

Отчёт о мониторинге

по проекту «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала  
«Невский»

За период «2009-2010 »

Генеральный директор ОАО «ТГК-1»

Филиппов Андрей Николаевич



**ОТЧЁТ О МОНИТОРИНГЕ ЗА 2009-2010**

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ГЭС) ФИЛИАЛА «НЕВСКИЙ»**

**Дата: 20 Октября 2011**

**СОДЕРЖАНИЕ**

- A. Общее описание проекта и информация о мониторинге
- B. Ключевые мероприятия, осуществляемые при мониторинге
- C. Обеспечение качества измерений и меры по контролю качества измерений.
- D. Расчёт сокращений выбросов ПГ.

**Приложения**

Приложение 1 – Данные о годовом отпуске электрической энергии источником в энергосистему (ОЭС)

Приложение 2 – Расчёт сокращений выбросов CO<sub>2</sub>

Приложение 3 Перечень документов приложенных к отчёту о мониторинге и направленных в аккредитованный независимый орган.

## **Предпосылки и цели отчёта о мониторинге**

В соответствии с пунктом 36 Положения о Совместном осуществлении участники проекта подают в аккредитованный независимый орган отчет в соответствии с планом мониторинга по достигнутому сокращению антропогенных выбросов из источников или по увеличению абсорбции поглотителями.

Целью настоящего отчёта о мониторинге является предоставление полного, непротиворечивого, ясного и точного расчета сокращения выбросов, в пределах границ Каскада Вуоксинских ГЭС за период с 2 июня 2009 - 31 декабря 2010 года.

## **РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта и информация по мониторингу**

### **А.1. Наименование проекта:**

Наименование: «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский»

Сектор: 1. Вид промышленности, связанный с энергетикой (возобновляемые/ невозобновляемые источники)<sup>1</sup>

Версия: 07

Дата: 20/10/11

### **А.2. Краткое описание проекта:**

Светогорская ГЭС и Лесогорская ГЭС введены в эксплуатацию в 1937 и 1947 гг. соответственно.

Электростанции являются частью каскада из четырех ГЭС, сооруженных Финляндией в 1920-50-х гг. (станции Imatra и Tainionkoski располагаются выше по течению р. Вуокса).

Инвестиционным проектом предусмотрена реконструкция двух гидроэлектростанций филиала «Невский», которые являются частью Единой энергосистемы Северо-запада России. Собственником станций является Открытое акционерное общество «Территориальная Генерирующая Компания №1» (ОАО «ТГК-1»). Реконструкция гидроэлектростанций позволит получить следующие преимущества:

- Увеличение поставки электроэнергии и снижение перетока электроэнергии между ЕЭС Северо-Запада и других ЕЭС России;
- Снижение выбросов загрязняющих веществ за счет предотвращения использования ископаемого топлива для выработки электроэнергии (Сокращение NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> и летучих органических веществ)
- Стимулирование регионального экономического развития.

Базовый сценарий основан на допущении, что если проект не будет реализован (т.е. дополнительная электроэнергия не будет отпускаться в сеть), то потребность в энергии будет обеспечиваться третьими лицами. Энергетические компании в рамках одной региональной энергетической системы (ОЭС «Северо-Запад») могут увеличивать выработку электроэнергии на существующих мощностях, задерживая вывод из эксплуатации устаревших мощностей и / или за счёт установки новых энергоблоков.

Проектно-техническая документация (ПТД) включающая базовую линию и план мониторинга выполнена ООО «Энергетические углеродные проекты». Проведена детерминация проекта «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский» независимой аккредитованной организации и получено положительное заключение 29.06.2010. Проект одобрен Министерством Экономического Развития 30.12.2010<sup>2</sup>. Fortum Power and Heat Oy направило документы на получение одобрения со стороны Финляндии. В настоящее время проект не получил одобрение со стороны Финляндии.

### **А.3. Период мониторинга:**

- Дата начала мониторинга: 02/06/2009<sup>3</sup>;
- Дата завершения мониторинга: 31/12/2010.

<sup>1</sup> [http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List\\_Sectoral\\_Scopes\\_version\\_02.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes_version_02.pdf)

<sup>2</sup> Письмо одобрения # Д07-15 от 17/01/2011

<sup>3</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №3 ГЭС-11

#### **А.4. Методология принятая для проекта (вкл. Номер версии)**

##### **А.4.1. Методология принятая в отношении базовой линии:**

Для определения базовой линии текущего проекта использована методика АСМ0002 «Консолидированная методология мониторинга для производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергосистемы» версии 10, 28 мая 2009. Эта методика также ссылается на «Руководство расчета коэффициента эмиссии для электрических энергосистем».

##### **А.4.2. Методология мониторинга:**

В целях осуществления мониторинга проекта использовалась методика АСМ0002 «Консолидированная методология мониторинга для производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергосистемы» версии 10, 28 мая 2009

#### **А.5. Статус реализации проекта**

20.06.2006 бизнес-план проекта «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский» одобрен на заседании Совета Директоров ОАО «ТГК-1».

10.05.2007 заключен договор на проектирование, поставку оборудование и строительно-монтажные работы по реконструкции Каскада Вуоксинских ГЭС.

В соответствии с графиком реализации запуск гидроагрегатов осуществляется в период с 2009 по 2012.

02.06.2009, новый гидроагрегат №3 Светогорской ГЭС-11 введён в эксплуатацию<sup>4</sup>.

31.12.2009, новый гидроагрегат №1 Лесогорской ГЭС-10 введён в эксплуатацию<sup>5</sup>.

26.07.2010, новый гидроагрегат №1<sup>6</sup> Светогорской ГЭС-11 введён в эксплуатацию<sup>7</sup>.

Гидроагрегаты были запущены с задержкой, поэтому значение единиц сокращений выбросов ниже по сравнению с рассчитанным значением в ПТД

#### **А.6. Ответственное лицо за подготовку и представление отчёта по мониторингу**

Ответственное лицо за подготовку и представление отчёта по мониторингу Шиляев Алексей, ОАО «ТГК-1».

<sup>4</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №3 ГЭС-11.

<sup>5</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-10.

<sup>6</sup> Акт перемаркировки гидроагрегата №1 ГЭС-11.

<sup>7</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-11.

**Раздел В. Ключевые мероприятия плана мониторинга для периода мониторинга указанного в разделе А.4 ..**

**В.1. Типы оборудования применяемые для мониторинга.**

Счетчики электроэнергии устанавливаются в целях организации учета электроэнергии, выработанной генераторами, отпущенной в сети энергосистемы, потребленной отдельно на собственные, производственные и хозяйственные нужды, отпущенной непосредственно в сети потребителей (других собственников) и потребленной на резервное возбуждение генераторов. Тип счетчиков электроэнергии, которые установлены в точках поставки (передачи) электроэнергии Каскада Вуоксинских ГЭС - А 1802 RALQ-P4GB-DW-4 с классом точности 0,2 S.

**В.2. Сбор и обработка данных**

Учёт электроэнергии станции организован на основании «Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» РД 34.09.101-94, введенной в действие с 01.01.1995. Для контроля достоверности учета электроэнергии на Каскаде Вуоксинских ГЭС имеется комиссия в составе главного инженера, начальника производственно-технического отдела, начальника электроцеха и начальника электронно-технической лаборатории. Указанная комиссия ежемесячно подписывает акт выработки, отпуска и баланса электроэнергии по показаниям счетчиков на 00-00 часов первого числа месяца следующего за отчетным и по данным расчетов потерь электроэнергии, выполненных ПТО по утвержденной инструкции. Акт оформляется в двух экземплярах до пятого числа каждого месяца, следующим за отчетным и передается в департамент по сбыту ОАО «ТГК- 1» для согласования. Согласованный экземпляр возвращается на Каскад Вуоксинских. В баланс включаются следующие сведения:

- выработка активной электроэнергии генераторами,
- поступление электроэнергии от ОАО «ТГК-1» и других собственников,
- отпуск в сети ОАО «ТГК-1» и других собственников,
- расход электроэнергии на собственные нужды,
- расход электроэнергии на производственные нужды,
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды,
- отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ,
- потери электроэнергии в станционной электросети,
- расход электроэнергии на резервное возбуждение генераторов.

Специалист отдела стратегического планирования оценивает единиц сокращения выбросов в соответствии с планом мониторинга, который содержится в проектно-технической документации проекта «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский».

**В.3. Сбор данных и архив:**

На сервере ОАО «ТГК-1» содержится информация связанная с мониторингом сокращения выбросов:

- План мониторинга в формате pdf
- Расчёт фактических годовых сокращений эмиссий по проекту в формате excel.

### С. Обеспечение качества измерений и меры по контролю качества измерений

<b>С.1. Контроль качества и обеспечения качества процедур принятых для данных мониторинга</b>		
<i>Данные (Указание на таблицу и Идентификационны й номер)</i>	<i>Уровень неопределённости данных (Высокий/средний/низкий)</i>	<i>Пояснение контроля качества и обеспечения качества процедур принятых для приведённых данных или объяснения почему данные процедуры не являются необходимыми..</i>
<i>B2. EG<sub>PLU</sub></i>	Низкий	Тип счетчиков электроэнергии, которые установлены в точках отпуска (передачи) электроэнергии Каскада Вуоксинских ГЭС - А 1802 RALQ-P4GB-DW-4 с классом точности 0,2 S. Данные были измерены в соответствии с требованиями метрологии. Поверка погрешности измерений и поверка пригодности счётчиков для использования были осуществлены в 2007-м году. Межповерочный интервал составляет 12 лет. <sup>8</sup> . Следующая поверка запланирована на 2019-й год.

<sup>8</sup> См. документы:

Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс №11.1,  
Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.3 ,  
Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс № 10.1.

## РАЗДЕЛ D. Расчёт сокращений выбросов ПГ

### D.1. Выбросы по проекту

Методология АСМ0002 версии 10 применяется для случаев расположения водохранилища в заповедной зоне. Параметры установленной мощности ГЭС и параметры в районе водохранилища (пожалуйста, см. методологию АСМ0002 версии 10) не подвергаются мониторингу. Мы считаем, что проект не вызывает прямых выбросов парниковых газов. Таким образом, нет никакой формулы для расчета прямых выбросов приведенных в данном разделе.  $PE_y = 0$ .

### D.2. Выбросы в базовой линии

В методике АСМ0002 версии 10, выбросы базовой линии включают только выбросы CO<sub>2</sub> от производства электроэнергии на ископаемом топливе электростанций, которые были замещены в результате реализации проекта. Расчёт выбросов осуществляется следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

где:

$BE_y$  = выбросы в базовой линии в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>/год).

$EG_{PJ,y}$  = количество электроэнергии, которая произведена и отпущена в энергосистему в результате реализации проекта совместного осуществления в год  $y$  (МВтч/год).

$EF_{grid,CM,y}$  = комбинированный коэффициент эмиссии для энергосистемы в году  $y$  рассчитанный с применением последней версии методики «Руководство расчета коэффициента эмиссии для электрических энергосистем». (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

Методология предполагает, что вся дополнительная по сравнению с базовой линией произведённая электроэнергия в результате реализации проекта ( $EG_{PJ,y}$ ) была бы произведена тепловыми электростанциями энергосистемы и новыми источниками генерации, как это отражено в  $EF_{grid,CM,y}$ .

Так как реализация проекта приведёт к увеличению мощности существующих гидроэлектростанций энергосистемы:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}); \text{ until } DATE_{BaselineRetrofit} \quad (2)$$

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{ on/after } DATE_{BaselineRetrofit} \quad (3)$$

Where:

$EG_{PJ,y}$  = количество электроэнергии, которая произведена и отпущена в энергосистему в результате реализации проекта Совместного Осуществления в год  $y$  (МВтч/год).

$EG_{facility,y}$  = количество дополнительной электроэнергии, которая произведена и отпущена в энергосистему в результате реализации проекта Совместного Осуществления в год  $y$  (МВтч/год).

$EG_{historical}$  = средний годовой исторический отпуск электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$\sigma_{historical}$  = стандартное отклонение от средне годового исторического отпуска электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$DATE_{BaselineRetrofit}$  = Момент времени когда существующее оборудование должно быть заменено при отсутствии реализации проекта (дата).

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,CM,y} \cdot W_{CM} + EF_{grid,EM,y} \cdot W_{EM} \quad (4)$$

где:

$EF_{grid,CM,y}$  = комбинированный коэффициент эмиссии для энергосистемы в году  $y$  (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

$EF_{grid, BM, y}$  = фактор эмиссии CO<sub>2</sub> для новых мощностей в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

$EF_{grid, OM, y}$  = фактор эмиссии CO<sub>2</sub> для действующих мощностей в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

$w_{OM}$  = вес фактора эмиссии для действующих мощностей (%).

$w_{BM}$  = вес фактора эмиссии для новых мощностей (%).

В расчётах используются фактические данные по произведённой электроэнергии на новом оборудовании. Месячные данные производства электроэнергии на каждом гидроагрегате приняты на основании акта о составлении баланса электроэнергии<sup>9</sup>. Отпуск электроэнергии с шин рассчитан как разница между выработкой электроэнергии и расходом электроэнергии на собственные нужды. Так как отпуск электроэнергии с шин определяется для всей станции, то расход электроэнергии на собственные нужды каждого гидроагрегата определён в пропорции к выработке электроэнергии.

Отпуск электроэнергии с шин в базовой линии рассчитывается следующим образом. На основании фактического отпуска электроэнергии с шин рассчитаны часы работы нового оборудования. Отпуск электроэнергии с шин в базовой линии рассчитан на основании исторических данных и периода работы нового оборудования.

Годовая величина часов использования нового оборудования:

$$T_{old, x, y} = \frac{EG_{historical} + \sigma_{historical}}{EC_{old}} \quad (5)$$

$T_{old, x, y}$  = годовое значение часов использования оборудования  $x$  в году  $y$  (часов).

$EG_{historical}$  = средний годовой исторический отпуск электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$\sigma_{historical}$  = стандартное отклонение от средне годового исторического отпуска электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$EC_{old}$  = электрическая мощность старого оборудования  $x$  (МВт).

Годовое число часов работы нового оборудования:

$$T_{x, y} = \frac{EG_{facility, x, y}}{EC_{new}} \quad (6)$$

$T_{new, x, y}$  = Число часов использования оборудования  $x$  в году  $y$  (часов).

$EG_{facility, x, y}$  = отпуск электроэнергии на новом оборудовании  $x$  в году  $y$  (МВтч/год).

$EC_{new}$  = электрическая мощность нового оборудования  $x$  (МВт).

Скорректированная величина исторического отпуска электроэнергии на старом оборудовании:

$$EG_{historical, y} = \frac{EG_{historical} + \sigma_{historical}}{T_{old, x, y}} * T_{x, y} \quad (7)$$

Формулы (5-7) используются для расчёта производства электроэнергии для периода меньше года. Базовая формула (2) не изменялась.

Использование исторических годовых значений отпуска электроэнергии позволяет учесть водность года. Водность является характеристикой речного стока. Данный подход является консервативным.

<sup>9</sup> См. файлы:

Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-10 в 2009-м году (Acts of production\_2009\_HPP-10.pdf),

Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-11 в 2009-м году (Acts of production\_2009\_HPP-11.pdf),

Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-10 в 2010-м году (Acts of production\_2010\_HPP-10.pdf),

Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-11 в 2010-м году (Acts of production\_2010\_HPP-11.pdf).



### D.3. Утечка

В соответствии с методологией АСМ0002 основные выбросы потенциально приводят к увеличению утечек в контексте проектов электрического сектора. К ним относятся выбросы, связанные с такой деятельностью как, строительство электростанции, обращение с топливом (добыча, переработка и транспортировка), и затопление земли. Применительно к данной методике участники проекта не должны рассматривать эти источники выбросов как утечки.

Таким образом, утечки не включены при оценке выбросов проектной линии.

$$L_y = 0 \quad (8)$$

### D.4. Сокращения выбросов в период мониторинга.

Сокращения выбросов рассчитываются следующим образом:

$$ER_y = BE_y - 0 \quad (9)$$

Приложение I

ДААННЫЕ О ГОДОВОМ ОТПУСКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИСТОЧНИКОМ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ (ОЭС)

2009.

Таблица Прил.1.1. Выработка электроэнергии, МВтч (всего Каскад Вуоксинских ГЭС).

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	44 666	41 973	48 636	46 414	51 129	45 210	49 780	51 122	49 830	38 092	38 433	48 855
Г№1	12 971	11 268	13 502	13 070	12 600	5 503	0	0	0	0	0	0
Г№2	14 825	15 995	17 555	16 416	16 452	14 244	16 440	16 479	15 315	16 794	17 262	14 897
Г№3	0	0	0	0	0	9 372	15 891	17 245	17 879	3 805	7 826	16 799
Г№4	16 871	14 710	17 578	16 929	17 209	16 091	17 449	17 397	16 636	17 493	13 345	17 160
Лесогорская ГЭС	51 332	46 915	52 128	50 795	51 035	49 749	50 996	50 662	48 112	39 269	45 753	49 122
Г№1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 405
Г№2	17 049	14 956	17 411	16 641	16 770	16 487	16 188	16 625	15 164	13 555	11 899	12 015
Г№3	16 955	16 002	17 731	17 080	16 909	17 064	17 451	16 774	16 972	12 859	16 883	17 398
Г№4	17 329	15 957	16 986	17 074	17 356	16 198	17 357	17 262	15 977	12 855	16 971	17 304

Таблица Прил.1.2. Отпуск электроэнергии, МВтч (всего Каскад Вуоксинских ГЭС)

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	44 282	41 598	48 230	46 107	50 910	44 989	49 543	50 877	49 564	37 801	38 066	48 368
Г№1	12 859	11 167	13 389	12 983	12 546	5 476	0	0	0	0	0	0
Г№2	14 697	15 852	17 409	16 307	16 382	14 174	16 362	16 401	15 234	16 666	17 097	14 748
Г№3	0	0	0	0	0	9 326	15 815	17 163	17 784	3 776	7 751	16 631
Г№4	16 726	14 579	17 431	16 817	17 135	16 013	17 366	17 314	16 547	17 360	13 218	16 989
Лесогорская ГЭС	51 130	46 715	51 940	50 603	50 870	49 603	50 860	50 516	47 967	39 087	45 570	48 944
Г№1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 396
Г№2	16 981	14 892	17 348	16 578	16 716	16 438	16 145	16 577	15 118	13 492	11 851	11 971
Г№3	16 888	15 934	17 667	17 015	16 854	17 015	17 405	16 726	16 920	12 799	16 816	17 335
Г№4	17 260	15 889	16 925	17 010	17 300	16 150	17 310	17 212	15 929	12 796	16 903	17 241

Таблица Прил.1.3. Отпуск электроэнергии на новых мощностях, МВтч

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	0	0	0	0	0	9 326	15 815	17 163	17 784	3 776	7 751	16 631
Г№1												
Г№2												
Г№3	0	0	0	0	0	9 326	15 815	17 163	17 784	3 776	7 751	16 631
Г№4												
Лесогорская ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 396
Г№1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 396
Г№2												
Г№3												
Г№4												

2010.

Таблица Прил.1.4. Выработка электроэнергии, МВтч (всего Каскад Вуоксинских ГЭС).

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	48 408	43 022	46 605	46 927	49 135	47 729	52 228	45 540	53 203	46 954	42 073	42 644
Г№1	0	0	0	0	0	0	4 478	15 438	19 483	16 720	15 727	16 046
Г№2	15 010	15 080	14 844	15 769	14 872	15 379	16 065	14 752	14 821	14 847	12 704	13 315
Г№3	16 361	12 673	15 256	14 984	17 761	16 888	15 403	1 888	18 899	15 386	13 642	13 283
Г№4	17 037	15 269	16 505	16 175	16 502	15 462	16 282	13 463	0	0	0	0
Лесогорская ГЭС	50 560	45 420	50 442	48 839	51 552	50 121	49 014	49 631	51 209	47 758	42 013	42 525
Г№1	11 778	18 057	20 908	19 744	21 430	19 251	15 714	19 471	19 411	19 730	17 023	17 926
Г№2	5 150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Г№3	16 940	14 957	14 863	14 358	16 116	15 736	17 148	17 054	16 195	14 417	12 248	12 725
Г№4	16 693	12 406	14 671	14 737	14 006	15 135	16 153	13 106	15 603	13 611	12 741	11 874

Таблица Прил.1.5. Отпуск электроэнергии, МВтч (всего Каскад Вуокенских ГЭС)

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	47 868	42 531	46 098	46 561	48 833	47 453	51 973	45 335	52 934	46 642	41 661	42 080
Г№1	0	0	0	0	0	0	4 456	15 368	19 384	16 609	15 573	15 834
Г№2	14 842	14 908	14 683	15 646	14 780	15 290	15 987	14 685	14 746	14 749	12 580	13 139
Г№3	16 178	12 528	15 090	14 867	17 652	16 790	15 327	1 879	18 803	15 284	13 508	13 107
Г№4	16 847	15 095	16 325	16 049	16 401	15 372	16 203	13 402	0	0	0	0
Лесогорская ГЭС	50 267	45 185	50 168	48 616	51 351	49 930	48 815	49 407	50 990	47 522	41 786	42 255
Г№1	11 709	17 964	20 794	19 654	21 346	19 177	15 650	19 383	19 328	19 632	16 931	17 813
Г№2	5 120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Г№3	16 841	14 880	14 783	14 292	16 053	15 676	17 078	16 977	16 126	14 346	12 182	12 644
Г№4	16 596	12 341	14 591	14 670	13 952	15 077	16 087	13 046	15 536	13 544	12 672	11 799

Таблица Прил.1.6. Отпуск электроэнергии на новых мощностях, МВтч

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	16 178	12 528	15 090	14 867	17 652	16 790	19 784	17 247	38 188	31 893	29 081	28 941
Г№1	0	0	0	0	0	0	4 456	15 368	19 384	16 609	15 573	15 834
Г№2												
Г№3	16 178	12 528	15 090	14 867	17 652	16 790	15 327	1 879	18 803	15 284	13 508	13 107
Г№4												
Лесогорская ГЭС	11 709	17 964	20 794	19 654	21 346	19 177	15 650	19 383	19 328	19 632	16 931	17 813
Г№1	11 709	17 964	20 794	19 654	21 346	19 177	15 650	19 383	19 328	19 632	16 931	17 813
Г№2												
Г№3												
Г№4												

Приложение 2

РАСЧЁТ СОКРАЩЕНИЙ ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub>

Таблица Прил. 2.1 Средний годовой исторический отпук электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

ТЭЦ	Гидроагрегат	Отпук электроэнергии, МВтч						Eghistorical, МВтч	σ	Eghistorical + σ, МВтч
		2003	2004	2005	2006	2007	2007			
Светогорская ГЭС-11	1	162 900	138 800	180 300	151 279	155 075	157 671	15 355	173 026	
Светогорская ГЭС-11	2	81 000	167 400	171 100	134 593	123 154	135 449	36 771	172 220	
Светогорская ГЭС-11	3	0	0	0	0	0	0	0	0	
Светогорская ГЭС-11	4	103 600	143 600	126 400	140 453	186 702	140 151	30 430	170 581	
Лесогорская ГЭС-10	1	45 700	177 500	144 400	117 830	146 779	126 442	49 841	176 283	
Лесогорская ГЭС-10	2	142 200	164 600	149 000	144 612	130 355	146 153	12 410	158 563	
Лесогорская ГЭС-10	3	106 400	179 000	198 300	97 248	187 201	153 630	47 895	201 525	
Лесогорская ГЭС-10	4	142 200	162 100	191 000	142 201	185 900	164 680	23 240	187 920	

Таблица Прил.2.2: Отпуск электроэнергии за счёт дополнительной мощности после реконструкции Каскада Буокенских ГЭС (2 июня, 2009 – 31 декабря, 2010) и достигнутые сокращения выбросов.

	Естественная мощность, МВт	Годовое число часов использования старого оборудования		Отпуск электроэнергии на новой мощности, МВт		Годовое число часов использования нового оборудования		Исторический отпуск электроэнергии и на старой мощности, МВт		Дополнительный отпуск электроэнергии, МВт		Коэффициент эмиссии, тСО <sub>2</sub> /МВтч	Величина достигнутых сокращений выбросов, тСО <sub>2</sub>	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010			
<b>Светогорская ГЭС-11</b>														
Г№1	173 026	7 442	0	87 224	0	2 860	0	66 490	0	20 734	0	0.539	0	11 175
Г№2	172 220	7 407	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.539	0	0
Г№3	0	0	88 246	171 013	2 893	5 607	0	0	88 246	171 013	0	0.539	47 565	92 176
Г№4	170 581	7 337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.539	0	0
<b>Лесогорская ГЭС-10</b>														
Г№1	176 283	7 501	2 396	219 381	81	7 437	1 909	174 761	487	44 620	0	0.539	263	24 050
Г№2	158 563	6 747	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.539	0	0
Г№3	201 525	8 576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.539	0	0
Г№4	187 920	7 997	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.539	0	0
<b>Итого</b>													<b>47 827</b>	<b>127 402</b>

Таблица Прил.2.3. Сокращения выбросов

Год	2009	2010	Сокращения выбросов за период
ER <sub>2</sub> (тСО <sub>2</sub> /год)	47 827	127 402	175 229

### Приложение 3

#### **ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ПРИЛОЖЕННЫХ К ОТЧЁТУ О МОНИТОРИНГЕ И НАПРАВЛЕННЫХ В АКРЕДИТОВАННЫЙ НЕЗАВИСИМЫЙ ОРГАН.**

1. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.1 (HPP-11\_H-1.pdf).
2. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.3 (HPP-11\_H-3.pdf).
3. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс № 10.1 (HPP-10\_H-1.pdf).
4. Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-10 за 2009-ый год (Acts of production\_2009\_HPP-10.pdf).
5. Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-11 за 2009-ый год (Acts of production\_2009\_HPP-11.pdf).
6. Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-10 за 2010-ый (Acts of production\_2010\_HPP-10.pdf).
7. Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-11 за 2010-ый (Acts of production\_2010\_HPP-11.pdf).
8. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-10. (Acts of commissioning H-1 HPP-10.pdf).
9. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №3 ГЭС-11 (Acts of commissioning H-3 HPP-11.pdf).
10. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-11 (Acts of commissioning H-1 HPP-11.pdf).
11. Акт перемаркировки гидроагрегата № 1 ГЭС-11 (act of remarking\_H-1 HPP-11.pdf).
12. Письмо одобрения # Д07-15 от 17/01/2011 (Letter of Approval.pdf).
13. Акт учёта генерации за Май 2009 (The act of accounting for the generation of May 2009.pdf).



**Отчет о мониторинге**  
**по проекту «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала**  
**«Невский»**  
**За период «2011 »**

**Генеральный директор ОАО «ТГК-1»**

**Филиппов Андрей Николаевич** \_\_\_\_\_





**ОТЧЁТ О МОНИТОРИНГЕ ЗА 2011**

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ГЭС) ФИЛИАЛА «НЕВСКИЙ»**  
Дата: 3 Октября 2012

**СОДЕРЖАНИЕ**

- A. Общее описание проекта и информация о мониторинге
- B. Ключевые мероприятия, осуществляемые при мониторинге
- C. Обеспечение качества измерений и меры по контролю качества измерений.
- D. Расчёт сокращений выбросов ПГ.

**Приложения**

Приложение 1 – Данные о годовом отпуске электрической энергии источником в энергосистему (ОЭС)

Приложение 2 – Расчёт сокращений выбросов CO<sub>2</sub>

Приложение 3 Перечень документов приложенных к отчёту о мониторинге и направленных в аккредитованный независимый орган.

## **Предпосылки и цели отчёта о мониторинге**

В соответствии с пунктом 36 Положения о Совместном осуществлении участники проекта подают в аккредитованный независимый орган отчет в соответствии с планом мониторинга по достигнутым сокращениям антропогенных выбросов из источников или по увеличению абсорбции поглотителями.

Целью настоящего отчёта о мониторинге является предоставление полного, непротиворечивого, ясного и точного расчета сокращения выбросов, в пределах границ Каскада Вуоксинских ГЭС за период с 1 января 2011 - 31 декабря 2011 года.

## **РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта и информация по мониторингу**

### **А.1. Наименование проекта:**

Наименование: «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский»

Сектор: 1. Вид промышленности, связанный с энергетикой (возобновляемые/ невозобновляемые источники)<sup>1</sup>

Версия: 02

Дата: 03/10/12

### **А.2. Краткое описание проекта:**

Светогорская ГЭС и Лесогорская ГЭС введены в эксплуатацию в 1937 и 1947 гг. соответственно.

Электростанции являются частью каскада из четырех ГЭС, сооруженных Финляндией в 1920-50-х гг. (станции Imatra и Tainionkoski располагаются выше по течению р. Вуокса).

Инвестиционным проектом предусмотрена реконструкция двух гидроэлектростанций филиала «Невский», которые являются частью Единой энергосистемы Северо-запада России. Собственником станций является Открытое акционерное общество «Территориальная Генерирующая Компания №1» (ОАО «ТГК-1»). Реконструкция гидроэлектростанций позволит получить следующие преимущества:

- Увеличение поставки электроэнергии и снижение перетока электроэнергии между ЕЭС Северо-Запада и других ЕЭС России;
- Снижение выбросов загрязняющих веществ за счет предотвращения использования ископаемого топлива для выработки электроэнергии (Сокращение NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> и летучих органических веществ)
- Стимулирование регионального экономического развития.

Базовый сценарий основан на допущении, что если проект не будет реализован (т.е. дополнительная электроэнергия не будет отпускаться в сеть), то потребность в энергии будет обеспечиваться третьими лицами. Энергетические компании в рамках одной региональной энергетической системы (ОЭС «Северо-Запад») могут увеличивать выработку электроэнергии на существующих мощностях, задерживая вывод из эксплуатации устаревших мощностей и / или за счёт установки новых энергоблоков.

Проектно-техническая документация (ПТД) включающая базовую линию и план мониторинга выполнена ООО «Энергетические углеродные проекты». Проведена детерминация проекта «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский» независимой аккредитованной организации и получено положительное заключение 29.06.2010. Проект одобрен Министерством Экономического Развития 30.12.2010<sup>2</sup>. Проект получил одобрение Министерства экологии Финляндии 21.06.2012.

### **А.3. Период мониторинга:**

- Дата начала мониторинга: 01/01/2011;
- Дата завершения мониторинга: 31/12/2011.

### **А.4. Методология принятая для проекта (вкл. Номер версии)**

<sup>1</sup> [http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List\\_Sectoral\\_Scopes\\_version\\_02.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes_version_02.pdf)

<sup>2</sup> Письмо одобрения № Д07-15 от 17/01/2011

#### **А.4.1. Методология принятая в отношении базовой линии:**

Для определения базовой линии текущего проекта использована методика АСМ0002 «Консолидированная методология мониторинга для производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергосистемы» версии 10, 28 мая 2009. Эта методика также ссылается на «Руководство расчета коэффициента эмиссии для электрических энергосистем».

#### **А.4.2. Методология мониторинга:**

В целях осуществления мониторинга проекта использовалась методика АСМ0002 «Консолидированная методология мониторинга для производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергосистемы» версии 10, 28 мая 2009

#### **А.5. Статус реализации проекта**

20.06.2006 бизнес-план проекта «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский» одобрен на заседании Совета Директоров ОАО «ТГК-1».

10.05.2007 заключен договор на проектирование, поставку оборудование и строительно-монтажные работы по реконструкции Каскада Вуоксинских ГЭС.

В соответствии с графиком реализации запуск гидроагрегатов осуществляется в период с 2009 по 2012.

02.06.2009, новый гидроагрегат №3 Светогорской ГЭС-11 введён в эксплуатацию<sup>3</sup>.

31.12.2009, новый гидроагрегат №1 Лесогорской ГЭС-10 введён в эксплуатацию<sup>4</sup>.

26.07.2010, новый гидроагрегат №1<sup>5</sup> Светогорской ГЭС-11 введён в эксплуатацию<sup>6</sup>.

01.03.2011, новый гидроагрегат №2 Лесогорской ГЭС-10 введён в эксплуатацию<sup>7</sup>

21.11.2011, новый гидроагрегат №4 Светогорской ГЭС-11 введён в эксплуатацию<sup>8</sup>

Гидроагрегаты были запущены с задержкой, поэтому значение единиц сокращений выбросов ниже по сравнению с рассчитанным значением в ПТД

#### **А.6. Ответственное лицо за подготовку и представление отчёта по мониторингу**

Ответственное лицо за подготовку и представление отчёта по мониторингу Шилиев Алексей, ОАО «ТГК-1».

<sup>3</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №3 ГЭС-11.

<sup>4</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-10.

<sup>5</sup> Акт перемаркировки гидроагрегата №1 ГЭС-11.

<sup>6</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-11.

<sup>7</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата № 2 ГЭС-10.

<sup>8</sup> Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата № 4 ГЭС-11.

## **Раздел В. Ключевые мероприятия плана мониторинга для периода мониторинга указанного в разделе А.4 ..**

### **В.1. Типы оборудования применяемые для мониторинга.**

Счетчики электроэнергии устанавливаются в целях организации учета электроэнергии, выработанной генераторами, отпущенной в сети энергосистемы, потребленной отдельно на собственные, производственные и хозяйственные нужды, отпущенной непосредственно в сети потребителей (других собственников) и потребленной на резервное возбуждение генераторов. Тип счетчиков электроэнергии, которые установлены в точках поставки (передачи) электроэнергии Каскада Вуоксинских ГЭС - А 1802 RALQ-P4GB-DW-4 с классом точности 0,2 S.

### **В.2. Сбор и обработка данных**

Учёт электроэнергии станции организован на основании «Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» РД 34.09.101-94, введенной в действие с 01.01.1995. Для контроля достоверности учета электроэнергии на Каскаде Вуоксинских ГЭС имеется комиссия в составе главного инженера, начальника производственно-технического отдела, начальника электроцеха и начальника электронно-технической лаборатории. Указанная комиссия ежемесячно подписывает акт выработки, отпуска и баланса электроэнергии по показаниям счетчиков на 00-00 часов первого числа месяца следующего за отчетным и по данным расчетов потерь электроэнергии, выполненных ПТО по утвержденной инструкции. Акт оформляется в двух экземплярах до пятого числа каждого месяца, следующим за отчетным и передается в департамент по сбыту ОАО «ТГК- 1» для согласования. Согласованный экземпляр возвращается на Каскад Вуоксинских. В баланс включаются следующие сведения:

- выработка активной электроэнергии генераторами,
- поступление электроэнергии от ОАО «ТГК-1» и других собственников,
- отпуск в сети ОАО «ТГК-1» и других собственников,
- расход электроэнергии на собственные нужды,
- расход электроэнергии на производственные нужды,
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды,
- отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ,
- потери электроэнергии в станционной электросети,
- расход электроэнергии на резервное возбуждение генераторов.

Специалист отдела стратегического планирования оценивает единицы сокращения выбросов в соответствии с планом мониторинга, который содержится в проектно-технической документации проекта «Реконструкция гидроэлектростанций (ГЭС) филиала «Невский».

### **В.3. Сбор данных и архив:**

На сервере ОАО «ТГК-1» содержится информация связанная с мониторингом сокращения выбросов:

- План мониторинга в формате pdf
- Расчёт фактических годовых сокращений эмиссий по проекту в формате excel.

### С. Обеспечение качества измерений и меры по контролю качества измерений

<b>С.1. Контроль качества и обеспечения качества процедур принятых для данных мониторинга</b>		
Данные (Указание на таблицу и Идентификационный номер)	Уровень неопределённости данных (Высокий/средний/низкий)	Пояснение контроля качества и обеспечения качества процедур принятых для приведённых данных или объяснения почему данные процедуры не являются необходимыми..
<i>B2. EG<sub>PLy</sub></i>	Низкий	Тип счетчиков электроэнергии, которые установлены в точках отпуска (передачи) электроэнергии Каскада Вуоксинских ГЭС - А 1802 RALQ-P4GB-DW-4 с классом точности 0,2 S. Данные были измерены в соответствии с требованиями метрологии. Поверка, погрешности измерений и поверка пригодности счётчиков для использования были осуществлены в 2007-м году. Межповерочный интервал составляет 12 лет. <sup>9</sup> . Следующая поверка запланирована на 2019-й год.

<sup>9</sup> См. документы:

Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс №11.1,  
Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.3 ,  
Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс № 10.1.  
Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.4  
Паспорт-протокол на информационно-измерительный комплекс № 10.2

## РАЗДЕЛ D. Расчёт сокращений выбросов ПГ

### D.1. Выбросы по проекту

Методология АСМ0002 версии 10 применяется для случаев расположения водохранилища в заповедной зоне. Параметры установленной мощности ГЭС и параметры в районе водохранилища (пожалуйста, см. методологию АСМ0002 версии 10) не подвергаются мониторингу. Мы считаем, что проект не вызывает прямых выбросов парниковых газов. Таким образом, нет никакой формулы для расчета прямых выбросов приведенных в данном разделе.  $PE_y = 0$ .

### D.2. Выбросы в базовой линии

В методике АСМ0002 версии 10, выбросы базовой линии включают только выбросы CO<sub>2</sub> от производства электроэнергии на ископаемом топливе электростанций, которые были замещены в результате реализации проекта. Расчёт выбросов осуществляется следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

где:

$BE_y$  = выбросы в базовой линии в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>/год).

$EG_{PJ,y}$  = количество электроэнергии, которая произведена и отпущена в энергосистему в результате реализации проекта совместного осуществления в год  $y$  (МВтч/год).

$EF_{grid,CM,y}$  = комбинированный коэффициент эмиссии для энергосистемы в году  $y$  рассчитанный с применением последней версии методики «Руководство расчета коэффициента эмиссии для электрических энергосистем». (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

Методология предполагает, что вся дополнительная по сравнению с базовой линией произведённая электроэнергия в результате реализации проекта ( $EG_{PJ,y}$ ) была бы произведена тепловыми электростанциями энергосистемы и новыми источниками генерации, как это отражено в  $EF_{grid,CM,y}$ .

Так как реализация проекта приведёт к увеличению мощности существующих гидроэлектростанций энергосистемы:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}) : \text{until } DATE_{BaselineRetrofit} \quad (2)$$

$$EG_{PJ,y} = 0 ; \text{ on/after } DATE_{BaselineRetrofit} \quad (3)$$

Where:

$EG_{PJ,y}$  = количество электроэнергии, которая произведена и отпущена в энергосистему в результате реализации проекта Совместного Осуществления в год  $y$  (МВтч/год).

$EG_{facility,y}$  = количество дополнительной электроэнергии, которая произведена и отпущена в энергосистему в результате реализации проекта Совместного Осуществления в год  $y$  (МВтч/год).

$EG_{historical}$  = средний годовой исторический отпуск электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$\sigma_{historical}$  = стандартное отклонение от средне годового исторического отпуска электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$DATE_{BaselineRetrofit}$  = Момент времени когда существующее оборудование должно быть заменено при отсутствии реализации проекта (дата).

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,CM,y} \cdot W_{CM} + EF_{grid,EM,y} \cdot W_{EM} \quad (4)$$

где:

$EF_{grid,CM,y}$  = комбинированный коэффициент эмиссии для энергосистемы в году  $y$  (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

$EF_{grid, BM, y}$  = фактор эмиссии CO<sub>2</sub> для новых мощностей в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

$EF_{grid, OM, y}$  = фактор эмиссии CO<sub>2</sub> для действующих мощностей в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>/МВтч).

$w_{OM}$  = вес фактора эмиссии для действующих мощностей (%).

$w_{BM}$  = вес фактора эмиссии для новых мощностей (%).

В расчётах используются фактические данные по произведённой электроэнергии на новом оборудовании. Месячные данные производства электроэнергии на каждом гидроагрегате приняты на основании акта о составлении баланса электроэнергии<sup>10</sup>. Отпуск электроэнергии с шин рассчитан как разница между выработкой электроэнергии и расходом электроэнергии на собственные нужды. Так как отпуск электроэнергии с шин определяется для всей станции, то расход электроэнергии на собственные нужды каждого гидроагрегата определён в пропорции к выработке электроэнергии.

Отпуск электроэнергии с шин в базовой линии рассчитывается следующим образом. На основании фактического отпуска электроэнергии с шин рассчитаны часы работы нового оборудования. Отпуск электроэнергии с шин в базовой линии рассчитан на основании исторических данных и периода работы нового оборудования.

Годовая величина часов использования нового оборудования:

$$T_{old, x, y} = \frac{EG_{historical} + \sigma_{historical}}{EC_{old}} \quad (5)$$

$T_{old, x, y}$  = годовое значение часов использования оборудования  $x$  в году  $y$  (часов).

$EG_{historical}$  = средний годовой исторический отпуск электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$\sigma_{historical}$  = стандартное отклонение от средне годового исторического отпуска электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

$EC_{old}$  = электрическая мощность старого оборудования  $x$  (МВт).

Годовое число часов работы нового оборудования:

$$T_{x, y} = \frac{EG_{facility, x, y}}{EC_{new}} \quad (6)$$

$T_{new, x, y}$  = Число часов использования оборудования  $x$  в год  $y$  (часов).

$EG_{facility, x, y}$  = отпуск электроэнергии на новом оборудовании  $x$  в год  $y$  (МВтч/год).

$EC_{new}$  = электрическая мощность нового оборудования  $x$  (МВт).

Скорректированная величина исторического отпуска электроэнергии на старом оборудовании:

$$EG_{historical, y} = \frac{EG_{historical} + \sigma_{historical}}{T_{old, x, y}} * T_{x, y} \quad (7)$$

Формулы (5-7) используются для расчёта производства электроэнергии для периода меньше года. Базовая формула (2) не изменялась.

Использование исторических годовых значений отпуска электроэнергии позволяет учесть водность года. Водность является характеристикой речного стока. Данный подход является консервативным.

### **Д.3. Утечка**

В соответствии с методологией АСМ0002 основные выбросы потенциально приводят к увеличению утечек в контексте проектов электрического сектора. К ним относятся выбросы, связанные с такой деятельностью как, строительство электростанции, обращение с топливом (добыча, переработка и транспортировка), и затопление земли. Применительно к данной методике участники проекта не должны рассматривать эти источники выбросов как утечки.

<sup>10</sup> См. файлы:

Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-10 в 2011-м (Acts of production\_2011\_HPP-10.pdf),

Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-11 в 2011-м (Acts of production\_2011\_HPP-11.pdf),

Таким образом, утечки не включены при оценке выбросов проектной линии.

$$Ly = 0 \quad (8)$$

#### **D.4. Сокращения выбросов в период мониторинга.**

Сокращения выбросов рассчитываются следующим образом:

$$ER_y = BE_y - 0 \quad (9)$$



Приложение 1

ДАННЫЕ О ГОДОВОМ ОТПУСКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИСТОЧНИКОМ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ (ОЭС)

2011.

Таблица Прил.1.1. Выработка электроэнергии, МВтч (всего Каскад Вуоксинских ГЭС).

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	40 773	36 482	39 419	38 346	45 292	43 140	38 859	36 877	40 047	39 907	41 044	43 469
Г№1	14 851	14 082	13 680	14 038	16 530	14 471	13 315	12 262	13 922	13 677	13 512	19 276
Г№2	15 132	13 093	15 383	14 105	15 967	15 626	13 732	13 537	13 110	13 656	10 098	0
Г№3	10 791	9 306	10 356	10 203	12 794	13 043	11 812	11 078	13 003	12 574	9 989	10 282
Г№4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 446	13 911
Лесогорская ГЭС	42 354	38 959	42 759	41 281	47 656	44 261	39 063	38 910	40 877	43 527	44 111	51 623
Г№1	16010	12667	370	7481	14867	14607	9949	9864	13667	16785	16145	20944
Г№2	0	7445	16876	14659	17601	17960	17600	17297	16051	15252	16108	17979
Г№3	11 714	8 028	11 848	7 653	3 240	0	0	0	0	0	0	0
Г№4	14 629	10 820	13 665	11 487	11 947	11 694	11 514	11 749	11 153	11 491	11 858	12 700

Таблица Прил.1.2. Отпуск электроэнергии, МВтч (всего Каскад Вуоксинских ГЭС)

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	40 360	36 282	38 885	37 959	44 960	42 841	38 573	36 560	39 722	39 526	40 632	42 988
Г№1	14 700	14 005	13 495	13 896	16 409	14 371	13 217	12 157	13 810	13 547	13 377	19 062
Г№2	14 978	13 021	15 175	13 963	15 850	15 517	13 631	13 420	13 004	13 525	9 996	0
Г№3	10 682	9 256	10 216	10 100	12 700	12 953	11 725	10 983	12 897	12 454	9 889	10 169
Г№4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 371	13 757
Лесогорская ГЭС	42 082	38 722	42 543	41 066	47 386	44 008	38 807	38 640	40 590	43 186	43 753	51 224
Г№1	15 907	12 590	368	7 442	14 783	14 524	9 884	9 795	13 571	16 653	16 014	20 782
Г№2	0	7 400	16 791	14 583	17 501	17 857	17 485	17 177	15 938	15 132	15 977	17 840
Г№3	11 639	7 979	11 788	7 613	3 222	0	0	0	0	0	0	0
Г№4	14 536	10 754	13 596	11 428	11 880	11 628	11 438	11 667	11 075	11 401	11 762	12 602

Таблица Прил.1.3. Отпуск электроэнергии на новых мощностях, МВтч

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Светогорская ГЭС	25 382	23 261	23 711	23 996	29 109	27 324	24 942	23 140	26 707	26 001	23 265	42 988
Г№1	14 700	14 005	13 495	13 896	16 409	14 371	13 217	12 157	13 810	13 547	13 377	19 062
Г№2												
Г№3	10 682	9 256	10 216	10 100	12 700	12 953	11 725	10 983	12 897	12 454	9 889	10 169
Г№4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		13 757
Лесогорская ГЭС	15 907	12 590	17 158	22 025	32 284	32 381	27 369	26 973	29 509	31 786	31 991	38 623
Г№1	15 907	12 590	368	7 442	14 783	14 524	9 884	9 795	13 571	16 653	16 014	20 782
Г№2			16 791	14 583	17 501	17 857	17 485	17 177	15 938	15 132	15 977	17 840
Г№3												
Г№4												

Приложение 2

РАСЧЁТ СОКРАЩЕНИЙ ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub>

Таблица Прил. 2.1 Средний годовой исторический отпущек электроэнергии в энергосистему от существующего возобновляемого источника энергии до реализации проекта совместного осуществления (МВтч/год).

ТЭЦ	Гидроагрегат	Отпущек электроэнергии, МВтч					Eghistorical, МВтч	σ	Eghistorical + σ, МВтч
		2003	2004	2005	2006	2007			
Светогорская ГЭС-11	1	162 900	138 800	180 300	151 279	155 075	157 671	15 355	173 026
Светогорская ГЭС-11	2	81 000	167 400	171 100	134 593	123 154	135 449	36 771	172 220
Светогорская ГЭС-11	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Светогорская ГЭС-11	4	103 600	143 600	126 400	140 453	186 702	140 151	30 430	170 581
Лесогорская ГЭС-10	1	45 700	177 500	144 400	117 830	146 779	126 442	49 841	176 283
Лесогорская ГЭС-10	2	142 200	164 600	149 000	144 612	130 355	146 153	12 410	158 563
Лесогорская ГЭС-10	3	106 400	179 000	198 300	97 248	187 201	153 630	47 895	201 525
Лесогорская ГЭС-10	4	142 200	162 100	191 000	142 201	185 900	164 680	23 240	187 920

Таблица Прил.2.2: Отпуск электроэнергии за счёт дополнительной мощности после реконструкции Каскада Вуоксинских ГЭС (1 января 2011 – 31 декабря 2011) и достигнутые сокращения выбросов.

	Eghistorical + σ, МВтч	Годовое число часов использования старого оборудования	Отпуск электроэнергии на новой мощности, МВтч	Годовое число часов использования нового оборудования	Исторический отпуск электроэнергии и на старой мощности+ σ, МВтч	Дополнительный отпуск электроэнергии, МВтч	Коэффициент эмиссии, тСО <sub>2</sub> /МВтч	Величина достигнутых сокращений выбросов, тСО <sub>2</sub>	
								2011	2011
Светогорская ГЭС									
Г№1	173 026	7 442	172 044	5 641	131 149	40 896	0,539	22 043	
Г№2	172 220	7 407	0	0		0	0,539	0	
Г№3	0	0	134 023	4 394	0	134 023	0,539	72 239	
Г№4	170 581	7 337	13 757	451	10 487	3 270	0,539	1 763	
Лесогорская ГЭС									
Г№1	176 283	7 501	152 314	5 163	121 335	30 979	0,539	16 698	
Г№2	158 563	6 747	166 282	5 637	132 462	33 820	0,539	18 229	
Г№3	201 525	8 576	0	0		0	0,539	0	
Г№4	187 920	7 997	0	0		0	0,539	0	
<b>Итого</b>								<b>130 971</b>	

Таблица Прил.2.3. Сокращения выбросов

Год	Сокращения выбросов за период
$ER_y$ (тСО <sub>2</sub> /год)	130 971

Гидроагрегаты были запущены с задержкой, поэтому значение единиц сокращений выбросов ниже по сравнению с рассчитанным значением в ПГД

### Приложение 3

#### **ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ПРИЛОЖЕННЫХ К ОТЧЁТУ О МОНИТОРИНГЕ И НАПРАВЛЕННЫХ В АКРЕДИТОВАННЫЙ НЕЗАВИСИМЫЙ ОРГАН.**

1. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.1 (HPP-11\_H-1.pdf).
2. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс № 11.3 (HPP-11\_H-3.pdf).
3. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс № 10.1 (HPP-10\_H-1.pdf).
4. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс №11.4 (HPP-11\_H-4.pdf).
5. Паспорт - протокол на информационно-измерительный комплекс №10.2 (HPP-10\_H-2.pdf).
6. Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-10 за 2011-ый год (Acts of production\_2011\_HPP-10.pdf).
7. Акт о составлении баланса электроэнергии ГЭС-11 за 2011-ый год (Acts of production\_2011\_HPP-11.pdf).
8. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-10. (Acts of commissioning H-1 HPP-10.pdf).
9. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №3 ГЭС-11 (Acts of commissioning H-3 HPP-11.pdf).
10. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата №1 ГЭС-11 (Acts of commissioning H-1 HPP-11.pdf).
11. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата № 2 ГЭС-10 (Act of commissioning H-2 HPP-10.pdf).
12. Акт ввода в эксплуатацию гидроагрегата № 4 ГЭС-11 (Act of commissioning H-4 HPP-11.pdf).
13. Письмо одобрения # Д07-15 от 17/01/2011 (Letter of Approval.pdf).
14. Сертификаты на счётчики электрической энергии Г-1,2 ГЭС-10 и Г-1,3,4 ГЭС-11 (electricity meters cert HPP-10 and HPP-11.pdf).
15. Письмо одобрения Министерства экологии Финляндии (letter LoA\_TGK\_Nevsky.pdf).