающую документацию см. предыдущий Раздел F.1.

<sup>55</sup> Документы были представлены проверяющим экспертам для рассмотрения.





**РАЗДЕЛ G. Комментарии заинтересованных лиц**

**G.1. Информация о комментариях заинтересованных лиц в отношении проекта, если необходимо:**

Предлагаемые проекты СО не требуют проведения консультаций с местными заинтересованными лицами. Вместе с тем меры, предусмотренные проектом, широко освещались в средствах массовой информации, информация также имеется на веб-сайтах производителей оборудования<sup>56</sup>.

<sup>56</sup> <http://www.iskra-energy.ru/press/publications/111/>





## Приложение 1

## КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА

Организация:	Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»
Улица/почтовое отделение:	улица Григория Кукуевицкого
Дом:	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:	<a href="mailto:secret_b@surgutneftegas.ru">secret_b@surgutneftegas.ru</a>
URL:	<a href="http://www.surgutneftegas.ru/">http://www.surgutneftegas.ru/</a>
Представитель:	
Должность:	Главный инженер
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Буланов
Отчество:	Николаевич
Имя:	Александр
Департамент:	
Телефон (прямой):	+7 (3462) 42-70-09
Факс (прямой):	+7 (3462) 42-70-09
Мобильный:	
Персональный адрес электронной почты:	<a href="mailto:secret_b@surgutneftegas.ru">secret_b@surgutneftegas.ru</a>

Организация:	«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед»
Улица/почтовое отделение:	Triton Street
Дом:	20
Город:	London
Штат/Область:	London
Почтовый индекс:	NW1 3BF
Страна:	United Kingdom
Телефон:	+44 (0) 207 756 0000
Факс:	+44 (0) 756 9740
Электронная почта:	<a href="mailto:emissions@gazprom-mt.com">emissions@gazprom-mt.com</a>
URL:	<a href="http://www.gazprom-mt.com">http://www.gazprom-mt.com</a>
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:	<a href="mailto:tatiana.fayzullina@gazprom-mt.com">tatiana.fayzullina@gazprom-mt.com</a>





Приложение 2

**ИНФОРМАЦИЯ О БАЗОВОЙ ЛИНИИ**

Краткая справка по основным элементам базовой линии представлена в следующей таблице<sup>57</sup>:

Параметр	Контролируемый /неконтролируемый параметр	Значение	Элемент данных	Описание
$FC_{\text{ПНГ, ГТЭС } i, m}$	Контролируемый	-	м <sup>3</sup>	Объем попутного нефтяного газа, израсходованного ГТЭС $i$ в месяце $m$
$V_{\text{CH}_4, \text{ ГТЭС } i, m}$	Контролируемый	-	%	Объем метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС $i$ в месяце $m$
$V_h, \text{ ГТЭС } i, m$	Контролируемый	-	%	Объем углеводородов различных типов в попутном нефтяном газе, потребляемый ГТЭС $i$ в месяце $m$
$EG_{\text{PJ, ГТЭС } i, y}$	Контролируемый	-	МВтч	Ежегодная выработка электроэнергии ГТЭС $i$ в году $y$
$PL_{\text{SNG}, y}$	Контролируемый	-	%	Процент потерь электроэнергии в энергосистеме «Сургутнефтегаз» в году $y$
$b_{\text{ГТЭС}, y}$	Контролируемый	-	т.у.т. / кВтч	Коэффициент удельного потребления условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году $y$ .
$EF_{\text{ELEC, grid}, y}$	Неконтролируемый	-	т CO <sub>2</sub> / МВт	Коэффициент эмиссии углерода при выработке электроэнергии в ОЭС Урала в году $y$ . Применимые значения см. в предыдущем Разделе В.1.
$EF_{\text{NG, CO}_2}$	Неконтролируемый	56.1	кг CO <sub>2</sub> / ГДж	Коэффициент эмиссии для сжигания природного газа
UF	Неконтролируемый	3.5	%	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ
плотность <sub>h</sub>	Неконтролируемый	-	-	Это плотность углеводорода типа $h$ . Данный параметр конвертирует объем углеводорода в массу углеводорода. Точные значения данного коэффициента для различных видов углеводородов приводятся в предыдущем Разделе В.1.
$SMF_h$	Неконтролируемый	-	-	Стехиометрический коэффициент - массовый массовый

<sup>57</sup> Источники и дополнительные сведения представлены в предыдущем Разделе В и Разделе D.



				коэффициент $\text{CO}_2$ , образовавшегося в результате полного сгорания единицы массы углеводорода типа $h$ . Точные значения данного коэффициента для различных видов углеводородов приводятся в предыдущем Разделе В.1.
$\text{GWP}_{\text{CH}_4}$	Неконтролируемый	21	-	Потенциал глобального потепления метана
$\text{PL}_{\text{grid},y}$	Неконтролируемый	12	%	Потери электроэнергии во внешней энергосистеме
$b_{\text{ГРЭС}}$	Неконтролируемый	322.2	г.у.т. / кВтч	Коэффициент удельного потребления условного топлива при выработке электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

Приложение 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

См. Раздел D.





## Приложение 4

## Данные о составе ПНГ

Для предварительного расчета сокращений выбросов было использован усредненный состав ПНГ за 2010 год для тринадцати нефтяных месторождений. Состав ПНГ для каждого из тринадцати месторождений представлен в таблице.

Месторождение	ЛУКЪЯВИНСКОЕ	ЛЯНТОРСКОЕ	РУССКИНСКОЕ	БИТЕМСКОЕ	КОНИТЛОРСКОЕ	МУРЪЯУНСКОЕ	ЮКЪЯУНСКОЕ	ТРОМЪЕГАНСКОЕ	ЗАПАДНО-КАМЫНСКОЕ	СЕВЕРО-ЛАБАТЪЮГАНСКОЕ	ЗАПАДНО-ЧИГОРИНСКОЕ	ВЕРХЕНАДЫМСКОЕ	РОГОЖНИКОВСКОЕ
Объемная фракция %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Метан (СН <sub>4</sub> )	82,22	92,30	83,35	71,65	81,45	84,67	90,14	89,48	72,20	76,20	81,50	83,74	68,97
Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	5,15	1,63	4,75	10,09	4,26	4,28	1,71	1,48	11,40	8,41	5,92	4,70	12,22
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	5,46	2,03	4,95	10,55	6,43	3,98	2,15	2,16	9,26	8,35	6,47	5,49	7,10
i-бутан (метилпропан; С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,99	0,75	1,02	1,17	1,34	0,86	1,02	0,96	0,90	0,91	0,93	1,01	0,86
n-бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	2,05	0,63	1,66	3,01	2,31	1,71	1,52	1,79	2,31	2,26	1,73	1,66	1,46
i-пентан (метилбутан; С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,49	0,24	0,43	0,42	0,45	0,50	0,46	0,53	0,32	0,78	0,27	0,30	0,20
n-пентан (С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,62	0,14	0,40	0,58	0,45	0,63	0,46	0,63	0,45	0,44	0,29	0,28	0,22
С <sub>6</sub> + (гексаны и выше)	0,52	0,36	0,36	0,26	0,46	0,63	0,36	0,52	0,28	0,37	0,21	0,24	0,14
Окись углерода (СО <sub>2</sub> )	1,25	1,44	1,68	0,98	1,37	1,38	0,76	1,04	1,79	1,10	1,32	0,96	6,65
Азот (N <sub>2</sub> )	1,25	0,48	1,40	1,29	1,48	1,36	1,42	1,41	1,09	1,18	1,36	1,62	2,18