



ФОРМА ДОКУМЕНТА - ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
Версия 01 - действует с 15 июня 2006 г.

СОДЕРЖАНИЕ

- A. Общее описание проекта
- B. Базовый уровень выбросов
- C. Продолжительность проекта / период кредитования
- D. План мониторинга
- E. Расчет сокращения выбросов парниковых газов
- F. Влияние на окружающую среду
- G. Комментарии' заинтересованных сторон

Приложения

Приложение 1: Контактная информация участников проекта

Приложение 2: Информация о базовом уровне выбросов

Приложение 3: План мониторинга

Приложение 4: Параметры расчета сокращения выбросов

**РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта****А.1. Название проекта:**

Повышение эффективности системы подачи горячей воды на правом берегу реки Ангара в г. Иркутск, Россия

Отраслевая принадлежность: 1. Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники энергии).

Номер версии 2.

Дата: 19/04/2012.

А.2. Описание проекта:

Участники проекта предлагают возвести новую теплоснабжающую магистраль, соединяющую Ново-Иркутскую ТЭЦ (НИТЭЦ) с площадками трех электробойлеров на противоположной стороне р. Ангара. Проект позволяет сместить нагрузку с трех электробойлеров на более эффективную НИТЭЦ, работающую на угле. Две из трех электробойлерных будут закрыты, а ЭБ "Байкальская" останется в качестве резервного источника тепла. На площадках трех электробойлерных строятся насосные станции для обеспечения передачи тепла по новой теплоцентрали. Дополнительная генерация тепла на НИТЭЦ позволяет осуществлять дополнительное производство электрической энергии.

Предлагаемый проект приведет к общему повышению энергоэффективности производства тепловой и электрической энергии и к сокращению выбросов парниковых газов. Целью Проекта является сокращение выбросов парниковых газов и повышение эффективности системы подачи горячей воды в Правобережном округе г. Иркутска, на правом берегу р. Ангара.

Деятельность по проекту включает в себя следующие меры:

- Строительство насосной станции БС "Левобережная", рядом с площадкой бойлерной станции "Свердловская".
- Строительство 9-км Теплоцентрали ТЦ-4 между вновь возведенной насосной станцией БС "Левобережная" и правым берегом р. Ангара. Теплоцентрality соединяет БС "Левобережная" с существующими электробойлерными ЭБ "Байкальская", ЭБ "Лисиха", и ЭБ "Релейная". После реализации проекта подача тепла от электробойлерных будет заменена на подачу тепла с НИТЭЦ.
- ЭБ "Байкальская" была закрыта. На ее площадке возведена насосная станция. Бойлерная продолжает служить в качестве резервного источника тепла, однако ее электрическая мощность была сокращена до 60 МВт относительно исходной 150 МВт.
- ЭБ "Лисиха" производительностью 196,08 Гкал/ч была закрыта. На ее площадке возведена насосная станция мощностью 5 МВт.
- ЭБ "Релейная" производительностью 82,56 Гкал/ч была закрыта. На ее площадке возведена насосная станция мощностью 1,5 МВт.



- Дополнительных технических изменений на НИТЭЦ не производилось, было лишь повышено использование мощностей.¹

Ситуация до начала реализации проекта

До реализации проекта, подача горячей воды обеспечивалась тремя существующими электробойлерными на правом берегу реки: ЭБ "Байкальская", ЭБ "Релейная" и ЭБ "Лисиха". Каждая бойлерная снабжала водой окружающую ее зону.

Сценарий базового уровня выбросов

Сценарий базового уровня выбросов является продолжением существующей ситуации. Производительность трех существующих бойлерных была бы достаточной для того, чтобы обеспечить потребность правого берега не менее, чем до 2017 года. Электроэнергия для трех электробойлерных, ЭБ "Байкальская", ЭБ "Релейная" и ЭБ "Лисиха" отпускается из региональной энергетической системы ОАО "Иркутскэнерго", в качестве топлива в которой, в основном, используется уголь.

Дополнительная электроэнергия, вырабатываемая проектом, вырабатывалась бы другими подключенными к системе электростанциями энергосистемы Иркутскэнерго.

История развития проекта

Строительство НИТЭЦ началось в 1969 году. Первый котел был запущен в 1975 году, в дальнейшем производился поэтапный ввод котлов до 1987 года. Последнее увеличение мощности производилось в 2003 году. НИТЭЦ имеет общую электрическую мощность в 673 МВт, а также общую тепловую мощность в 2487 Гкал/ч. На НИТЭЦ имеются следующие единицы энергогенерирующего оборудования: 2 турбины ПТ-60, 2 турбины Т-175, 1 турбина Т-185 и 3 турбины Р-6. Все турбины используются в сочетании с оборудованием отбора тепла.

С 2005 года Иркутские тепловые сети организационно интегрированы с НИТЭЦ. Иркутские тепловые сети включают три электробойлерных "Лисиха", "Байкальская", "Релейная", которые подвергаются замене в результате реализации проекта, а также электробойлерные "Ново-Ленино", "Бытовая", "Южная", "Байкал" и районные котельные: "Кировская", "Свердловская".

Совет директоров одобрил финансирование проекта 28 апреля 2006 года.² Основные контракты с ПСМК "Авангард" (13.06.2006), ОАО "ВостСибСтрой" (19.06.2006), ЗАО "Иркутскэнергоремонт" (23.06.2006) и ЗАО "Единство" (13.06.2006) были подписаны в июне 2006 года. Решение о реализации проекта было принято с учетом возможного дохода от продажи ЕСВ. Без продажи ЕСВ проект не обладает привлекательностью для АО "Иркутскэнерго".

А.3. Участники проекта:

¹ См. Федеральный государственный статистический мониторинг, Информация работе ТПС за 2005-2007 годы для НИТЭЦ. Эти три отчета и дополняющая их таблица были представлены определяющей группе с целью показать наличие избыточных мощностей на НИТЭЦ до начала реализации проекта.

² См. Протокол №18 (144) от 28.04.2006



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 4

Вовлеченные стороны	<u>Участники проекта</u> - юр. лица (если применимо)	Пожалуйста, укажите, желает ли <u>вовлеченная</u> <u>Сторона</u> считаться <u>участником</u> <u>проекта</u> (Да/Нет)
Российская Федерация (Принимающая сторона)	Иркутское акционерное общество энергетики и электрификации (АО "Иркутскэнерго)	Нет
Соединенное Королевство	CF Partners (UK) LLP	Нет

A.4. Техническое описание проекта:**A.4.1. Место расположения проекта:****A.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):**

Российская Федерация

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

Иркутская область располагается в юго-восточной Сибири в бассейнах рек Ангара, Лена, и Нижняя Тунгуска, и занимает площадь 767900 км² (4.6% территории России). Иркутская область простирается на 1300 км с запада на восток и на 1500 км с севера на юг. См. карту ниже.



Рис. А-1. Расположение г. Иркутска в России и в Иркутской области

А.4.1.3. Город:

Город Иркутск является административным центром Иркутской области. Город располагается на юге Иркутской области. Население города составляет порядка 600000 человек.

А.4.1.4. Описание физического места расположения проекта, включая информацию, позволяющую осуществить уникальную идентификацию проекта (не более одной страницы):

Проект реализуется на следующих площадках в городе Иркутск:

Площадка	Адрес	Сев. широты	Вост. долготы
НИТЭЦ	67 Бульвар Рябикова	52°14'52.66"	104°12'13.49"
ЭБ "Байкальская"	ул. Байкальская, 250а	52°14'26.07"	104°16'48.73"
ПС "Лисиха"	бульвар Постышева, 6б	52°15'13.66"	104°20'10.87"
ПС "Релейная"	ул. Байкальская, 219а	52°15'37.83"	104°18'41.91"
БС "Левобережная"	ул. Гаражная, 1а	52°15'41.06"	104°20'38.18"

Места расположения существующих электробойлерных, новая БС "Левобережная" и новые теплоцентрали показаны на рис. А-2. Новая теплоцентрала показана красной линией от БС "Левобережная" до ЭБ "Байкальская", розовой линией от ЭБ "Байкальская" до бывшей ЭБ "Релейная" и синей линией, которая соединяет красную линию с бывшей ЭБ "Лисиха".



Рис. А-2. Расположение проекта в пределах г. Иркутска

А.4.2. Применяемые технологии, меры, операции или действия, реализуемые в рамках проекта:

Деятельность по проекту включает в себя следующие меры:

- Строительство насосной станции БС "Левобережная". Производительность насосной группы составляет 3,315 МВт.
- Строительство 9-км Теплоцентрали ТЦ-4 между вновь возведенной насосной станцией БС "Левобережная" и правым берегом р. Ангара. Новая теплоцентрала имеет диаметр 1,020 мм и пропускную способность 1200 Гкал/час. Теплоцентрала соединяет БС "Левобережная" с существующими электробойлерными ЭБ "Байкальская", ЭБ "Лисиха", и ЭБ "Релейная". После реализации проекта подача тепла от электробойлерных заменена на подачу тепла с НИТЭЦ.
- ЭБ "Байкальская" продолжает служить в качестве резервного источника тепла, однако ее электрическая мощность была сокращена до 60 МВт относительно исходной 150 МВт. На ее площадке эксплуатируется насосная станция мощностью 2 МВт.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 7

- ЭБ "Лисиха" была закрыта и снята с регистрационного учета. На ее площадке эксплуатируется насосная станция мощностью 5 МВт.
- ЭБ "Релейная" была закрыта и снята с регистрационного учета. На ее площадке эксплуатируется насосная станция мощностью 1,5 МВт.
- Дополнительных технических изменений на НИТЭЦ не производилось, было лишь повышено использование мощностей.

Установ ка	Параметр	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
НИТЭЦ	Дополнительное производство тепла	1000 Гкал	412	902	999	883	911
	Дополнительные потери при передаче	1000 Гкал	30	39	31	31	28
	Потребление топлива на производство тепла	тонн углеродно го эквивален та	52	111	127	109	113
	Удельное потребление топлива	кг углеродно го эквивален та / Гкал	0,126	0,123	0,127	0,124	0,124
Электро бойлеры	Производство тепла	1000 Гкал	338	4	1	0	0

Таблица А-1. Базовые эксплуатационные показатели бойлерных, обеспечивавших подачу тепла в систему теплоснабжения с 2008 по 2012 г.

	До осуществления проекта	После осуществления проекта
	(Гкал/час)	(Гкал/час)
Байкальская	127,40	51,60 (в дежурном режиме)
Лисиха	196,08	0
Релейная	82,56	0

Таблица А-2. Производительность электробойлерных, заменяемых по проекту.

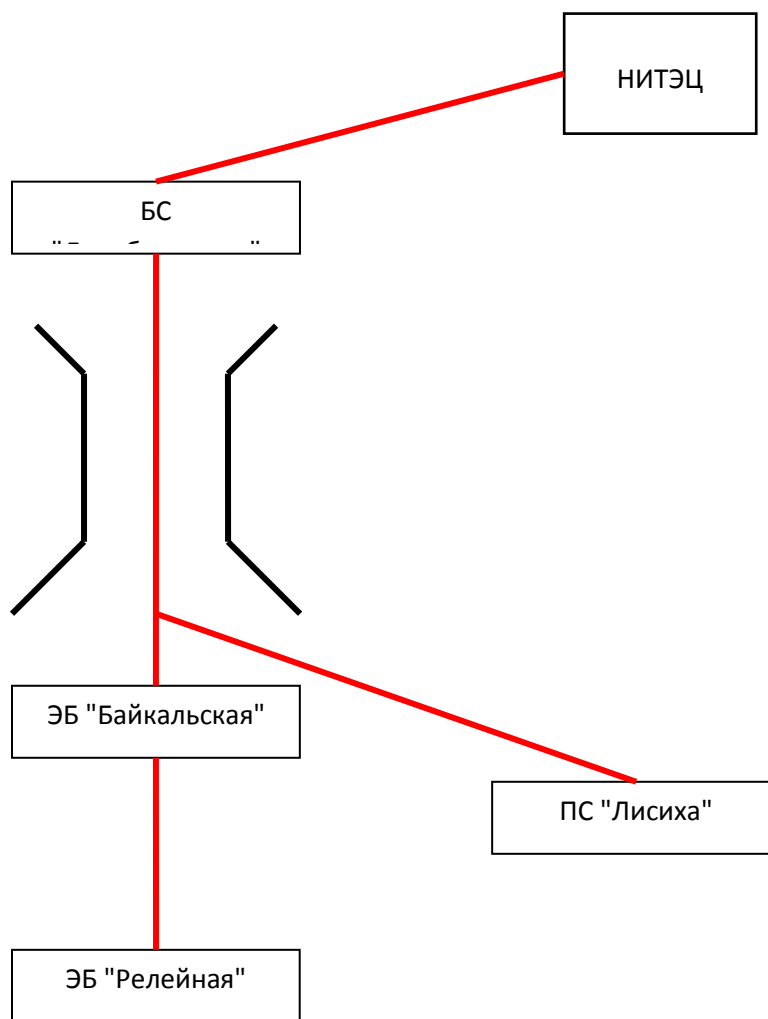


Рис. А-3 Схема подачи тепла в результате реализации Проекта

А.4.3 Краткое пояснение, каким образом предполагается снижение антропогенного выброса парниковых газов от источников в результате реализации проекта ПСО, в том числе, почему сокращение выбросов не произошло бы при отсутствии предложенного проекта, с учетом национальной и/или отраслевой политики и обстоятельств:

Осуществление проекта позволяет заместить производство тепла электробойлерными на тепло, вырабатываемое угольной НИТЭЦ. Производство тепла на электробойлерных является крайне низкоэффективным по сравнению с выработкой тепла на угле, особенно в случае с ТЭЦ. В результате, производство тепла на НИТЭЦ характеризуется гораздо меньшим удельным потреблением углерода.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 9

Оценено, что общее сокращение выбросов по проекту составит 4 651 290 тонн эквивалента CO₂ за период 2008-2012 гг., т.е. в среднем 930 258 тонн эквивалента CO₂ в год.

Сокращение выбросов парниковых газов не произошло бы без реализации проекта. Существующее оборудование электробойлерных может эксплуатироваться не менее, чем до 2017 года, а его производительность достаточна для того, чтобы покрыть спрос на тепло на правом берегу р. Ангара до этого срока. Вырабатываемая электроэнергия могла бы быть обеспечена за счет дополнительной выработки другими энергогенерирующими предприятиями, подключенными к региональной энергосистеме. Выполнение проекта не является требованием российского законодательства или подзаконных актов, финансовая мотивация для реконструкции теплосистемы отсутствует. Как показано в разделе В.2, замена электробойлерных на иные источники не является распространенной практикой в Иркутской области. При их реализации, такие проекты обычно разрабатываются как Проекты Совместного Осуществления (ПСО). В дополнение, проект не является привлекательным в точки зрения финансов без включения дохода от продажи ЕСВ, как показано в разделе В.2.

А.4.3.1. Расчетное сокращение выбросов за период кредитования:

	Лет
Длина <u>периода кредитования</u> :	5
Год	Расчетное сокращение ежегодных выбросов в тоннах эквивалента CO ₂
2008	443 879
2009	1 009 041
2010	1 137 829
2011	1 011 259
2012	1 049 283
Общее расчетное сокращение выбросов за период кредитования: (в тоннах эквивалента CO ₂)	4 651 290
Среднее ежегодное сокращение выбросов за период кредитования: (в тоннах эквивалента CO ₂)	930 258

А.5. Утверждение проекта вовлеченными Сторонами:

Принимающая страна: Российская Федерация

Извещение об утверждении со стороны принимающей страны будет запрошено после готовности проекта отчета об определении, с соответствии с российскими процедурами СО.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 10

Российским Правительством приняты три документа, относящихся к разработке ПСО согласно Киотскому Протоколу к Рамочной конвенции ООН по изменению климата:

1. Постановление №843 от 29 октября 2009 года "О мерах по реализации пункта 6 Киотского Протокола к Рамочной конвенции ООН по изменению климата"
2. Указ №485 от 23 ноября 2009 г. Министра по экономическому развитию Российской Федерации "Об утверждении конкурсных процедур по проектам, реализуемым согласно пункту 6 Киотского Протокола к Рамочной конвенции ООН по изменению климата".
3. Постановление №780 от 15 сентября 2011 года "О мерах по реализации пункта 6 Киотского Протокола к Рамочной конвенции ООН по изменению климата", которое полностью заменяет собой Постановление №843 и вводит процедуру подачи заявок по проектам.

Покупатель ЕСВ на данный момент не определен, и страна-инвестор неизвестна. Извещение об утверждении страны-инвестора будет запрошено перед выдачей и передачей ЕСВ.

**РАЗДЕЛ В. Базовый уровень выбросов****В.1. Описание и обоснование выбранного базового уровня выбросов:**

Базовый уровень выбросов был установлен в соответствии с Приложением В к Руководству по ПСО, с использованием пошагового подхода, описанного в “Руководстве для пользователей Формы документа - Описание проекта совместного осуществления”, версия 04³.

Шаг 1. Обозначение и описание подхода, выбранного в отношении установления базового уровня выбросов

Участники Проекта выбрали применить СО-специфичный подход в соответствии с параграфом 9 (а) "Руководства по критериям установления базового уровня выбросов и мониторинга", Версия 03. Избирательные элементы утвержденных методологий не применялись.

Соответствие Параграфам 23-29 Руководства по критериям установления базового уровня выбросов и мониторинга"

В соответствии с параграфом 1 Руководства по СО, выбранный базовый уровень выбросов - это сценарий, который разумным образом представляет собой ход вещей без реализации проекта. В качестве базового уровня выбросов был выбран наиболее вероятный сценарий, т.е. продолжение эксплуатации существующего оборудования. Этот выбор обоснован в подразделе "Идентификация сценария базового уровня выбросов" раздела В.1. Базовый уровень выбросов включает в себя выбросы всех соответствующих газов, секторов и источников. Это обосновано в разделе В.3. Описания проекта. Из расчета сокращения выбросов были исключены выбросы CH_4 и N_2O . Этот выбор является консервативным.

В соответствии с параграфом 2 (а) Руководства по СО, в проекте применяется специфичный для данного проекта базовый уровень выбросов для производства тепла по проекту, т.е. базовый уровень выбросов - это продолжение эксплуатации электрических бойлеров. Основным параметром базового уровня выбросов является эффективность бойлеров базового уровня. В проекте используется многопроектный коэффициент выбросов в качестве базового уровня выбросов при производстве электроэнергии по предлагаемому проекту. Базовый уровень выбросов представляет собой увеличение выработки электроэнергии иными электростанциями, включенными в энергосистему. Основной параметр - это коэффициент выброса углерода при выработке электроэнергии в энергосистеме.

В соответствии с параметром 2 (b) Руководства по СО и с параграфом 26(а) Руководства, весь выбор подходов, допущений, методологий, параметров, источников данных и основных факторов

³ <http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Guidelines.pdf>



излагается прозрачным образом, в частности, в разделах В.1, D.2, Е. Дополнительная детализация приводится в Таблицах В и С Приложения 2, и в расчетной таблице Сокращения Выбросов.

В соответствии с параграфом 2 (с) Руководства по СО и параграфом 25 Руководства, учитываются соответственные национальные и отраслевые политики и обстоятельства.

В соответствии с параграфом 2 (d) Руководства по СО и параграфом 26(с) Руководства, ЕСВ не присуждаются за сокращение уровня деятельности за пределами деятельности по проекту, или в результате возникновения форс-мажорных обстоятельств. Расчет сокращения выбросов выполнен таким образом, что сокращение выбросов уменьшается в случае снижения уровня деятельности за пределами проекта. Сниженный спрос на тепло и электроэнергию в пределах г. Иркутска приведет к снижению их выработки на агрегатах НИТЭЦ, и, соответственно, к количественному уменьшению сокращения выбросов.

В соответствии с параграфом 2 (е) Руководства по СО и параграфом 26 (b) Руководства, базовый уровень выбросов основан на консервативных допущениях. В частности, коэффициент выбросов для угля основан на коэффициентах Межправительственной группы экспертов по изменению климата по умолчанию, а коэффициент выбросов для электроэнергии, передаваемой по сетям, основан на исследовании базового уровня выбросов, согласно Инструменту для определения уровня выбросов энергосистемы.

В соответствии с параграфом 2 (е) Руководства по СО и параграфом 28 (b) Руководства, выбор базового уровня выбросов является обоснованным. Обоснование проводится в разделе В.1, в частности в подразделе "Идентификация сценария базового уровня выбросов". Приложение 1 к Руководству составлено с учетом демонстрации принципа дополнительности в разделе В.2

В соответствии с параграфом 24 Руководства, базовый уровень выбросов определяется путем перечисления и описания возможных будущих сценариев на основании консервативных допущений с выбором наиболее вероятного сценария. Эта процедура выполнена в разделе В.1, в подразделе "Идентификация сценария базового уровня выбросов".

В соответствии с параграфом 27 Руководства, базовый уровень выбросов был установлен с учетом перечня стандартных переменных, включенных в приложение В Руководства. В частности, параметры, определенные в разделах В.1, D.2 и Е были выбраны таким образом, чтобы соответствовать перечню стандартных переменных.

Подход состоит из следующих трех основных шагов:

1. Идентификация альтернативных сценариев.

На данном этапе определены все соответствующие альтернативные сценарии для базового уровня выбросов, а также проверено их соответствие с текущим законодательством.

2. Исключение маловероятных сценариев



На данном этапе, все оставшиеся сценарии проходят проверку на вероятность, которая основана либо на инвестиционном анализе, либо на барьерном анализе. Например, технологические барьеры могут препятствовать реализации сценария в связи с существенными техническими трудностями. Финансовые барьеры могут препятствовать реализации сценария, поскольку может оказаться сложно привлечь необходимый капитал. С помощью инвестиционного анализа может быть показано, что сценарий не является экономически привлекательным.

3. Заключение Выбор контрольного значения.

На данном этапе было выбрано контрольное значение. Если исключить все сценарии, кроме одного, то оставшийся сценарий является базовым уровнем выбросов. В случае, если остается несколько сценариев, сценарий базового уровня выбросов определяется посредством инвестиционного анализа. Сценарием базового уровня выбросов является наиболее привлекательный сценарий.

Шаг 2. Применение выбранного подхода

1. Идентификация альтернативных сценариев

Альтернативный сценарий 1. Продолжение текущей ситуации. Продолжение эксплуатации электробойлерных и использование мощности от прочих электростанций, входящих в энергосистему.

Альтернативный сценарий 2. Проект без СО. Деятельность по предложенному проекту ведется без регистрации ее в качестве ПСО

Альтернативный сценарий 3. Иные виды топлива. Деятельность по предложенному проекту ведется с использованием другого типа топлива на бойлерных: мазут, природный газ или биотопливо.

Заключение: Все три альтернативных сценария соответствуют обязательным к исполнению законным и подзаконным актам.

2. Исключение маловероятных сценариев

Альтернативный сценарий 1. Продолжение текущей ситуации

С технической точки зрения, эксплуатацию существующих бойлерных возможна не менее, чем до 2017 года. При этом не требовались бы существенные инвестиции.⁴ Для сценария 1 отсутствуют технические или финансовые барьеры.

⁴ Это подтверждается заключением эксперта, которое было предоставлено для ознакомления подтверждающей группе.

**Альтернативный сценарий 2. Проект без СО.**

Как показано в разделе В.2, проект не является экономически привлекательным без доходов от продажи ЕСВ. Для сценария 2 существует финансовый барьер.

Альтернативный сценарий 3. Иные виды топлива.*Технологический барьер*

Этот альтернативный сценарий предполагает технологические сложности при использовании любого иного вида топлива вместо угля: мазут, природный газ или биотопливо. В Иркутской области наиболее широко в качестве топлива используется уголь. Использование природного газа невозможно по причине отсутствия сети магистрального транспорта и распределения газа.

Для сценария 3 существует технологический барьер.

Финансовый барьер

Уголь представляет собой наиболее дешевый вид топлива в Иркутской области. Результаты анализа экономической эффективности проекта с использованием угля в качестве топлива представлены выше. Использование в качестве топлива мазута, природного газа или биотоплива требует дополнительных инвестиций в реконструкцию бойлерных, при этом эксплуатационные расходы будут значительно выше по причине более высокой цены топлива.

Топливо	Цена (руб/ тонна у.э.)
Уголь*	1 602
Мазут*	От 3 730 до 4 846
Природный газ*	От 3 082 до 3 152
Биотопливо**	4 680

Таблица В-1. Цены на топливо в Сибирском ФО в 2010-2015

*Согласно сценарию развития электроэнергетики до 2030 года (прогноз энергетики)

** Согласно ценам в Иркутской области

3. Заключение Выбор контрольного значения.

На основании проведенного выше анализа, единственным оставшимся альтернативным сценарием является сценарий 1 "Продолжение текущей ситуации". Таким образом, указанный сценарий выбран в качестве сценария базового уровня выбросов. Инвестиционный анализ, приведенный в разделе В.2 требуется только для того, чтобы показать, что сценарий 2 "Проект без СО" не является экономически привлекательным.

Базовый уровень выбросов определяется согласно приведенному ниже СО-специфичному подходу:

$$BE_y = BE_{EV,y} + BE_{EG,y} \quad (B-1)$$

где:

BE_y: Совокупный объем выбросов при базовом уровне в год y (тонн CO₂)



BE_{EB,y}: Базовый уровень выбросов при потреблении электроэнергии для производства тепла на электростанциях в году y (тонн CO₂)

BE_{EG,y}: Выбросы базового уровня от потребления ископаемого топлива на электростанциях, входящих в энергосистему для электроэнергии, замещаемой дополнительной выработкой мощности по проекту в год y (тонн CO₂)

$$BE_{EB,y} = HG_{PJ,y} * (1 - TDL_y) * SEC_{EB} * EF_{CO2,ELEC,y} \quad (B-2)$$

с

$$SEC_{EB} = (\sum_j (\sum_y EC_{BL,j,y})) / (\sum_j (\sum_y HG_{BL,j,y})) \quad (B-3)$$

для j = Байкальская, Релейная, Лисиха

и y = 2005, 2006, 2007

где

BE_{EB,y}: Базовый уровень выбросов при потреблении электроэнергии для производства тепла на электростанциях j в году y (тонн CO₂)

HG_{PJ,y}: Объем тепла, полученного с НИТЭЦ в новую теплоцентраль в году y (Гкал)

TDL_y: Дополнительные потери при передаче и распределении по ходу новой теплоцентрали в связи с реализацией проекта (%)

SEC_{EB}: Среднее удельное потребление электроэнергии (МВт*ч/Гкал)

EF_{CO2,ELEC,y}: Коэффициент выброса углерода для электроэнергии, полученной по региональной энергосистеме (т CO₂/МВт*ч)

$$BE_{EG,y} = EG_{PJ,y} * EF_{grid} \quad (B-4)$$

где

BE_{EG,y}: Выбросы базового уровня от потребления ископаемого топлива на электростанциях, входящих в энергосистему для электроэнергии, замещаемой дополнительной выработкой мощности по проекту в год y (тонн CO₂)

EG_{PJ,y}: Количество электроэнергии, выдаваемой агрегатами НИТЭЦ в региональную энергосистему в результате реализации проекта в год y (МВт*ч)

EF_{grid}: Коэффициент выброса углерода для электроэнергии, полученной по региональной энергосистеме (т CO₂/МВт*ч)

$$EG_{PJ,y} = HG_{PJ,y} * COEF_{ELEC,HEAT,y} \quad (B-5)$$

где

EG_{PJ,y}: Количество электроэнергии, выдаваемой агрегатами НИТЭЦ в региональную энергосистему в результате реализации проекта в год y (МВт*ч)

HG_{PJ,y}: Количество тепла, произведенного на агрегатах НИТЭЦ, и доставленного посредством новой теплоцентрали НМ-4 в год y (Гкал)



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 16

COEF_{ELEC,HEAT,y}: Накопленный итог выработки мощности на НИТЭЦ в результате увеличения производства тепла на одну Гкал в год у (МВт*ч / Гкал)

Основная информация и данные, используемые для установления базового уровня выбросов

Данные/Параметр	SEC_{ЕВ}
Единица данных	МВт*ч / Гкал
Описание	Среднее удельное потребление электроэнергии на электробойлерах (МВт/Гкал)
Время определения/мониторинга	Предположительное значение, основанное на данных за 2005-2007 гг.
Источник данных	Параметр рассчитан на основании ежегодного производства тепла и потребления мощности на электробойлерных, согласно уравнению (1.4).
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	1 209 МВт*ч / Гкал
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Параметр рассчитан на основании основных параметров энергетического баланса по электробойлерным, т.е. выработка тепла и потребление электроэнергии. Они рассчитываются как непосредственное среднее значение за последние три года до запуска проекта в эксплуатацию, за 2005-2007 год. Расчет представлен во вспомогательной таблице к Расчету Сокращения Выбросов. Источник данных представлен в Приложении 2. Это значение также очень близко к числу, используемому в инвестиционном анализе, т.е. 1 220 МВт*ч / Гкал.
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	
Комментарии	

Данные/Параметр	EC_{BL,j,y}
Единица данных	МВт*ч
Описание	Потребление электроэнергии электробойлерной j, где j = Байкальская, Релейная, Лисиха и y = 2005, 2006, 2007
Время определения/мониторинга	Предположительное значение за 2005, 2006, 2007 годы.
Источник данных	Энергетический баланс электробойлерной j
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	Байкальская: 2005: 438 407 МВт*ч 2006: 422 730 МВт*ч 2007: 387 906 МВт*ч



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 17

	Релейная: 2005: 223 006 МВт*ч 2006: 208 308 МВт*ч 2007: 168 752 МВт*ч Лисиха: 2005: 420 524 МВт*ч 2006: 405 256 МВт*ч 2007: 264 620 МВт*ч
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Параметр является ключевым для энергетического баланса электробойлерных.
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	
Комментарии	

Данные/Параметр	НГ_{ВЛ,j,y}
Единица данных	Гкал
Описание	Выработка тепла электробойлерной j, где j = Байкальская, Релейная, Лисиха и y = 2005, 2006, 2007
Время определения/мониторинга	Предположительное значение за 2005, 2006, 2007 годы.
Источник данных	Энергетический баланс электробойлерной j
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	Байкальская: 2005: 338 042 Гкал 2006: 333 170 Гкал 2007: 316 809 Гкал Релейная: 2005: 182 115 Гкал 2006: 179 847 Гкал 2007: 137 976 Гкал Лисиха: 2005: 363 048 Гкал 2006: 349 078 Гкал 2007: 231 175 Гкал
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Параметр является ключевым для энергетического баланса электробойлерных.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 18

Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	
Комментарии	

Data/Parameter 10	EF_{grid}
Единица данных	тонн CO ₂ / МВт
Описание	Коэффициент выброса CO ₂ для конденсационного режима энергосистемы Иркутскэнерго
Время <u>определения/мониторинга</u>	Определяется один раз в 2011 года на период кредитования
Источник данных	ПО АО "Иркутскэнерго": "Программный комплекс для автоматического сбора, обработки и анализа потребления топлива на ТЭЦ и комплексах производства электроэнергии и электрификации"
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	1 159 т CO ₂ / МВт
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Рассчитано согласно РД 34.08.559-96 "Методологическое руководство по анализу изменения удельного потребления топлива на электростанциях и силовых установках". В ПСО "Повышение эффективности системы подачи горячей воды на правом берегу реки Ангара в г. Иркутск, Российская Федерация" используется коэффициент выбросов, который получил положительную оценку АІЕ. Исследование базового уровня выбросов по указанному проекту приводится в Приложении 2
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	Результат подтвержден ОРГРЕС (АО "Инженерный центр ОЭС")
Комментарии	

Данные/Параметр 10	COEF_{ELEC,HEAT,y}
Единица данных	МВт / Гкал
Описание	Накопленный итог выработки мощности на НИТЭЦ в результате увеличения производства тепла на одну Гкал
Время <u>определения/мониторинга</u>	2008-2011
Источник данных	Исторические данные по производству энергии



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 19

Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	2008: 0,494 МВт*ч / Гкал 2009: 0,456 МВт*ч / Гкал 2010: 0,458 МВт*ч / Гкал 2011: 0,475 МВт*ч / Гкал 2012: 0,463 МВт*ч / Гкал 2013-2017: 0,463 МВт*ч / Гкал
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Цифры за 2008-2011 год приняты согласно Государственному отчету "Рынок 15506-1", который включает электрическую мощность в режиме комбинированного производства и тепло, поставляемое в режиме комбинированного производства. Коэффициент был получен путем деления первого на последний. Значение за 2012 г. было получено из Приказа №620 от 26 декабря 2011 г. Министерства энергетики России. Коэффициенты удельного потребления топлива, утвержденные приказом для выработки электроэнергии, а также коэффициенты удельного потребления топлива для выработки тепловой энергии ТЭЦ с установленной мощностью 25 МВт _{электрич.} Цифра на 2013-2017 гг. является средним значением от значений за 2008-2012 гг. Эти значения также очень близки к числу, используемому в инвестиционном анализе, т.е. 0,467 МВт / Гкал.
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	
Комментарии	

Данные и параметры, которые контролируются в течение периода кредитования:

Данные/Параметр	НГ _{РЛ,у}
Единица данных	Гкал
Описание	Объем тепла, полученного с НИТЭЦ в новую теплоцентраль в году у
Время определения/мониторинга	Параметр контролируется ежегодно в течение периода кредитования.
Источник данных	Показания измерительных приборов выработки тепла. Центральная база данных выработки тепла на НИТЭЦ
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	2008: 412 107 Гкал 2009: 901 643 Гкал 2010: 999 000 Гкал 2011: 882 912 Гкал 2012: 910 890 Гкал С 2013 до 2017 910 890 Гкал в год



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 20

Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Учет подачи тепла на зоны БС "Лисиха", БС "Релейная" и ЭБ "Байкальская" производится в центральной базе данных на НИТЭЦ, где все данные, полученные на основании показаний измерительных приборов подачи тепла, сохраняются в электронном виде. Подача тепла в зоны измеряется контрольной аппаратурой, установленной в пределах зон и на НИТЭЦ. Отдел, ответственный за измерение подачи тепла, - это отдел ТАМ на НИТЭЦ и отделение ЦОЭО КИП УТС Иркутских тепловых сетей.
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	В пределах Иркутских тепловых сетей, калибровка выполняется согласно графику калибровки оборудования. Компоненты измерителей тепловой энергии проходят проверку в соответствии с интервалами, указанными в паспортах измерителей. Калибровка производится сторонними организациями, которые отбираются на конкурсной основе.
Комментарии	

Данные и параметры, которые являются фиксированными, однако недоступны во время определения:

Данные/Параметр 10	TDL_y
Единица данных	%
Описание	Потери тепла при передаче и распределении
Время определения/мониторинга	Значения определяются каждый год в течение периода кредитования.
Источник данных	Потери тепловой энергии при передаче в зоны БС "Лисиха", БС "Релейная" и ЭБ "Байкальская" оценены в соответствии с Методологическим руководством по развитию мощностных характеристик для систем передачи тепловой энергии, по показателю "потери тепла". СО 153-34.20.523(3)-2003 утвержденному Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г., №278.
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	2008: 7,2% 2009: 4,3% 2010: 3,1% 2011: 3,5% 2012: 3,0% 2013-2017: 3,5%
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Потери тепловой энергии при передаче в зоны БС "Лисиха", БС "Релейная" и ЭБ "Байкальская" оценены в соответствии с Методологическим руководством по развитию мощностных характеристик для систем передачи



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 21

	тепловой энергии, по показателю "потери тепла". СО 153-34.20.523(3)-2003 утвержденному Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г., №278. These are the relevant norms and rules for all Russian heating plants. Значение за 2008 года немного повышено в связи с запуском новой теплоцентрали в эксплуатацию в течение 2008 года. Цифры на 2013-2017 гг. являются средним значением от значений за 2009-2012 гг.
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	Значения оценены согласно официальному руководству. Дальнейшие меры по обеспечению/контролю качества не применяются.
Комментарии	

Данные и параметры, рассчитанные на основании данных мониторинга:

Данные/Параметр	EG _{PI,y}
Единица данных	МВт*ч
Описание	Количество электроэнергии, выдаваемой агрегатами НИТЭЦ в региональную энергосистему в результате реализации проекта в год у
Время определения/мониторинга	Параметр рассчитывается на основании переменных, контроль которых осуществляется ежегодно в течение периода кредитования.
Источник данных	Параметр рассчитывается согласно уравнению (В-5)
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	2008: 187 719 МВт*ч 2009: 351 631 МВт*ч 2010: 420 154 МВт*ч 2011: 388 852 МВт*ч 2012: 392 522 МВт*ч С 2013 до 2017 382 587 МВт*ч в год
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Параметр рассчитывается согласно уравнению (В-5)
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	Не применимо, т.к. параметр является расчетным. Процедуры обеспечения/контроля качества применяются к параметрам, включенным в уравнение, т.е. НГ _{PI,y}
Комментарии	

В.2. Описание того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов от источников сокращаются сверх уровня, который бы наблюдался при отсутствии ПСО:



Принцип дополнительности ПСО установлен с использованием поэтапного подхода, изложенного в "Руководстве для пользователей Формы документа - Описание проекта совместного осуществления", версия 04

Шаг 1. Указание и описание примененного подхода

Дополнительность проекта демонстрируется при помощи использования подхода, указанного в параграфе 44 (а) Приложения 1 к "Руководству по критериям для установления базового уровня выбросов и мониторинга", версия 03: Дополнительность может быть доказана путем предоставления "прослеживаемой и прозрачной информации, показывающей, что базовый уровень выбросов был определен на основании консервативных допущений, что проектный сценарий не является частью определенного сценария базового уровня выбросов, и что проект приведет к сокращению антропогенных выбросов от источников или к улучшению общего антропогенного удаления парниковых газов".⁵

В оставшейся части раздела В.2 показано, что без регистрации проекта в качестве ПСО, проект не является вероятным сценарием базового уровня выбросов. Это показано с помощью инвестиционного анализа, который соответствует изданному Исполнительным советом Механизма чистого развития "Руководству по оценке и инвестиционному анализу" (версия 5).⁶

* Выбор сценария базового уровня выбросов обоснован в Разделе В.1, в частности, в подразделах "Идентификация альтернативных сценариев базового уровня выбросов" и "Исключение сценариев, реализация которых затруднена значительными барьерами". В разделе "Основная информация и данные, использованные для установления базового уровня выбросов" и соответственной вспомогательной документации показано, что все параметры базового уровня выбросов основаны на прозрачной и прослеживаемой информации, и что они были выбраны на основании консервативных допущений.

* В разделе В.2 показано, что проект не представляет собой вероятного сценария базового уровня выбросов без регистрации в качестве ПСО. Это показано с помощью Инвестиционного анализа и Анализа общепринятых практик. С помощью Инвестиционного анализа показано, что проект не соответствует контрольным значениям прибыльности. Инвестиционный анализ соответствует требованиям Руководства по оценке инвестиционного анализа (версия 5).⁷ Результаты

⁵ См. параграф 44 (а) Приложения 1 к "Руководству по критериям установления базового уровня выбросов и мониторинга" Наблюдательного совета по ПСО. Документ доступен по адресу http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf.

⁶ Документ доступен по адресу <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.

⁷ Документ доступен по адресу http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf



инвестиционного анализа подтверждаются результатами Анализа общепринятых практик, который показывает, что в момент принятия решения, замена электробойлеров не являлась распространенной практикой в Иркутской области.

Приведенные выше шаги строго следуют шагам 1, 2 и 4 Инструмента для демонстрации и оценки дополнительной, Версия 06.0.0.⁸. Тем не менее, Инструмент применен не во всей своей полноте. В связи с использованием ПСО-специфичного подхода, выбранного выше, применяются лишь избранные элементы Инструмента с целью показать, что проект не представляет собой часть базового уровня выбросов. Это соответствует параграфу 11 Руководства по критериям для установки базового уровня выбросов и мониторинга, версия 03.

* В разделе Е и во вспомогательной документации, предоставленной валидатору, показано, что проект сокращает выбросы парниковых газов примерно на 4 651 290 тонн эквивалента CO₂ за Киотский период.

Валидатору была предоставлена вспомогательная таблица, в которой содержатся все допущения в отношении расчета сокращения выбросов. Расчеты основываются на следующих доказательствах:

- Удельное потребление электроэнергии бойлерами установлено на основании энергетических балансов за 2005 - 2007 гг.
- Коэффициент комбинированной выработки тепла и электроэнергии, который позволяет определить нарастающий итог электроэнергии, которая будет выработана при увеличении выработки тепла на 1 Гкал, был основан на исторических эксплуатационных данных.
- Коэффициент выброса углерода для электроэнергии, полученной от электростанций, входящих в энергосистему, был установлен посредством исследования базового уровня выбросов согласно "Инструменту для расчета коэффициента выбросов энергосистемы".

Сокращение выбросов контролируется согласно плану мониторинга, установленному Разделом В настоящего документа.

Шаг 2. Применение выбранного подхода

2.1 Идентификация альтернатив проекту

В разделе В.1 были рассмотрены три указанных ниже альтернативы:

Альтернативный сценарий 1. Продолжение текущей ситуации (без проектной деятельности)

⁸ Документ доступен по адресу <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v6.0.0.pdf>



Альтернативный сценарий 2. Деятельность по предложенному проекту ведется без регистрации ее в качестве ПСО.

Альтернативный сценарий 3. Деятельность по предложенному проекту ведется с использованием другого типа топлива на бойлерных: мазут, природный газ или биотопливо.

Как показано в разделе В.1, альтернативный сценарий 3 не является вероятной альтернативой. Единственной вероятной альтернативой является альтернативный сценарий 1, т.е. продолжение эксплуатации электробойлерных и увеличение выработки электроэнергии в пределах энергосистемы.

2.2 Соответствие обязательным законным и подзаконным актам

Как проект, так и альтернативный сценарий 1 соответствуют требованиям обязательных законных и подзаконных актов.

2.3 Инвестиционный анализ

(а) Методика анализа

Выбрана методика сравнительного анализа. Это соответствует параграфу 19 Руководства по оценке инвестиционного анализа, Версия 05⁹. Иркутскэнерго имеет опцион не осуществлять каких-либо существенных инвестиций. Данный опцион описан в альтернативном сценарии 1, который свободен от каких-либо технических или финансовых барьеров, и выбран в качестве сценария базового уровня выбросов.

(b) Выбор и обоснование контрольного значения ВНД

Было выбрано внутреннее контрольное значение. Это соответствует параграфам 13 и 14 Руководства по оценке инвестиционного анализа, Версия 05. Существует только один девелопер проекта, поскольку Иркутскэнерго является владельцем всего соответственного оборудования и установок, которые вовлекаются в проект, включая НИТЭЦ, электробойлерные, теплоцентрали и теплосети. Внутреннее контрольное значение, использованное Иркутскэнерго в момент принятия решения об инвестировании было получено по методике, утвержденной Приказом Генерального директора от 11.05.2004 №180.¹⁰ В соответствии с этой методологией, критерии пороговой эффективности проекта следующие: положительный ЧПД при ставке дисконтирования 20%, т.е. ВНД > 20%, и простой период возврата инвестиций до 5 лет. Оба условия должны выполняться одновременно. Все прочие аналогичные инвестиционные проекты, утвержденные в течение соответственных временных рамок, соответствовали указанным пороговым значениям.

(с) Расчет финансовых показателей

⁹ Руководство доступно на веб-сайте Рамочной конвенции ООН по изменению климата.
http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg_guid03.pdf

¹⁰ Методология получила одобрения подтверждающей группы.



Финансовые показатели были рассчитаны в соответствии со внутренней методологией. В частности, рассматривался временной горизонт в десять лет, что требуется в соответствии со внутренней методологией. Преимущества от продолжения эксплуатации после этого периода времени были включены посредством остаточной стоимости, которая превышает начальные инвестиционные затраты. Решение об инвестировании было принято после одобрения финансирования проекта Советом директоров 28 апреля 2006 г. Все исходные значения и допущения были действительны на момент принятия решения и были предоставлены подтверждающей команде в качестве вспомогательной таблицы.

	Единицы	Значения
Капитальные затраты	млн. рублей	1 365 ¹¹
Выработка тепла на НИТЭЦ	1000 Гкал / год	974
Топливные расходы в 2006 г. на НИТЭЦ	руб/ тонна у.э.	784
Средние топливные расходы в 2006 г. по ИЭ	руб/ тонна у.э.	776
Тарифы на э/э в 2006 г.	руб / кВт*ч	0,272 ¹²
Дополнительная выработка электроэнергии на НИТЭЦ	МВт*ч / Гкал	460

Таблица В-2: Основные допущения для инвестиционного анализа¹³

Финансовые показатели были рассчитаны согласно методологии компании, где ВНД составляет 19% и простой период возврата инвестиций равен 7,17 лет. Таким образом, проект не соответствует критериям эффективности, указанным во внутреннем контрольном значении.

¹¹ Цифра была рассчитана ОКС ИЭ на соответственный момент. Фактические затраты были немного выше. Определяющей группе было предоставлено официальное заявление Начальника ОКС.

¹² См. Постановление Регионального комитета по энергетике от 14 декабря 2005 г. об Утверждении тарифов на электрическую и тепловую энергию, выработанную ОАО "Иркутскэнерго" с 01.01.2006. Копия постановления была предоставлена определяющей группе.

¹³ Подробные данные инвестиционного анализа включены во вспомогательную таблицу, которая была предоставлена определяющей группе.

**(d) Анализ зависимостей**

	Единицы	Простой период возврата инвестиций (лет)		
		-10%	0%	+10%
Капитальные затраты	млн. рублей	6,77	7,17	7,55
Выработка тепла на НИТЭЦ	1000 Гкал	7,62	7,17	6,79
Топливные расходы на НИТЭЦ	руб/ тонна у.э.	7,02	7,17	7,32
Средние топливные расходы в 2006 г. по ИЭ	руб/ тонна у.э.	7,25	7,17	7,08
Дополнительная выработка электроэнергии на НИТЭЦ	МВт*ч / Гкал	7,26	7,17	7,07

Таблица В-3: Результаты анализа зависимостей¹⁴

Заключение: Анализ зависимостей подтверждает, что предлагаемый проект маловероятно будет финансово привлекателен без дохода от продажи ЕСВ. Все сценарии в пределах разумного диапазона вероятности ведут к значительно большему простому периоду возврата инвестиций, чем контрольное значение.

(d) Заключение

Поскольку простой период возврата инвестиций превышает пороговое значение, проект не соответствует внутренним контрольным значениям. Без учета доходов от продажи ЕСВ, проект не обладает инвестиционной привлекательностью для Иркутскэнерго.

2.4 Анализ общепринятых практик

В Сибири и на Дальнем Востоке России электробойлерные продолжают использоваться широко. Как показано в таблице В-2 ниже, существует тенденция к установке новых электробойлерных или к модернизации существующих электробойлерных.

¹⁴ Подробные данные анализа зависимостей включены во вспомогательную таблицу, которая была предоставлена определяющей группе.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 27

Регион	Год	Действие	Источник
Мурманская область	2003	Ввод 1-й очереди электробойлерной	http://www.murmannews.ru/allnews/78742/
	2005	Ввод новой электробойлерной	http://www.murman.ru/themes/heat-15092005.shtml
	2006	Ввод 2-й очереди электробойлерной	http://www.hibiny.ru/news/ru/archive/4032
Красноярский край	2008	Модернизация существующей электробойлерной	http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1227168821
Амурская область	2004	Ввод новой электробойлерной	http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1098990600
Хакасия	2006	Ввод новой электробойлерной	http://meria-abakan.ru/news/5562/5566.html >
Иркутская область	2007	Ввод новой электробойлерной	http://www.pressa.irk.ru/day/2007/494.html
	2009	Модернизация существующей электробойлерной	http://www.oblkommunenenergo.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=107&Itemid=36
Магаданская область	2006	Ввод новой электробойлерной	http://www.regnum.ru/news/539694.html
Чукотка	2006	Ввод новой электробойлерной	http://www.pevek.ru/articles/item258.html

Таблица В-4. Анализ общепринятых практик

Анализ показывает, что вытеснение электробойлерных угольными котельными не является общепринятой практикой в Сибири и на Дальнем Востоке. Производство электроэнергии в Иркутской области - самое дешевое в России в связи с большой долей низкочастотных ГЭС в структуре энергосистемы. По этой причине использование электроэнергии для выработки тепла в Иркутской области не является неприбыльным, в отличие от прочих регионов России.

В.3. Описание того, как определение границ проекта применяется к проекту:

Пространственное измерение границ проекта включает в себя НИТЭЦ, оставшуюся электробойлерную "Байкальская" и насосные станции "Байкальская", "Релейная", "Лисиха" и "Левобережная". Границы проекта также включают Иркутскую региональную энергосистему, которая фактически является энергосистемой АО "Иркутскэнерго", т.е. электрические сети и подключенные к сетям электростанции.

	Источник	Парниковый	Включен	Обоснование/пояснение
--	----------	------------	---------	-----------------------



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 28

Источник базового уровня выбросов 1 (ИБУВ 1)	Потребление ископаемого топлива на электростанциях энергосистемы для выработки электроэнергии, потребляемой тремя электробойлерными.	газ (GHG)	или нет?	
		CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы CH ₄ являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)
		N ₂ O	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы CH ₄ являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)
Источник	Потребление	CO ₂	Да	Основной источник выбросов



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 29

базового уровня выбросов 2 (ИБУВ 2)	ископаемого топлива на электростанциях, подключенных к энергосистеме, которое замещается дополнительным совокупным производством электроэнергии на НИТЭЦ.	CH ₄	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы CH ₄ являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)
		N ₂ O	Нет	Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы N ₂ O являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)
Источник выбросов по проекту 1 (ИВП 1)	Дополнительное сжигание угля на НИТЭЦ в результате реализации проекта.	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы CH ₄ являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

стр. 30

		N ₂ O	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы N ₂ O являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)
Источник выбросов по проекту 2 (ИВП 2)	Потребление ископаемого топлива на электростанциях энергосистемы для выработки электроэнергии, потребляемой ЭБ "Байкальская", ПС "Релейная", ПС "Лисиха" и БС "Левобережная". Электроэнергия расходуется на питание перекачивающих насосов, автоматики, освещения и теплоснабжения, а также на резервную выработку тепла на ЭБ "Байкальская".	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы CH ₄ являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)
		N ₂ O	Нет	Выбросы незначительные. Согласно Руководству Межправительственной группы экспертов по изменению климата по национальной инвентаризации парниковых газов, 2006, том 2, глава 2, таблица 2.2, Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в энергетике, выбросы CH ₄ являются весьма незначительными (согласно расчетам, приведенным в Приложении 5)



Таблица В-5. Включенные / исключенные из рамок проекта источники парниковых газов.

Границы проекта показаны на рис. В-1 ниже.

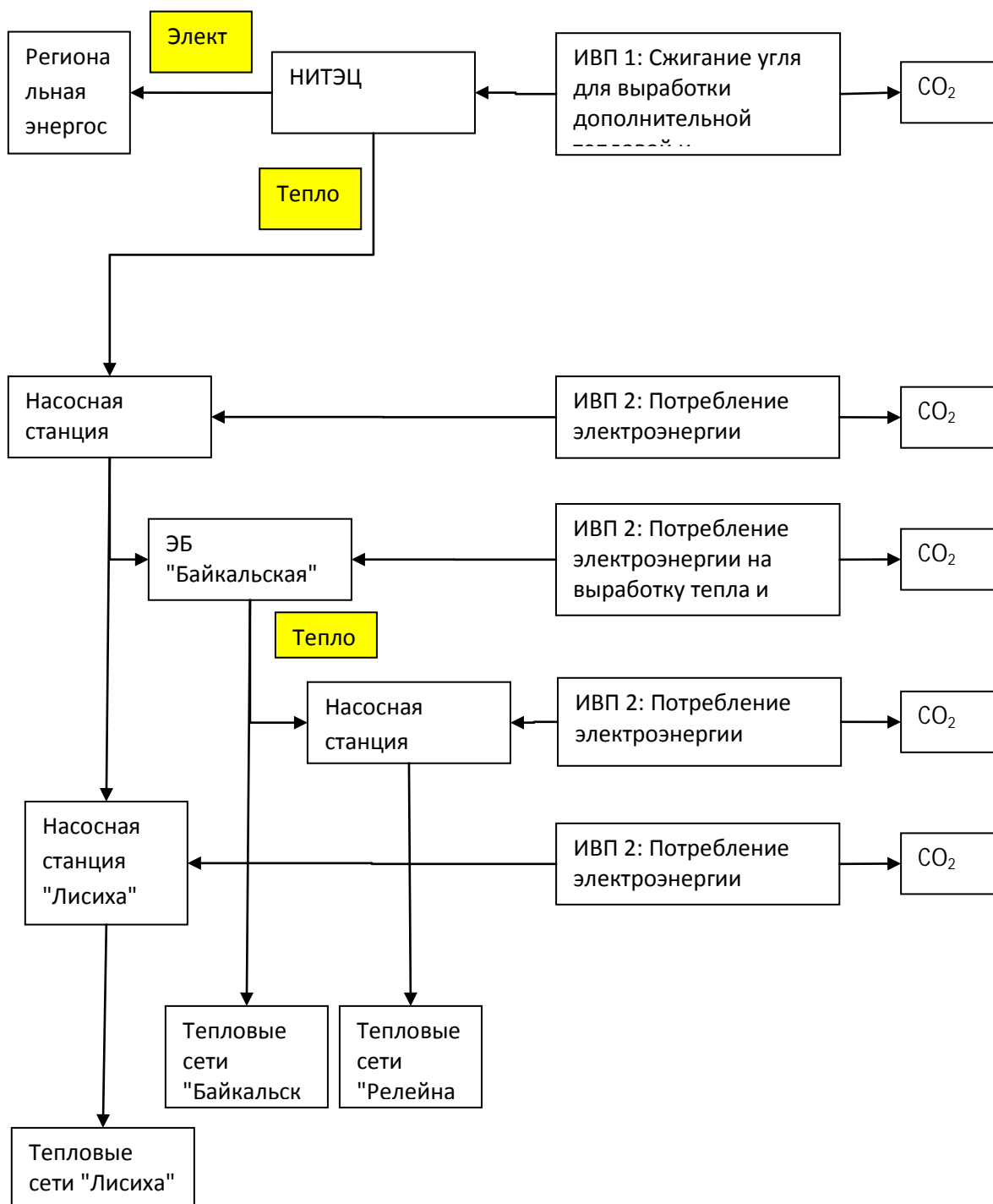


Рис. В-1 Границы проекта и источники выбросов по проекту

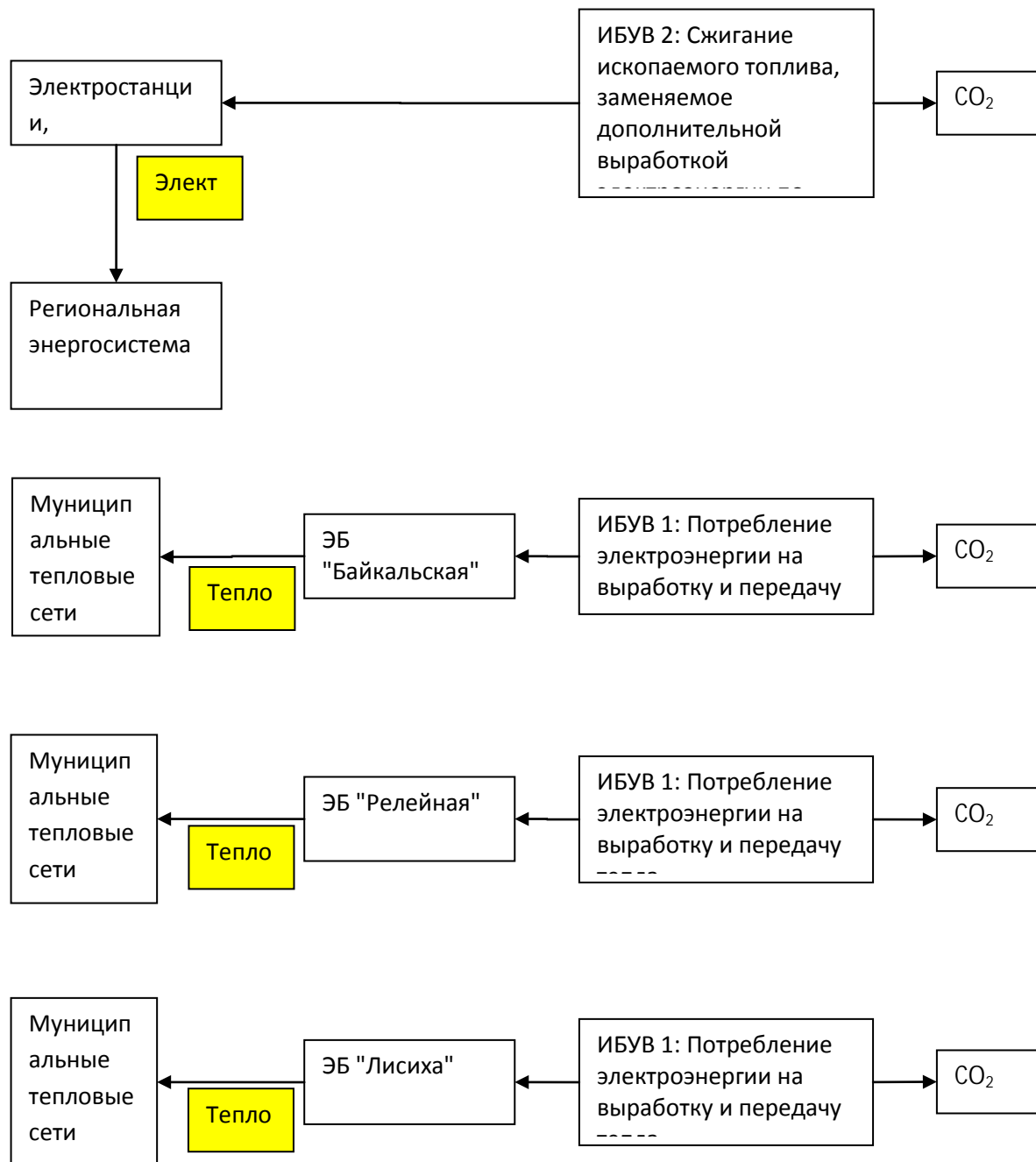


Рис. В-2 Источник выбросов по базовому уровню



В.4. Дополнительная информация о базовом уровне выбросов, включая дату установки базового уровня выбросов и имена лиц/юр.лиц, устанавливающих базовый уровень выбросов:

Дата установки базового уровня выбросов: 23/03/2012.

Юрген Висманн
GreenStream Network Plc
Lapinlahdenkatu 3
00180 Хельсинки
Финляндия
Телефон: +358 71 727 7800
Факс: +358 20 743 7810
info@greenstream.net

Компания GreenStream Network Plc. не является участником проекта.

**РАЗДЕЛ С. Продолжительность проекта / период кредитования****С.1. Начальная дата проекта:**

Начальной датой проекта является 13.06.2006. Это - дата, на которую Иркутскэнерго были заключены первые договоры с ПСМК "Авангард" и ЗАО "Единство", и Иркутскэнерго приняло на себя обязательства по проекту. Прочие основные договоры с ОАО "ВостСибСтрой" (19.06.2006) и ЗАО "Иркутскэнергоремонт" (23.06.2006) были также вскоре подписаны в июне 2006 г.

С.2. Ожидаемые эксплуатационные сроки проекта:

30 лет или 360 месяцев: 01.01.2008 – 30.11.2038

С.3. Длина периода кредитования:

5 лет 0 месяцев или 60 месяцев: С 01.01.2008 по 31.12.2012. Срок действия базового уровня выбросов составляет не менее десяти лет, а период кредитования будет продлен до 31 декабря 2017, при наличии согласия принимающей страны.



РАЗДЕЛ D. План мониторинга

D.1. Описание выбранного плана мониторинга:

Шаг 1. Указание и описание примененного подхода к мониторингу

Утвержденной методологии "чистого развития", которая бы применялась к проекту непосредственно, не существует, поэтому используется ПСО-специфичный подход в отношении мониторинга. Данный подход принят с использованием соответствующих разделов "Инструмента для расчета проекта или утечек выбросов CO₂ при сжигании ископаемого топлива", версия 02¹⁵ и "Инструмента для расчета базового уровня выбросов, проекта и/или утечек выбросов при потреблении электроэнергии", версия 01.¹⁶

Шаг 2. Применение выбранного подхода

Как описано в разделе В.3, проект приводит к выбросам парниковых газов из следующих источников:

- Сжигание угля для выработки дополнительной тепловой и электрической энергии на НИТЭЦ (ИВП 1)
- Потребление ископаемого топлива на электростанциях энергосистемы для выработки электроэнергии, потребляемой ЭБ "Байкальская", ПС "Релейная", ПС "Лисиха" и БС "Левобережная". Электроэнергия расходуется на питание перекачивающих насосов, автоматики, освещения и теплоснабжения, а также на резервную выработку тепла на ЭБ "Байкальская". (ИВП 2)

Проект позволяет избежать выбросов парниковых газов от следующих источников выбросов базового уровня:

¹⁵ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>

¹⁶ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-05-v1.pdf>

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



- Потребление ископаемого топлива на электростанциях энергосистемы для выработки электроэнергии, потребляемой тремя электробойлерными. (ИБУВ 1)
- Потребление ископаемого топлива на электростанциях, подключенных к энергосистеме, которое замещается дополнительным совокупным производством электроэнергии на НИТЭЦ. (ИБУВ 2)

ИВП 1: Связанные с ним выбросы парниковых газов являются сочетанием двух факторов. (1) потребление топлива $FC_{PJ,NICHP,y}$ на НИТЭЦ для дополнительной выработки тепловой и электрической энергии по проекту и (2) коэффициент выброса углерода $EF_{CO2,топлив.}$, который определяется предположительно.¹⁷ Потребление топлива $FC_{PJ,NICHP,y}$ в свою очередь, рассчитывается по пяти параметрам. (а) общее потребление топлива $FC_{NICHP,y}$ на НИТЭЦ, которое контролируется непосредственно в точке А, (б) общая выработка тепла $HG_{NICHP,y}$ и мощность $EG_{NICHP,y}$ на НИТЭЦ, которая контролируется непосредственно в точках В и С, (с) подача тепла $HG_{PJ,y}$ с НИТЭЦ в новую теплоцентраль, которая измеряется непосредственно в точке F, (d) потери при передаче TDL_y которые оцениваются в соответствии с Руководством по расчету нормативных и фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях и (е) коэффициент $COEF_{ELEC, HEAT,y}$ связывающий приrost выработки электроэнергии с приростом выработки тепловой энергии, который определяется предположительно. CONV1 - это фиксированный коэффициент пересчета из МВт*ч в Гкал, который определяется предположительно.¹⁸

$$PE_{FC,PJ,NICHP,y} = FC_{PJ,NICHP,y} * EF_{CO2,fuel} \quad (D-1)$$

с

$$FC_{PJ,NICHP,y} = FC_{NICHP,y} * (EG_{PJ,y} + CONV1 * HG_{PJ,y}) / (EG_{NICHP,y} + CONV1 * HG_{NICHP,y}) \quad (D-2)$$

и

$$EG_{PJ,y} = COEF_{ELEC, HEAT,y} * HG_{PJ,y} \quad (D-3) / (B-5)$$

¹⁷ См. Приложение 4.

¹⁸ Коэффициент в 1,163 МВт*ч/ Гкал был получен с помощью калькулятора единиц на сайте МЭА. <http://www.iea.org/stats/unit.asp>
Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



ИВП 2: Связанные с ним выбросы парниковых газов являются сочетанием двух факторов. (1) потребление $EC_{k,y}$ электроэнергии на ЭБ "Байкальская", ПС "Релейная", ПС "Лисиха" и БС "Левобережная", который контролируются непосредственно в точках D1, D2, D3 и D4, и (2) коэффициент выброса углерода $EF_{CO_2, ELEC, y}$ для электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, определяемый предположительно.

$$PE_{EC,k,y} = \sum_k EC_{k,y} * EF_{CO_2, ELEC, y} \quad (D-4)$$

при k = Байкальская, Релейная, Лисиха, Левобережная

ИБУВ 1: Связанные с ним выбросы парниковых газов являются сочетанием четырех факторов. (1) количество тепла $HG_{PJ,y}$ передаваемого с НИТЭЦ в новую теплоцентраль в году y, которое непосредственно контролируется в точке F, (2) удельное потребление электроэнергии SEC_{EB} на электрообогреваемых (МВт*ч/Гкал), которое определяется предположительно, (3) коэффициент выброса углерода $EF_{CO_2, ELEC, y}$ для электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, который определяется предположительно и (4) потери тепла при передаче и распределении TDL_y , которые оцениваются в соответствии с Руководством по расчету нормативных и фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

$$BE_{EB,y} = HG_{PJ,y} * (1 - TDL_y) * SEC_{EB} * EF_{CO_2, ELEC, y} \quad (D-5) / (B-2)$$

ИБУВ 2: Связанные с ним выбросы парниковых газов являются сочетанием двух факторов. (1) совокупное количество электроэнергии $EG_{PJ,y}$ переданное НИТЭЦ в региональную энергосистему в результате реализации проекта в год y и (2) коэффициент выброса углерода $EF_{CO_2, ELEC, y}$ для электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, который определяется предположительно. Количество электроэнергии $EG_{PJ,y}$ рассчитывается на основании двух факторов. (а) выработка тепла $HG_{PJ,y}$ подаваемого НИТЭЦ в новую теплоцентраль, которая измеряется непосредственно в точке E, и (б) коэффициент $COEF_{ELEC, HEAT, y}$ связывающий прирост выработки электроэнергии с приростом выработки тепловой энергии, который определяется предположительно.

$$BE_{EG,y} = EG_{PJ,y} * EF_{CO_2, ELEC, y} \quad (D-6) / (B-4)$$

где

$$EG_{PJ,y} = COEF_{ELEC, HEAT, y} * HG_{PJ,y} \quad (D-4) / (B-5)$$



Классификация параметров мониторинга в зависимости от того, будут ли они контролироваться в течение всего периода кредитования:

1. Данные и параметры, которые не контролируются в течение всего периода кредитования, но определяемые только один раз (и, тем самым, остающиеся фиксированными в течение всего периода кредитования), и уже доступные на этапе определения в отношении Описания проекта:

$EF_{CO_2e, fuel}$

$EF_{CO_2, ELEC, y}$

SEC_{EB}

$COEF_{ELEC, HEAT, y}$

$CONV1$

2. Данные и параметры, которые не контролируются в течение всего периода кредитования, но определяемые только один раз (и, тем самым, остающиеся фиксированными в течение всего периода кредитования), однако еще не доступные на этапе определения в отношении Описания проекта:

Такие данные отсутствуют

3. Данные и параметры, которые контролируются в течение периода кредитования:

$FC_{NICHPR, y}$

$HG_{PJ, y}$

$EG_{NICHPR, y}$

$HG_{NICHPR, y}$

$EC_{k, y}$

TDL_y

Параметры, указанные в Таблицах ниже, подлежат контролю в течение всего проекта. Все данные, собранные в порядке осуществления мониторинга будут храниться в течение не менее 2 лет после окончания периода кредитования. .

Деятельность АО "Иркутскэнерго" в области измерения и мониторинга соответствует требованиям Федерального закона №102 от 26 июня 2008 г. "Об обеспечении единообразия измерений" и некоторым иным национальным нормативным актам и правилам региональной метрологической инспекции.

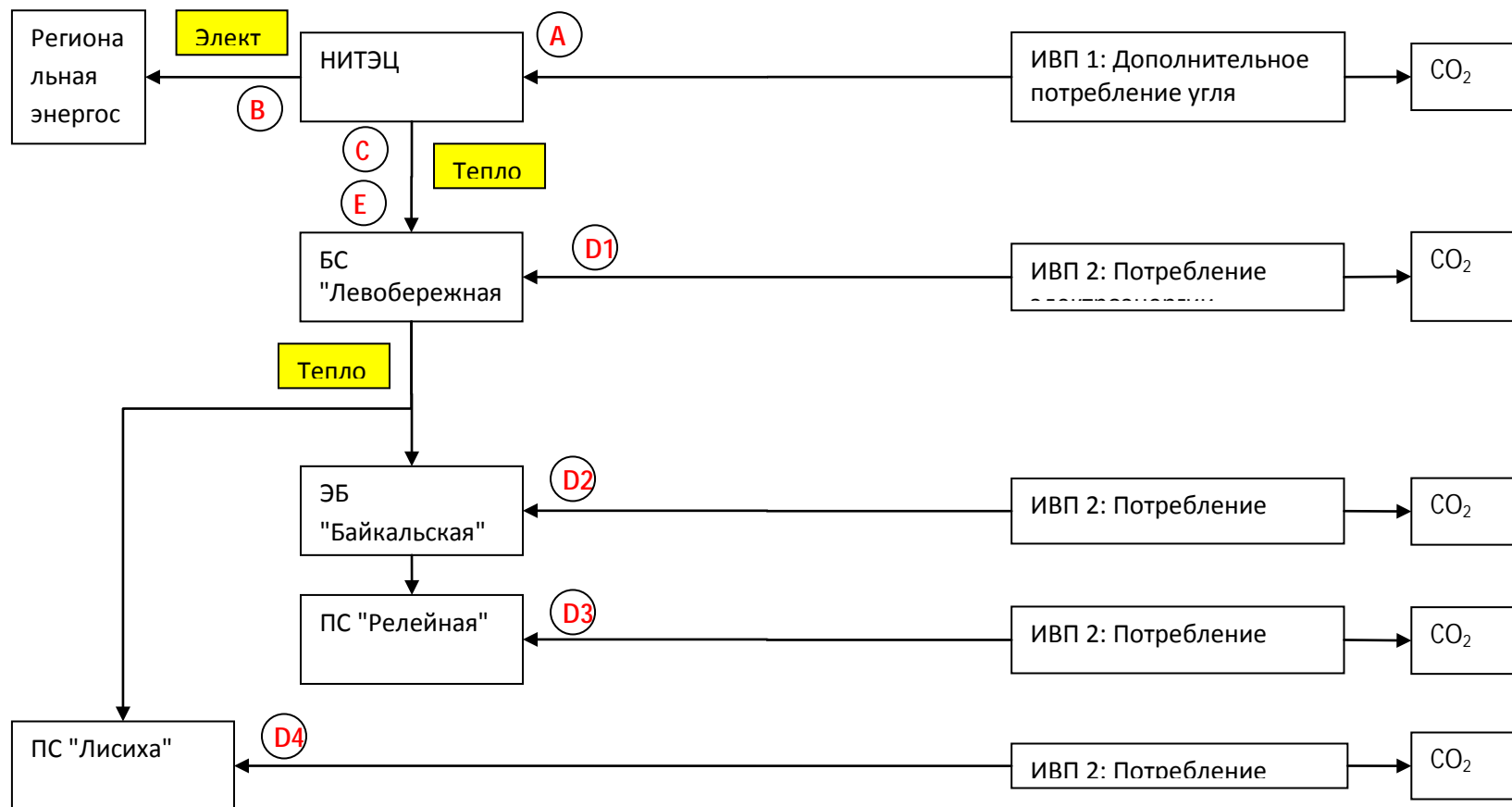
Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



В АО "Иркутскэнерго" имеются соответственные планы, документы, графики калибровки приборов и т.д. Измерительные устройство имеют специальные свидетельства о внедрении, разрешения на применение и проходят периодическую калибровку.

Проектные котельные входят в общие расчеты по форме 6-тп, поэтому все необходимые данные собираются в соответствии с установленной процедурой.

Измерения основных проектных параметров производятся в соответствии с действующей в стране метрологической системой.





Вариант 1 был выбран из двух предложенных для осуществления плана мониторинга.

D.1.1. Вариант 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и сценарию базового уровня выбросов:

D.1.1.1. Данные для сбора с целью мониторинга выбросов по проекту, а также способ архивации этих данных:								
Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера для облегчения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная данных	Источник данных	Единица данных	Измерено (m), рассчитано (с), номинальное значение (e)	Частота регистрации	Пропорция данных для мониторинга	Способ архивации данных? (электронная/бумажная)	Комментарии
P.1	$NG_{PJ,y}$ Объем тепла, полученного с НИТЭЦ в новую теплоцентраль в году y	Показания счетчиков подачи тепла в точке E. Центральная база данных выдачи тепловой энергии на НИТЭЦ	Гкал	М	Непрерывно	100%	(электронная/бумажная)	
P.2	$FC_{NICHР,y}$ Общее потребление топлива на НИТЭЦ в году y	Показания с мостовых весов в точке А. Центральная энергетическая база данных на НИТЭЦ	тонн у.э.	М	Непрерывно	100%	(электронная/бумажная)	

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



P.3	$EG_{NICHPR,y}$ Общая выработка электроэнергии и на НИТЭЦ в году у	Показания измерительных приборов в точке В	МВт*ч	М	Непрерывно	100%	(электронная/ бумажная)	
P.4	$HG_{NICHPR,y}$ Общая выработка тепла на НИТЭЦ в году у	Показания счетчиков подачи тепла в точке С. Центральная база данных выдачи тепловой энергии на НИТЭЦ	Гкал	М	Непрерывно	100%	(электронная/ бумажная)	
P.5	$ES_{k,y}$ Потребление электроэнергии и на станции k в году у	Показания измерительных приборов в точках D1, D2, D3 и D4	МВт*ч	М	Непрерывно	100%	(электронная/ бумажная)	

D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов по проекту (для каждого газа, источника ит.д.; выбросы в единицах CO₂-эквивалента):

$$PE_y = PE_{FC,PJ,NICHPR,y} + PE_{ES,k,y} \quad (D-7)$$

где

PE_y Выбросы по проекту в год у (в т CO₂)

$PE_{FC,PJ,NICHPR,y}$ Выбросы по проекту от дополнительного потребления угля в связи с проектом на НИТЭЦ в году у (в т CO₂)

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



$PE_{EC,k,y}$ Выбросы по проекту от потребления электроэнергии для перекачки горячей воды на насосной станции к в год у (в т CO_2)
при k = Байкальская, Релейная, Лисиха, НИТЭЦ, Левобережная

$$PE_{FC,PJ,NICHP,y} = FC_{PJ,NICHP,y} * EF_{CO2,fuel} \quad (D-1)$$

где

$PE_{FC,PJ,NICHP,y}$ Выбросы по проекту от дополнительного потребления топлива в связи с проектом на НИТЭЦ в году у (в т CO_2)
 $FC_{PJ,NICHP,y}$ Дополнительное потребление топлива в связи с проектом на НИТЭЦ в году у (в тоннах углеродного эквивалента (у.э.))
 $EF_{CO2,fuel}$ Коэффициент выброса углерода для угля (е CO_2 / т у.э.)

$$FC_{PJ,NICHP,y} = FC_{NICHP,y} * (EG_{PJ,y} + CONV1 * HG_{PJ,y}) / (EG_{NICHP,y} + CONV1 * HG_{NICHP,y}) \quad (D-2)$$

где

$FC_{PJ,NICHP,y}$ Дополнительное потребление угля в связи с проектом на НИТЭЦ в году у (в тоннах углеродного эквивалента (у.э.))
 $FC_{NICHP,y}$ Общее потребление угля на НИТЭЦ в году у (в тоннах углеродного эквивалента (у.э.))
 $EG_{PJ,y}$ Дополнительная выработка электроэнергии в связи с проектом на НИТЭЦ в году у (МВт*ч)
 $HG_{PJ,y}$ Дополнительная выработка тепловой энергии по проекту на НИТЭЦ в год у (Гкал)
 $EG_{NICHP,y}$ Общая выработка электроэнергии на НИТЭЦ в году у (МВт*ч)
 $HG_{NICHP,y}$ Общая выработка тепловой энергии на НИТЭЦ в году у (Гкал)
CONV1 Коэффициент пересчета 1,163 МВт*ч на Гкал. (МВт*ч/Гкал)

$$EG_{PJ,y} = COEF_{ELEC, HEAT,y} * HG_{PJ,y} \quad (D-3) / (B-5)$$

где

$EG_{PJ,y}$ Дополнительная выработка электроэнергии в связи с проектом на НИТЭЦ в году у (МВт*ч)
 $COEF_{ELEC, HEAT,y}$ Дополнительная выработка электроэнергии на НИТЭЦ от комбинированного производства в результате дополнительной выработки тепловой энергии на НИТЭЦ (МВт*ч/Гкал)
 $HG_{PJ,y}$ Дополнительная выработка тепловой энергии по проекту на НИТЭЦ в год у (Гкал)
для j = Байкальская, Релейная, Лисиха



$$PE_{EC,k,y} = \sum_k EC_{k,y} * EF_{CO_2, ELEC,y} \quad (D-4)$$

где

$PE_{EC,k,y}$ Выбросы по проекту от потребления электроэнергии для перекачки горячей воды на насосной станции k в год y (в т CO₂)

$EC_{k,y}$ Потребление электроэнергии на станции k в году y (МВт*ч)

$EF_{CO_2, ELEC, y}$ Коэффициент выброса углерода для электроэнергии, выработанной в энергосистеме (т CO₂ / МВт*ч)

при k = Байкальская, Релейная, Лисиха, Левобережная

D.1.1.3. Релевантные данные, необходимые для определения базового уровня антропогенных выбросов парниковых газов от источников в границах проекта, а также способ, которым будет осуществляться сбор и архивирования данных:								
Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера для облегчения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная данных	Источник данных	Единица данных	Измерено (м), рассчитано (с), номинальное значение (е)	Частота регистрации	Пропорция данных для мониторинга	Способ архивации данных? (электронная/ бумажная)	Комментарии
B.1	$H_{PJ,y}$ Объем тепла, полученного с НИТЭЦ в новую теплоцентраль в году y	Показания счетчиков подачи тепла в точке E. Центральная база данных выдачи тепловой	Гкал	М	Непрерывно	100%	(электронная/ бумажная)	



		энергии на НИТЭЦ						

D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки базового уровня выбросов (для каждого газа, источника ит.д.; выбросы в единицах CO2-эквивалента):

$$BE_y = BE_{EB,y} + BE_{EG,y} \quad (D-8) / (B-1)$$

где:

BE_y: Совокупный объем выбросов при базовом уровне в год y (тонн CO2)**BE_{EB,y}**: Базовый уровень выбросов при потреблении электроэнергии для производства тепла на электробойлерах в году y (тонн CO2)**BE_{EG,y}**: Выбросы базового уровня от потребления ископаемого топлива на электростанциях, входящих в энергосистему для электроэнергии, замещаемой дополнительной выработкой мощности по проекту в год y (тонн CO2)

$$BE_{EB,y} = HG_{PJ,y} * (1 - TDL_y) * SEC_{EB} * EF_{CO2,ELEC,y} \quad (D-5) / (B-2)$$

где

BE_{EB,y}: Базовый уровень выбросов при потреблении электроэнергии для производства тепла на электробойлерах в году y (тонн CO2)**HG_{PJ,y}**: Объем тепла, полученного от проекта в новую теплоцентраль в году y (Гкал)**SEC_{EB}**: Среднее удельное потребление электроэнергии на электробойлерной j (МВт*ч/Гкал)**EF_{CO2,ELEC,y}**: Коэффициент выброса углерода для электроэнергии, полученной по региональной энергосистеме (т CO2/МВт*ч)**TDL_y**: Дополнительные потери при передаче и распределении по ходу новой теплоцентрали в связи с реализацией проекта (%)

$$BE_{EG,y} = EG_{PJ,y} * EF_{grid} \quad (D-6) / (B-4)$$

где

BE_{EG,y}: Выбросы базового уровня от потребления ископаемого топлива на электростанциях, входящих в энергосистему для электроэнергии, замещаемой дополнительной выработкой мощности по проекту в год y (тонн CO2)

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



$EG_{PJ,y}$: Количество электроэнергии, выдаваемой агрегатами НИТЭЦ в региональную энергосистему в результате реализации проекта в год y (МВт*ч)

EF_{grid} : Коэффициент выброса углерода для электроэнергии, полученной по региональной энергосистеме (т CO₂/МВт*ч)

$$EG_{PJ,y} = HG_{PJ,y} * COEF_{ELEC,HEAT,y} \quad (D-4) / (B-5)$$

где

$EG_{PJ,y}$: Количество электроэнергии, выдаваемой агрегатами НИТЭЦ в региональную энергосистему в результате реализации проекта в год y (МВт*ч)

$HG_{PJ,y}$: Количество тепла, произведенного на НИТЭЦ в результате реализации проекта в год y (Гкал)

$COEF_{ELEC,HEAT,y}$: Накопленный итог выработки мощности на НИТЭЦ в результате увеличения производства тепла на одну Гкал (МВт*ч / Гкал)

D.1.2. Вариант 2 - Прямой мониторинг сокращения уровня выбросов по проекту (значения должны соответствовать значениям, указанным в разделе E):

Вариант 2 не используется

D.1.2.1. Данные для сбора с целью мониторинга сокращения уровня выбросов по проекту, а также способ архивации этих данных:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера для облегчения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная данных	Источник данных	Единица данных	Измерено (м), рассчитано (с), номинальное значение (е)	Частота регистрации	Пропорция данных для мониторинга	Способ архивации данных? (электронная/ бумажная)	Комментарии

D.1.2.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов по проекту (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах CO₂-эквивалента):

D.1.3. Учет утечек выбросов в плане мониторинга:

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Возможные источники утечки включают неорганизованные выбросы метана на ранних этапах переработки, связанные с добычей дополнительного количества метана, потребляемого на НИТЭЦ в результате реализации проекта. Выбросы полностью компенсируются за счет не допущенных неорганизованных выбросов метана на ранних этапах переработки, которые связаны с добычей угля, потребляемого электростанциями энергосистемы, чья выработка была заменена электроэнергией, вырабатываемой в рамках проекта, или которая была бы потреблена электробойлерными. Во вспомогательной таблице по Расчету сокращения выбросов показано, что в результате реализации проекта будет снижено общее потребление угля. Как следствие, неорганизованные выбросы метана на ранних этапах переработки будут также ниже при проектном сценарии, чем при сценарии базового уровня выбросов. Поэтому, установка общей утечки выбросов в качестве нулевой является консервативным решением. Для расчета утечки выбросов мониторинг каких-либо параметров не требуется.

D.1.3.1. Если применим, пожалуйста, опишите данные и информацию, которые будут собраны с целью контроля эффекта утечки выбросов по проекту:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера для облегчения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная данных	Источник данных	Единица данных	Измерено (м), рассчитано (с), номинальное значение (е)	Частота регистрации	Пропорция данных для мониторинга	Способ архивации данных? (электронная/бумажная)	Комментарии

D.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечки выбросов (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах CO₂-эквивалента):

На основании раздела D.1.3, утечка считается равной нулю. Этот выбор является консервативным.

D.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращения выбросов по проекту (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах CO₂-эквивалента):



$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (D-9)$$

где

ER_y: Сокращение выбросов в год y (тонн CO₂)

BE_y: Объем выбросов при базовом уровне в год y (тонн CO₂)

PE_y Выбросы по проекту в год y (в т CO₂)

D.1.5. Если применимо, в соответствии с процедурами, установленными Принимающей стороной, информация о сборе и архивировании информации об экологическом воздействии проекта:

Согласно Постановлению Росстата №157 от 30.04.2004 "О подтверждении статистических приборов для статистического мониторинга производственных отходов Ростехнадзором" и Приказу Росстата №166 от 10.08.2009 "О подтверждении статистических приборов для статистического мониторинга сельского хозяйства и окружающей среды", НИТЭЦ ежегодно предоставляет в Департамент охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, а затем в профильные надзорные органы следующие отчеты:

НИТЭЦ:

2-тп (воздух) - Данные о защите воздушной среды

2-тп (отходы) - Данные об образовании, деактивации, транспортировке и утилизации производственных и бытовых отходов, в объемном исчислении

2-тп (технологическая вода) - Данные об использовании воды, в объемном исчислении

2-ОС - Данные о выполнении работ по защите воды на водных объектах, в денежном выражении

4-ОС - Данные о текущей стоимости защитных мер для окружающей среды и экологических выплатах, в денежном выражении

Каждые 5 лет внешняя организация, обычно - это ВНИПИЭнергоПром, участвует в "Инвентаризации выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников" на всех филиалах АО "Иркутскэнерго" на основании фактических данных за последние три года. Результаты инвентаризации подтверждаются Ростехнадзором, а ВНИПИЭнергоПром разрабатывает на их основании "Примерное положение об опасных загрязняющих веществах их вредном физическом воздействии", которое координируется с АО "Иркутскэнерго" и направляется в РосПотребНадзор. РосПотребНадзор выдает заключение и направляет его на окончательное согласование в Ростехнадзор. Раздел "Планы действий по сокращению выбросов опасных загрязняющих веществ в атмосферу в период неблагоприятных метеорологических условий" координируется с РосПриродНадзором, а затем с Ростехнадзором. На основании заключения, утвержденного Ростехнадзором, выдается "Разрешение на выброс опасных загрязняющих веществ в атмосферу", действительное в течение пяти лет.

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Ежегодно инженер НИТЭЦ по охране окружающей среды составляет технический отчет о фактических выбросах основных видов загрязняющих веществ (оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа и т.д.). Для расчета годовых выбросов учитываются данные из отчетов станции и данные фактических испытаний, общестанционная отчетность (топливные расходы и т.д.), а также результаты натурных измерений, которые выполняются санитарной промышленной лабораторией под юрисдикцией ООО "Инженерный центр Иркутскэнерго". Расчитанный отчет направляется в Центр лабораторного анализа и технической метрологии Восточно-Сибирской федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и утверждается Байкальским региональным управлением федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Затем отчет утверждается Ростехнадзором и отправляется в Департамент экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов, а затем отчет направляется в Росстат.

D.2. Процедуры обеспечения и контроля качества, осуществляемые в отношении контролируемых данных:		
Данные (Указать таблицу и идент. номер)	Уровень неопред. данных (выс/сред/низк)	Пояснить процедуры обеспечения и контроля качества, планируемые в отношении данных, или почему такие процедуры не являются необходимыми.
D.1.1.1 – P.1 D.1.1.3 – B.1 HG _{PI,y}	Низкий	Учет подачи тепла на зоны БС "Лисиха", БС "Релейная" и ЭБ "Байкальская" производится в центральной базе данных на НИТЭЦ, где все данные, полученные на основании показаний измерительных приборов подачи тепла, сохраняются в электронном виде. Подача тепла в зоны измеряется контрольной аппаратурой, установленной в пределах зон и на НИТЭЦ. Отдел, ответственный за измерение подачи тепла, - это отдел ТАМ на НИТЭЦ и отделение ЦОЭО КИП УТС Иркутских тепловых сетей. В пределах Иркутских тепловых сетей, калибровка выполняется согласно графику калибровки оборудования. Компоненты измерителей тепловой энергии проходят проверку в соответствии с интервалами, указанными в паспортах измерителей. Калибровка производится сторонними организациями, которые отбираются на конкурсной основе.
D.1.1.1 – P.2 FC _{NICHP,y}	Низкий	Потребление угля на НИТЭЦ измеряется с помощью мостовых весов Перекрестная проверка может быть выполнена по счетам на поставку угля.



D.1.1.1 – P.3 EG _{NICHP, y}	Низкий	Совокупная выработка на НИТЭЦ непрерывно измеряется с помощью измерительного оборудования. Все измерения проводятся с помощью калиброванного измерительного оборудования, согласно стандартам энергетики.
D.1.1.1 – P.4 HG _{NICHP, y}	Низкий	Общая выработка тепла учитывается в центральной базе данных НИТЭЦ, где в электронном виде сохраняются все показания тепловых измерительных приборов. Подача тепла в зоны измеряется контрольной аппаратурой, установленной в пределах зон и на НИТЭЦ. Отдел, ответственный за измерение подачи тепла, - это отдел ТАМ на НИТЭЦ и отделение ЦОЭО КИП УТС Иркутских тепловых сетей. В пределах Иркутских тепловых сетей, калибровка выполняется согласно графику калибровки оборудования. Компоненты измерителей тепловой энергии проходят проверку в соответствии с интервалами, указанными в паспортах измерителей. Калибровка производится сторонними организациями, которые отбираются на конкурсной основе.
D.1.1.1 – P.5 ES _{k, y}	Низкий	Потребление электроэнергии измеряется измерительной аппаратурой. На ЭБ "Байкальская", ЭБ "Лисиха", ЭБ "Релейная" используются измерители мощности типа Альфа 1802, произведенные "Эльстер Груп" (ОАО "Эльстер Метроника"), Сертификат №РОСС RU.ME 48.BO 2576 от 18.03.2009 (система сертификации ГОСТ Р Госстандарта России). На БС "Левобережная" используются измерители мощности типа Mercury 230 -03 ART PQRSIDN, произведенные "Inkoteks", Сертификат №РОСС RU.AB28.B01856 от 27.07.2009. (система сертификации ГОСТ Р Госстандарта России). В соответствии с ФЗ РФ от 26 июня 2008 №102-ФЛ "О поверке измерительной аппаратуры", измерители мощности подлежат поверке (калибровке). Измерители проверяются ФГУ "Иркутский центр стандартизации, метрологии и сертификации". Калибровка выполняется в соответствии с сервисным листом завода изготовителя, интервал: Альфа 1802 - 8 лет, Mercury 230 03 ART PQRSIDN – 10 лет.

Процедуры обеспечения и контроля качества по указанным выше параметрам гарантируются соответствием следующим законным нормативным документам:

- ФЗ РФ от 26.06.2008 №102-ФЛ "Об обеспечении единообразия измерений";

Изменение шаблона не допускается. Заполнить шаблон без изменений/добавления заголовков, логотипов, формата или шрифта.



- "Правила проведения калибровочных работ", утвержденные Постановлением ГосСтандарта России от 21.09.1994
- Государственный реестр СИ ("Системы измерения");
- Постановление (ПР) 50.2.006-94.



D.3. Пожалуйста, опишите эксплуатационную и управленческую структуру, которую оператор проекта будет применять при реализации плана мониторинга:

Основные данные для мониторинга включают Тепловой баланс (P.1/B.1, P.4/B.2 и P.6), Энергетический баланс (P.5, P.7 и P.8) и Расход топлива (P.2 и P.3).

Сбор, передача и архивирование данных, а также расчеты процедур по сокращению выбросов парниковых газов, включены в существующую систему АО "Иркутскэнерго" и его аффилированных организаций. Указанные выше департаменты предоставляют необходимую информацию Директору по стратегии и развитию, который отвечает за реализацию плана мониторинга, расчет сокращения выбросов в соответствии с Описанием проекта СО, и также за подготовку ежегодных отчетов о мониторинге.

D.4. Имя лица/юр.лица, устанавливающего план мониторинга:

Юрген Висманн
GreenStream Network Plc
Kluuvikatu 3
FI-00100 Хельсинки
ФИНЛЯНДИЯ
Тел.: +358 71 727 7800
Факс: +358 71 727 7810
www.greenstream.net

Компания GreenStream Network Plc. не является участником проекта.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

РАЗДЕЛ Е. Расчет сокращения выбросов парниковых газов

Е.1. Расчетные выбросы по проекту:

Год	Расчетное количество выбросов по проекту в связи с дополнительным потреблением топлива на НИТЭЦ (ИВП 1) (тонн CO ₂ экв.)
2008	282 066
2009	583 406
2010	680 869
2011	609 483
2012	619 512
Total	2 775 337

Год	Расчетное количество выбросов при потреблении электроэнергии на ЭБ "Байкальская", ПС "Лисиха", ПС "Релейная" и БС "Левобережная" (ИВП 2) (тонн CO ₂ экв.)
2008	501 039
2009	29 475
2010	25 673
2011	23 255
2012	23 621
Итого	603 063

Год	Расчетное общее количество выбросов по проекту (тонн CO ₂ экв.)
2008	783 106
2009	612 881
2010	706 542
2011	632 738
2012	643 133
Итого	3 378 400

Е.2. Расчетный объем утечки выбросов:

Согласно разделу D.1.3, утечка выбросов установлена равной нулю. Этот выбор является консервативным.

Е.3. Сумма Е.1. и Е.2.:



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Год	Расчетное общее количество выбросов по проекту и утечка выбросов (тонн CO ₂ экв.)
2008	783 106
2009	612 881
2010	706 542
2011	632 738
2012	643 133
Итого	3 378 400

Е.4. Расчетные выбросы по базовому уровню:

Год	Расчетное количество выбросов по базовому уровню в связи с потреблением электроэнергии на электробойлерных (ИВП 1) (тонн CO ₂ экв.)
2008	1 009 418
2009	1 214 382
2010	1 357 412
2011	1 193 318
2012	1 237 483
Итого	6 012 013

Год	Расчетное количество выбросов по базовому уровню в связи с замещением выработки электроэнергии электростанциями энергосистемы (ИВП 2) (тонн CO ₂ экв.)
2008	217 566
2009	407 540
2010	486 959
2011	450 679
2012	454 932
Итого	2 017 677

Год	Расчетное общее количество выбросов по базовому уровню (тонн CO ₂ экв.)
2008	1 226 984
2009	1 621 922
2010	1 844 371
2011	1 643 997
2012	1 692 416



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Итого	8 029 690
-------	-----------

Е.5. Разница между Е.4. и Е.3., представляющая собой сокращение выбросов по проекту:

Год	Расчетное общее сокращение выбросов (тонн CO ₂ экв.)
2008	443 879
2009	1 009 041
2010	1 137 829
2011	1 011 259
2012	1 049 283
Итого	4 651 290



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Е.6. Таблица, содержащая значения, полученные при применении приведенных выше формул:

Год	Расчетные выбросы по проекту (тонн CO ₂ эквивалента)	Расчетная утечка выбросов (тонн CO ₂ эквивалента)	Расчетные выбросы по базовому уровню (тонн CO ₂ эквивалента)	Расчетное сокращение выбросов (тонн CO ₂ эквивалента)
2008	783 106	0	1 226 984	443 879
2009	612 881	0	1 621 922	1 009 041
2010	706 542	0	1 844 371	1 137 829
2011	632 738	0	1 643 997	1 011 259
2012	643 133	0	1 692 416	1 049 283
Итого (тонн CO ₂ эквивалента)	3 378 400	0	8 029 690	4 651 290



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

РАЗДЕЛ F. Влияние на окружающую среду

F.1. Документация по анализу экологического влияния проекта, включая его влияние за пределами государственных границ, в соответствии с процедурами, определенными Принимающей стороной:

ОВОС по проекту выполнена в 2006 году во время проведения ТЭО проекта. ОВОС была выполнена ОАО "Ландшафтная и экологическая культурная лаборатория" по запросу ОАО "Сибирский Оргстройпроект" и включает в себя три отчета. ОВОС приходит к заключению, что строительство и эксплуатация проекта не повлияет на промышленную безопасность на НИТЭЦ, содержит список мер по защите окружающей среды и оценочную стоимость их реализации, подтверждает, что проект соответствует соответствующему экологическому законодательству, т.е. Федеральному Закону о защите природы №7 от 10.01.2002, с последними изменениями от 27.12.09.

Проект прошел ГлавГосЭкспертизу №60/6м-4208 и получил положительную оценку 28 августа 2006 года.

С учетом того, что проект располагается на расстоянии 250 км от границы Монголии (г. Сухэ-Батор), проект не имеет негативного трансграничного влияния на территории зарубежных стран.

F.2. Если экологические вопросы считаются значительными со стороны участников проекта или Принимающей стороны, пожалуйста, предоставьте заключения и все ссылки на вспомогательную документацию по ОВОС, выполненной в соответствии с процедурами, требуемыми Принимающей стороной:

Проект обеспечивает ряд социальных и экологических преимуществ. Он сокращает не только выбросы парниковых газов, но также включает рекультивацию строительных площадок и защиту окружающей среды посредством восстановления леса. Проект также обеспечивает долгосрочные преимущества путем создания новых рабочих мест в локальном Иркутском регионе.

G. Комментарии заинтересованных сторон

G.1. Информация о комментариях заинтересованных сторон проекта, при наличии:

В соответствии с российским законодательством, консультации с заинтересованными сторонами по проекту не требуются. До начала строительства проекта, формальные консультации с заинтересованными сторонами не проводились.

Проектные планы были раскрыты путем публикации в ряде СМИ (см. ссылки ниже):

- <http://www.aldana.ru/news.php?id=17665>
- <http://www.rosteplo.ru/w/%D0%98%D1%80%D0%BA%D1%83%D1%82%D1%81%D0%BA>
- <http://pressa.irk.ru/sm/2007/35/018002.html>
- <http://38.ru/newsline/92913.html>



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

- <http://www.finam.ru/analysis/newsitem1EB32/default.asp>



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

· **Приложение 1**

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА

Организация:	АО "Иркутскэнерго"
Улица/А.Я.	Сухэ-Батора
Здание:	3
Город:	Иркутск
Штат/Регион:	
Почтовый код:	664025
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	8-3952-790-682
Факс:	8-3952-790-211
E-mail:	shumeev@irkutskenergo.ru
URL:	www.irkutskenergo.ru
Представлена:	
Должность:	Директор по стратегии и развитию
Титул:	
Фамилия:	Шумеев
Отчество:	Сергеевич
Имя:	Дмитрий
Отдел:	
Телефон (прямой):	8-3952-790-682
Факс (прямой):	8-3952-790-211
Мобильный телефон:	
Личная эл. почта:	shumeev@irkutskenergo.ru



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Организация:	CF Partners (UK) LLP
Улица/А.Я.	Hammersmith Road, ,
Здание:	149, Lyric House
Город:	Лондон
Штат/Регион:	
Почтовый код:	W14 0QL
Страна:	Соединенное Королевство
Телефон:	+44 207 3483 506
Факс:	
Эл. почта:	j.navon@cf-partners.com
URL:	
Представлена:	
Должность:	Партнер
Титул:	Г-н
Фамилия:	Нэйвон
Отчество:	
Имя:	Джонатан
Отдел:	
Телефон (прямой):	+44 207 3483 506
Факс (прямой):	
Мобильный телефон:	
Личная эл. почта:	j.navon@cf-partners.com



Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ О БАЗОВОМ УРОВНЕ ВЫБРОСОВ

1. Коэффициент выбросов энергосистемы Иркутскэнерго¹⁹

Расчет выполнен в соответствии с указанными ниже шагами:

Шаг 1. Определить соответствующую энергосистему:

Соответственная энергосистема - это Иркутская региональная энергосистема, которая фактически является энергосистемой АО "Иркутскэнерго", т.е. электрические сети и подключенные к сетям электростанции. Приведенные решения основаны на следующих причинах:

1. Иркутская региональная энергосистема характеризуется избытком предложения. Региональная потребность в электроэнергии среди потребителей Иркутской области может быть удовлетворена электростанциями региональной энергосистемы. Потребность в импорте электроэнергии отсутствует. В настоящее время, тепловые электростанции, эксплуатируемые Иркутскэнерго, производят порядка 16-17 ТВт электроэнергии и могут увеличить выработку электроэнергии максимум до 21 ТВт.
2. Иркутская региональная энергосистема экспортирует электроэнергию в соседние энергосистемы, где существует избыток спроса.
3. Иркутскэнерго имеет неэффективные ТЭЦ, которые будут разгружены в случае сокращения спроса.
4. Стоимость электроэнергии в Иркутскэнерго - одна из наиболее низких в Российской Федерации (<http://www.irkutskenergo.ru/news/712.html>).

В соответствии с пунктом 2.3. Постановления о расчетах для выбора структуры генерирующего оборудования (Приложение №3.1 к Контракту о присоединении к торговой системе оптового рынка) (далее по тексту - Постановление), Иркутскэнерго предоставляет системному оператору уведомление о структуре и параметрах генерирующего оборудования, в которой содержится информация в соответствии с разделом 3 Постановления о предоставлении уведомлений участниками оптового рынка (Приложение №4 к Контракту о присоединении к торговой системе оптового рынка), с учетом информации о дополнительной выработке в связи с реализацией Проекта "Повышение эффективности использования водных ресурсов на Братской ГЭС". На основании полученных данных и данных, собранных согласно разделу 4 Положений, Системный оператор формирует математическую модель выбора подключенного генерирующего оборудования, с учетом прогнозных параметров работы энергосистемы, надежности подачи электроэнергии и минимизации ее стоимости.

Все факторы, влияющие на надежность энергосистемы в Иркутской области и Сибири учитываются при формировании математической модели (согласно Приложению 1 к Постановлению). Таким образом, Системный оператор, с целью возможности осуществления пунктов 6.3 и 6.4 "Постановления об оперативном диспетчерском управлении энергетическими режимами ОЭС России" оставляет резерв передающих мощностей на межсистемных связях, что не позволяет отпускать электроэнергию в соседние регионы в больших объемах.

¹⁹ Исследование базового уровня выбросов воспроизведено по определенному ПСО "Повышение эффективности системы отопления в районе Ново-Ленино, г. Иркутск, Иркутская область, Российская Федерация".



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Далее, математическая модель автоматически, в соответствии с принципом выработки электроэнергии при общей минимизации стоимости, выполняет распределение нагрузки между тепловыми станциями Иркутской энергосистемы, сокращая их нагрузку в конденсационном режиме с помощью рейтинга ценовых предложений, в случае высвобождения электроэнергии в связи с реализацией проекта.

Шаг 2. Описание методологии расчета EF_{grid} .

EF_{grid} – коэффициент выброса в конденсационном режиме энергосистемы Иркутскэнерго (т CO_2 /МВт*ч).

Коэффициент выброса рассчитывается как взвешенные по выработке средние выбросы CO_2 на единицу совокупной выработки электроэнергии (т CO_2 / МВт*ч) всех генерирующих электростанций АО "Иркутскэнерго", обслуживающих систему в конденсационном режиме.

Для расчета EF используются "постанционные" данные о потреблении топлива в конденсационном режиме и их низшая теплота сгорания, совокупная выработка электроэнергии и т.д. за последние 3 года.

EF_{grid} , рассчитывается с помощью формулы:

$$EF_{grid} = \frac{\sum_{im} FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (\text{формула An. 2-1})$$

где:

FC – потребление топлива в конденсационном цикле (г угл. экв.)

NCV – низшая теплота сгорания (ккал/кг угл.экв.)

EF_{CO_2} – коэффициент выбросов по топливу (кг CO_2 /ТДж)

EG – совокупная выработка электроэнергии в конденсационном цикле (кВт*ч)

y – год

i – топливо (тип)

m – относится ко всем электростанциям в энергосистеме.

Шаг 3. Расчитать EF

Индикатор - это расход топлива на 1 кВт*ч выработки электроэнергии в конденсационном цикле.

1 кг топливного эквивалента имеет $NCV_b = 7000$ ккал/кг или 29,33 МДж/кг. Он выражается для ТЭЦ с помощью представленных выше обозначений как:

$$b = \frac{FC \times NCV}{EG \times NCV_b} \quad (\text{г угл.экв./кВт*ч}) \quad (\text{формула An. 2-2})$$

Этот показатель для каждой ТЭЦ АО "Иркутскэнерго" включен во внутренние реестры АО "Иркутскэнерго". Его использование значительно упрощает расчеты, не влияя на их точность. В целях расчетов используется среднее значение по АО "Иркутскэнерго".



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

В соответствии с отчетами Компании, он составляет:

$$\begin{aligned} 2006 &= 403.8 \text{ г угл. экв./кВт*ч} \\ 2007 &= 399.9 \text{ г угл. экв./кВт*ч} \\ 2008 &= 392.4 \text{ г угл. экв./кВт*ч} \end{aligned}$$

В этом случае, представленная формула трансформируется в:

$$EF_{\text{grid}} = b_{\text{cp},y} \times EF_{\text{CO}_2,\text{cp},y} \times 29,33 \text{ МДж/кг угл.экв.} \times 10^{-9} \quad (\text{формула An. 2-3})$$

где $EF_{\text{CO}_2,\text{cp},y}$ – взвешенный (для различных видов топлива) коэффициент выбросов. Он рассчитывается как:

$$EF_{\text{CO}_2,\text{cp},y} = d_{\text{coal},y} \times EF_{\text{CO}_2,\text{coal}} + d_{\text{gas},y} \times EF_{\text{CO}_2,\text{gas}} + d_{\text{mazut},y} \times EF_{\text{CO}_2,\text{mazut}}, \quad (\text{формула An. 2-4})$$

где d_y – это доля угля, газа и мазута на ТЭЦ Иркутскэнерго в год y .

$$\begin{aligned} 2006: \text{ уголь} &= \text{более } 99\%, \text{ мазут} = \text{менее } 1\%, \text{ газ} = 0\% \\ 2007: \text{ уголь} &= \text{более } 99\%, \text{ мазут} = \text{менее } 1\%, \text{ газ} = 0\% \\ 2008: \text{ уголь} &= \text{более } 99\%, \text{ мазут} = \text{менее } 1\%, \text{ газ} = 0\% \end{aligned}$$

EF_{CO_2} – коэффициент выбросов по умолчанию, установленный Межправительственной группой экспертов по изменению климата, выраженный в соответственных единицах для текущего расчета:

- бурый уголь (лигнин) = 2,962 т CO_2 /т угл.экв. (101 т CO_2 /ТДж) – 80% потребления (статистическая форма 6-тп)
- каменный уголь = 2,775 т CO_2 /т угл.экв. (94,6 т CO_2 /ТДж) – 20% потребления (статистическая форма 6-тп)
- мазут = 2,27 т CO_2 /т угл.экв. (77,4 т CO_2 /ТДж)

С учетом представленного выше топливного баланса, средневзвешенное значение $EF_{\text{CO}_2,\text{cp}} = 2,925$ т CO_2 /т угл. экв.

Таблица для расчета EF^{20}

Показатель	2006	2007	2008
(1) $EF_{\text{CO}_2,\text{cp},y}$, (т CO_2 / т угл.экв.)	2,925	2,925	2,925
(2) b , (т угл.экв./МВт*ч)	0,403	0,399	0,392
(3) EF_{grid} (т CO_2 /МВт*ч) [рассчитывается как: (1)х(2)]	1 181	1 170	1 148
(4) Выработка электроэнергии (в конденсационном режиме), 10^3 МВт*ч	2177	3179	7561
(5) Средневзвешенное значение для электроэнергии за 3 года EF_{OM}		1. 159	

²⁰ Подробности расчета включены во вспомогательную таблицу для Расчета сокращения выбросов, которая была предоставлена подтверждающей группе.



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

(tCO₂/MWh) [рассчитывается как:
[(4)*(5)]/Σ(4)]

Таблица А2-1 Расчет коэффициентов выброса углерода для энергосистемы Иркутскэнерго

В ближайшем будущем ввод новых мощностей в энергосистему не планируется. Если это произойдет, характеристики мощностей не будут значительно отличаться от существующих станций, и не окажут влияния на коэффициент выбросов по всей региональной энергосистеме.

Мониторинг

Коэффициент выбросов определен однократно в 2009 году на период кредитования (2008-2012)

В соответствии с РД 34.08.552-95 "Методическое руководство по составлению тепловой прибыльности отчета оборудования для электростанций и акционерных компаний энергетики и электрификации", АО "Иркутскэнерго" заполняет форму, состоящую из 70 показателей.

На основании этих данных, с использованием РД 34.08.559-96 "Методическое руководство по анализу изменений удельного потребления топлива на электростанциях и энергетических объединениях", определяется выработка в конденсационном цикле и удельное потребление для выработки электроэнергии в конденсационном режиме. Для упрощения расчетов в основании этого РД лежит специально разработанное ПО: "Программный комплекс для автоматического сбора, обработки и анализа потребления топлива на ТЭЦ и комплексах производства электроэнергии и электрификации"

Результаты расчетов комплекса выгружаются в виде *.txt файлов и направляются в ОРГРЭС (АО "Инженерный центр ЕЭС"). Данные о конденсационном цикле формируются в этом программном комплексе.

2. КПД электрокотлов:

Бойлерная	Параметр	Единицы	2005	2006	2007	Итого
"Байкальская"	Производство тепла	Гкал	338 042	333 170	316 809	988 021
	Потребление электроэнергии	МВт*ч	438 407	422 730	387 906	1 249 041
"Релейная"	Производство тепла	Гкал	182 115	179 847	137 976	499 938
	Потребление электроэнергии	МВт*ч	223 006	208 308	168 752	600 065
"Лисиха"	Производство тепла	Гкал	363 048	349 078	231 175	943 301
	Потребление электроэнергии	МВт*ч	420 524	405 256	264 620	1 090 400
Итого	Производство тепла	Гкал	883 205	862 095	685 960	2 431 260
	Потребление электроэнергии	МВт*ч	1 081 936	1 036 294	821 278	2 939 508



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

	Удельное потребление электроэнергии	МВт*ч / Гкал				1,209
--	---	-----------------	--	--	--	-------

Таблица А2-2: КПД электробойлерных:



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

ИД	Переменная	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012	Источник
B.1	$HG_{PJ,y}$	1000 Гкал	412	902	999	883	911	Мониторинг
	SEC_{EB}	МВт*ч / Гкал	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	См. раздел В.1 и Приложение 2
	$EF_{CO_2,ELEC,y}$	т CO ₂ / МВт*ч	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	См. раздел В.1 и Приложение 2
	$BE_{EB,y}$	т CO ₂	1 009 418	1 214 382	1 357 412	1 193 318	1 237 483	Расчетное значение (D-5)
B.2	TDL_y	%	7,2%	4,3%	3,1%	3,5%	3,0%	Мониторинг
	$COEF_{ELEC,HEAT,y}$	МВт*ч / Гкал	0,494	0,456	0,458	0,475	0,4632	См. раздел В.1
	$EG_{PJ,y}$	МВт*ч	203 525	411 360	457 183	419 465	421 924	Расчетное значение (D-4)
	$BE_{EG,y}$	т CO ₂	235 885	476 766	529 875	486 159	489 010	Расчетное значение (D-6)
	BE_y	т CO ₂	1 245 303	1 691 148	1 887 288	1 679 477	1 726 494	Расчетное значение (D-8)

Таблица А2-3: Основные показатели базового уровня выбросов



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Приложение 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

Информация предоставлена в Разделе D Описания проекта ПСО



Комитет по надзору за проектами совместного осуществления

Приложение 4

Параметры расчета сокращения выбросов

Данные/Параметр 10	$EF_{CO_2, fuel}$
Единица данных	т CO_2 / т угл.экв.
Описание	Коэффициент выброса углерода по топливу, используемому электростанциями Иркутскэнерго.
Время определения/мониторинга	2006-2008
Источник данных	Базовый уровень выбросов по положительно определенному ПСО "Повышение эффективности системы отопления в районе Ново-Ленино, г. Иркутск, Иркутская область, Российская Федерация".
Значение примененных данных (для предположительных расчетов/определения)	2,925 т CO_2 / т угл.экв.
Обоснование выбора данных для применения или описание методов измерения и процедур	Источник данных уже был положительно определен АИЕ.
Применяемые процедуры обеспечения и контроля качества	
Комментарии	