

## **ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ**

**о ходе реализации проекта Совместного  
осуществления «Внедрение энергоблока № 2  
мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС»,  
утвержденного приказом Минэкономразвития  
России от 16 мая 2012 года № 277  
за период 2008, 2009, 2010 и 2011 годы.**

Генеральный директор



А.П. Пащенко

п. Излучинск 2012

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Отчет по мониторингу для проекта Совместного осуществления «Внедрение энергоблока №2 мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС»	стр. 3
Сведения о разности между планируемым объёмом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника и (или) между планируемым и фактическим уровнем их абсорбции поглотителем по проекту совместного осуществления «Внедрение энергоблока №2 мощностью 800 МВт «Нижневартовской ГРЭС»	стр. 31
Экспертное заключение на отчёт по Мониторингу по проекту	стр. 32
Верификационный Отчёт. Верификация крупномасштабного проекта совместного осуществления о верификации «Внедрение энергоблока №2 мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС» (русскоязычная версия)	стр. 37
Верификационный Отчёт. Верификация крупномасштабного проекта совместного осуществления о верификации «Внедрение энергоблока №2 мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС» (англоязычная версия)	стр. 71
Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией проекта	стр. 102

# ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

## «Внедрение энергоблока № 2 мощностью 800 МВт Нижевартовской ГРЭС»

Версия 02  
от 7 сентября 2012

Период мониторинга:  
01.01.2008 – 31.12.2011

24.09.2012

Генеральный директор



А.П. Пащенко

**ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО  
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

**Версия 02**

**7 сентября 2012**

**Внедрение энергоблока № 2 мощностью 800 МВт Нижневартовской  
ГРЭС**

**Период мониторинга:  
01.01.2008 – 31.12.2011**

**СОДЕРЖАНИЕ**

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

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

Приложение 1<sup>1</sup>: Расчет сокращений выбросов

Приложение 2<sup>2</sup>: Список документов по фактическим данным по показателям, подлежащим мониторингу

---

<sup>1</sup>Приложение 1 предоставляется в электронном виде

<sup>2</sup>Приложение 2 предоставляется в электронном виде

**РАЗДЕЛ А. Общая информация по проекту и осуществлению мониторинга****А.1. Название проекта:**

Внедрение энергоблока № 2 мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС

Сектор 1: Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники энергии)

**А.2. Регистрационный номер проекта:**

Письмо-одобрение №J294-0485 проекта СО «Внедрение энергоблока № 2 мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС» было выдано 20 июля 2012 года Федеральным управлением по окружающей среде (FOEN) Швейцарии. 16 мая 2012 года проект был утвержден Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации № 277.

**А.3. Краткое описание проекта:**

Целью проекта является повышение надежности и качества снабжения электрической и тепловой энергией различных групп потребителей Уральского федерального округа с использованием современных технологий. В связи с существовавшим дефицитом электроэнергии Уральского региона, назрел вопрос о необходимости введения новых генерирующих мощностей и современном подходе к реализации этой задачи. Одним из мероприятий, направленных на решение проблемы дефицита электроэнергии явилось решение о вводе второго энергоблока Нижневартовской ГРЭС с привлечением механизма совместного осуществления. После реализации проекта новый энергоблок будет поставлять электроэнергию в сеть Объединенной региональной энергетической системы (ОЭС) «Урал». Электроэнергия, вырабатываемая на новом энергоблоке, будет замещать электроэнергию, которая в случае отсутствия этого проекта была бы поставлена в сеть другими существующими электростанциями и другими новыми энергоблоками ОЭС «Урал».

Выбросы парниковых газов будут сокращены путем замещения электроэнергии из сети, которая производится при сжигании топлива, на электроэнергию, вырабатываемую Нижневартовской ГРЭС, на которой будет производиться электроэнергия с более низкими выбросами ШГ, по сравнению с электроэнергией из ОЭС «Урал».

*Базовый сценарий* основывается на предположении, что если проект не будет реализован и, таким образом дополнительная электроэнергия эквивалентная мощности второго энергоблока Нижневартовской ГРЭС не будет поставляться в сеть, то другие генерирующие компании покроют дефицит электроэнергии. Генерирующие компании в рамках ОЭС «Урал» могут увеличить производство электроэнергии на существующих мощностях, задерживая вывод из эксплуатации устаревшего оборудования и / или осуществляя ввод новых энергоблоков.

*Проектный сценарий* включает в себя строительство энергоблока №2 на Нижневартовской ГРЭС установленной мощностью 800 МВт по электроэнергии и 140 Гкал/час по теплу. Новый энергоблок вырабатывает электроэнергию с использованием современной полномасштабной системы управления, которая обеспечивает максимальный КПД и соблюдение действующих экологических норм.

**А.4. Период мониторинга:**

- Дата начала периода мониторинга: 01.01.2008.
- Дата окончания периода мониторинга: 31.12.2011.

**А.5. Примененная методология в рамках реализации проекта (включая номер редакции):****А.5.1. Методология определения базовой линии:**

В соответствии с параграфом 9 «Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга»<sup>3</sup>, версии 03 для определения базовой линии использовался индивидуальный подход для конкретного ПСО. Этот подход использует некоторые элементы утвержденной методологии АМ0029 «Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе»<sup>4</sup>, версии 03.

Сценарий базовой линии основывается на предположении, что если проект не будет реализован и, таким образом дополнительная электроэнергия эквивалентная мощности второго энергоблока Нижневартовской ГРЭС не будет поставляться в сеть, то другие генерирующие компании покроют дефицит электроэнергии. Генерирующие компании в рамках ОЭС «Урал» могут увеличить производство электроэнергии на существующих мощностях, задерживая вывод из эксплуатации устаревшего оборудования и / или осуществляя ввод новых энергоблоков. Сценарий базовой линии не связан с долгосрочными капиталовложениями. Кроме этого не существует никаких законодательных препятствий для базового сценария.

Для производства тепловой энергии на энергоблоке №2 Нижневартовской ГРЭС используются бойлерная установка, включающая основной бойлер типа ПСВ-500-3-23 и пиковый бойлер типа ПСВ-500- 14-23, суммарной установленной мощностью 140 Гкал/час, которая использует для генерации тепла отработанный пар из отборов турбины. Выработка определяется температурным графиком (температурой наружного воздуха), нагрузкой энергоблока (давлением пара в отборах турбины). Выработанное тепло используется на нужды станции и теплоснабжения поселка Излучишск, жители которого обслуживают станцию. Использование отработанного пара бойлерной установкой в таких объемах не влияет на эффективность производства электроэнергии. Выбросы, связанные с производством тепловой энергии не учитываются в расчетах, исходя из принципа консервативности. Поэтому базовый сценарий не предполагает дополнительной выработки тепловой энергии в ОЭС «Урал».

**А.5.2. Методология осуществления мониторинга:**

Проектные выбросы представляют собой выбросы, связанные со сжиганием попутного нефтяного газа на втором энергоблоке для производства электроэнергии, а базовая линия выбросов представляет собой выбросы, которые имели бы место в ОЭС «Урал» в отсутствие реализации проекта, при производстве в ОЭС «Урал» объема электроэнергии, равного отпуску электроэнергии от энергоблока №2 Нижневартовской ГРЭС. Для разработки плана мониторинга выбросов проектного и базового сценария использовался индивидуальный подход установления плана мониторинга для данного ПСО в соответствии с параграфом 9 «Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга»<sup>5</sup>, версии 03.

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

- Не учитывается топливо, использованное для пуска нового энергоблока;
- Электроэнергия в рамках проекта представляет собой электроэнергию, вырабатываемую энергоблоком за вычетом потребления для собственных нужд;
- Проект не влияет на спрос на электроэнергию на рынке (т.е. отпуск электроэнергии для базовой линии = отпуску электроэнергии по проекту);

<sup>3</sup>[http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline\\_setting\\_and\\_monitoring.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf)

<sup>4</sup><http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/WW4182DG7LIUQE5E5YGT1NZE4PNS60>

<sup>5</sup>[http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline\\_setting\\_and\\_monitoring.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf)

- Выбросы в базовой линии определяются с использованием комбинированного коэффициента выбросов для ОЭС «Урал»;
- Значение комбинированного коэффициента выбросов устанавливается (фиксируется) для всего первого периода действия обязательств;
- Энергоблок может эксплуатироваться, по крайней мере, вплоть до 2023 г.

План мониторинга включает в себя комплекс мер (измерения, техническое обслуживание, регистрацию и калибровку), который обеспечивает возможность тщательной проверки расчетов сокращения выбросов ПГ.

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

Этап	Дата исполнения	Примечания
Дата начала проекта	1 июня 2000 г.	Подписан контракт № Е/4 на инженеринговые услуги датированный 01.06.2000
Строительно-монтажные работы	2000-2001 гг.	Подписан акт на работы по монтажу фундамента датированный декабрем 2000 г; акт готовности фундамента к проведению монтажных работ датированный 31.05.2001 г.
Пусконаладочные работы	2003 г.	Подписан приемо-сдаточный акт на паровую турбину К-800-240-5, датированный 02.11.2003
Ввод в эксплуатацию	14 ноября 2003 г	Подписан акт приемки законченного строительством объекта датированный 14.11.2003

Дата начала периода мониторинга была выбрана в соответствии с датой начала периода кредитования 01.01.2008г.

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

Отклонения или изменения по отношению к зарегистрированной ПТД отсутствуют.

**А.8. Отклонения или изменения к зарегистрированному плану мониторинга:**

Отклонения или изменения по отношению к зарегистрированному плану мониторинга отсутствуют.

**А.9. Лицо(а), ответственные за подготовку и подачу отчета по мониторингу:**

ЗАО «Нижевартовская ГРЭС» Излучинск, Российская Федерация  
 Пащенко Александр Петрович  
 Генеральный директор  
 тел: +7 3466 28-53-29  
 факс: +7 3466 28-59-01  
 e-mail: Office1@nvgres.ru

VEMA S.A. Женева, Швейцария  
Фабиан Кнодель  
Директор  
тел: +38 044 594-48-10  
факс: +38 044 594-48-19  
e-mail: [info@vemacarbon.com](mailto:info@vemacarbon.com)



**РАЗДЕЛ В. Основные этапы мониторинга**

В период мониторинга, указанного в разделе А.4., требуется осуществлять сбор и архивирование данных по расходу попутного нефтяного газа, низшей теплотворной способности попутного нефтяного газа и объему отпуска электроэнергии энергоблоком №2 Нижневартовской ГРЭС, а также по объему потребления электроэнергии на собственные нужды и информации о средневзвешенном коэффициенте выбросов CO<sub>2</sub> для природного газа.

**Расход попутного нефтяного газа:**

Данный параметр измеряется на ГРП-2 измерительным комплексом, предназначенным для коммерческого учета ПНГ на Нижневартовской ГРЭС. Измеряемые величины: перепад давления, давление, температура. Измерения производятся автоматически, с коррекцией по температуре и давлению. Измеряемые значения передаются на корректор СПГ-751, где производится измерение расхода и количества газа. Эти данные автоматически передаются в электрошную базу данных.

**Низшая теплотворная способность попутного нефтяного газа:**

Поставщик ПНГ (Нижневартовский и Белозерный газоперерабатывающие комплексы) ежемесячно предоставляет паспорта качества на ПНГ (с указанием значения его низшей теплотворной способности).

**Отпуск электроэнергии:**

Для измерения значений данных параметров используются счетчики электрической энергии (система автоматического учета), включенные в автоматизированную измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ). Эти данные автоматически передаются в электрошную базу данных.

**Потребление электроэнергии на собственные нужды:**

Для измерения значений данных параметров используются показания счетчиков технического учета электроэнергии, установленных на рабочих и резервных вводах секций 6 кВ, с последующей обработкой и хранением данных автоматизированной измерительной системой коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ). Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных.

**Средневзвешенный коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для природного газа:**

Данный параметр принимается из Таблицы 1.4 Раздела 1 Тома 2 «Руководящих указаний МГЭИК по подготовке национальных инвентаризаций выбросов ПГ за 2006 г»<sup>6</sup>.

Это обусловлено тем фактом, что качество поставляемого ПНГ соответствует ОСТ 51.40-93 (Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам) и поставляемый ПНГ по составу практически идентичен природному газу.

Расчет, который был выполнен на основании данных по компонентному составу поставляемого ПНГ и приведенный в ИГД, показал, что реальный коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для ПНГ отличается от коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> для природного газа по умолчанию МГЭИК<sup>7</sup> на 0,8% в меньшую сторону. Поскольку данный коэффициент используется при расчете проектных выбросов, использование коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> для природного газа по умолчанию МГЭИК<sup>8</sup> отвечает принципу консервативности.

<sup>6</sup>[http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf)

<sup>7</sup>[http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf)

<sup>8</sup>[http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf)

## В.1.1. Типы оборудования для мониторинга:

Таблица 1. Состав измерительного комплекса для учета газа

№	Оборудование	Тип или система	Предел	Ед. изм.	Класс, погрешность	Дата последней проверки	Периодичность проверки
1	Преобразователь абсолютного давления	Метран-100Ех-ДА-1050	0...16	кгс/см <sup>2</sup>	0,25	10.06.2011 г.	12 месяцев
2	Датчик перепада давления	Метран-22 ДД-Ех	0...1,6	кгс/см <sup>2</sup>	0,25	20.06.2011 г.	12 месяцев
3	Термометр сопротивления медный	ТСМП-8051	200...+500	°С	В	08.06.2011 г.	
4	Блок питания	БПД-40-2к-Ех	(4...20)	мА	0,1	10.06.2011 г.	12 месяцев
5	Блок питания	БПД-40-2к-Ех	(4...20)	мА	0,1	10.06.2011 г.	12 месяцев
6	Сужающее устройство: Диафрагма камерная	ДКС16 350	241,85	мм	-	26.04.2010 г.	-
7	Датчик перепада давления	Метран-100Ех-ДД-1440	0...0,16	кгс/см <sup>2</sup>	0,25	10.03.2011 г.	12 месяцев
8	Корректор	С1г-751	0-100000	тыс. м <sup>3</sup>	0,02%	03.07.2008	4 года

Таблица 2. Измерительное оборудование отпуска электроэнергии

№	Объект учета	Тип (зав.№)	Номинальный ток, А	Номинальное линейное напряжение, В	Класс точности	Дата последней проверки	Периодичность проверки
1	П/с Излучина 110/6кВ, 1 с. 6 кВ, яч. 11, яч. 15, ввод-1, ГРС-1 ООО «Томсктрансгаз»	Меркурий-230 №01898172	5-10	3х57,7/100; 3х220/380	0,5	12.04.2011 г.	8 лет
2	П/с Излучина 110/6кВ, 2 с. 6кВ, яч. 12, яч. 16, ввод-2, ГРС-1 ООО «Томсктрансгаз»	Меркурий-230 №04353989	5-10	3х57,7/100; 3х220/380	0,5	12.04.2011 г.	8 лет
3	П/с Излучина 110/6кВ, 3с.6кВ, яч.45,53сб.ш.0,4кВ Р1 АВ1 ЗАО «КВАРЦ-ЗС» Ф.353, ТП 327 гараж	Меркурий-230 №04840597	5-10	3х57,7/100; 3х220/380	0,5	12.04.2011 г.	8 лет
4	П/с Излучина 110/6кВ, 1с.6кВ, яч.11, яч.29 оп.2 ТП BS46 ЗАО «Синко-Сбыт»	СА4У-И672М №830480	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
5	П/с Излучина ВРУ ОАО «Энергозащита» Филиал управления	СА4У-И672М №756167	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет

	«СЭМИ» ТП-9						
6	П/с Излучина 110/6кВ, 3с. 6кВ, яч. 45,53 сб.ш.0,4 кВР1АВ1 ЗАО «КВАРЦ-ЗС» Ф.454,КТП 320 АБК	Меркурий-230 №04373696	5-10	3x57,7/100; 3x220/380	0,5	12.04.2011 г.	8 лет
7	П/с Излучина BS-47 Гараж 0,4 кВ ООО «СКЪ Транс»	ПСЧ-ЗТА.03.2 №060417	5	3x220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
8	П/с Излучина BS-47 Автомойка 0,4 кВ ООО «СКЪ Транс»	СЭТ-4ТМ.02.2 №07030042	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
9	П/с Излучина 110/6 кВ, 3с. 6 кВ, яч. 45,47 оп. 7, ТП «Пилорама» ООО «СААС»	СА4У-И672М №281030	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
10	П/с Излучина 110/6 кВ, 3с. 6 кВ, яч. 45,53 ТП327 сб.ш.0,4кВ Р1 АВ2, (ф.353) ЗАО «Энергия КонверсКорп»	ПСЧ-ЗТА.07.612 №09000108	5-10	3x320/400, 3x(120-320)/(208-400)	1	12.04.2011 г.	10 лет
11	П/с Излучина 110/6 кВ, 1с. 6 кВ, яч. 11, яч. 29BS52, ТП11 отпайка от базы МУЗАО МТЭК «Высо-Тюмень»	СА4У-И672М №203531	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
12	П/с Излучина Ввод 1 0,4кВ от ТП9 Базовая станция «Уралсвязьинформ»	Меркурий-230 №01858311	5-10	3x57,7/100; 3x220/380	0,5	12.04.2011 г.	8 лет
13	П/с Излучина 110/6кВ, 1с.6кВ, яч.11, яч.29 оп.4 ТП-11 (Т2) (ООО «ВАСТ») ЗАО «Градострой»	СА4У-И672М №447525	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
14	П/с Излучина 110/6кВ, 2с.6кВ, яч.12, яч.30 оп.4 ТП-11 (Т2) (ООО «ВАСТ») ЗАО «Градострой»	СА4У-И672М №710351	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
15	П/с Излучина 110/6кВ, 1с.6кВ, яч.11, яч.29 BS52 оп.4, ЯКНО «НМУ», ТП «НМУ» ЗАО «Силовые машины» вв.1	СА4У-И672М №942887	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
16	П/с Излучина 110/6кВ, 1с.6кВ, яч.11, яч.29 BS52 оп.4, ЯКНО «НМУ», ТП «НМУ» ЗАО «Силовые машины» вв.1	СА4У-И672М №464456	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
17	П/с Излучина 110/6кВ, 1с.6кВ, яч.11, яч.27 BS24,CS24 шкаф АВРПБОУЛ АЗАРОВ А.С	СА4У-И672М №111236	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
18	П/с Излучина 110/6кВ, 2с. 6кВ, яч. 12,4	СА4У-И672М	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет

110

	ОВК, сек. ВК, яч.8, BS44, CS44 шк.8 сб. DS44R08 ООО «Дон2»	№794191					
19	П/с Излучина 110/6кВ, 4с. 6кВ, яч. 46,40 ТП «База ОРСа» 2с 0,4 кв. вв.2 комрес., хол. ПБОЮЛ АЗАРОВ А.С.	ПСЧ-ЗТА.03.2 №60418	5	3x220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
20	П/с Излучина 110/6кВ, 3с. 6кВ, яч. 46,40 ТП «База ОРСа» 1с 0,4 кв. вв.2 комрес., хол. ПБОЮЛ АЗАРОВ А.С.	ПСЧ-ЗТА.03.2 №60415	5	3x220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
21	П/с Излучина 110/6кВ, 2с.6кВ, яч.12,6 яч.46 BS36,CS36,пн.13 сб. DS36R02 ООО «Гидроэнергомонтаж»	СА4У-И672М №775730	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
22	П/с Излучина 110/6кВ, 3с.6кВ, яч.45, ТП «База ОРСа» 1с 0,4кВ вв.1 ООО «РАНИК»	ПСЧ-ЗТА.07.612 №10012077	5-10	3x320/400, 3x(120-320)/(208-400)	1	12.04.2011 г.	10 лет
23	П/с Излучина 110/6кВ, 3с.6кВ, яч.45,47 оп. 7, ТП-10 «Кода Лес»	СА4У-И672М №593840	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
24	П/с Излучина 110/6кВ, 3с.6кВ, яч.46ТП-9 «Кода Лес»	СА4У-И672М №778948	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
25	П/с Излучина 110/6кВ, 4с.6кВ, яч.46, ТП-9 1с. 0,4 кв, авт. «Столовая ЛБК» ЗАО «Электрозпсибконтанж»	ПСЧ-ЗТА.03 №060343	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
26	ТСН1АВВ, яч.8 ОАО «МТС» Ввод 0,4 кВ	СЭТ-4ТМ.02 №556094	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
27	П/с Излучина КРУ 6кВ бл. №1 КФХ «Гидропарк»	ПСЧ-ЗТА.03 №060411	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
28	1ВА, ОСЛ, гл.корп. ОАО «Вымпел-Коммуникация» 0,4 кВ	Меркурий-230 №00110077	5-10	3x57,7/100; 3x220/380	0,5	12.04.2011 г.	8 лет
29	П/с Излучина 110/6кВ, 3с. 0,4 кв, Ввод 1 ТП «ОПНИ»	СЭТ-4ТМ.02 №03070260	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
30	П/с Излучина 110/6кВ, 3с. 0,4 кв, Ввод 1 ТП «ОПНИ»	СЭТ-4ТМ.02 №03070538	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
31	П/с Излучина 110/6кВ, 4с. 6кВ, яч.46,54оп.1 ТП 320ОАО	СА4У-510 №034729	5	220; 380	2	12.04.2011 г.	8 лет

2/12

	«Нижневарттовскэнергомонтаж»						
32	П/с Излучина 110/6кВ, 4с. 6кВ, яч.46,58 ТП 253АО«НвППЖТ»	СА4-И672 №362507	10-20	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
33	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.107, 1с. 6кВ яч.9 РУ0,4кВ 1ЩСУ-1 Ф.АБК МУП ИМКХ	ПСЧ-3ТА.03 №60419	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
34	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.107, 1с. 6кВ яч.9 1с. 0,4кВ КЖП 2ЩСУ-1 МТС	СЭТ 4-1 №012754	3х(5-60)	380/220	1	12.04.2011 г.	6 лет
35	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.204, 2с. 6кВ яч 4 1с. 0,4кВ 1ЩСУ-2 Гараж МУП «ИМКХ»	ПСЧ-3ТА.03 №60417	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
36	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.204, 2с. 6кВ яч.9 1с. 0,4кВ КЖП 2ЩСУ-2 МТС	СЭТ 4-1 №012887	3х(5-60)	380/220	1	12.04.2011 г.	6 лет
37	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.204, 2с. 6кВ, 2с. 0,4кВ 2ЩСУ2, АП-50 «Мегафон»	ПСЧ-3ТА.03 №60481	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
38	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.204, 2с. 6кВ, оп.2.«Энергетик»	СА4У-И672М №40593	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
39	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.204, 2с. 6кВ, отпайка, ТП 6/0,4кВ ГСПК «Энергетик»	СА4У-И672М №039773	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
40	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.220, 2с. 6кВ, оп.1 ПСОК «Дионис»	СА4У-И672М №649953	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
41	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.220, 2с. 6кВ, оп.5, ТП 84, сб. ПР1 0,4кВ ООО «Лангри»	СА4У-И672М №784538	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
42	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.220, 2с. 6кВ, оп.6, ЯНКО-4, ав. 0,4кВ ТП «Энергетик-Севера»	СА4У-И672М №855008	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
43	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.220, 2с. 6кВ, оп.6, ЯНКО-4, оп. 14 СОНТ «Энергетик»	СА4У-И672М №040059	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
44	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.220, 2с. 6кВ, оп.6, ЯНКО-4, оп. 18ООО «Б.З.Электро»	СА4У-И672М №762621	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
45	П/с Гидронамыв 110/6кВ, ф.220, 2с.	СА4У-И672М	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет

130

бкВ, оп.7, СНТ «Северянин»							
46	ВЛ-220кВ Космос Р.з. БВС пн. 59Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №08060394	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
47	ВЛ-220кВ Мираж Р.з. БВС пн. 59Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №08051326	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
48	ВЛ-220кВ Эмтор Р.з. БВС пн. 60Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №06030009	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
49	ВЛ-220кВ Сибирская 1Р.з. БВС пн. 60Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №03040020	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
50	ВЛ-220кВ Сибирская 3Р.з. БВС пн. 60Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №08051340	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
51	ВЛ-220кВ Сибирская 4Р.з. БВС пн. 60Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №06030007	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
52	ШОВ12Р.з. БВС пн. 61Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №03040024	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
53	ВЛ-220кВ Советско-Соснинская1Р.з. БВС пн. 61Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №07060579	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
54	ВЛ-220кВ Советско-Соснинская2Р.з. БВС пн. 61Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №03040014	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
55	ШОВ34Р.з. БВС пн. 61Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №12033180	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
56	ВЛ-500кВ Сибирская Р.з. БВС пн. 289Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №03040023	1,5	3х57,7/100, 3х(120- 230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
57	ВЛ-500кВ Белозерная Р.з. БВС пн. 202Р	СЭТ-4ТМ.02.2 №0108081820	1,5	3х57,7/100, 3х(120-	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет

			230)/(208-400)		
--	--	--	----------------	--	--

Данные счетчики входят в состав автоматической системы коммерческого учета электроэнергии и мощности, что обеспечивает требуемую точность учета.

Таблица 3. Измерительное оборудование потребления электроэнергии на собственные нужды

№	Объект учета	Тип (зав.№)	Номинальный ток, А	Номинальное линейное напряжение, В	Класс точности	Дата последней поверки	Периодичность поверки
1	с. ЛВЕ раб. ОПК КРУ-6кВ яч.5	САЗУ-И670М№06271728	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
2	с. АВФ раб. ОПК КРУ-6кВ яч.6	САЗУ-И670М №06271781	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
3	с. ВЕ рез. ОПК КРУ-6кВ яч.15	САЗУ-И670М №06234110	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
4	с. ВФ раб. ОПК КРУ-6кВ яч.16	САЗУ-И670М №06233923	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
5	Тр.ВS38. ОВК КРУ-6кВ яч.3	САЗУ-И670М №679636	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
6	Тр.ВS39. ОВК КРУ-6кВ яч.4	САЗУ-И670М №513390	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
7	Тр.ВS37. ОВК КРУ-6кВ яч.12	САЗУ-И670М №452776	1,5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
8	1РТСНАВР1.01Гл.к. КРУ-6кВ яч.3	СЭТ-4ТМ.03 №07045191	1,5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
9	1РТСНАВРМ01Гл.к. КРУ-6кВ яч.4	СЭТ-4ТМ.03 №0109051079	1,5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
10	ТСНАВАГл.к. КРУ-6кВ яч.7	СЭТ-4ТМ.02.2 №09046223	1,5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
11	ТСНАВВГл.к. КРУ-6кВ яч.8	СЭТ-4ТМ.02.2 №08060499	1,5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
12	2РТСНАРВ1.02Гл.к. КРУ-6кВ яч.75	СЭТ-4ТМ.02.2 №08060478	1,5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
13	2РТСНАРВМ02Гл.к. КРУ-6кВ яч.78	СЭТ-4ТМ.02.2 №07045217	1,5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
14	ТСН 2АВА Гл.к. КРУ-	СЭТ-4ТМ.02.2 №09046236	1,5	3x57,7/100, 3x(120-	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет

150

	6кВ яч.51			230)/(208-400)			
15	ТСН 2АВВ Гл.к. КРУ-6кВ яч.58	СЭТ-4ТМ.02.2 №09046226	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
16	Ввод 6кВ АВГ МХЗ яч.3	A1R-3-A0-C4-T №01001185	1;5	57/100, 220/380	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	8 лет
17	Ввод 6кВ АРН МХЗ яч.4	A1R-3-A0-C4-T №01001169	1;5	57/100, 220/380	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	8 лет
18	Компрессорная п/с Излучина КРУН-6кВ яч.24	САЗУ-И670М №635675	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
19	Компрессорная п/с Излучина КРУН-6кВ яч.27	САЗУ-И670М №467497	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
20	ТР.ВS44 ОВК КРУ-6кВ яч.13	САЗУ-И670М №321729	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
21	ТР.ВS42 ОВК КРУ-6кВ яч.5	САЗУ-И670М №796636	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
22	ТР.ВS41 ОВК КРУ-6кВ яч.10	САЗУ-И670М №513392	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
23	ТР.ВS43 ОВК КРУ-6кВ яч.8	САЗУ-И670М №649636	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
24	ТР.ВS40 ОВК КРУ-6кВ яч.12	САЗУ-И670М №791771	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
25	ТР.ВS30 ОВК КРУ-6кВ яч.11	САЗУ-И670М №551958	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
26	Компрессор АКС, КВ-3 ОПК КРУ-6кВ яч.40	САЗУ-И670М №649484	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
27	Компрессор КВ-4 ОПК КРУ-6кВ яч.35	САЗУ-И670М №981342	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
28	ТП-9 п/с Излучина КРУН-6кВ яч.48	САЗУ-И670М №924394	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
29	ТП-10 п/с Излучина КРУН-6кВ яч.47	САЗУ-И670М №514416	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
30	ТП «ОСЛС» Ввод 0,4кВ	САЗУ-И670М №07030108	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
31	Ф.456 П/с Излучина КРУН-6кВ яч.56	САЗУ-И670М №649562	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет

160



32	Ф.355 П/с Излучина КРУН-6кВ яч.55	САЗУ-И670М №441631	1;5	100; 127; 220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
33	Ф.454 П/с Излучина КРУН-6кВ яч.54	СЭТ-4ТМ.02.2 №07045193	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
34	Ф.353 П/с Излучина КРУН-6кВ яч.53	СЭТ-4ТМ.02.2 №03033121	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
35	Тр.ВS51 Пождепо Ввод 0,4кВ	СА4У-И672М №024787	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
36	Тр.ВS52 Пождепо Ввод 0,4кВ	СА4У-И672М №315130	5-10	220; 380	2	12.04.2011 г.	6 лет
37	КЖП КРУ 6/0,4 кВ ввод 1ф.107 яч.13 п/с Гидронамыв	СЭТ-4ТМ.02.2 №08060491	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
38	КЖП КРУ 6/0,4 кВ ввод 1ф.204 яч.12 п/с Гидронамыв	СЭТ-4ТМ.02.2 №08060387	1;5	3x57,7/100, 3x(120-230)/(208-400)	0,2S; 0,5S	12.04.2011 г.	10 лет
40	ВК-1 КЖП РУСН 0,4кВ	ПСЧ-3ТА.03 №060416	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет
41	ВК-2,3 КЖП РУСН 0,4кВ	ПСЧ-3ТА.03 №060386	5	3·220/380	1	12.04.2011 г.	6 лет

На Нижневартовской ГРЭС разработана и внедрена автоматизирующая система управления технологическим процессом ПТК «Космотроника» (ЗАО «ПИК Прогресс» г. Москва).

198

**В.1.2. Поверочные процедуры:**

Ответственными за обслуживание ультразвуковых расходомеров, их эксплуатацию и архивирование данных являются специалисты цеха АСУТП. Калибровка счетчиков электроэнергии выполняется в соответствии с графиком поверки, который утверждается главным инженером Нижневартовской ГРЭС в соответствии с требованиями производителя и стандартами Российской Федерации. Средства измерений калибруются независимой организацией, имеющей государственную лицензию.

**В.1.3. Участие третьих сторон:**

Поверку и калибровку измерительных приборов выполняет государственная компания ФГУ «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации».

**В.2. Сбор данных (накопление данных за весь период мониторинга):**

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

- Значения расхода ПНГ газа берутся ежегодно из электронной базы данных;
- Сбор значений низшей теплотворной способности ПНГ осуществляется ежемесячно. Паспорта качества на поставляемый ПНГ (с указанием значения его низшей теплотворной способности) поступают непосредственно в производственно-технический отдел от поставщика ПНГ;
- Значения объемов производства и потребления электроэнергии на собственные нужды энергоблока №2 Нижневартовской ГРЭС берутся ежегодно из электронной базы данных.

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

Переменная	Источник	Единицы	Значение
Базовый коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС «Урал» $EF_{BL,CO_2,y}$	Детерминированный ПСО ЛЮ422 —Строительство ПГУ-400 на Сургутской ГРЭС-2, ОГК-4, Тюменская область, Россия <sup>9</sup>	тСО <sub>2</sub> /МВт·ч	0,606

**В.2.2. Список переменных:**

Переменная	Источник	Единицы	Методика расчета
Потребление ПНГ с нефтяных месторождений вторым энергоблоком Нижневартовской ГРЭС $FC_y$	Система коммерческого учета газа	норм.м <sup>3</sup>	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема ПНГ, сожженного на энергоблоке №2НижневартовскойГРЭС
Низшая теплотворная способность ПНГ в году $NCV_y$	Паспорт качества на ПНГ от поставщика	ГДж/норм.м <sup>3</sup>	Данное значение рассчитывается как средневзвешенное по данным ежемесячных паспортов качества на поставляемый ПНГ
Отпуск электроэнергии, выработанной на втором	Показания счетчиков	МВт·ч	Данное значение берется из электронной базы данных, по

<sup>9</sup>[http://www.sbrf.ru/common/img/uploaded/files/tender/kioto2/27\\_OGK4\\_Surgutskaya\\_PGU800.pdf](http://www.sbrf.ru/common/img/uploaded/files/tender/kioto2/27_OGK4_Surgutskaya_PGU800.pdf)

энергоблоке Нижневартонской ГРЭС в ОЭС «Урал» за период $y$ $EG_{PJ,y}$			показаниям измерительных устройств объема электроэнергии, выработанной на энергоблоке №2 Нижневартонской ГРЭС
Потребление электроэнергии на собственные нужды Нижневартонской ГРЭС за период $y$ $EG_{AUX,y}$	Показания счетчиков	МВт-ч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема потребления электроэнергии для собственных нужд
Средневзвешенный коэффициент выбросов $CO_2$ для природного газа по умолчанию МГЭИК $EF_{CO_2,NG,y}$	Таблица 1.4 Раздела 1 Тома 2 «Руководящих указаний МГЭИК по подготовке национальных инвентаризаций выбросов ПГ за 2006 г» <sup>10</sup> .	$tCO_2/GДж$	«Руководящие указания МГЭИК по подготовке национальных инвентаризаций выбросов ПГ за 2006 г» <sup>11</sup> .

**В.2.3. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов в ходе реализации проекта:**

Переменная	Описание	Период	Единицы	Значения
$FC_y$	Потребление ПНГ вторым энергоблоком Нижневартонской ГРЭС	2008 г	тыс.м <sup>3</sup>	1 541 477
		2009 г		1 363 034
		2010 г		1 622 145
		2011 г		1 583 922
$NCV_y$	Низшая теплотворная способность ПНГ в году	2008 г	ГДж/норм.м <sup>3</sup>	0,03421
		2009 г		0,03423
		2010 г		0,03416
		2011 г		0,03407
$EF_{CO_2,NG,y}$	Средневзвешенный коэффициент выбросов $CO_2$ для природного газа по умолчанию МГЭИК	2008 г	$tCO_2/GДж$	0,0561
		2009 г		
		2010 г		
		2011 г		

**В.2.4. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов по базовой линии:**

Переменная	Описание	Период	Единицы	Значения
$EG_{PJ,y}$	Отпуск электроэнергии, выработанной на втором энергоблоке Нижневартонской ГРЭС в ОЭС «Урал»	2008 г	МВт-ч	6 107 139
		2009 г		5 370 590
		2010 г		6 392 191
		2011 г		6 233 754
$EG_{AUX,y}$	Потребление электроэнергии на собственные нужды Нижневартонской ГРЭС	2008 г	МВт-ч	155 464
		2009 г		135 934
		2010 г		157 123
		2011 г		155 738

<sup>10</sup>[http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf)

<sup>11</sup>[http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf)

$EF_{BL,CO_2,y}$	Базовый коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС «Урал»	2008 г	тCO <sub>2</sub> /ГДж	0,606
		2009 г		
		2010 г		
		2011 г		

**В.2.5. Данные по утечкам:**

Не применяются.

**В.2.6. Данные по воздействию на окружающую среду:**

Внедрение проекта не вызывает вредных воздействий на окружающую среду.

Отчет «Оценка воздействия на окружающую среду I очереди Нижневартовской ГРЭС» был подготовлен Научно-производственным предприятием «Сибнефтехим» и утвержден 20.06.1991.

**Атмосферный воздух:** «...На территории Нижневартовска уровень загрязнения от Нижневартовской ГРЭС составит 0,18 ПДК. Таким образом, можно сделать вывод, что максимальная концентрация по всем ингредиентам от источников Нижневартовской ГРЭС с учетом фона не будет превышать ПДК...Количество выбрасываемых в атмосферу других вредных веществ незначительно и не окажет влияния на окружающую среду...»;

**Охрана вод:** «...Проведенными расчетами на смешение хоз-бытовых вод с водами р.Вах в контрольном створе 10 м по кислородному режиму и взвешенным веществам выявлено, что содержание веществ в расчетном створе не превышает ПДК... Таким образом, ввиду незначительного количества производственных стоков от ОПК, выпускаемых без очистки, при смешении с р.Вах в 500 м створе вода в реке практически не изменяет своего качественного состава...»

Влияние энергоблока №2 Нижневартовской ГРЭС на окружающую среду мониторится на регулярной основе в соответствие действующего экологического законодательства. Для мониторинга и отчетности используется стандартная форма 2-ТП, что включает в себя данные по всем выбросам таких загрязняющих веществ.

Контроль выбросов осуществляется согласно «Плана-графика контроля за соблюдением нормативов ПДВ», согласованного в установленном порядке в уполномоченных органах государственной власти. Измерения содержания окислов азота и окиси углерода в дымовых газах проводятся с помощью газоанализатора «TESTO-350». На котлоагрегате ТГМП-204 ХЛ второго энергоблока организован мониторинг уходящих газов с использованием прибора «КГА». Среднесуточные данные содержания NO и СО в дымовых газах автоматически протоколируются в ведомости усредненных показателей работы энергоблока. Все полученные данные фиксируются в журнале учета выбросов ежемесячно, на основе которого составляются отчеты по форме 2-ти (воздух) срочная (полугодие) и годовая.

**В.3. Журнал аварийных событий:**

За период мониторинга аварийных событий зарегистрировано не было.

**РАЗДЕЛ С. Меры по обеспечению и контролю качества**

**С.1. Документированные процедуры и план управления:**

**С.1.1. Роли и ответственность:**

Операционная структура включает операционный персонал Нижневартовской ГРЭС. Структура управления мониторинга проекта также включает специалистов компании-разработчика проекта VEMA S.A. Детальная операционная структура управления показана на Рисунке 1.



*Рис.1. Структура сбора данных мониторинга*

**С.1.2. Тренинги:**

Так как основная деятельность Нижневартовской ГРЭС не изменилась с внедрением проекта СО, специальные технические тренинги персоналу не нужны. Технический персонал предприятия имеет соответственные знания и опыт для внедрения проекта и ремонта оборудования.

В случае установки нового (такого, что раньше не эксплуатировалось на предприятии) оборудования, компания-производитель этого оборудования должна провести тренинг персонала. Во время периода мониторинга не было установлено такого оборудования, которое бы требовало проведения специального обучения персонала.

Нижневартовская ГРЭС проводит переподготовку персонала соответственно с условиями Норм охраны труда. На предприятии существует Служба охраны труда и производственного контроля (СОТПК), которая отвечает за повышение уровня квалификации персонала и тренинги.

**С.2. Участие третьих сторон:**

Участие третьих сторон не требовалось.

**С.3. Внутренний аудит и методы контроля:**

Средства измерительной техники, которые используются для мониторинга, подлежат периодической государственной проверке. Персонал Нижневартговской ГРЭС подлежит периодической проверке на знания требований:

- сбора данных соответственно плану мониторинга (сбор данных в рамках мониторинга проекта совпадает с обычной практикой, установленной на предприятии)
- охраны труда

Каждый квартал представители разработчика проекта компании «VEMA S.A.» проводят внутренний аудит системы мониторинга на предприятии Нижневартговской ГРЭС, что включает меры проверки ведения учета параметров мониторинга, своевременного выполнения поверки измерительного оборудования, проверка данных автоматизированной системы коммерческого учета производства электроэнергии.

**С.4. Процедуры поиска неисправностей:**

Следующие системы измерений имеют резервирование: газовый счетчик и все измерительные трансформаторы для учета поставляемой электроэнергии и электроэнергии на собственные нужды.

**РАЗДЕЛ D. Расчет сокращения выбросов парниковых газов**

**D.1.1. Описание формул, которые используются для расчета проектных выбросов:**

Проектные выбросы рассчитываются с помощью следующей формулы:

$$PE_y = FC_y \cdot COEF_y, \quad (1)$$

где:

$PE_y$  – проектные выбросы за мониторинговый период «у», тСО<sub>2</sub>-экв;

$FC_y$  – потребление ПНГ вторым энергоблоком Нижневартовской ГРЭС за мониторинговый период, «у», норм.м<sup>3</sup>;

$COEF_y$  – коэффициент выбросов СО<sub>2</sub> для ПНГ, тСО<sub>2</sub>/норм.м<sup>3</sup>.

Коэффициент выбросов СО<sub>2</sub> для ПНГ определяется следующим образом:

$$COEF_y = NCV_y \cdot EF_{CO_2,NG,y}, \quad (2)$$

где:

$NCV_y$  – низшая теплотворная способность ПНГ за мониторинговый период «у», ГДж/норм.м<sup>3</sup>;

$EF_{CO_2,NG,y}$  – средневзвешенный коэффициент выбросов СО<sub>2</sub> для природного газа по умолчанию МГЭИК за период «у», тСО<sub>2</sub>/ГДж.

**D.1.2. Описание формул, которые используются для расчета выбросов за базовым сценарием:**

Базовые выбросы ПГ за мониторинговый период «у» определяются следующим образом:

$$BE_y = BE_{elec,y} + BE_{heat,y}, \quad (3)$$

$BE_{elec,y}$  – базовые выбросы в результате выработки объема электроэнергии эквивалентного выработке энергоблока №2 Нижневартовской ГРЭС в ОЭС «Урал» за мониторинговый период «у», тСО<sub>2</sub>-экв.;

$BE_{heat,y}$  – базовые выбросы в результате выработки объема тепловой энергии эквивалентного выработке энергоблока №2 Нижневартовской ГРЭС в ОЭС «Урал» за мониторинговый период «у», тСО<sub>2</sub>-экв.;

Поскольку энергоблок №2 Нижневартовской ГРЭС предназначен в основном для производства электроэнергии и вырабатывает сравнительно небольшой объем тепловой энергии (который в основном используется на собственные нужды предприятия), было принято решение не учитывать выбросы, связанные с производством тепловой энергии. Таким образом, предполагается, что  $BE_{heat,y} = 0$ . Это предположение отвечает принципам консерватизма.

$$BE_{elec,y} = (EG_{PJ,y} - EG_{AUX,y}) \cdot EF_{BL,CO_2,y}, \quad (4)$$

где:

$BE_{elec,y}$  – выбросы базовой линии за мониторинговый период у, тСО<sub>2</sub>-экв;

$EG_{PJ,y}$  – отпуск электроэнергии, выработанной на энергоблоке №2 Нижневартовской ГРЭС в ОЭС «Урал» за мониторинговый период «у», МВт-ч;

$EG_{AUX,y}$  – потребление электроэнергии на собственные нужды от энергоблока №2 Нижневартовской ГРЭС за период «у», МВт-ч;

$EF_{BL,CO_2,y}$  - базовый коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС «Урал», тCO<sub>2</sub>/МВт-ч.

**D.1.3. Описание формул, которые использовались для расчета сокращений выбросов ПГ:**

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

$ER_y$  – сокращение выбросов за мониторинговый период у, тCO<sub>2</sub>-экв;

$PE_y$  – проектные выбросы за мониторинговый период у, тCO<sub>2</sub>-экв;

$BE_y$  - выбросы базовой линии за мониторинговый период у, тCO<sub>2</sub>-экв.

**D.1.4. Утечки:**

Нет утечек, связанных с этим проектом.



**РАЗДЕЛ Е. Результаты мониторинга сокращения выбросов ПГ****Е.1. Выбросы ПГ по проектному сценарию**

Расчет проектных выбросов выполнен в Приложении № 1 - сопроводительном документе файла Excel соответственно формулам, приведенным в разделе D.1.1 Отчета по Мониторингу. В результате внедрения мер по проекту на протяжении отчетного периода были достигнуты следующие значения проектных выбросов ПГ:

*Таблица 4. Проектные выбросы ПГ за мониторинговый период*

Года	Проектные выбросы (тСО <sub>2</sub> -экв)
2008	2 958 514
2009	2 617 057
2010	3 108 659
2011	3 027 349
Общие проектные выбросы на протяжении периода кредитования 2008-2011 гг. (тСО <sub>2</sub> -экв)	<b>11 711 579</b>

**Е.2. Утечки**

Нет утечек, связанных с этим проектом.

**Е.3. Выбросы ПГ базовой линии**

Расчет базовых выбросов выполнен в Приложении № 1- сопроводительном документе файла Excel соответственно формулам, приведенным в разделе D.1.2. Отчета по Мониторингу. Результаты расчетов объемов выбросов ПГ по базовому сценарию на протяжении отчетного периода представлены в Таблице 5.

*Таблица 5. Базовые выбросы ПГ за мониторинговый период*

Года	Базовые выбросы (тСО <sub>2</sub> -экв)
2008	3 606 715
2009	3 172 202
2010	3 778 451
2011	3 683 278
Общие базовые выбросы на протяжении периода кредитования 2008-2011 гг. (тСО <sub>2</sub> -экв)	<b>14 240 646</b>

**Е.4. Сокращения выбросов в результате внедрения проекта на протяжении периода мониторинга**

Сокращения выбросов в результате внедрения проекта рассчитываются как разница между базовыми и проектными выбросами. Расчет сокращений выбросов выполнен в Приложении № 1 - сопроводительном документе файла Excel соответственно формулам, приведенным в разделе D.1.3. Отчета по Мониторингу. В результате внедрения мер по проекту на протяжении отчетного периода были достигнуты следующие сокращения выбросов:

Таблица 6. Таблица, содержащая результаты оценки сокращения выбросов ПГ за мониторинговый период

Год	Проектные выбросы (т CO <sub>2</sub> -экв)	Утечки (т CO <sub>2</sub> -экв)	Базовые выбросы (т CO <sub>2</sub> -экв)	Сокращение выбросов (т CO <sub>2</sub> -экв)
2008	2 958 514	0	3 606 715	648 201
2009	2 617 057	0	3 172 202	555 145
2010	3 108 659	0	3 778 451	669 792
2011	3 027 349	0	3 683 278	655 929
<b>Всего (т CO<sub>2</sub>-экв)</b>	<b>11 711 579</b>	<b>0</b>	<b>14 240 646</b>	<b>2 529 067</b>

## **Расчёт сокращений выбросов**

### Исходные данные для проведения расчётов

Для расчета базовых выбросов ВЕу

Год	2008	2009	2010	2011
Объем выработки электроэнергии энергоблоком №2 Нижневартовской ГРЭС, МВт-ч	6107139	5370590	6392191	6233754
Объем электроэнергии, потребленный на собственные нужды, МВт-ч	155464	135934	157123	155738
Базовый коэффициент для выработки электроэнергии в ОЭС "Урал", т CO <sub>2</sub> /МВт-ч	0,606	0,606	0,606	0,606

Для расчета проектных выбросов РЕу

Объем потребленного газа, тысяч м <sup>3</sup>	1541477	1363034	1622145	1583922
Низшая теплотворная способность, ГДж/норм.м <sup>3</sup>	0,034212	0,034225	0,034160214	0,034069508
Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> для природного газа, тCO <sub>2</sub> /Гдж	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561

#### Базовые выбросы

Год	ВЕу, тCO <sub>2</sub> -экв
1 период действия обязательств	
2008	3 606 715
2009	3 172 202
2010	3 778 451
2011	3 683 278
Всего за период, тCO <sub>2</sub> -экв	
	14 240 646

### Проектные выбросы

	Год	PEy, тCO2-экв
1 период действия обязательств		
	2008	2 958 514
	2009	2 617 057
	2010	3 108 659
	2011	3 027 349
Всего за период, тCO2-экв		11 711 579

### Сокращение выбросов

	Год	ERy, тCO2-экв
1 период действия обязательств		
	2008	648 201
	2009	555 145
	2010	669 792
	2011	655 929
Всего за период, тCO2-экв		2 529 067

**Список документов по фактическим данным по показателям, подлежащим мониторингу**

1. Паспорта качества на ПНГ за период 2008-2011 гг.;
2. Опросный лист фактических данных по выработке электроэнергии, потреблению ПНГ и потреблению электроэнергии на собственные нужды;
3. Пояснительная записка к опросному листу с указанием источников получения данных;
4. Контракт № Е/4 от 01.06.2000 на инжиниринговые услуги, поставку оборудования, СМР, пуско-наладочные работы и разработку и внедрение автоматизированной системы управления технологическим процессом;
5. Акт приемки законченного строительством объекта от 14.11.2003 г.
6. Акт на работы по монтажу фундамента датированный декабрем 2000 г; акт готовности фундамента к проведению монтажных работ датированный 31.05.2001 г.;
7. Акт на паровую турбину К-800-240-5, датированный 02.11.2003 г.;
8. Протоколы поверки счетчиков электроэнергии;
9. Свидетельство о проведении поверки счетчиков потребляемого ПНГ;
10. Инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении в ЗАО «Нижевартовская ГРЭС»

**СВЕДЕНИЯ О РАЗНОСТИ МЕЖДУ ПЛАНИРУЕМЫМ ОБЪЕМОМ И  
ФАКТИЧЕСКОЙ ВЕЛИЧИНОЙ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ  
ИЗ ИСТОЧНИКА И (ИЛИ) МЕЖДУ ПЛАНИРУЕМЫМ И  
ФАКТИЧЕСКИМ УРОВНЕМ ИХ АБСОРБЦИИ ПОГЛОТИТЕЛЕМ ПО  
ПРОЕКТУ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ «ВНЕДРЕНИЕ  
ЭНЕГРОБЛОКА №2 МОЩНОСТЬЮ 800 МВТ НИЖНЕВАРТОВСКОЙ  
ГРЭС»**

Таблица 1-Данные о разнице объёмом единиц сокращения выбросов(т СО2-экв.)

№ п/п	Период мониторинга	Планируемые объемы выбросов (т СО2-экв.)	Утечки (т СО2-экв.)	Фактическая величина выбросов (т СО2-экв.)	Разница
1	01.01.2008-31.12.2008	648 201	0	648 201	0
2	01.01.2009-31.12.2009	555 145	0	555 145	0
3	01.01.2010-31.12.2010	669 792	0	669 792	0
4	01.01.2011-31.12.2011	655 929	0	655 929	0
5	Всего (01.01.2008-31.12.2011)	2 529 067	0	2 529 067	0

Разница между планируемым объемом выбросов и фактической величиной выбросов равна 0, поскольку при разработке проектно-технической документации по проекту совместного осуществления «Внедрение энергоблока № 2 мощностью 800 МВт Нижневартовской ГРЭС», принимались фактические данные по отпуску и выработке электроэнергии на втором энергоблоке Нижневартовской ГРЭС, а также фактические данные потребления ПНГ вторым энергоблоком Нижневартовской ГРЭС.

24.09.12.

Генеральный директор



А.П. Пащенко