



**ФОРМАТ ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ
СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ (ПТД ПСО)
Версия 01 – действует с: 15 июня 2006 г.**

СОДЕРЖАНИЕ

- A. Общее описание проекта
- B. Базовая линия
- C. Сроки проекта / Кредитный период
- D. План мониторинга
- E. Оценка сокращений выбросов парниковых газов
- F. Воздействие на окружающую среду
- G. Комментарии депозитариев по проекту

Приложения

Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта

Приложение 2: Информация о базовой линии

Приложение 3: План мониторинга

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

Утилизация дегазационного метана на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс»

Версия документа: 03

Дата: 2008-06-12

Подготовлен: Emissions-Trader ET GmbH, Адам Хадулла

A.2. Описание проектной деятельности:

Кемеровская область – это крупнейший промышленный регион России. На ее территории расположен Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс), площадь которого составляет более 10309 кв. миль (26700 км²). Общие геологические запасы угля бассейна до глубины 5905 футов (1800 м) оцениваются в 725 млрд. т. Общие ресурсы метана угольных пластов оцениваются в 13 триллионов м³ (АНО Углеметан).

Другие виды промышленности региона, такие как машиностроение, химическая промышленность, металлургия, тесно связаны с угольной промышленностью. Областным центром является город Кемерово.

Кузбасс представляет собой регион, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду. Основным источником выбросов метана в атмосферу является угольная промышленность. Выделение шахтного метана является неизбежным явлением при подземной добыче угля. Кроме действующих угольных шахт метан выделяется из закрытых шахт уже после завершения горных работ. Даже после завершения очистных работ на протяжении многих лет метан выделяется на поверхность через стволы, трещины и сохранившиеся дегазационные скважины, а также через вмещающие породы напрямую или через массив горных пород к поверхности («диффузно») в атмосферу. Основной компонент шахтного газа – это вредный парниковый газ метан (GWP 21). Сжигание метана способствует значительному сокращению его выбросов. Преобразование парникового газа метана с потенциалом глобального потепления GWP=21 в менее вредный газ CO₂ с GWP = 1 сокращает выбросы на 87%. Изменение стандартных способов выработки тепловой и электрической энергии также способствует сокращению выбросов CO₂.

В данном проекте участвует пять угольных шахт, входящих в группу предприятий ОАО «СУЭК» в Кузбассе, на которых метан извлекается и используется для получения электрической и тепловой энергии, а также частично сжигается в факелах. Пять шахт расположены рядом с городом Ленинск-Кузнецкий; предполагается, что в будущем все шахты будут принадлежать компании ОАО «СУЭК-Кузбасс», которая будет выступать от имени всех этих шахт. ОАО «СУЭК-Кузбасс» входит в состав ОАО «СУЭК».

Целью предполагаемого проекта является утилизация метана, извлекаемого средствами дегазации, на пяти шахтах с целью получения электрической и тепловой энергии, а также получения единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) с их последующей продажей на углеродном рынке в рамках механизмов гибкости Киотского Протокола.

Метан из пяти шахт в настоящее время не утилизируется, а просто выбрасывается в атмосферу. Тепловая энергия для собственных нужд вырабатывается в котельных, работающих на каменном угле.



Тепловая энергия по проекту, вырабатываемая за счет использования шахтного метана, должна заместить тепловую энергию, получаемую из угольных котельных. Электрическая энергия, вырабатываемая проектом, должна исключить покупку энергии из сети, а получаемые избытки будут подаваться в центральную сеть.

Получаемое в данном случае количество ЕСВ от преобразования метана в диоксид углерода, а также замещение способа выработки электрической и тепловой энергии, используемого в настоящее время, необходимо для финансирования нового оборудования и новой инфраструктуры.

В соответствии с Киотским Протоколом к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (Приложение А) для реализации проекта выбран следующий сектор (категория) источника: Промышленные процессы/Производство горнодобывающей промышленности.

Согласно Общероссийскому классификатору видов экономической деятельности, принятому и введенному в действие Постановлением Госстандарта России от 06.11.01 №454-ст, проект относится к Разделу С «Добыча полезных ископаемых», Подразделу СА «Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых»; Подкласс: 10.1 Добыча, обогащение и агломерация каменного угля; Подгруппа 10.10.1 Добыча каменного угля; Вид: 10.10.12 Добыча каменного угля подземным способом.

А.3. Участники проекта:

Таблица А-1 – Участники проекта

Задействованная сторона (*принимаящая сторона)	Участник проекта – организация (действующая)	Укажите, желает ли сторона считаться участником проекта (Да/Нет)
Россия (*принимаящая сторона)	ОАО «СУЭК-Кузбасс»	Нет/Да
Нидерланды	Carbon-TF B.V.	Нет/Да

- ОАО «СУЭК-Кузбасс», компания-оператор установок по утилизации дегазационного метана и обладатель лицензии на утилизацию дегазационного метана.
- Carbon-TF B.V.

Инвестор, покупатель ЕСВ; голландская компания по торговле квотами.

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Место нахождения проекта:

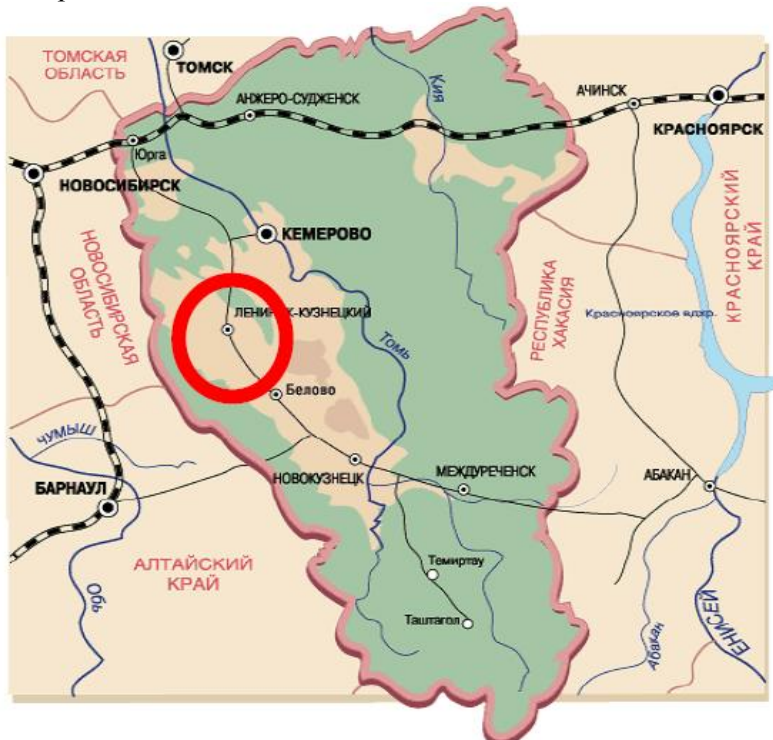
Проект расположен на территории пяти шахт, входящих в группу предприятий ОАО «СУЭК» в Кузбассе, в России, в Западной Сибири, в Кемеровской области в городах Ленинск-Кузнецкий и Полысаево (Ленинск-Кузнецкий район). Расположение городов Ленинск-Кузнецкий и Полысаево, а также пяти шахт показано на картах далее.

A.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):

Российская Федерация

*Рис. А-1: Расположение проекта в России***A.4.1.2. Регион/штат/область (провинция) и т.п.:**

Кемеровская область

*Рис. А-2: Расположение г. Ленинск-Кузнецкий в Кемеровской области [<http://www.kemerovo.ru>]*

А.4.1.3. Город/населенный пункт/поселение и т.д.:

Ленинск-Кузнецкий

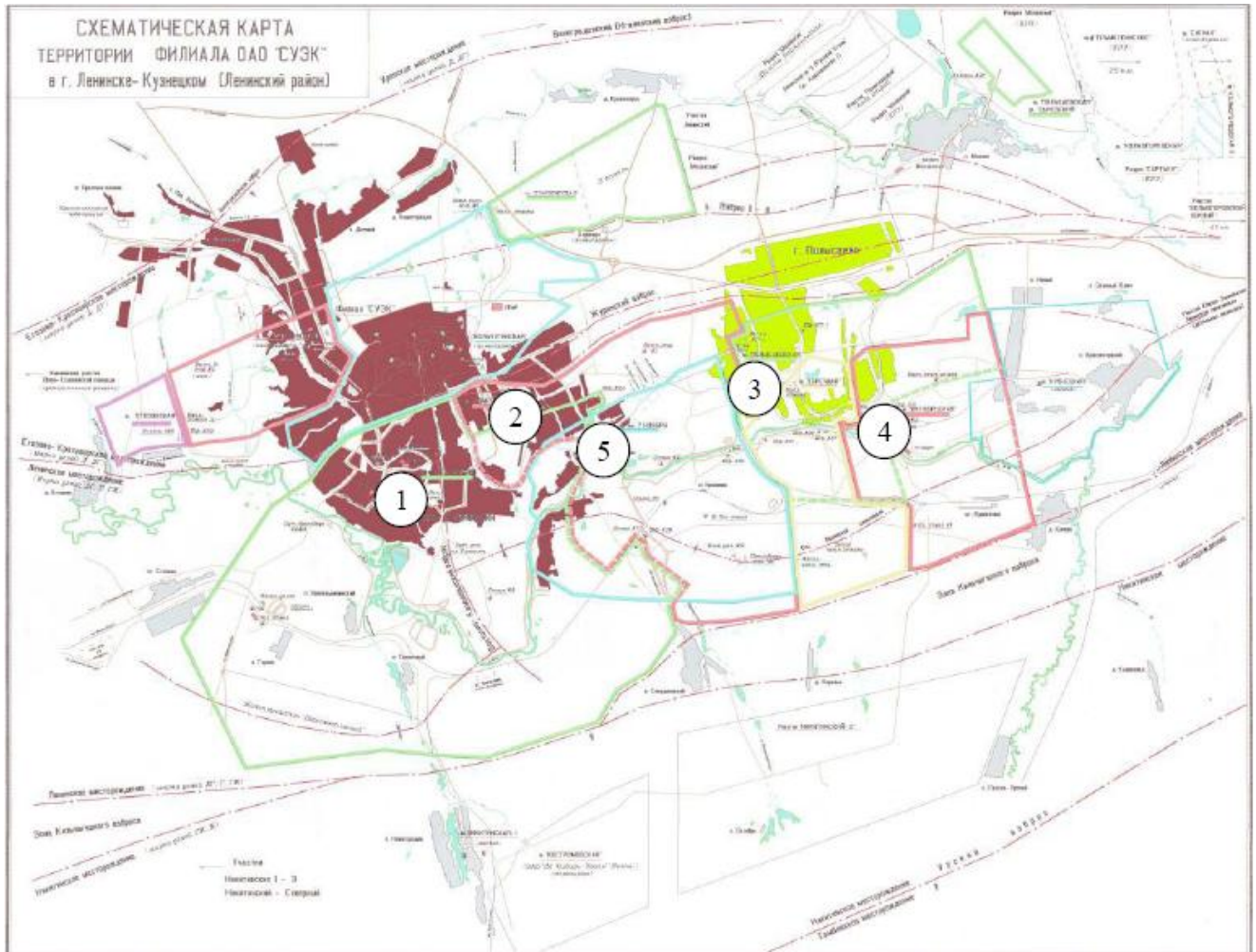


Рис. А-3: *Расположение пяти угольных шахт ОАО «СУЭК-Кузбасс» в городах Ленинск-Кузнецкий (темно красный цвет) и Польшаево(желтый цвет)*

Поле шахты "Им. С. М. Кирова" Ленинск-Кузнецкий

Поле шахты "Комсомолец" Ленинск-Кузнецкий

Поле шахты "Польшаевская" Польшаево

Поле шахты "Октябрьская" Польшаево

Поле шахты "Им. 7 Ноября" Ленинск-Кузнецкий

Шахты "Им. С. М. Кирова" и "Им. 7 Ноября" принадлежат группе ОАО «СУЭК-Кузбасс». Головной офис компании находится в г. Ленинск-Кузнецкий, Кемеровской области. ОАО «СУЭК-Кузбасс» является подразделением ОАО «СУЭК» с головным офисом в г. Москва (<http://www.suek.ru>).



Шахты «Полысаевская» и «Октябрьская» принадлежат ОАО «Кузбасспромхолдинг», которое входит в состав группы ОАО «СУЭК».

Предполагается, что в будущем все пять шахт войдут в группу ОАО «СУЭК-Кузбасс».

A.4.1.4. Подробности места нахождения, включая информацию, позволяющую однозначно идентифицировать проект (не более одной страницы):

Проект расположен на пяти угольных шахтах:

а) ОАО «Шахта Им. С.М. Кирова»- Open Joint Stock company «Coal Mine Named after S.M. Kirov»

Сокращенно шахта Кирова.

Шахта Кирова

652518, Кемеровская область

г. Ленинск-Кузнецкий

ул. Кирсанова, 3

54°39' 09'' N, 86°09'06'' E

б) ОАО «Шахта «Комсомолец»- Open Joint Stock company «Coal Mine «Komsomolets»

ОАО «Шахта «Комсомолец»

652519, Кемеровская область

г. Ленинск-Кузнецкий

ул. Рубинштейна, 1

54°38' 37'' N, 86°12'04'' E

в) ОАО «Шахта Полысаевская» - Open Joint Stock company «Coal Mine Polysaevskaya»

ОАО «Шахта Полысаевская»

652561, Кемеровская область

г. Полысаево

ул. Токарева, 1

54°36' 03'' N, 86°14'49'' E

г) ОАО «Шахта Октябрьская» - Open Joint Stock company «Coal Mine Oktyabrskaya»

ОАО «Шахта Октябрьская»

652563, Кемеровская область

г. Полысаево



ул. Макаренко, 2

54°34' 22'' N, 86°15' 17'' E

д) ОАО «Шахта Им. 7 Ноября»-Open Joint Stock company «Coal Mine 7 Noyabrya»

ОАО «Шахта Им. 7 Ноября»

652519, Кемеровская область

г. Ленинск-Кузнецкий

ул. Шилина, 1

54°37' 26'' N, 86°11' 49'' E

Детальный план расположения шахт показан в Приложении 4.

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

Разработка месторождений каменного угля Шахта «Им. 7 Ноября»

Шахта сдана в эксплуатацию в 1931 году с проектной мощностью 400 тыс. тонн угля в год. Пласты угля газоносные. Категория шахты по метану - сверхкатегорийная. Рабочие пласты угля, их мощность и угол залегания: пл. "Байкаимский" - мощность 4,5 м, угол залегания от 0 до 8 град; пл. "Надбайкаимский" - мощность 2,55 м, угол залегания от 0 до 9 град. Абсолютная газообильность шахты – 28,34 м³/мин. Производственная мощность шахты по добыче угля- 3 000 тыс. тонн угля в год [СУЭК].

Шахта «Им. С.М.Кирова»

Шахта сдана в эксплуатацию в 1935 г. с проектной мощностью 1500 тыс. тонн угля в год. В 1963 - 1970 годах была произведена реконструкция шахты с доведением производственной мощности до 3,0 млн. тонн в год. Пласты угля газоносные. Категория шахты по метану - сверхкатегорийная. Рабочие пласты угля, их мощность и угол залегания: пл. "Болдыревский" - мощность 1,8-2,4 м, угол залегания от 0 до 10 град.; пл. "Поленовский" – мощность 1,4-1,8 м, угол залегания от 0 до 12 град. Абсолютная газообильность шахты – 181,7 м³/мин. Производственная мощность шахты по добыче угля- 4 000 тыс. тонн угля в год. Объем остаточных запасов угля составляет около 956 млн. тонн [СУЭК].

ОАО «Шахта Полысаевская»

Шахта сдана в эксплуатацию в 1940 г. с проектной мощностью 150 тыс. тонн угля в год. Последняя реконструкция шахты закончена в 1986 г. В 2006 г. фактический объем добычи составил 2 581 тыс. тонн угля. Пласты угля газоносные. Рабочие пласты угля, их мощность и угол залегания: пл. «Бреевский» - мощность 1,6 – 1,8 м, угол залегания – 6 град.; пл. «Толмачевский» – мощность 2,0 - 2,75 м, угол залегания – 6 град. Абсолютная газообильность шахты – 108,98 м³/мин. Производственная мощность шахты по добыче угля- 2 400 тыс. тонн угля в год. Промышленные угольные запасы составляют до 66 млн. тонн [СУЭК].



ОАО «Шахта Октябрьская»

Шахта сдана в эксплуатацию в 1951 г. с проектной производственной мощностью 1,2 млн. тонн угля. В 1963-1987 годах была произведена реконструкция шахты. Пласты угля газоносные. Рабочий пласт угля, его мощность и угол залегания: пл. "Польсаевский-1"- мощность 2,05-2,62м, угол залегания от 0 до 25 град.; пл. "Надбайкаимский"- мощность 2,57-2,5м, угол залегания от 0 до 30 град. Абсолютная газообильность шахты – 75,81 м³/мин. Производственная мощность шахты по добыче угля- 2 300 тыс. тонн угля в год. Объем остаточных запасов угля составляет около 127 млн. тонн [СУЭК].

ОАО «Шахта «Комсомолец»

Шахта сдана в эксплуатацию в 1933 г. как разведочно-эксплуатационная шахта со сроком службы 10-12 лет и годовой мощностью 400 тыс. тонн угля в год. В 1961 г. была закончена реконструкция шахты с увеличением производственной мощности до 1,2 млн. тонн. С 1967 г. ведутся работы по дальнейшей реконструкции шахты. В связи с техническим перевооружением и выполнением части работ по реконструкции вентиляции производственная мощность шахты в 1977 году была увеличена до 2,4 млн. тонн. В январе 1993 года производственная мощность шахты была снижена до 1,8 млн. тонн угля в год в связи с ухудшением горно-геологических условий и незначительным остатком запасов угля на основном поле шахты. Пласты угля газоносные. Марка угля «Г». Категория шахты по метану - сверхкатегорийная. Рабочие пласты угля, их мощность и угол залегания: пл. "Бреевский" - мощность 2,75 – 2,9 м, угол залегания от 2 до 5 град.; пл. "Емельяновский" - мощность 1,4 – 1,5 м, угол залегания от 0 до 6 град. Абсолютная газообильность шахты – 101,1 м³/мин. Производственная мощность шахты по добыче угля- 2 000 тыс. тонн угля в год. Объем остаточных запасов угля составляет около 100 млн. тонн [СУЭК].

Дегазация

Все пять угольных шахт имеют комплексные системы проветривания шахты, содержание метана в исходящей вентиляционной струе отличается низкой концентрацией (0,1- 0,75 % CH₄). В настоящее время на шахтах «Им. С.М. Кирова», «Польсаевская», «Октябрьская» и «Комсомолец» работают комплексные системы дегазации метана с вакуумно-насосными станциями мобильного исполнения, которые установлены на дегазационные скважины. Концентрация метана изменяется в пределах от 25 до 75% CH₄. Данные системы дегазации мобильного исполнения, в будущем будут заменены центральной стационарной дегазационной системой одной на все шахты.

В настоящее время каптированный метан выбрасывается в атмосферу без его утилизации.

Изначально вакуум-насосные станции были предусмотрены для обеспечения безопасности подземной добычи, а не для утилизации метана. Национальные нормативы и законодательные требования по переработке и утилизации каптированного метана отсутствуют. Выброс метана в атмосферу в России является нормальной практикой.

Конкретные данные по дебиту метана на каждой шахте были переданы компании Emissions-Trader ET GmbH и были учтены при расчетах. Дебит метана по каждой системе всасывания оценивается инженерным персоналом шахт в объеме 663 м³/мин на период 2008-2012. Объем извлечения метана зависит, в основном, от характеристик фактически разрабатываемых пластов, реальной газоносности угольного пласта и интенсивности горных работ.

Шахта «Им. С.М. Кирова»

Шахта имеет сложную систему вентиляции, схема которой представлена на рис. А-4. Свежий воздух поступает по главному вентиляционному стволу, а отработанный воздух удаляется через вспомогательный вентиляционный ствол. В подземных условиях создается слегка избыточное давление. При каждой единичной отработке пласта идет поступление свежего воздуха через его вентиляционный штрек. В настоящее время разрабатывается три угольных пласта. Отработанный воздух собирается в отдельном штреке. Ввиду высокой концентрации шахтного метана (ШМ) в подземных условиях, вторичная вентиляционная система всасывает отработанный воздух из зон с высокой концентрацией метана. В настоящее время на шахте установлено шесть вакуум-насосов типа ВЦГ-7М и ВЦГ -9. Вакуум-насосы установлены на устьях скважин диаметром 0,8- 1,2 м пробуренных с поверхности.

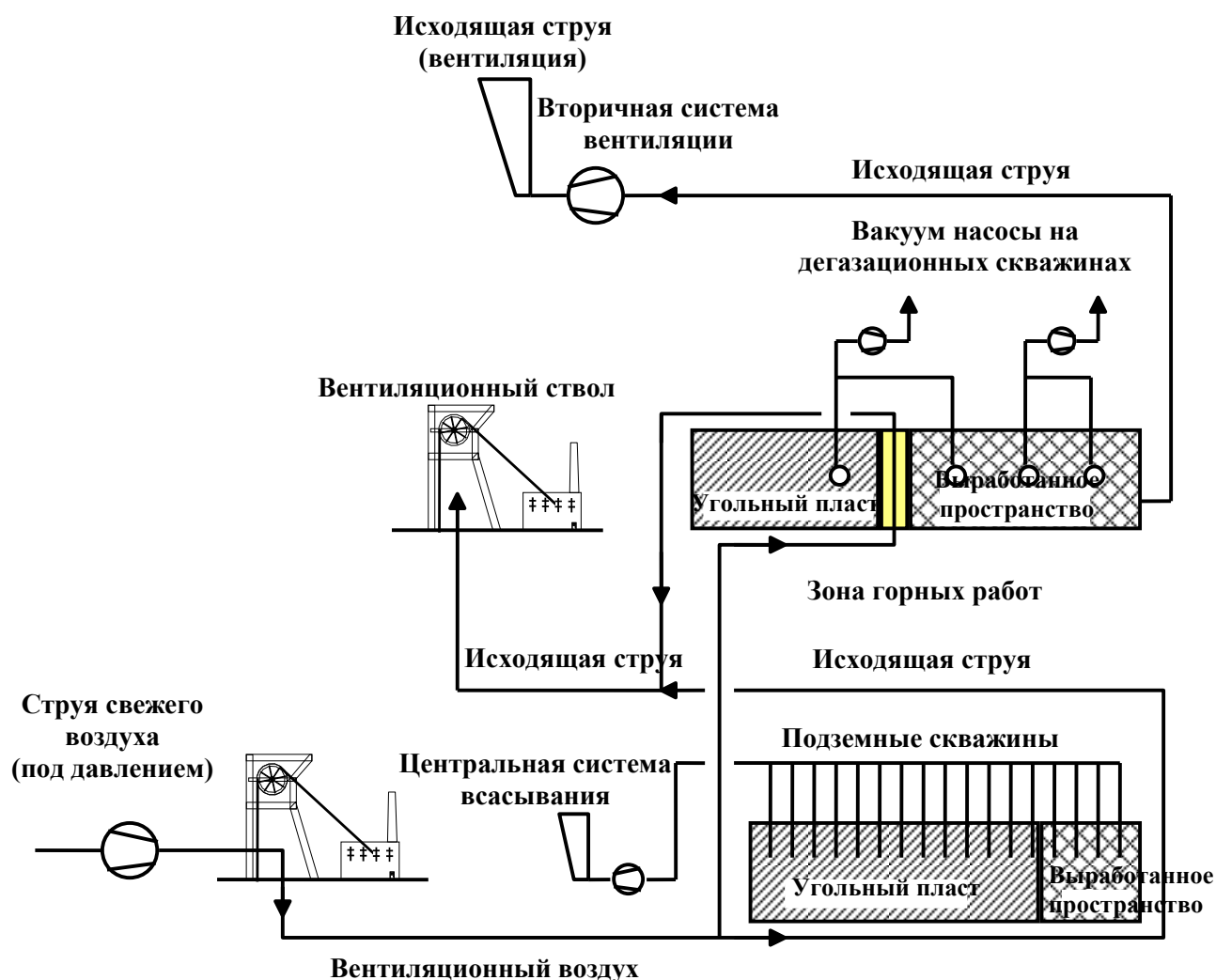


Рис. А-4: Общая схема систем вентиляции и дегазации на ш. Кирова.

На шахте используются следующие две технологии дегазации горных выработок. Первая уже хорошо отработанная и хорошо себя зарекомендовавшая основана на применении дегазационных скважин,

пробуренных с поверхности, и вакуум наносов. Она используется до и во время ведения горных работ, а также для дегазации выработанного пространства после окончания угледобычи.

На шахте работают пять вакуум насосов, установленных на поверхности ВВН-50 и ВВН-150. Фактическая производительность вакуум-насоса типа ВВН-50 составляет до 40,0 м³/мин., а объем извлечения метана - около 10 м³/мин. Фактическая производительность вакуум-насоса типа ВВН-150 составляет до 100,0 м³/мин., а объем извлечения метана от 40- до 80 м³/мин.

В настоящее время тестируется новая технология дегазации с использованием многочисленных наклонных подземных скважин, которые бурятся из штрека, который идет параллельно вентиляционному стволу по направлению в купол обрушения, проходя выше разрабатываемого пласта. См. рис. А-5. Скважины имеют диаметр 76-100 мм и длину 52-70 м. Расстояние между скважинами 20-30 м. Скважины бурятся до начала первого обрушения кровли с тем, чтобы приурочить начало извлечения метана к моменту образования трещин в надлежащей породе разрабатываемого пласта. Все скважины соединены между собой в единый газопровод, и каптированный метан подается в центральную систему всасывания через вакуум-насосы, установленные на поверхности. Скважины находятся в работе до, во время и после окончания угледобычи. Предполагается, что новая технология заменит в будущем старый способ дегазации, после ее тестирования и утверждения.

Дегазация пласта также осуществляется скважинами, пробуренными в пласт с конвейерного ствола, и вентиляционных штреков. Отвод метановоздушной смеси из скважин, пробуренных в пласт, предусматривается по единому участковому газопроводу диаметром 250 мм. Дегазационный трубопровод проложен по конвейерной и вентиляционной печам, вентиляционной скважине №45 диаметром 315 мм к вакуум-насосу ВВН-50. Дегазационные скважины длиной 80-120 м бурятся в пласт. Бурение дегазационных скважин осуществляется с разворотом у угольному забою. Расстояние между скважинами принимается 15 м. Диаметр скважин 76 мм.

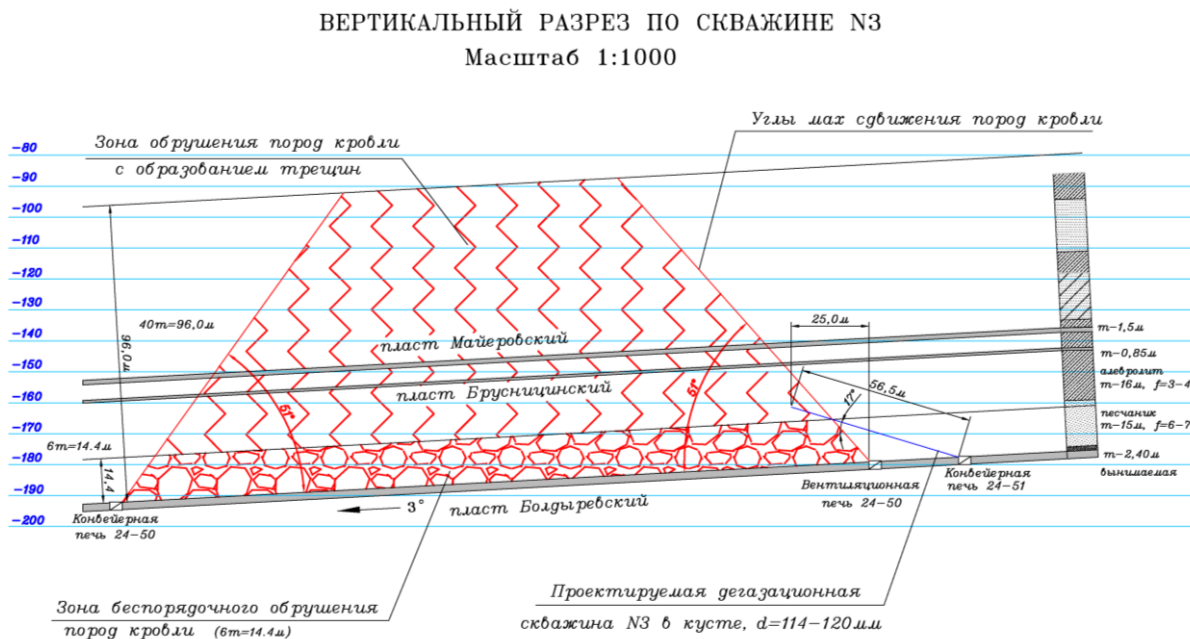


Рис. А-5: Профиль плана бурения в подземных условиях – схема угольного пласта Болдыревский на и. Кирова.



Шахта «Им. 7 Ноября»

Шахта имеет вентиляционную систему под давлением; струя свежего воздуха подается в шахту через главный вентиляционный ствол вентиляторами, а исходящая струя удаляется по нескольким вентиляционным штрекам. Горные выработки в шахте всегда находятся под небольшим давлением. Объем вентиляционного воздуха замеряется в главном стволе анемометрами, основываясь на известном сечении ствола. Концентрация метана в струе вентиляционного воздуха замеряется несколько раз в подземных условиях.

В настоящее время шахта оборудована только системой проветривания, т.к. содержание метана низкое и работа системы вентиляции достаточна для его удаления. Наличие системы дегазации не потребуется в будущем. Установка системы дегазации не запланирована также на период 2008-2012 г.г. Однако необходимо установить вакуумно-насосную станцию для целей утилизации и каптажа метана из шахты «Комсомолец», которая расположена рядом шахтой «Им. 7 ноября» и соединена с ней подземными выработками.

ОАО «Шахта Полысаевская»

На шахте установлены системы вентиляции и дегазации идентичные тем, что работают на ш. Кирова. Свежий воздух поступает по главному вентиляционному стволу, а отработанный воздух удаляется через вспомогательный вентиляционный ствол. В подземных горных выработках всегда создается слегка избыточное давление. Вторичная система вентиляции всасывает воздух с участков, имеющих высокую концентрацию метана. Дегазация осуществляется из выработанного пространства действующих лав по пробуренным с поверхности скважинам с помощью вентиляторов ВЦГ-7М для лавы 17-43 и ВЦГ-9 для лавы 18-29. На будущее планируется установка централизованной системы всасывания из подземных скважин как на ш. Кирова.

ОАО «Шахта Октябрьская»

На шахте установлены системы вентиляции и дегазации идентичные тем, что работают на ш. Кирова. Свежий воздух поступает по главному вентиляционному стволу, а отработанный воздух удаляется через вспомогательный вентиляционный ствол. В подземных горных выработках всегда создается слегка избыточное давление. Вторичная система вентиляции всасывает воздух с участков, имеющих высокую концентрацию метана.

Дегазация выработанного пространства предусмотрена путем бурения наклонных скважин в кровлю пласта из соседней выработки, при отсутствии соседних выработок скважины бурятся из вентиляционного штрека в забой лавы. Кроме того, в некоторых лавах дегазационные скважины выработанного пространства бурятся с поверхности в купол обрушения с применением передвижных вакуум-насосных станций.

ОАО «Шахта Комсомолец»

На шахте установлены системы вентиляции и дегазации идентичные тем., что работают на ш. Кирова. Свежий воздух поступает по главному вентиляционному стволу, а отработанный воздух удаляется через вспомогательный вентиляционный ствол. В подземных горных выработках всегда создается слегка избыточное давление. Вторичная система вентиляции всасывает воздух с участков, имеющих высокую концентрацию метана.



Дегазация выработанного пространства осуществляется через скважины, пробуренные с поверхности в купол обрушения пласта. На шахте применяются 2 вакуум-насоса ВВН-50 и один насос ВВН-150, которые установлены на устьях скважин, пробуренных с поверхности для дегазации выработанного пространства.

Проектная деятельность

При проведении данного проекта метан, поступающий из вакуум-насосных станций, утилизируется для получения тепловой и электрической энергии, а также частично сжигается в высокотемпературных установках сжигания метана типа КГУУ-5/8 (далее КГУУ-5/8). Оставшееся количество метана будет выбрасываться в атмосферу.

Пробная установка для утилизации метана из исходящих вентиляционной струи будет установлена на шахте «Им.7 Ноября».

Первый контакт между компаниями Emissions-Trader ET GmbH, Demeta GmbH, Carbon-TF B.V. и ОАО «СУЭК» состоялся в 2006 г. Компания ОАО «СУЭК» проявила интерес в утилизации дегазационного метана и продаже единиц сокращенных выбросов. В дальнейшем ОАО «СУЭК-Кузбасс», дочерняя компания ОАО «СУЭК», рассмотрела несколько комплексных вариантов утилизации ШМ, а также установила контакт с другими компаниями, представленными на углеродном рынке. В итоге в ноябре 2007 г. ОАО «СУЭК» приняла решения выполнять проект совместного осуществления вместе с компанией Emissions-Trader ET GmbH, Carbon-TF B.V. в качестве инвесторов, а ОАО «СУЭК» в качестве владельца проекта.

Утилизация каптируемого метана (проект)

Утилизация метана предполагается в 4 местах:

1. Шахта «Им. С.М. Кирова»

- переоборудование котельных, работающих на угле, горелками для сжигания метана для выработки тепловой энергии;
- монтаж до 25 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- монтаж до 3 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.

2. ОАО «Шахта Польшаевская»

- переоборудование котельной, работающей на угле, горелками для сжигания метана для выработки тепловой энергии;
- монтаж до 37 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- монтаж до 6 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.

3. ОАО «Шахта Октябрьская»

- переоборудование котельной, работающей на угле, горелками для сжигания метана для выработки тепловой энергии;
- монтаж до 23 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;



- монтаж до 2 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.

4. Шахта «Им. 7 Ноября»

- установка испытательного оборудования для проведения эксперимента по утилизации вентиляционного метана, поступающего из систем проветривания угольных шахт;
- установка оборудования по утилизации дегазационного метана шахты «Комсомолец», включающая:
 - оснащение угольной котельной горелками для сжигания метана для выработки тепловой энергии;
 - оснащение блочно-модульной котельной горелками для сжигания метана в целях производства тепловой энергии;
- до 24 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- до 2 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.

Планируется утилизировать до 100% дегазационного метана. Метан поступает к установкам в следующем порядке: сначала к газомоторным станциям, затем к котельным, а в установке КГУУ-5/8 сжигается оставшееся количество метана. Предполагаемый план утилизации представлен в таблице А-2.

Таблица А-2 – План ввода в эксплуатацию оборудования по проекту

Установка	Дата монтажа	Вырабатываемая мощность	Полученный продукт	Эффективность*
Шахта «Им. С.М. Кирова»				
Переоборудованная котельная	Авг. 2008 г.	10,3 МВт	Горячая вода	99,5 %
КГУУ№: 1	Авг. 2008.	60 МВт	Сжигание метана	99,5%
КГУУ№: 2-3	Окт. 2008 г	2 x 5 МВт	Сжигание метана	99,5%
Газомоторы 1	Июль 2008г.	примерно 3,6 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 2-3	Окт. 2008.	2 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 4- 16	Апрель 2008 г.	13 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 17- 25	Июль 2009 г.	9 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Шахта «Польсаевская»				
Переоборудование котельной	Окт.2009 г.	10,3 МВт	Горячая вода	99,5 %
КГУУ-5/8 №: 1-4	Окт.2008 г.	4 x 5 МВт	Сжигание метана	99,5%
КГУУ-5/8 №: 5-6	Апрель 2009г.	2 x 5 МВт	Сжигание метана	99,5%



Газомотор 1-2	Окт.2008 г.	4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 3-10	Апрель 2009 г.	8 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 11-16	Июль 2009г.	6 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 17-33	Апр. 2011 г.	17 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 34-35	Апр. 2012 г.	2 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 36-37	Окт. 2012 г.	2 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Шахта «Октябрьская»				
Переоборудованная котельная	Август 2009 г.	10,3 МВт	Горячая вода	99,5%
КГУУ-5/8 №: 1-2	Окт. 2008 г.	2 x 5 МВт	Сжигание метана	99,5%
Газомоторы 1-2	Окт. 2008 г.	2 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 3-9	Апр.2009 г.	7 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 10-14	Июль 2009 г.	5 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 15-18	Окт. 2009 г.	4 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 19-23	Апр. 2010 г.	5 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Шахта «Им. 7 Ноября»				
Переоборудованная котельная	Окт. 2008 г.	6,7 МВт	Горячая вода	99,5%
Котельная в блочно-модульном исполнении	Авг. 2008 г.	0,7 МВт	Горячая вода	99,5%
КГУУ-5/8 №: 1	Окт. 2008 г.	2 x 5 МВт	Сжигание метана	99,5%
Газомотор 1	Окт. 2008 г.	1 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %



Газомоторы 2-12	Апрель 2009 г.	11 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 13-18	Июль 2009 г.	6 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Газомоторы 19-24	Окт. 2009 г.	6 x 4,3 МВт	Электроэнергия и горячая вода	99,5 %
Тестовая установка утилизации вентиляционного метана	Авг. 2010 г.	Не указано	Не указано	99,5 %

* Полнота сгорания [IPCC]

Использование дегазационного и вентиляционного метана

Утилизационные установки соединены с дегазационными системами на шахтах «Им. С.М. Кирова», «Полысаевская» и «Октябрьская». Утилизационные установки на шахте «Им. 7 Ноября» работают на дегазационном метане, транспортируемом вакуумно-насосной станцией шахты «Комсомолец». Испытательная установка по утилизации вентиляционного метана работает на метане шахты «Им. 7 Ноября».

Давления, вырабатываемого вакуумно-насосными станциями, достаточно для снабжения всех утилизационных установок, поэтому дополнительное сжатие не требуется. Количество метана, поступающего к каждой группе оборудования (газомоторы, котельные, высокотемпературные установки сжигания метана и т.д.), измеряется отдельными приборами. Каждый газопровод оборудуется пламегасителем с целью предотвращения обратной вспышки от утилизационных установок в вакуумно-насосную станцию угольной шахты или другую утилизационную установку.

Испытательная установка утилизации метана из вентиляционной струи оборудована собственным дополнительным компрессором.

Ни одна из утилизационных установок не должна повлиять на работу центральной системы дегазации. Это является основным требованием угольной компании.

Котельные, работающие на шахтном метане

В настоящее время для выработки тепловой энергии на шахтах используются котельные, работающие на угле. Установленные котельные перечислены в Таблице А-3. На каждой угольной шахте одна из использующихся старых котельных, работающих на угле, будет модернизирована горелкой для сжигания шахтного метана. Предполагается, что мощность переоборудованных котельных будет соответствовать мощности старых котельных, при этом будет вырабатываться тепло для центральной системы отопления.



Таблица А-3 – Установленные угольные котельные

Угольная шахта/ствол	Кол-во котельных	Тип	Мощность	Годовой объем тепла МВтч/год
ш. Кирова, гл. ствол	4	КЕ 10/14	10т/ч пара	124,611
ш. Полысаевская, гл. ствол	3	КЕ 10/14	10т/ч пара	83,206
ш. Октябрьская, гл. ствол	3	КЕ 10/14	10т/ч пара	83,736
ш. 7 Ноября, вент. ствол	3	КЕ 6,5/14	6,5т/ч пара	54,718

Шахтный метан будет подаваться в камеру сгорания котельных, где он будет полностью сжигаться. Процесс эксплуатации котельных полностью автоматизирован, при этом снимаются и записываются все необходимые данные измерений.

Горелки для сжигания шахтного метана были протестированы на различных объектах в Западной Европе и к настоящему моменту одобрены к применению. С целью сокращения риска работы установок применяется надёжное оборудование для обеспечения безопасности.

Технические данные**Модернизированные котельные на каждой угольной шахте**

Технические данные

Тип КЕ-10-14

бывшая водогрейная котельная, оснащенная горелками под сжигание метана

Установленная мощность сжигания 10,3 МВт

Выходная тепловая мощность 10 т/ч пара, в среднем 7,27 МВт

Параметры эффективности 82,8 % согласно тех. данным производителя, для угля
70,6 % согласно проведенным измерениям эффективности

Максимальное необходимое количество метана для сжигания 1,028 м³/ч СН₄

Технические данные**Блочно-модульная котельная на шахте «Им. 7 Ноября», состоящая из одного модуля**

Технические данные

Тип NN

небольшая модульная установка, оснащенная горелками под сжигание метана

Установленная мощность сжигания 0,7 МВт

Эффективность н.д.

Газомоторные станции

Планируется установить до 109 газомоторных станций на 4 пунктах. Предполагается, что газомоторные станции будут вырабатывать электрическую и тепловую энергию для систем отопления и водоснабжения горячей водой шахт и жилого сектора.



В настоящее время типы газомоторных станций точно не определены. В данный момент использование мобильных станций в контейнерном исполнении с выходной электрической мощностью в среднем 1550 кВт и тепловой мощностью 795 кВт на станцию (например, Deutz TD 620K16) обсуждается.

На ш. Кирова была смонтирована первая пилотная установка (Deutz TBG 620V12 мощностью около 941 кВт), запуск которой в эксплуатацию планируется на июль/август 2008 г.

Шахтный метан подается в газовые двигатели, где он полностью сжигается с низким уровнем выбросов. Управление газомоторными установками осуществляется полностью автоматически, а основные данные измерения регистрируются и архивируются.

Подобные газомоторные станции были опробованы на различных объектах в Западной Европе и в настоящее время одобрены к применению. Большое количество станций (около 150) находятся в настоящее время в работе в Рурской области, в Германии, на действующих и отработанных шахтах.

Для сокращения риска работы установок применяется надежное оборудование обеспечения безопасности.

Технические данные

по одной станции

Тип:	газовый двигатель Deutz TD 620K16 контейнерного исполнения газомоторная станция для выработки электрической и тепловой энергии выполнена в контейнерном исполнении, включая все необходимое оборудование, систему контроля и сбора данных
Установленная мощность	в среднем 4300 кВт*
Электрическая мощность	в среднем 1550 кВт *
Тепловая мощность	в среднем 795 кВт *
Эффективность (электричество)	в среднем 36 % *
Максимальное необходимое количество метана для сжигания	431 м ³ /ч CH ₄

*) мощность сжигания, эффективность, электрическая и тепловая мощность зависят от качества газа и концентрации метана.

Технические данные

пилотной установки на ш. Кирова

Тип:	газовый двигатель в контейнерном исполнении Deutz TBG 620V12 для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, полностью установленный в транспортировочный контейнер, включая всю необходимую аппаратуру и оборудование, систему сбора и контроля данных.
Установленная мощность	в среднем 3600 кВт*
Электрическая мощность	в среднем 941 кВт *
Тепловая мощность	в среднем 661 кВт *
Эффективность (электричество)	в среднем 36 % *
Максимальное необходимое количество метана для сжигания	360 м ³ /ч CH ₄



*) мощность сжигания эффективность, электрическая и тепловая мощность зависят от качества газа и концентрации метана.

Высокотемпературные установки сжигания метана КГУУ-5/8.

Планируется установить 13 установок КГУУ-5/8 закрытого типа. Первая пилотная установка была смонтирована на ш. Кирова в мае 2008 года. Запуск в эксплуатацию намечен на август 2008 года.

Метан подается в камеру сгорания, где он полностью сжигается при температуре не менее 850°C. Управление установками осуществляется полностью автоматически, а основные данные измерения регистрируются и архивируются.

Подобные установки были опробованы на различных объектах в Западной Европе и в настоящее время одобрены к применению. Для сокращения риска работы установок применяется надежное оборудование обеспечения безопасности.

Предполагается, что в КГУУ-5/8 будет сжигаться остаточный метан, неиспользуемый в котельных или газомоторных установках, особенно в летнее время, когда потребность в тепловой энергии низкая.

Технические данные

Тип:

КГУУ-5/8

КГУУ 5/8, производитель Pro2 Anlagentechnik GmbH, Германия (планируется)

факел в закрытом исполнении с номинальной мощностью 5.0 МВт

автоматический контроль процесса сжигания с минимальной температурой сжигания 850°C со скоростью не мене 0,3 сек и эффективностью сжигания не менее 99.9%

(Данные по сжиганию – согласно законодательным требованиям Германии по сжиганию газов с мест захоронения отходов).

Камера сжигания, компрессор и другое необходимое оборудование полностью помещены в контейнер. 5,0 МВт на одну установку КГУУ-5/8

Установленная мощность сжигания

Максимальное необходимое

количество метана для сжигания

503 м³/ч CH₄ на одну установку КГУУ-5/8

Технические данные установки

Тип:

на ш. Кирова

16/GPI-07-OPZ, производитель Шахтпожсервис (РФ)

Факел в закрытом исполнении с максимальной мощностью 120.0 МВт Эффективность сжигания по умолчанию принята 90% при расчетах по методике «Определение эмиссии по проекту от факельных газов, содержащих метан».

Установленная мощность сжигания

Мощность по умолчанию

Максимальный объем сжигания метана

Объем сжигания метана по умолчанию

120,0 МВт

60 МВт

200 м³/мин CH₄

100 м³/мин CH₄

Использование электрической энергии

В настоящее время электрическая энергия на собственные нужды шахт поступает из центральной сети. В случае проведения данного проекта электрическая энергия на собственные нужды шахт будет вырабатываться газомоторными станциями. Избытки электроэнергии будут подаваться в местную энергосеть. Как выработка электроэнергии на собственные нужды, так и подача избытков в сеть, сокращают количество электроэнергии, вырабатываемой центральной сетью. Данное количество традиционно вырабатываемой электроэнергии замещается проектом, который и генерирует дополнительные ЕСВ.

Использование тепловой энергии

В настоящее время тепловая энергия на собственные нужды шахт обеспечивается угольными котельными. В случае проведения данного проекта тепловая энергия будет замещена выработкой тепловой энергии по проекту. Данное количество традиционно вырабатываемой тепловой энергии замещается ЕСВ, получаемыми согласно проекту.

Планируется, что избытки вырабатываемой тепловой энергии в будущем будут поступать в местные системы теплоснабжения. Избытки тепла, вырабатываемого на шахте «Им. С.М. Кирова», будут поступать в районные системы теплоснабжения города Ленинск-Кузнецкий, а избытки тепла, вырабатываемого на шахтах «Полысаевская» и «Октябрьская», будут поступать в районные системы города Полысаево. В настоящее время возможное количество подаваемой в сеть тепловой энергии, реализуемая продажная цена и инвестиционные расходы не подсчитаны, поэтому количество ЕСВ, получаемых при замещении тепловой энергии, которая вырабатывается стандартным способом в локальной системе отопления, не включены в расчет.

Программа обучения

Работа когенерационных установок требует обучения персонала компании СУЭК. Такое обучение будет организовано производителем оборудования в период монтажа и тестовой работы установок на угольных шахтах в первые недели. Техническое обслуживание оборудования требует более тщательной профессиональной подготовки. Планируется, что такие курсы обучения будут организованы производителем в Германии.

Обучение персонала техобслуживанию и эксплуатации высокотемпературных установок сжигания метана и модернизированных котельных будет организовано производителем данного оборудования в период монтажа и начальной эксплуатации. Дальнейшее обучение в ходе эксплуатации будет проведено компанией ООО «Новен», которая, как планируется, будет оказывать поддержку в эксплуатации, ТО и мониторинге всего оборудования.

Ответственный персонал ООО «Новен», компании по поддержке проекта, прошел обучение по обслуживанию систем утилизации метана и применяемых систем мониторинга. Обучение в течение 8 недель было проведено осенью 2005 г. и в течение 4 недель осенью 2007 года. Обучение проводилось партнером ООО «Новен», компанией A-TEC Anlagentechnik GmbH. В процессе обучения были изложены также основные принципы торговли выбросами и подготовки мониторинга. Компания A-TEC Anlagentechnik GmbH уже эксплуатирует несколько установок утилизации метана и систем мониторинга в Германии. Фирма Emissions-Trader ET GmbH, также партнер ООО «Новен», имеет большой опыт в области проведения мониторинга работы систем утилизации метана в Германии и Англии.



Обученный персонал является «ядром» группы инженеров, которые должны создать специальную сервисную группу в России и инструктировать в дальнейшем персонал по эксплуатации и мониторингу, а также по данному проекту.

Программа ТО

Техническое обслуживание когенерационных (газомоторных) установок должен выполнять персонал производителя совместно с ООО «Новен». Будет подписан контракт с местными представителями производителя. Техническое обслуживание факельных установок и модернизированных котельных будет осуществлять ООО «Новен» и персонал шахты. Газовые насосы, используемые в проекте, являются собственностью шахт. Дальнейшая эксплуатация и ТО будет выполняться персоналами шахт.

Риски проекта

Таблица А- 4: Риски проекта и их снижение

Риск	Снижение риска
Низкие показатели утилизации шахтного метана по сравнению с ожидаемыми	Количество капируемого метана выше, чем количество утилизируемого. Ожидается увеличение количества метана в будущем вследствие роста уровня добычи угля
Неисправная работа системы горелки.	Обучение персонала и регулярное техобслуживание.
Низкая концентрация метана в извлекаемой метановоздушной смеси	Системы горелок автоматически регулируют количество газа, сжигаемого в утилизационных установках. Несмотря на это, концентрация метана 25% CH ₄ должна соблюдаться согласно правовым нормам. Для нормальной работы газомоторных установок необходимо обеспечить концентрацию 30 %.
Низкая потребность в тепловой энергии	Значение годовой потребности в тепловой энергии на шахте практически постоянное. При проведении расчетов были приняты усредненные значения. Были учтены сезонные потребности в тепловой энергии. См. рис. В-1.

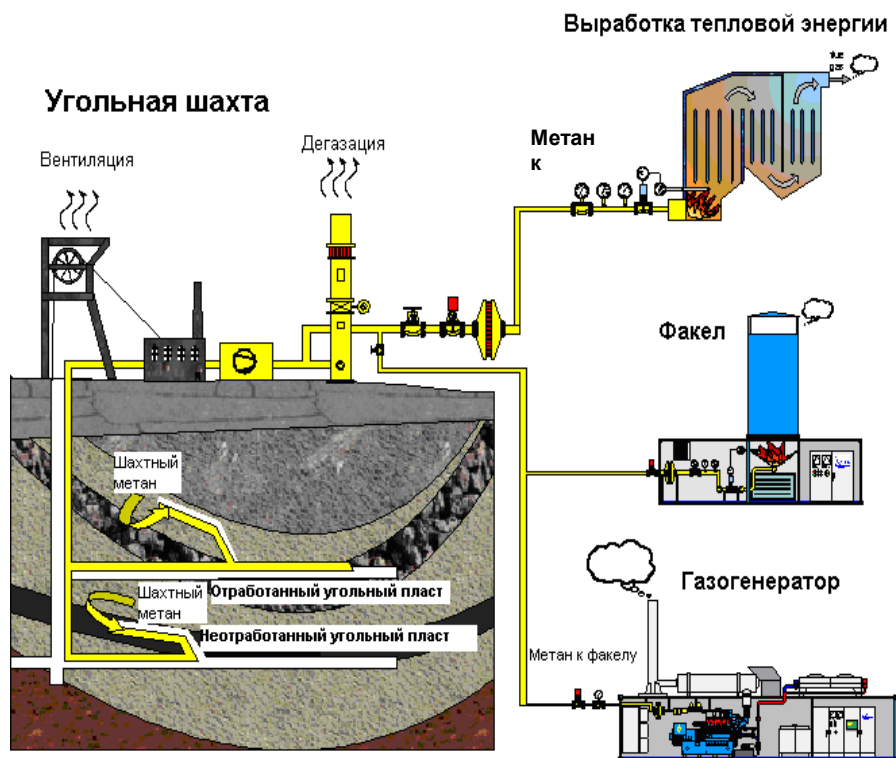


Рис. А-6: Общая схема оборудования по основным компонентам проекта

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

Сокращение выбросов основано на переходе шахтного газа с основным компонентом метаном (GWP 21) в CO₂ (GWP 1). При отсутствии проекта все количество метана, которое может быть преобразовано в CO₂ в газомоторных установках для выработки тепловой и электрической энергии или сжигаться в факелах, будет выбрасываться в атмосферу в виде более вредного парникового газа метана.

Электроэнергия, вырабатываемая по проекту, замещает электроэнергию, вырабатываемую традиционным способом, что позволяет сократить выбросы парниковых газов от центральной сети электроснабжения.

Тепловая энергия, вырабатываемая по проекту, замещает тепловую энергию, вырабатываемую традиционным способом, что позволяет сократить выбросы парниковых газов из шахты.

В соответствии с российским законодательством все проекты, которые могут повлечь за собой нарушение экологических норм и /или негативное воздействие на окружающую среду, должны пройти экологическую экспертизу. С целью соблюдения всех норм и требований шахта обязана предоставить проект, предусматривающий мероприятия по утилизации метана, Российскому Министерству Экономического Развития <http://www.economy.gov.ru/> для проведения предварительной государственной экологической экспертизы.

Проект не является бизнесом в обычном понимании ("business-as-usual"), существуют некоторые барьеры для его проведения, как в отношении существующей практики, так и в отношении



экономической привлекательности проекта. В разделе данной ПТД продемонстрировано, что сокращения выбросов не будут иметь место при отсутствии проекта.

А.4.3.1. Объем сокращений выбросов, рассчитанный на кредитный период:

Таблица А-5 – Сокращение выбросов за первый и второй кредитный периоды (2008-2012гг. и 2013-2017гг.)

	Год
Продолжительность периода, в течение которого возможно получение ЕСВ	10
Продолжительность кредитного периода	5
Год	Расчет годовых сокращений выбросов в тCO ₂ э
1 ^{ый} кредитный период 2008- 2012 гг.	
2008	565 238
2009	3 246 052
2010	4 250 027
2011	4 832 915
2012	5 004 327
Общее количество сокращений выбросов за кредитный период (тCO ₂ э)	17 898 558
Среднее годовое рассчитанное сокращение выбросов за кредитный период (тCO ₂ э)	3 579 712

Таблица А-6 Ожидаемый объем сокращения эмиссии за период 2013-2017гг.

Ожидаемый объем сокращения эмиссии за период 2013-2017 гг.	
Год	Расчетное сокращение эмиссии в год (тCO ₂ э)
2013	5 117 802
2014	5 117 802
2015	5 117 802
2016	5 117 802
2017	5 117 802
Общее количество сокращений выбросов за период (тCO ₂ э)	25 589 011
Среднее годовое расчетное сокращение выбросов за период (тCO ₂ э)	5 117 802



A.5. Сведения об утверждении проекта участвующими сторонами:

Ожидается подтверждение проекта Принимающей Стороной, Российской Федерацией, при предоставлении Письма-одобрения.

Ожидается подтверждение проекта Королевством Нидерланды, при предоставлении Письма-одобрения.

**РАЗДЕЛ В. Базовая линия****В.1. Вариант 1 – Описание и обоснование выбранной базовой линии:**

Утвержденная обобщенная методология АСМ0008 / Версия 04 "Consolidated baseline methodology for coal bed methane, coal mine methane and ventilation air methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction by flaring" («Обобщенная методология составления базовой линии для метана угольных пластов, дегазационного метана, метана исходящих вентиляционных струй и его использования для выработки электрической и тепловой энергии и/или сжигания в установках КГУУ) использовалась для определения базового сценария предполагаемого ПСО [АСМ0008].

Применимость АСМ0008

Проект включает мероприятия по извлечению метана с поверхности из скважин, пробуренных в выработанное пространство, пластовых скважин и вентиляционных стволов с целью каптажа и переработки метана при предварительной дегазации или дегазации выработанного пространства, а также предусматривает применение испытательной установки утилизации вентиляционного метана. Все перечисленные мероприятия представлены в виде соответствующей проектной деятельности.

Метан каптируется и сжигается в установках КГУУ, а также используется для выработки тепловой и электрической энергии. Необходимым требованием является сокращение выбросов при замещении выработки энергии с помощью других ресурсов (как правило, угля для производства тепловой и электрической энергии).

Были определены ожидаемые показатели извлечения и утилизации метана. Метан каптируется через существующие системы. Далее представлены следующие этапы определения применимости для угольной шахты:

- Добыча угля не должна вестись открытым способом.
- Шахты не должны быть закрытыми / выведенными из эксплуатации.
- Метан из нетронутых / неразрабатываемых пластов не каптируется.
- Для увеличения степени и количества дегазации шахтного метана CO₂ или другая жидкость/газ не используются. В описании этапа 1 метод дегазации описан более подробно.

Следовательно, методология АСМ0008 полностью применима для данного проекта ПСО.

Этап 1. Определение технически возможных вариантов каптажа и/или использования шахтного метана из различных источников**Этап 1а. Возможности извлечения шахтного метана**

В соответствии с методологией АСМ0008 необходимо перечислить все технически возможные варианты извлечения дегазационного и вентиляционного метана. Далее представлены технические возможные варианты:

- А. Предварительная дегазация метана.
- В. Извлечение метана после проведения горных работ.
- С. Возможные комбинации вариантов А и В с указанием относительной доли определенного газа.



Как правило, концентрация метана в исходящей струе изменяется в пределах 0,1-1%, в связи с этим его утилизация сложна с технической точки зрения и непривлекательна экономически. Однако в случае осуществления проекта будет установлено испытательное оборудование.

При реализации проекта метан, извлекаемый при предварительной дегазации или дегазации выработанного пространства из скважин собирается в вакуум-насосной станции и транспортируется на поверхность с помощью мобильных газовых насосов. Доли источников А и В определить невозможно, потому что несколько отводов системы дегазации подведены к одной системе дегазации, а каждый отвод собирает метан на протяжении всей эксплуатации – до, в течение или после завершения горных работ. В связи с этим вариант С – единственно возможный и технически осуществимый в отношении утилизации. Как правило, концентрация метана в газо-воздушной смеси изменяется в пределах 20-70%.

Этап Ib. Возможности переработки ШМ, МУП (метана угольных пластов) или вентиляционного метана

В данном проекте возможно применение различных способов переработки каптированного и вентиляционного метана:

- i. Выброс в атмосферу.
- ii. Использование / уничтожение метана из исходящих вентиляционных струй вместо выброса в атмосферу.
- iii. Сжигание каптируемого ШМ в установках КГУУ.
- iv. Использование для дополнительной выработки электроэнергии для подачи в сеть.
- v. Использование для дополнительной выработки электроэнергии на собственные нужды.
- vi. Использование для дополнительной выработки тепловой энергии.
- vii. Подача в газопровод (для использования в качестве топлива транспортных средств или производства тепловой/электрической энергии).
- viii. Возможные комбинации вариантов i - vii с указанием относительной доли определенного газа для каждого варианта.

Все указанные варианты представляют собой возможные альтернативы для базового сценария. На этапе 3 данного раздела некоторые из вариантов будут включены в альтернативы базового сценария. Проектная деятельность покрывается Вариантом viii. – комбинацией варианта iii. Сжигание каптируемого метана в факелах, Вариантом iv. Использование для дополнительной выработки электроэнергии для подачи в сеть, Вариантом v. Использование для дополнительной выработки электрической (тепловой) энергии на собственные нужды и Вариантом vi. Использование для дополнительной выработки тепловой энергии. Вариант ii. обеспечивается применением испытательной установки утилизации вентиляционного метана.

Этап Ic. Возможности производства энергии

Возможности производства энергии включены в варианты iv. - viii. этапа 1b.

Проектная деятельность покрывается Вариантом viii. – комбинацией Варианта iv. Использование для дополнительной выработки электроэнергии для подачи в сеть, Варианта v. Использование для

дополнительной выработки электрической (тепловой) энергии на собственные нужды и Варианта vi. Использование для дополнительной выработки тепловой энергии.

Этап 2. Исключаемые варианты базовой линии, не соответствующие правовым или нормативным требованиям

В соответствии с национальными требованиями безопасности шахтный метан должен удаляться из выработок. Требования по специальной утилизации дегазированного метана отсутствуют. С другой стороны, в национальном законодательстве отсутствуют нормативные требования, запрещающие использование метана, например для производства тепловой или электрической энергии. Вследствие этого, все альтернативы, перечисленные в этапе Ib, не противоречат существующему законодательству.

Этап 3. Разработка альтернатив базового сценария

Далее представлены альтернативы, определенные для осуществления проекта и соответствующие вариантам, перечисленным в этапах Ib и Ic. Шахтный метан должен откачиваться из шахты в любом случае по соображениям безопасности. Вследствие этого, альтернативы, представленные далее, предполагают извлечение метана, как описано в этапе Ia и описывают детально возможности его обработки и утилизации.

Альтернатива i. – Выброс ШМ

В связи с тем, что законодательные требования по обработке и утилизации капируемого метана отсутствуют, выброс метана в атмосферу в России считается обычной практикой. Данная альтернатива имеет место в настоящий момент – до начала осуществления проекта – весь дегазационный метан выбрасывается в атмосферу.

Электро- и теплоснабжение шахт по данному сценарию будет обеспечиваться следующим образом:

- Электричество берется из центральной электросети;
- Тепловая энергия на собственные нужды вырабатывается котельной, работающей на угле.

Альтернатива ii. Использование/сжигание метана из исходящих вентиляционных струй вместо выброса в атмосферу

В настоящий момент полностью разработанная альтернатива, как по использованию, так и по уничтожению метана из исходящих вентиляционных струй, из-за его низкой концентрации в газозвушной смеси, отсутствует. В Австралии в октябре 2007 г. запущен в реализацию пилотный проект по выработке электроэнергии при использовании вентиляционного метана. В данном проекте применяются совершенно новые технологии, которые находятся на стадии экспериментов.

Энергия на нужды шахты обеспечивается таким же образом, как описано в альтернативе i.

Запланирована пробная утилизация метана из исходящих вентиляционных струй на шахте “Им.7 Ноября”, данная возможность предусмотрена в проектном сценарии.

Альтернатива iii. Сжигание ШМ в установках КГУУ

Сжигание капируемого метана в установках КГУУ согласно существующим национальным нормативным требованиям не является обязательным. Необходимая инфраструктура для сжигания капируемого метана в установках КГУУ на шахтах отсутствует, поэтому для ее обеспечения требуются дополнительные инвестиции. Эксплуатация влечет за собой дополнительные расходы. Без получения прибыли от продажи квот данная альтернатива влечет только затраты и экономически не оправдана.



Энергия на нужды шахты обеспечивается таким же образом, как описано в альтернативе i.

Данная альтернатива представляет часть проектного сценария, см. альтернативу viii.

Альтернатива iv. – Использование газа для дополнительной выработки электроэнергии, передачи ее в сеть

Каптированный метан может использоваться в электростанциях для выработки электроэнергии. Возможные альтернативы электростанций представлены далее:

- а) Паротурбинная электростанция стандартного типа, сжигание каптированного метана.
- б) Парогазотурбинная электростанция, сжигание каптированного метана.
- в) Газовая турбина, сжигание каптированного метана.
- г) Газовый двигатель, сжигание каптированного метана.
- д) Топливный элемент, сжигание каптированного метана.

Энергия на нужды шахты обеспечивается таким же образом, как описано в альтернативе i.

Данная альтернатива представляет часть проектного сценария, см. альтернативу viii.

Альтернатива v. – Использование для дополнительной выработки электроэнергии на собственные нужды

Каптированный метан может использоваться для выработки электрической и тепловой энергии на собственные нужды. Возможные альтернативы перечислены в пункте iv. – электрическая энергия и в пункте vi. - тепловая энергия. Кроме того, для производства тепла на собственные нужды возможно применение комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не противоречащее нормативным требованиям:

- а) Газомоторная станция, сжигание каптированного метана.

Генерирование тепловой и электрической энергии является частью проектного сценария. См. альтернативу viii.

Альтернатива vi. – Использование для дополнительной выработки тепловой энергии

Каптированный метан может использоваться для выработки дополнительной тепловой энергии, используемой за пределами шахты. Существующие котельные угольной шахты предположительно используются только на собственные нужды, существующая система отопления не связана с другими системами за пределами шахты. Поэтому в данном случае предполагается установить новые теплоцентрали и соединить их с системой теплоснабжения за пределами шахты, например с местной системой теплоснабжения. Возможные альтернативы теплостанций представлены далее:

- а) Парогенератор стандартного типа, сжигание каптированного метана.
- б) Водогрейный котел стандартного типа, сжигание каптированного метана.
- в) Газомоторная станция (когенерационная установка), сжигание каптированного метана.

Энергия на нужды шахты обеспечивается таким же образом, как описано в альтернативе i.

Данная альтернатива представляет часть проектного сценария, см. альтернативу viii.



Альтернатива vii. – Подача в газопровод (для использования в качестве топлива транспортных средств или производства тепловой/электрической энергии)

Существует 3 возможности использования капируемого метана:

- а) Подача в газопровод – в данном случае обеспечено новое подсоединение к существующему трубопроводу. В зависимости от технических требований по качеству могут потребоваться дополнительные системы обогащения метана.
- б) Сжатие газа и его использование в виде топлива для транспортных средств.
- в) Сжижение газа и его транспортировка в баках для последующего использования внешними пользователями.

Энергия на нужды шахты обеспечивается таким же образом, как описано в альтернативе i.

Альтернатива viii. – Возможные комбинации вариантов i – vii.

Существует большое количество возможных комбинаций альтернатив от i. до vii., поэтому проектный сценарий должен быть описан следующим образом.

Прежде всего, шахтный метан используется для производства тепла в модернизированных котельных, а выработка тепловой и электрической энергии на собственные нужды осуществляется на газомоторных станциях (когенерационных установках) всех шахт.

Избытки электричества будут подаваться в центральную сеть. Избытки выработанного тепла будут подаваться в местную систему отопления, имеющуюся на шахтах «Им. С.М. Кирова», «Полысаевская» и «Октябрьская». Оставшийся объем метана, который не может быть использован для выработки тепловой и электрической энергии (особенно в летнее время), сжигается в факелах. Кроме того, планируется утилизация метана из исходящей вентиляционной струи на испытательной установке шахты «Им. 7 Ноября», строительство которой предусмотрено проектным сценарием.

Проектный сценарий состоит из следующих этапов утилизации:

1. Газомоторные станции, расположенные на четырех шахтах, будут вырабатывать тепловую и электрическую энергию.
2. Работающие на метане котельные, расположенные на каждой угольной шахте, будут вырабатывать дополнительную тепловую энергию в зимнее время.
3. Оставшееся количество метана будет сжигаться на факелах.
4. Избытки электроэнергии будут подаваться в сеть.
5. Избытки тепла будут подаваться в местные системы отопления (отсутствует на шахте «Им. 7 Ноября»).

Относительные соотношения газа изменяются в течение года, как правило, в зависимости от тепловой нагрузки шахты (летнее/зимнее время). На рис. В-1 показаны соотношения метана, используемого для выработки тепловой и электрической энергии, метана, сжигаемого в факелах, по отношению к общему количеству утилизированного метана (100%), на шахте «Им. С.М. Кирова» на 2009 г. На рис. В-2 показаны соотношения на 2012 г. Подобные значения ожидаются также для других шахт и других периодов времени.

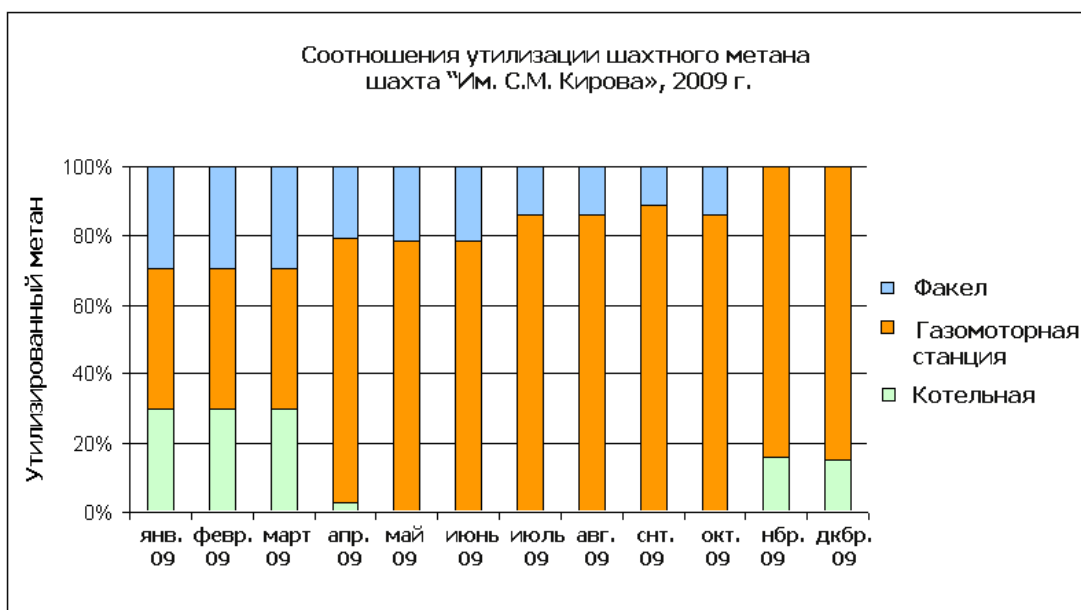


Рис. В-1: Соотношения утилизации шахтного метана при сжигании в факелах, производстве тепловой и электрической энергии. На рисунке показаны ориентировочные значения для шахты "Им. С.М. Кирова" на 2009 г. 100% означает 100%-ную утилизацию метана, при этом общее количество откачиваемого метана, как правило, выше, чем утилизированного.

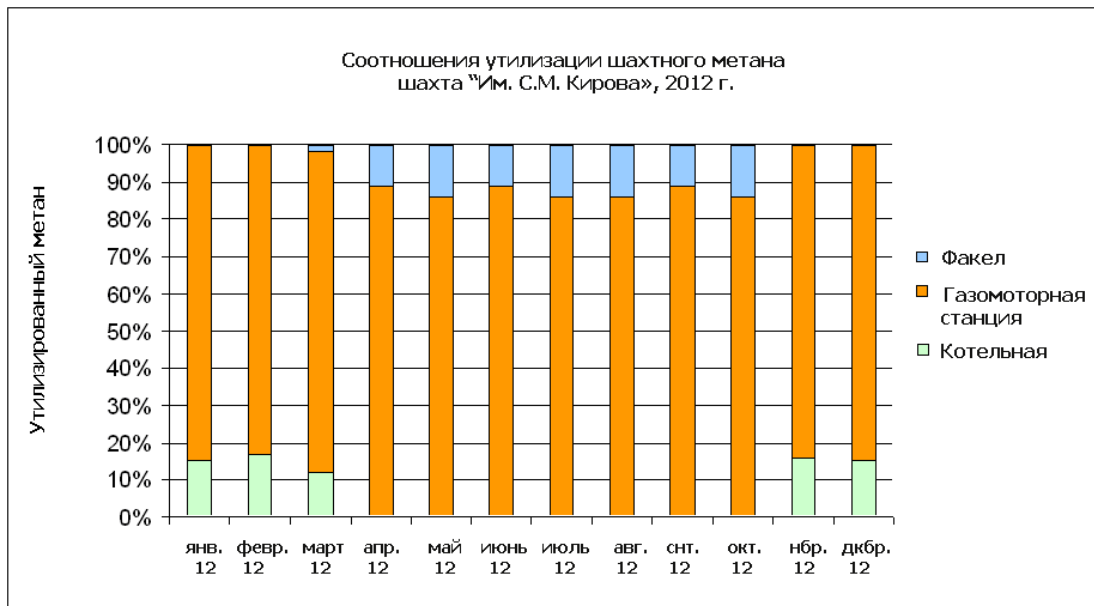


Рис. В-2: Относительные соотношения утилизации шахтного метана при сжигании в факелах, производства тепловой и электрической энергии. На рисунке показаны ориентировочные значения для шахты «Им. С.М. Кирова» на 2012 г. 100% означает 100%-ную утилизацию метана, при этом общее количество откачиваемого метана, выше, чем утилизированного.



Различие между рис. В-1 и рис. В-2 заключается в увеличивающейся доле газомоторов и снижении доли факелов.

Этап 4. Исключение альтернатив базового сценария, реализация которых невозможна в связи с некоторыми препятствующими обстоятельствами

В данном разделе будет проведен анализ альтернатив, представленных выше, на существующие экономические и другие барьеры для его осуществления.

Альтернатива i. Выброс ШМ в атмосферу

В соответствии с национальными требованиями безопасности шахтный метан должен удаляться из выработок. Требования по специальной утилизации дегазированного метана или нормы, запрещающие выброс метана в атмосферу, отсутствуют. Данная альтернатива имеет место в настоящий момент – при отсутствии проектной деятельности. Обстоятельства или внешние факторы, препятствующие продолжению функционирования данной альтернативы - отсутствуют.

В связи с этим, данный сценарий можно считать реальной альтернативой.

Альтернатива ii. Использование/сжигание вентиляционного метана вместо выброса в атмосферу

Как уже упоминалось ранее в этапе 3, существует только один демонстрационный проект в Австралии. Начало этого проекта приходится на лето 2005 г. Ввод в эксплуатацию переносился несколько раз вследствие возникновения технических проблем. В добавление к неизвестным рискам данной новой технологии очень высоки капитальные инвестиционные затраты (около US\$ 4,000/кВт), поэтому технология не оправдывает себя в финансовом отношении.

Исходя из этого, данная альтернатива имеет значительный препятствующий барьер для ее реализации.

Несмотря на это, запланирован монтаж испытательной установки по утилизации метана из исходящей вентиляционной струи на шахте «Им.7 Ноября», предусмотренный в проектом сценарии.

Альтернатива iii. Сжигание/уничтожение ШМ в факельных установках

Согласно существующему российскому законодательству сжигание капируемого метана в факелах не обязательно. Владельцы проекта дополнительно инвестируют в приобретение факельных установок КГУУ. Прибыль от торговли квотами отсутствует, возникают только дополнительные расходы. По этой причине данный сценарий наталкивается на препятствия, так как инвестирование не приносит прибыли.

Данный сценарий является частью проектного сценария с учетом прибыли от торговли квотами.

Альтернатива iv. Использование для дополнительной выработки электроэнергии и ее подачи в сеть

Как правило, метан используется для выработки электроэнергии, подаваемой в сеть. При данной альтернативе тепловая энергия не вырабатывается.

- a) Паротурбинная теплоэлектростанция стандартного типа, сжигание капированного метана

Выработка электроэнергии в паротурбинных теплоэлектростанциях стандартного типа экономически обоснована для станций малого и среднего размера с длительным сроком эксплуатации.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на препятствия, и ее применение ограничено.

- b) Комбинированная парогазовая электростанция, сжигание капированного метана



Комбинированная парогазовая электростанция – это довольно новая технология. В настоящее время технология применима только для природного газа, поэтому шахтный метан с его значительно более низкой концентрацией и теплотворной способностью должен быть доведен до соответствующего качества. Дополнительные требования к установке делают данную альтернативу экономически непривлекательной. Кроме того, данная альтернатива была бы первым опытом применения в России комбинированной парогазовой электростанции, работающей на шахтном метане, что означает отсутствие квалифицированного и достаточно обученного персонала по эксплуатации и техобслуживанию данного вида оборудования.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия, и ее применение ограничено.

в) Газовая турбина, сжигание каптированного метана

В настоящее время данная технология применяется только для газов с высокой теплотворной способностью, поэтому метан с его характерной низкой теплотворной способностью должен быть доведен по качеству до требуемых значений. Дополнительные требования к установке делают данную альтернативу экономически непривлекательной. Кроме того, данная альтернатива была бы первым опытом применения в России газовой турбины, работающей на шахтном метане, что означает отсутствие квалифицированного и достаточно обученного персонала по эксплуатации и техобслуживанию данного вида оборудования.

Было проведено несколько испытаний на турбинах самолета, в которых в качестве топлива применялся некондиционный шахтный метан (демонстрационная установка до сих пор существует в Китае). Однако вследствие высоких расходов на техобслуживание и низкого теплового КПД данная технология является экономически необоснованной.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия, и ее применение ограничено.

г) Газомоторные станции, сжигание ШМ

Данная альтернатива представляет собой наиболее подходящую технологию для выработки электроэнергии в изучаемой области, особенно при выработке электрической и тепловой энергии в газомоторах.

При отсутствии дополнительной прибыли от продажи квот данная альтернатива является экономически непривлекательной, потому что требуемый уровень прибыли от подачи электричества в сеть нерентабелен из-за конкуренции среди владельцев электросетей. Доход от реализации электроэнергии также очень низок.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия, и ее применение ограничено.

Данная альтернатива является более подходящей для выработки электроэнергии на собственные нужды по проектному сценарию, см. альтернативы v. и viii.

д) Топливный элемент, сжигание ШМ

В настоящее время данная технология применима только для газов с высокой теплотворной способностью, поэтому шахтный метан с его характерной низкой теплотворной способностью и низкой концентрацией должен быть доведен по качеству до требуемых значений. Дополнительные требования

к установке делают данную альтернативу экономически непривлекательной. Кроме того, данная альтернатива была бы первым опытом применения в России топливного элемента, работающего на шахтном метане, что означает отсутствие квалифицированного и достаточно обученного персонала по эксплуатации и техобслуживанию данного вида оборудования.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия, и ее применение ограничено.

Альтернатива v. Использование для дополнительной выработки электроэнергии на собственные нужды

Выработка электроэнергии на собственные нужды является частью проектного сценария. См. альтернативу viii.

Альтернатива vi. Использование для дополнительной выработки тепловой энергии

Парогенератор стандартного типа вырабатывает пар, поэтому паровая сеть необходима для передачи выработанного тепла потребителям. В связи с тем, что подобная сеть отсутствует, данная альтернатива нереализуема.

Водогрейный котел стандартного типа производит горячую воду, предполагаемую для подачи в сеть отопления, например, в местную сеть отопления. Подходящие сети отопления находятся на шахтах «Им. С.М. Кирова», «Полысаевская» и «Октябрьская».

Выработка тепловой энергии для подачи в местную сеть отопления является частью проектного сценария. Система выработки тепловой энергии, требующая новой котельной и новой инфраструктуры, находится в эксплуатации ограниченное время (только отопительный период) и конкурирует с существующей системой отопления в сети, поэтому данная альтернатива является экономически необоснованной.

Обе альтернативы наталкиваются на некоторые препятствия и их применение ограничено.

Альтернатива vii. Подача в газопровод (для использования в качестве топлива транспортных средств или производства тепловой/электрической энергии)

Существует три возможности утилизации каптированного метана:

а) Подача в газопровод

В данном случае необходимо обеспечить новое подключение к существующему газопроводу. Кроме того, необходима система для дополнительного обогащения метана для соответствия требованиям ГОСТ. Расходы на систему обогащения и инфраструктуру делают данную альтернативу экономически непривлекательной.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия и ее применение ограничено.

б) Сжатие газа и использование в качестве топлива для транспортных средств

Данная альтернатива требует подходящего парка транспортных средств, который оборудован двигателями, совместимыми с метаном. В настоящее время в наличии недостаточно таких потребителей. Кроме того, данная альтернатива наталкивается на определенные препятствия из-за отсутствия распространенной практики утилизации метана в качестве топлива для транспортных средств.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия и ее применение ограничено.

- а) Сжижение газа и его транспортировка в цистернах для использования внешними потребителями.

Данная альтернатива требует установки для сжижения газа. Инвестиционные расходы на данную установку довольно высоки. В России существует определенная нестабильность внутренних цен на природный газ, что в итоге отражается на экономической целесообразности проекта. Отсутствует квалифицированный персонал, прошедший соответствующее обучение по эксплуатации и техобслуживанию данной установки. Кроме того, данная альтернатива наталкивается на определенные препятствия из-за отсутствия распространенной практики утилизации метана для сжижения.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия и ее применение ограничено.

Альтернатива viii. ix. Возможная комбинация вариантов от i до vii с относительным распределением перерабатываемого газа по различным вариантам. Данная альтернатива описывает проектный сценарий, незарегистрированный как ПСО.

Альтернатива проектного сценария, описанная в этапе 3, требует относительно высоких инвестиционных расходов, расходы на эксплуатацию и техобслуживание новой технологии довольно высоки. Например, уголь, используемый для выработки тепловой энергии в существующих котельных, доступен по себестоимости, а не по рыночной цене. Цены на электроэнергию в России в настоящее время, относительно низкие, поэтому выработка электроэнергии в газомоторах не оправдывает себя экономически. Расчет рентабельности показывает, что проектный сценарий экономически непривлекателен. Данное утверждение доказано в разделе В.2 данного ПТД.

Кроме того, в России существует определенная нестабильность внутренних цен на природный газ, что в итоге отражается на экономической целесообразности проекта. Проектное финансирование в России отсутствует, как показано в разделе В.2, поэтому инвестирование обеспечивается из финансового потока шахты.

В связи с этим, данная альтернатива наталкивается на некоторые препятствия и ее применение ограничено.

Заключение

Существует только один реальный вариант базового сценария, который выглядит следующим образом: выброс метана в атмосферу, выработка тепловой энергии на существующих котельных, работающих на угле, и полное электроснабжение от сети.

При отсутствии дополнительного дохода от продажи квот проект экономически непривлекателен и наталкивается на определенные барьеры.

В.2. Описание способов сокращения антропогенных выбросов ПГ по сравнению с ситуацией при отсутствии данного проекта СО:

В соответствии с выбранной методологией, наличие дополнительной можно доказать с использованием «Инструмента для демонстрации и оценки дополнительной», (версия 04), EB36 [CDM-EB]. Результат приведен далее.

Этап 1. Альтернативы

В соответствии с методологией АСМ0008 данный этап не учитывается.

Этап 2. Анализ инвестиционных расходов

Под-этап 2а. Определение метода анализа

Целью проекта ПСО является сбережение денежных средств, которые в настоящее время расходуются на выработку электрической и тепловой энергии. В связи с этим, простой анализ затрат (Вариант I) не применяется.

Получение финансовых показателей для подобных проектов в России проблематично, так как данный проект – единственный в своем роде. В связи с чем сравнительный анализ инвестиционных затрат (Вариант II) не может быть представлен для определенных альтернатив, а сравнительный анализ производительности (Вариант III) применяется для определения дополнителности проектной деятельности ПСО.

Под-этап 2б. Применение сравнительного анализа производительности

Основной вид деятельности группы шахт ОАО «СУЭК» в Кузбассе - это подземная добыча угля. Целью проекта является сбережение денежных средств, которые в настоящее время расходуются на энергопотребление шахты. Сокращение расходов должно повысить эффективность угледобычи; хотя при этом требуется соответствующий инвестиционный фонд. Согласно правилу «business as usual» («бизнес в обычном понимании») минимальным требованием для ОАО «СУЭК-Кузбасс», как владельца угольных шахт, является рентабельность проекта. В связи с этим, основным критерием для шахты является внутренняя норма доходности (ВНД/IRR), которая должна быть как минимум +20% по базовому сценарию.

Под этап 2с. Расчет и сравнение показателей

Экономические показатели предполагаемого проекта (альтернатива 8) без получения прибыли рассчитывались с учетом следующих допущений:

Цены за электричество, уголь, используемый для выработки тепловой энергии, приняты как за первый срок 2007 г., когда было принято решение по осуществлению проекта [СУЭК].

Мероприятия по дегазации и расходы на вакуумные насосы исключены из капитальных расходов, так как они не являются частью проекта (мероприятия по дегазации будут выполняться даже при отсутствии проекта ПСО).

Проект имеет следующие экономические показатели:

Таблица В-1: Экономические показатели проекта, при отсутствии дохода от торговли выбросами

Экономические параметры – утилизация шахтного метана на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс» без ЕСВ		
ВНД (внутренняя норма доходности)	-0,06	%
ЧПД (чистый приведенный доход) (0 %)	-1 182 927	EUR

ЧПД (чистый приведенный доход) (20 %)	-42 083 403	EUR
---------------------------------------	-------------	-----

Вполне очевидно, что без получения дохода от продажи ЕСВ (выполнения ПСО) проект не может быть рентабельным.

Под-этап 2d. Анализ чувствительности

Был проведен анализ чувствительности предполагаемого проекта, который показал влияние трех основных факторов: инвестиции (сарех), эксплуатационные расходы (орех) и производительность по внутренней норме рентабельности ВНР. Факторы изменяются в диапазоне +/-20.

Таблица В-2: Анализ чувствительности экономических показателей проекта, без учета ЕСВ

	Базовый вариант	сарех -20%	орех -20%	Производительность +20%	
ВНР	-0,06	5,04	11,57	14,45	%
ЧПД (0%)	-1.182.927	22.317.073	68.652.530	87.377.668	EUR
ЧПД (20%)	-42.083.403	-26.375.224	-19.216.109	-12.830.321	EUR

В базовом случае отсутствия проекта, ВНР будет иметь практически нулевое значение, равное -0,06%. Такое значение намного меньше принятых в целом стандартов промышленности в любом из её секторов.

Утилизация шахтного метана является предельно рискованным предприятием и может быть сравнима с проектами по разведке угля и газа. В Германии был проанализирован широкий опыт использования шахтного метана, результаты показали, что для отдельного проекта фактор несостоятельности оценивается в 40%. Приведённые выше значения экономического раздела основаны на примере успешно реализованного проекта и не рассматриваются ни в какой части как убыточное вложение средств.

Для проектов со сравнимыми рисками, прежде чем будет рассмотрено инвестирование, необходимо достижение ВНР до показателя выше 20% даже при консервативном подходе. Даже анализ чувствительности показывает, что при очень оптимистическом развитии событий (операционные расходы «орех» минус 20% или объём выработки плюс 20%) не может быть достигнуто целевого показателя ВНР в 20%. Для ОАО «СУЭК» минимальные требования по ЧПД составляют не менее +20% для базового случая.

Этап 3. Анализ препятствий реализации проекта

Под-этап 3a. Идентификация барьеров осуществления проектной деятельности

Предполагаемая проектная деятельность сталкивается со следующими барьерами:

Барьер преобладающих практик

Согласно общедоступной информации около 1,2 млрд. м³ шахтного метана выбрасывается в настоящее время в атмосферу [Углеметан].

Ситуация на пяти описываемых шахтах не отличается от общей ситуации в целом. Большая часть метана выбрасывается в атмосферу вместе с исходящей вентиляционной струей. В настоящее время практики по утилизации метана не существует.

Существующее законодательство в первую очередь ориентировано на увеличение безопасности добычных работ в шахте, в связи с чем поощряется развитие систем дегазации и вентиляции на шахтах. Практика, имеющая место в настоящее время, препятствует проведению проекта и развитию мероприятий по утилизации метана.

Технологический барьер

В соответствии с официальной информацией данный проект является одним из первых проектов утилизации метана в России, что является очевидным технологическим барьером для реализации предполагаемого проекта. На угольной шахте отсутствует персонал, обученный управлению системами утилизации метана.

Финансовый барьер

См. Этап 2с.

Под-этап 3в. Влияние установленных барьеров на альтернативный базовый сценарий

Единственной целесообразной альтернативой предполагаемой ПСО-деятельности является сохранение существующей ситуации. Если данный сценарий не требует дополнительных инвестиционных затрат или изменения технологического процесса, он не сталкивается с барьерами, приведенными выше.

Этап 4. Анализ установившейся практики

Выброс каптируемого метана в атмосферу является общепринятой практикой в угольном секторе в России. До настоящего момента отсутствуют примеры использования метана для выработки электрической и тепловой энергии без получения вознаграждения за проведение ПСО. Однако, имеется находящийся неподалёку, на шахте Чертинская, ПСО, проходящий в данный момент валидацию, где с октября 2007 года в эксплуатации находится пилотный факел.

Предполагаемая деятельность не является общепринятой практикой.

Этап 5. Влияние прибыли от реализации ПСО

Как показано в таблице В-3, влияние деятельности ПСО позволяет перешагнуть финансовый барьер, и проект становится финансово привлекательным.

Таблица В-3: Экономические показатели проекта, доходы от продажи выбросов

Экономические параметры – утилизация ШМ на ОАО «СУЭК-Кузбасс» с ЕСВ		
ВНР	32,35	%
ЧПД (0 %)	145.360.700	EUR
ЧПД (20 %)	23.123.943	EUR

В дальнейшем, такое влияние поможет представлению на шахте новых технологий посредством инвестирования необходимых средств, позволяющих финансировать обучающие программы, результатом чего станут улучшенные навыки, больше знаний и практики у персонала.

Заключение

Влияние утверждения предполагаемого проектной деятельности ПСО допускает определенные финансовые барьеры, которые при определенных условиях могли бы препятствовать осуществлению проекта. Данный проект является дополнительным.

В.3. Описание способа определения границ проекта (в зависимости от выбранной методологии расчета базовой линии) применительно к проекту:

Таблица В-4: Обзор источников выбросов в пределах или за пределами проектных границ

Базовая линия

Источник	Газ		Пояснения
Выбросы метана при проветривании шахты	CH ₄	Включен	Основной источник выбросов. Количество метана, выбрасываемого в атмосферу, зависит от количества выбрасываемого воздуха. Базовый сценарий проектной деятельности, не осуществляемый как ПСО, принимается в расчет.
		Исключен	В применяемом базовом сценарии сжигание на факелах или использование метана для выработки тепловой и электрической энергии отсутствует.
Выбросы от сжигания метана по базовой линии	CH ₄	Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.
		Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.
		Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.
Выработка электричества, подаваемого в сеть	CO ₂	Включен	Учитываются только CO ₂ выбросы, сопоставимые с количеством соответствующего электричества, а не электричества, выработанного при утилизации метана, вкл. базовые выбросы. Стандартизированный коэффициент углеродных выбросов для расчетов при мониторинге проектов будет опубликован российскими СМИ в будущем. Здесь при расчетах ожидаемых объемов использовались показатели компании SenterNoven
		Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.
		Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.



Выработка электрической и/или тепловой энергии на собственные нужды, а также использование метана в качестве топлива	CO ₂	Включен	Согласно базовому сценарию тепловая энергия вырабатывается местными котельными, работающими на угле.
	CH ₄	Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.
	N ₂ O	Исключен	Исключен с целью упрощения. Результаты усреднены и выполнены в соответствии с методологией АСМ0008.

Таблица В-5: Обзор источников выбросов в пределах или за пределами проектных границ

Проектная деятельность

Источник	Газ		Пояснения
Выбросы метана при проветривании шахты	CH ₄	Исключен	При проведении мониторинга учитывается только изменение выбросов метана из различных источников (метана пластов, дегазационного метана, метана из исходящих вентиляционных струй), утилизируемого или сжигаемого в результате проектной деятельности.
Потребление топлива на местные нужды в результате проектной деятельности, включая транспортировку газа	CO ₂	Исключен	Энергопотребление вакуумных насосов не включено в границы проекта, так как они необходимы для извлечения метана и представлены в базовой линии и проектном сценарии.
		Включен	Электропотребление самих газомоторов (вентиляторов) включено.
		Исключен	Электропотребление самих котельных и факелов незначительно ^{*)} и поэтому исключено.
	CH ₄	Исключен	Исключено для упрощения расчетов согласно методологии АСМ0008. Количество выбросов из данного источника считается незначительным.
	N ₂ O	Исключен	Исключено для упрощения расчетов согласно методологии АСМ0008. Количество выбросов из данного источника считается незначительным.
Выбросы от сжигания метана	CO ₂	Включен	От сжигания метана в факелах, газомоторах и теплогенераторах, а также метана вентиляционных струй в испытательной установке.
Выбросы от сжигания неметановых углеводородов	CO ₂	Включен	В настоящее время количество неметановых углеводородов составляет менее 1% от всего объема извлеченного шахтного газа, поэтому при расчете сокращения выбросов неметановые углеводороды не учитываются. Однако,



			количество неметановых углеводородов контролируется на регулярной основе, а выбросы учитываются, если концентрация неметановых углеводородов превышает 1%.
Неконтролируемые выбросы несожженного метана	CH ₄	Включен	В соответствии с методологией АСМ0008 малое количество несожженного метана, 0,5% для каждой установки, учитывается для усреднения значений. Для определения количества несожженного метана в факеле используется методология <i>“Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан /Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”</i> [F1-Tool].
Неконтролируемые выбросы метана из местного оборудования	CH ₄	Исключен	Исключено для упрощения расчетов согласно методологии АСМ0008. Количество выбросов из данного источника считается незначительным.
Неконтролируемые выбросы метана из газового подводящего трубопровода или по отношению к использованию транспортных средств	CH ₄	Исключен	Исключено для упрощения расчетов согласно методологии АСМ0008 (При условии, что данный фактор не применим для проекта).
Случайные выбросы метана	CH ₄	Исключен	Исключено для упрощения расчетов согласно методологии АСМ0008. Количество выбросов из данного источника считается незначительным.

На протяжении кредитного периода среднее значение составляет менее 1% от среднего годового значения и не превышает 2000 тСО₂э. Источник: JISC "Руководство по установке критериев для определения базовой линии и мониторинга".

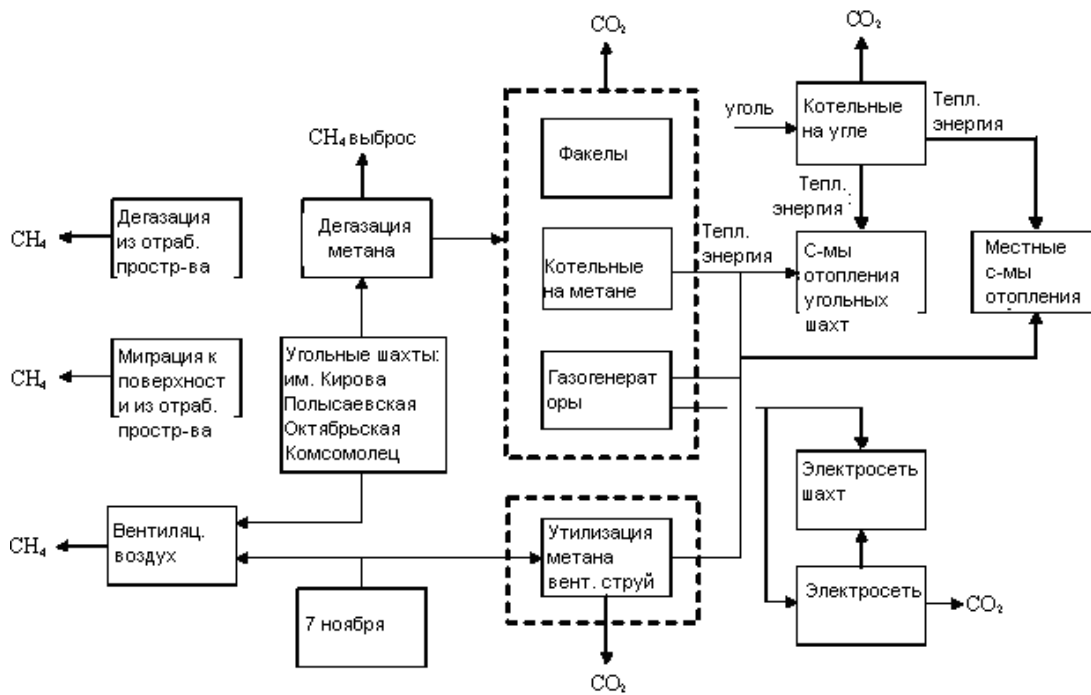


Рис. В-3: Границы проекта

В.4. Информация по разработке базовой линии (дата завершения исследования по базовой линии, контактная информация о лицах/организациях, проводивших исследование):

Дата завершения исследования базовой линии: 2008-06-10

Лицо / организация, проводившие исследование: Emissions-Trader ET GmbH



РАЗДЕЛ С. Продолжительность проекта / Кредитный период

С.1. Дата начала проекта:

2007-11-20

С.2. Ожидаемый эксплуатационный период жизни проекта:

Не менее 10 лет, как минимум до окончания кредитного периода

С.3. Продолжительность кредитного периода:

2 x 5 лет

Дата начала 1^{го} кредитного периода 2008-01-01

**D.1. РАЗДЕЛ D. Составление плана мониторинга****Описание выбранного плана мониторинга:**

План мониторинга, рекомендованный в “Утверждённой методологии построения базовой линии АСМ0008”, Версия 04, Разделы: 8 и 10, EB35, применен к проекту [АСМ0008].

В соответствии с методологией АСМ0008 для определения проектных эмиссий от сжигания газов в факеле были использованы следующие документы: «Инструмент *определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан*», EB 28 Отчет совещания, Приложение 13, [FI-Tool]. По умолчанию использовался коэффициент эффективности от сжигания в закрытом факеле 90%.

Требования применимости к плану мониторинга методологии АСМ0008 идентичны соответствующим требованиям построения базовой линии. Для детального обзора применимости АСМ008, пожалуйста, обращайтесь к разделу В.1 данного ПТД.

Основные замечания к Плану Мониторинга:

- План мониторинга будет модернизирован во время первой проверки;
- Социальные индикаторы, такие как количество задействованных людей, отчёты о мерах безопасности, отчёты о проведённом обучении, и т.д., будут доступны проверяющему;
- Экологические индикаторы, такие как выбросы пыли, NO_x, или SO_x будут доступны проверяющему. Данные индикаторы включаются в годовой отчёт, предоставляемый Региональному Контролирующему Органу;
- Уменьшение эмиссий CH₄ и N₂O не будет заявлено, как указано в разделе В.3 и, следовательно, не будут отслеживаться. Это консервативный подход в соответствии с АСМ0008;
- Факторы невыполнения обязательств IPCC взяты из Руководства 2006 IPCC для Национального Учёта Парниковых газов. [IPCC-2]
- Согласно АСМ0008 измеряется только метан, сокращенный в проекте.

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

Идентификационные номера, использованные в нижеприведённой таблице, соотносятся с идентификационными номерами, использованными в АСМ0008, версия 3; отсутствующие идентификационные номера соотносятся с параметрами, перечисленными в плане мониторинга АСМ0008, версия 3, и неприменимыми к проекту.

D.1.1.1. Собранные данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных:

Идентификац. номер (Рекомендуется использовать номера для упрощения перекрестных ссылок с D.3)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (изм.), подсчитанный (подсч.) или оцененный (оцен.)	Частота проведения регистр. записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения? (электронный и/в бумажном виде)	Комментарии
P1 PE _y	Эмиссии по проекту в год	данные мониторинга	tCO ₂ э	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже
P2 PE _{ME}	Эмиссии по проекту от использования энергии для каптир. и использования метана	данные мониторинга	tCO ₂ э	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже



P3 PE _{MD}	Эмиссии по проекту от утилизации метана	данные мониторинга	tCO ₂ э	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже
P4 PE _{UM}	Эмиссии по проекту от не сожженного метана	данные мониторинга	tCO ₂ э	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже
P5 CONS _{ELEC,PJ}	Потребление дополнительно го электричества по проекту	счётчик электричества	МВт – час	изм.	постоянно	100%	электронный и в бумажном виде	совокупное значение
P8 CEF _{ELEC,PJ}	Коэффициент углеродной эмиссии CONS _{ELEC,PJ}	официальные данные российской энергосистемы	tCO ₂ э	оцен., подсч.	ожидаемый, ежегодно	основные ТЭЦ	в бумажном виде	подсчитано с использованием АСМ0002
P11 MD _{FL}	Метан, сожженный в факеле	данные мониторинга	tCH ₄	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже



P12 MM _{FL}	Метан, сожженный в факелах	датчик потока	тСН ₄	изм.	15 минутный цикл	100%	электронный	Датчики потока регистрируют объём газа, давление и температуру. Плотность метана при нормальных условиях температуры и давления – 0,717 кг/м ³ [DIN ISO 6976 (1995)] (1013 mbar, 273,15°K)
-------------------------	----------------------------------	---------------	------------------	------	---------------------	------	-------------	--



P13 PE _{Flare}	Проектная эмиссия от сжигания в факеле остаточного газа	Данные мониторинга	tCO ₂ э	изм./подсч.	15 минутный цикл	100%	электрон.	Мониторинг параметров, примененных для определения проектной эмиссии от сжигания в факеле остаточного газа (PE _{Flare}) осуществлять согласно методологии “Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан”.
P14 MD _{ELEC}	Метан, использован. для генерации энергии	данные мониторинга	tCH ₄	подсч.	ежемесячно	100%	электрон.	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже



P15 MM _{ELEC}	Метан, поставляемый на электростанц.	датчик потока	тCH ₄	изм.	15 минутный цикл	100%	электрон- ный	Датчики потока регистрируют объём газа, давление и температуру. Плотность метана при нормальных условиях температуры и давления - 0.717 кг/м ³ [DIN ISO 6976 (1995)] (1013 mbar, 273,15°K)
P16 Eff _{ELEC}	Продуктивност ь утилизации метана / окисление на электростанци и	IPCC	-	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	установлено 99,5% (IPCC)
P17 MD _{HEAT}	Метан, использованны й для производства тепла	данные мониторинга	тCH ₄	подсч.	ежемесячно	100%	электрон.	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.2, смотри ниже



P18 MM _{HEAT}	Метан, отправленный в котельную	датчик потока	тCH ₄	изм.	15 минутный цикл	100%	электрон.	Датчики потока регистрируют объём газа, давление и температуру. Плотность метана при нормальных условиях температуры и давления – 0,717 кг/м ³ [DIN ISO 6976 (1995)] (1013 mbar, 273,15°K)
P19 Eff _{HEAT}	Продуктив. утилизации метана / окисление на теплостанции	IPCC	-	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	Установлено 99,5% (IPCC)
P23 CEF _{CH4}	Коэффициент эмиссии углерода для сожженного метана	IPCC	-	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	установлено на 2,75 тCO ₂ э/тCH ₄



P24 CEF _{NMHC}	Коэффициент эмиссии углерода для сожженных не метановых углеводородов (различных)	лабораторный анализ	-	подсч.	ежегодно	основные компоненты	в бумажном виде	Подсчитано, если применимо, основываясь на лабораторном анализе. (См. P26)
P25 PC _{CH4}	Концентрация метана в извлечённом газе	IR измерения	%	изм.	15 минутный цикл	100%	электрон.	измерения
P26 PC _{NMHC}	Концентрация не метановых углеводородов в шахтовом газе	лабораторный анализ	%	изм.	ежегодно	основные компоненты	в бумажном виде	использовано для проверки, если больше 1% эмиссий и для вычисления г
P27 г	Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном	лабораторный анализ	%	подсч.	ежегодно	100%	в бумажном виде	Подсчитано, если применимо, основываясь на лабораторном анализе.
P28 GWP _{CH4}	Потенциал метана для глобального потепления	IPCC	-	оцен.	Ожидаемый	100%	в бумажном виде	установлено на 21

**D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектом (для каждого газа, источника, формулы/алгоритмы, единицы в тоннах CO₂э):**

Выбросы по проекту определяются следующим выражением

$$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM} \quad (1)$$

где:

PE_y Проектная эмиссия в год y (тCO₂э)

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации и утилизации метана (тCO₂э)

PE_{MD} Проектная эмиссия от сжигания метана (тCO₂э)

PE_{UM} Проектная эмиссия от не сожженного метана (тCO₂э)

Выбросы по проекту от использования электроэнергии для каптации и утилизации метана (PE_{ME}) рассчитываются по следующему выражению:

$$PE_{ME} = CONS_{ELEC,PJ} \times CEF_{ELEC,PJ} \quad (2)$$

где:

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации, утилизации или сжигания метана (тCO₂э)

$CONS_{ELEC,PJ}$ Дополнительное потребление электроэнергии для каптации, утилизации или сжигания метана (МВтч)

$CEF_{ELEC,PJ}$ Коэффициент углеродной эмиссии для электроэнергии потребляемой шахтой (тCO₂/МВтч)

На все установки утилизации подаётся шахтный метан из дегазационной системы угольных шахт. Давление подаваемого шахтного метана обеспечено дегазационной системой и достаточно для функционирования всех установок утилизации, причем отсутствует необходимость в дополнительной компрессии. Дегазационная система функционирует постоянно в целях обеспечения безопасности горных работ на угольных шахтах. Дегазационная система также будет функционировать при отсутствии проекта; в этом случае метан будет просто выбрасываться в атмосферу. Таким образом, использование электроэнергии для каптации метана находится вне рамок проекта и принимается во внимание только часть утилизированного метана.



Высокотемпературные сжигательные установки нуждаются только в небольшом количестве дополнительной электроэнергии для их работы – только для устройств измерения и контроля. Потребление электроэнергии несущественно и не принимается в расчет.

Модернизированная котельная для утилизации шахтного метана требует меньше электроэнергии, чем старые котельные, работающие на угле. В отсутствие проекта генерация тепла будет в дальнейшем производиться на угольных котельных. В случае проекта будет потреблено меньше электроэнергии. С целью консервативного подхода $CONS_{ELEC,PJ}$ принимается равной нулю.

Когенерационные установки нуждаются в дополнительной электроэнергии, особенно для вентиляторов охлаждения. Количество электроэнергии, потребляемой установками производства энергии, принимается в расчёт как $CONS_{ELEC,PJ}$.

Выбросы по проекту от сжигания метана (PE_{MD}) могут быть рассчитаны по следующему выражению:

$$PE_{MD} = (MD_{FL} + MD_{ELEC} + MD_{HEAT}) \times (CE_{FCH_4} + r \times CE_{FNMHC}) \quad (3)$$

при:

$$r = PC_{NMHC} / PC_{CH_4} \quad (4)$$

где:

PE_{MD} Выбросы по проекту от сжигания метана ($tCO_2э$)

MD_{FL} Количество метана, сжигаемого в высокотемпературных факельных установках (tCH_4)

MD_{ELEC} Количество метана, сжигаемого для производства электроэнергии

MD_{HEAT} Количество метана, сжигаемого для производства тепла

CE_{FCH_4} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемого метана ($2,75 tCO_2э/tCH_4$)

CE_{FNMHC} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемых не метановых углеводородов (различных)
($tCO_2э/t NMHC$)

r Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном

PC_{CH_4} Концентрация метана (по массе) в извлеченном газе (%)



PC_{NMHC} Концентрация не метановых углеводородов (по массе) в извлеченном газе (%). Объем газа сжигаемого зависит от эффективности процесса сжигания в факеле:

$$MD_{FL} = MM_{FL} - PE_{Flare} / GWP_{CH4} \quad (5)$$

где:

MD_{FL} Метан, сжигаемый в факельной установке (тCH₄)

MM_{FL} Замеренный объем метана, направленный на сжигание в факеле (тCH₄)

PE_{Flare} Эмиссии по проекту от несгоревшего метана (CH₄), пересчитанная на эквивалент CO₂, при сжигании в факеле остаточного газа (тCO_{2э})

GWP_{CH4} Потенциал метана в глобальном потеплении (21 т CO_{2э} /т CH₄)

Эмиссия по проекту от несгоревшего метана (CH₄), пересчитанная на эквивалент CO₂, при сжигании остаточного газа (PE_{Flare}) должна рассчитываться согласно процедурам, изложенным в методологии “Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан”. Данная методология позволит рассчитать величину PE_{Flare} по годам или на требуемый период времени.

$$MD_{ELEC} = MM_{FL} \times Eff_{ELEC} \quad (7)$$

где:

MD_{ELEC} Метан, используемый для выработки электроэнергии (тCH₄)

MM_{ELEC} Замеренный объем метана, направленный на энергоустановку (тCH₄)

Eff_{ELEC} Эффективность сжигания/окисления метана в энергоустановке (принята 99,5 % согласно IPCC)

$$MD_{HEAT} = MM_{HEAT} \times Eff_{HEAT} \quad (8)$$

где:

MD_{HEAT} Метан, сжигаемый при производстве тепла (тCH₄)

MM_{HEAT} Замеренный объем метана, направленный на котельную (тCH₄)

Eff_{HEAT} Эффективность сжигания /окисления метана в котельной (принята 99,5 % согласно IPCC)



Метан, несожженный в результате проектной деятельности (PE_{UM}), можно рассчитать по формуле:

$$PE_{UM} = [GWP_{CH_4} \times \sum_i MM_i \times (1 - Eff_i)] + PE_{Flare} \quad (109)$$

где:

PE_{UM} Эмиссия по проекту от несожженного метана ($tCO_2э$)

GWP_{CH_4} Потенциал метана в глобальном потеплении ($21 tCO_2э/tCH_4$)

i Утилизация метана (производство тепла и электроэнергии)

MM_i Замеренный объем метана направленный на утилизацию в i (tCH_4)

Eff_i Эффективность сжигания метана при утилизации в i (%)

PE_{Flare} Эмиссия по проекту от несожженного метана (CH_4), выраженная в эквиваленте CO_2 от сжигания в факеле остаточного газа ($tCO_2э$)

Эмиссия по проекту от сжигания в факеле остаточного газа (PE_{Flare}) должна рассчитываться по методологии, изложенной в справочнике “Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан”. На основе данной методологии величина PE_{Flare} сможет рассчитываться по годам или на требуемый период времени.

D.1.1.3. Данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов от источников в рамках проекта; порядок сбора и хранения этих данных:								
Идентификационный номер (Рекоменд. использовать номера для упрощения перекрестных ссылок с D.3)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (изм.), подсчитанный (подсч.) или оцененный (оцен.)	Частота проведения регистрац. записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения? (электронный/в бумажном виде)	Комментарии



B1 BE_y	Выбросы по базовой линии в году	данные мониторинга	$tCO_2э$	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.4, смотри ниже
B3 $BE_{MR,y}$	Выбросы по базовой линии от выделения метана в атмосферу в году, предотвращённые деятельностью по проекту	данные мониторинга	$tCO_2э$	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.4, смотри ниже
B4 $BE_{Use,y}$	Выбросы по базовой линии от производства электроэнергии тепла, либо поставок в газовую энергосистему, замещённые деятельностью по проекту в году	данные мониторинга	$tCO_2э$	подсч.	ежемесячно	100%	электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе D.1.1.4, смотри ниже



B14 CMM _{Pr,y}	Каптивированный и утилизированный шахтный метан по проекту в год	Датчик потока	tCH ₄	изм.	15 минутный цикл	100%	электронный	до начала горных работ + во время горных работ + по окончании горных работ метан собирается как совокупное значение, см. раздел В.1, Шаг 1а для объяснения
B18 GWP _{CH4}	Потенциал метана для глобального потепления	IPCC	tCO ₂ э/tCH ₄	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	21 tCO ₂ э/tCH ₄
B19 CEF _{CH4}	Коэффициент выбросов CO ₂ для сожженного метана	IPCC	tCO ₂ э/tCH ₄	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	44/16 = 2.75 tCO ₂ э/tCH ₄
B46 GEN _y	Производство электроэнергии по проекту	датчик электричества	МВтч	изм.	ежемесячно	100%	электронный и в бумажном виде	совокупное значение
B47 HEAT _y	Производство тепла по проекту	датчик тепла	МВтч	изм.	ежемесячно	100%	электронный и в бумажном виде	совокупное значение



B49 EF_{elec}	Коэффициент выбросов CO_2 для энергосистемы	официальные данные российской энергосистемы	$tCO_2 / MВтч$	подсч.	ожидаемый, ежегодно	основные электростанции	в бумажном виде	рассчитано согласно АСМ0002
B55 $EF_{CO_2,Coal}$	Коэффициент выбросов CO_2 для топлива, использованного для электроэнергии и тепла	IPCC	tCO_2/TJ	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	Принимаются по данным IPCC по умолчанию.
B57 Eff_{heat}	Энергетическая продуктивность теплотстанции	данные производителя	%	оцен.	ожидаемый	100%	в бумажном виде	старые угольные котельные будут переведены в резерв, так что постоянный мониторинг Eff_{HEAT} невозможен

D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией (для каждого газа, источника, формулы/алгоритмы, единицы в тоннах CO_2):

В сценарии базовой линии сжигание метана не происходит, поэтому выбросы по базовой линии рассчитываются по упрощенной формуле.

$$BE_y = BE_{MR,y} + BE_{Use,y} \quad (11)$$



Где:

BE_y Выбросы по базовой линии в год y ($tCO_2э$)

$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y ($tCO_2э$)

$BE_{Use,y}$ Выбросы по базовой линии от производства тепловой и электрической энергии, замещенные проектной деятельностью в год y ($tCO_2э$)

В Разделе В.1, Этап 1.а указывается на наличие только эмиссии шахтного метана, поэтому выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y ($BE_{MR,y}$) рассчитываются по следующей упрощенной формуле:

$$BE_{MR,y} = CMM_{PJ,y} \times GWP_{CH_4} \quad (15)$$

Где:

$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y , которые устраняются деятельностью по проекту ($tCO_2э$)

$CMM_{PJ,y}$ Общий объем каптированного метана (СММ), направленный на сжигание по проекту y в год y ($tCO_2э$)

Общее сокращение выбросов от замещения производства электроэнергии/тепла представлено следующим выражением:

$$BE_{Use,y} = GEN_y * EF_{ELEC} + (HEAT_y / Eff_{HEAT}) * EF_{HEAT} \quad (25)$$

Где

$BE_{Use,y}$ Общие выбросы по базовой линии от производства электроэнергии или тепла, замещенные в рамках проекта в год y ($tCO_2э$)

GEN_y Электроэнергия, произведенная в рамках проекта в год y (MWh)

EF_{ELEC} Коэффициент выбросов при производстве электричества (региональная энергосистема, внешняя или комбинация), замещенного в рамках проекта ($tCO_2/MВтч$)

$HEAT_y$ Тепловая энергия, произведенная в рамках проекта в год ($MВтч$)



EF_{HEAT} Коэффициент выбросов от тепловой энергии, замещённой в рамках проекта ($tCO_2/MВтч$)

Eff_{HEAT} Продуктивность установки производства тепла, которая была замещена в рамках проекта (%)

D. 1.2. Вариант 2: Прямой мониторинг сокращений выбросов по проекту (значения должны согласовываться с данными Раздела «Е»):

D.1.2.1. Данные, которые необходимо собрать для осуществления мониторинга выбросов по проекту и методы хранения этих данных:

Идентификационный номер (Реком.я исп. номера для упрощения перекрестных ссылок с D.3)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (изм.), подсчитанный (подсч.) или оцененный (оцен.)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения? (электронный/в бумажном виде)	Комментарии

Не применимы.

D.1.2.2. Описание формул, используемых для подсчета сокращений выбросов по проекту (для каждого газа, источника, формулы/алгоритмы, единицы в тоннах CO_2):

Не применимы.

D.1.3. Учет утечек в плане мониторинга:

В соответствие с АСМ0008 должны быть рассмотрены следующие утечки:

1. Замещение использования тепловой энергии по базовой линии.
2. Извлечение метана угольных пластов вне разгруженных зон.
3. Воздействие ПСО на производство угля.



4. Воздействие ПСО на цены на уголь.

В проекте не существует таких утечек как:

1. Шахтный метан не используется для покрытия потребности в тепле по сценарию базовой линии. Следовательно, нет утечки для замещения использований тепловой энергии по базовой линии.
2. Не используется метан угольных пластов, следовательно, нет утечки, возникающей из-за извлечения метана угольных пластов вне разгруженных зон.
3. Нет воздействия ПСО на производство угля, так как мероприятия по дегазации независимы от ПСО. Для производства угля нет разницы, утилизируется ли метан, или выбрасывается неиспользованным в атмосферу. Также нет разницы, какое топливо используется для производства электричества или тепла.
4. Сложно дать оценку воздействию ПСО на цены на уголь. ПСО не влияет на производство угля, соответственно, воздействие ПСО на цены на уголь представляется маловероятным. Цены на уголь устанавливаются, главным образом, на мировом угольном рынке, шахты в данном ценообразовании не участвуют.

D.1.3.1. При возможности предоставьте описание данных и информацию, которые будут фиксироваться с целью учета и контроля утечек в рамках проведения проекта:								
Идентификационный номер (Реком. исп. номера для упрощения перекрестных ссылок с D.3)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и.), подсчитанный (п.) или оцененный (о.)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ в бумажном виде)	Комментарии

Не применяется. В данном проекте нет утечек и непрямых выбросов.

**D.1.3.2. Описание формул, используемых для расчета утечек (для каждого газа, источника, формула/алгоритм, выбросы / сокращения выбросов в единицах CO₂э):**

Не применяется. В данном проекте нет утечек и непрямых выбросов.

D.1.4. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов по проекту (для каждого газа, источника, формула/алгоритм, выбросы / сокращения выбросов в единицах CO₂э)

Сокращение выбросов парниковых газов, достигнутое в рамках проекта за период, это разность между общими выбросами по базовой линии за период и общими выбросами по проекту за период. Эта разность представлена в выражении:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (39)$$

где:

ER_y Сокращенная эмиссия по проекту за год y (тCO₂э)

BE_y Выбросы по базовой линии за год y (тCO₂э)

PE_y Эмиссия по проекту за год y (тCO₂э)

D.1.5. При возможности в соответствии с процедурами по требованию Принимающей Стороны предоставьте информацию по сбору и архивированию информации о воздействии проекта на окружающую среду:

С целью поддержания устойчивой и надёжной работы системы автоматического контроля и мониторинга, должны быть внедрены процедуры контроля и проверки адекватного качества, а именно приведение систем контроля в соответствие со стандартами калибровки и нормами качества, установленными национальным законодательством. При таких требованиях к системе контроля качества, должно быть обеспечено регулярное обслуживание и режим тестирования с целью обеспечения точности датчиков потока, газоанализаторов, приборов измерения электричества и тепла. Все измерительные приборы должны периодически калиброваться. Протоколы калибровки должны быть сохранены и одобрены независимым органом на ежегодной основе. Постоянная проверка всех данных измерений и расчётов сокращений выбросов производится ежемесячно, по ней предоставляется отчёт.



D.2. Процедуры контроля качества (КК) и обеспечения качества (ОК), принятые для измеряемых данных:		
Данные (Таблица и идентиф. номер, например, 3.-1.; 3.2.)	Степень неопределенности данных (Высокая/ Средняя/Низкая)	Объяснение необходимости проведения процедур КК/ГК, запланированных для указанных данных, или указание причин, по которым в их проведении нет необходимости.
P5 Потребление электроэнергии	низкая	Интервал калибровки датчиков электроэнергии – 1 год. Процедуры калибровки датчиков энергии проводятся в соответствии с методологией калибровки, разработанной Головным представительством Госстандарта Российской Федерации, Кемерово.



P12 P15 P18 B14 Количество метана	низкая	<p>Датчики потока состоят из диафрагмы, дифференциального манометра, датчиков давления и температуры и используются для корректировки соответствия газа стандартным условиям.</p> <p>В качестве датчика потока используется дифференциальный манометр. Измеряемая скорость потока разработана для стандартного газа и должны быть настроена на действительные характеристики газа.</p> <p>Показания дифференциального манометра и соответствующих датчиков давления и температуры обычно достаточно устойчивы и не нуждаются в перекалибровке. Датчики проходят окончательное тестирование у производителя и должны регулярно проверяться согласно инструкциям производителя.</p> <p>Показания измерительных приборов должны контролироваться во время регулярных проверок, вышедшие из строя приборы заменяются.</p> <p>Качество определённого значения количества метана, в основном, определяется концентрацией метана, см. P25.</p>
---	--------	---



<p>P13</p> <p>Эмиссия по проекту от несожженного метана в факеле при использовании методологии “Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан”</p>	<p>низкая</p>	<p>Методология “Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан” рассчитана на метан с концентрацией P25 и объемом, соответствующим количеству P12 направленному на сжигание в факеле. Дополнительно замеряется температура пламени факела.</p> <p>Показатели температуры пламени почти не изменяются, и поэтому повторной калибровки датчика не требуется. Первоначальный контроль осуществляется изготовителем на этапе выходного инспектирования, а затем проверки осуществляются на регулярной основе, согласно инструкции производителя. Показания датчика следует проверять в ходе эксплуатации при плановом инспектировании и производить замену вышедших из строя датчиков. Согласно методологии “Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан” датчики температуры пламени должны перенастраиваться или заменяться каждый год.</p>
<p>P25</p> <p>Концентрация метана</p>	<p>средняя</p>	<p>Показания газоанализатора CH₄ неустойчивы и требуют периодической перекалибровки. Перекалибровка проводится регулярно в соответствии с инструкциями производителя.</p>
<p>P26</p> <p>Концентрация неметановых углеводородов</p>	<p>низкая</p>	<p>Определяется аккредитованной лабораторией.</p>
<p>B46</p> <p>Производство электроэнергии</p>	<p>низкая</p>	<p>Период калибровки датчика электроэнергии – 1 год. Процедуры калибровки датчиков энергии проводятся в соответствие с методологией калибровки, разработанной Головным представительством Госстандарта Российской Федерации, Кемерово.</p>



В47 Производство тепловой энергии	низкая	Датчики проходят финальное тестирование у производителя и должны регулярно проверяться согласно инструкциям производителя. Перекалибровка датчика проводится производителем согласно его собственному расписанию. Показания датчиков должны контролироваться во время регулярных проверок, вышедшие из строя приборы заменяются.
--------------------------------------	--------	---

Независимо от плана мониторинга, все установленные устройства должны контролироваться во время регулярных проверок, по крайней мере, еженедельно, чтобы удостовериться в надлежащей работе оборудования. Кроме значений для мониторинга, любые другие значения, необходимые для контроля работы оборудования, должны вноситься в журнал.

Все датчики и приборы, вышедшие из строя, должны быть заменены.

Дальнейшие измерения выбросов пыли, CO, NO_x и т.п., для всех устройств сжигания должны проводиться как установлено в требованиях согласно положениям Российских органов.

D.3. Описание операционной и управленческой структуры, вводимой управляющим проектом в соответствии с планом мониторинга:

Комплекты оборудования, установленные в рамках проекта, разработаны для полностью автоматической работы, так что обслуживающий их персонал только контролирует надлежащее функционирование оборудования и верность собранных и отслеженных данных. В случае нарушений или чрезвычайных происшествий, оборудование автоматически отключится, таким образом, не произойдет нежелательных выбросов. Подача шахтного метана будет заблокирована быстро реагирующими активными клапанами. Пять задерживающих приспособлений предотвращают обратную вспышку в трубопроводе шахтного метана с целью обеспечения безопасности для персонала и оборудования. Во время остановки работы оборудования, неиспользуемый шахтный метан будет выбрасываться угольной шахтой, как если бы он выбрасывался без проекта.

В случае аварии, на контрольный пост, где всегда присутствуют люди, подаётся аварийный сигнал. Дежурные сотрудники проводят проверку состояния оборудования и решают по поводу дальнейших действий, таких как исправление неисправности, направление ремонтной бригады, информирование менеджера проекта, пожарной бригады и т.п. Каждое чрезвычайное происшествие заносится в журнал.



Собранные данные хранятся в электронном виде, путем внесения в базу регистрации данных, а также в письменном виде журнала, записанные менеджером оборудования. Данные ежедневно считываются из журнала регистраций и вносятся и архивируются в центральной базе данных. База данных может быть обеспечена специальной Интернет- программой, позволяющей визуализировать, контролировать и анализировать содержащиеся в ней данные. Администратор базы данных ответственен за её надлежащую работу, создание резервных копий и надёжное сохранение данных.

Менеджер оборудования несёт ответственность за правильность внесённых в журнал данных и администрирование базы данных. Он должен регулярно сверять данные в электронном виде с данными, записанными от руки, проводить проверку сохранённых данных на предмет верности, ошибок, отклонений и несоответствий. Все разночтения должны быть обсуждены с обслуживающей командой и персоналом, работающим на оборудовании, где происходит накопление опыта работы и мониторинга, оптимизируется эксплуатация оборудования, и результатом должен стать более аккуратный мониторинг.

Все сохранённые данные должны храниться в течение срока эксплуатации оборудования и далее, по крайней мере, в течение 5 лет.

Менеджер оборудования несёт ответственность за подготовку стандартизированного еженедельного отчёта. Также в его обязанности входит подготовка итоговых ежемесячных и годовых отчётов, которые затем проверяются менеджером проекта.

Менеджер оборудования ведёт рабочий журнал, который содержит следующую информацию:

- собрание и описание внесённых данных, необходимых для расчёта сокращений выбросов
- описание всех записей, сделанных во время регулярных проверок, включая предпринятые исправительные действия
- внесённые вручную данные, полученные во время регулярных проверок
- определённые события
- все проведённые калибровки, включая протоколы калибровок

Визуализация данных посредством Интернета позволяет менеджеру проекта своевременно контролировать деятельность по проекту. Менеджер проекта и команда, ответственная за мониторинг, постоянно проводят проверку данных на предмет своевременного внесения, полноту и целостность. По крайней мере, ежемесячно проводится проверка достоверности данных.

Основываясь на вышеприведённой процедуре, менеджер проекта готовит детальный годовой отчёт, который должен быть подтверждён проверяющим.



Руководство проектом должно осуществляться сотрудниками ОАО «СУЭК-Кузбасс». Эксплуатация оборудования должна осуществляться сотрудниками угольных шахт совместно с персоналом поставщика когенерационных установок. Работники угольных шахт осуществляют сервис и обслуживание котельных и факельных установок совместно с сотрудниками ООО «Новен». Сервис и обслуживание когенерационных установок осуществляется персоналом производителя соответствующего оборудования или другими квалифицированными специалистами. Мониторинг проводится менеджером проекта со стороны ОАО «СУЭК-Кузбасс» совместно с представителями Угледетан Сервис и Emissions-Trader ET GmbH.

Ответственный персонал ООО «Новен» обучался обращению с установками утилизации ШМ и применяемыми системами мониторинга в течение 8-недельного обучающего курса в Германии осенью 2005 года и 4-недельной программы осенью 2007. На этих курсах, проведенных A-TEC Anlagentechnik GmbH, также были объяснены базовые принципы торговли эмиссиями и полное описание мониторинга. Компания A-TEC Anlagentechnik GmbH уже эксплуатирует несколько комплектов оборудования по утилизации шахтного метана и систем мониторинга в Германии.

Эти обученные сотрудники представляют собой основу для команд инженеров, которые должны создать специализированную обслуживающую команду в России и инструктировать новый персонал, работающий на этом оборудовании и проводящий мониторинг, также и для этого проекта. В действительности, пока не установлена окончательная процедура обучения.

Российский персонал приобретёт опыт эксплуатации такого оборудования во время обучения на месте, в процессе работы с немецкой сервисной командой. В течение этого периода будет подготовлена и написана детальная Инструкция по Эксплуатации.

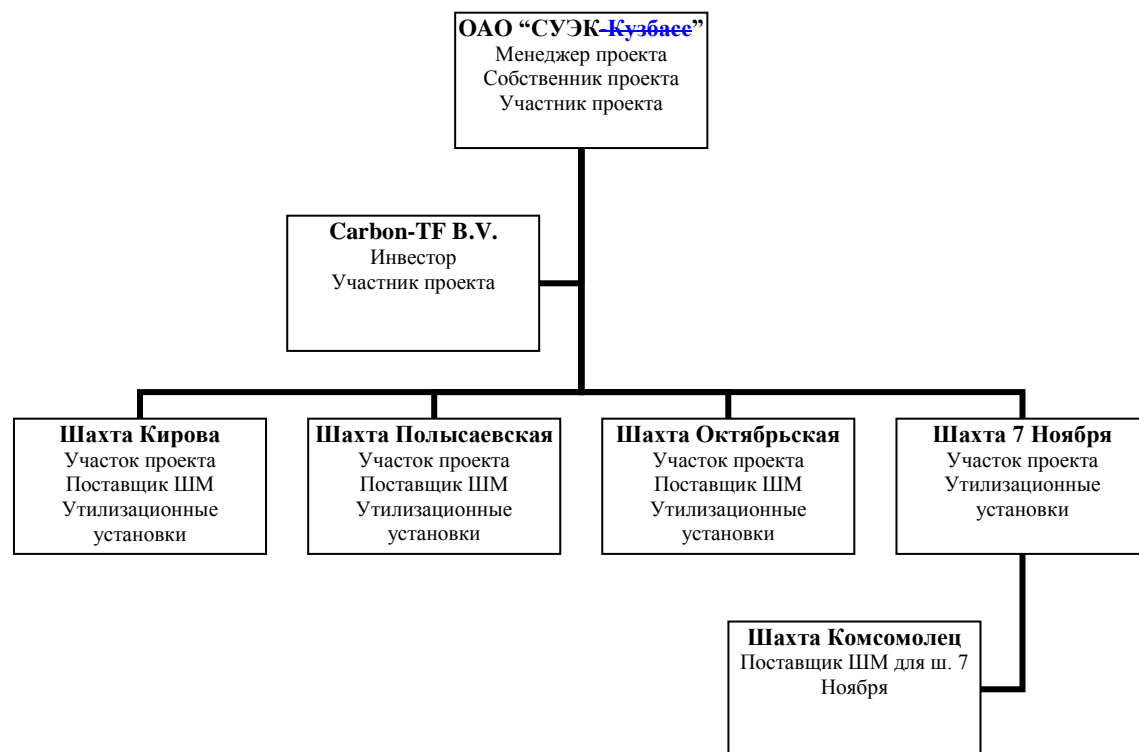


Рис. D-1: Диаграмма менеджмента проекта

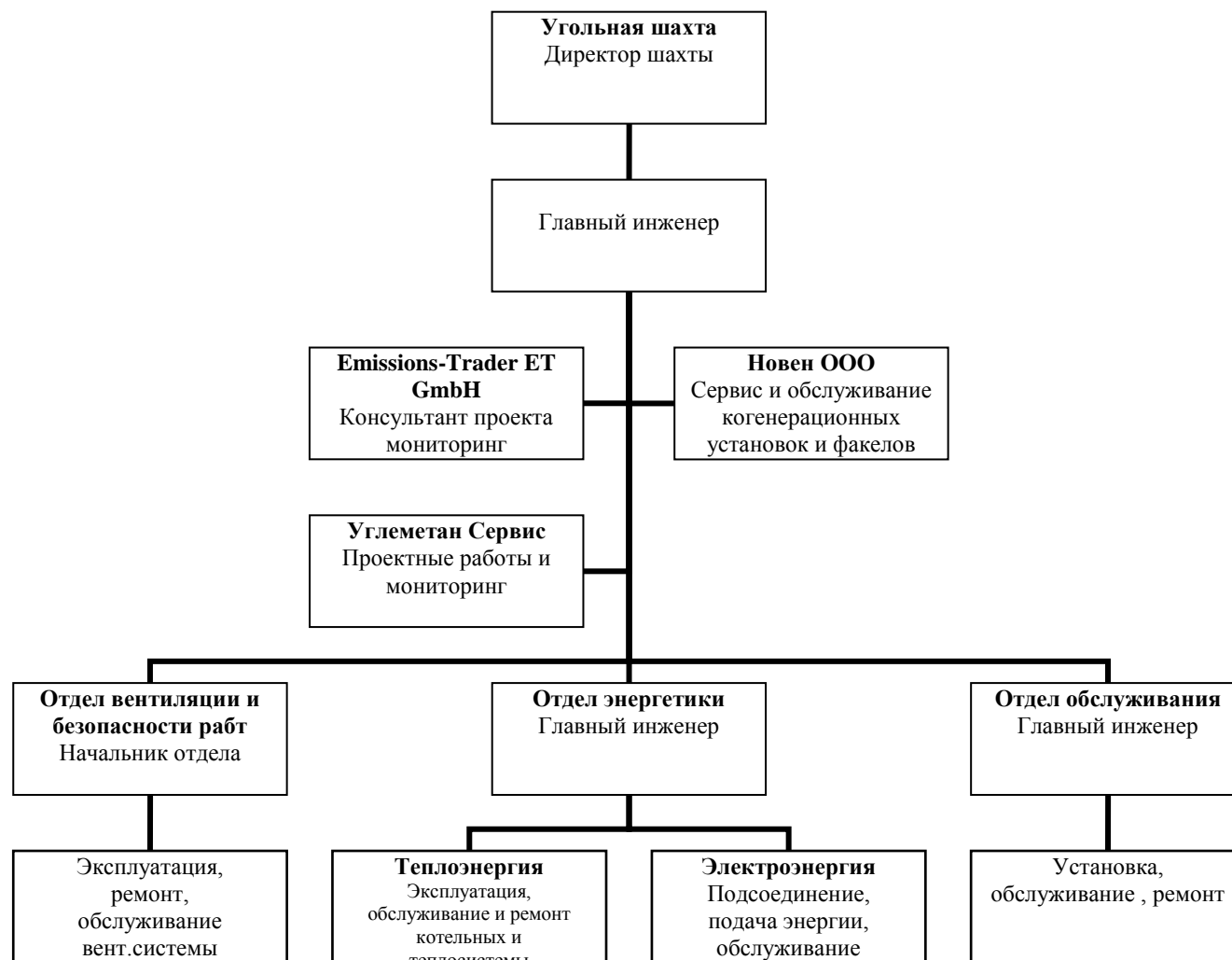


Рис. D-2: Диаграмма менеджмента проекта на отдельно взятой шахте



D.4. Лицо / организация, отвечающее за разработку плана мониторинга:

Дата завершения разработки плана мониторинга: 2008-06-10

Лицо / организация, составляющие план мониторинга: Emissions-Trader ET GmbH

**Е. Оценка уменьшения выбросов парниковых газов****Е.1. Расчётные выбросы по проекту:**

Следующие расчёты выполнены на основании базовой линии, определённой в Разделе В. Весь шахтный метан, который сжигается в котельных, когенерационных, факельных установках и в установке утилизации вентиляционного метана, одновременно представляет собой объём сокращённых выбросов метана, который в случае отсутствия проекта выделился бы в атмосферу. Вся тепловая энергия, произведённая в рамках проекта, одновременно является замещённой тепловой энергией, которая в противном случае генерировалась бы посредством сжигания угля. Вся электроэнергия, произведённая в рамках проекта, одновременно является замещённой электроэнергией, которая в противном случае генерировалась бы обычными электростанциями.

Выбросы по проекту РЕ рассчитываются с условием, что неметановые углеводороды не принимаются в расчёт ($r = 0$).

Таблица Е-1 – Расчётные выбросы по проекту

Расчётные выбросы по проекту [т CO ₂ / а]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Утилизация метана						
Факельные установки	56.017	111.633	38.812	41.479	33.921	38.723
Котельные (тепло)	12.035	22.110	23.425	18.388	13.434	13.434
Когенерационные установки (электричество и тепло)	11.740	299.169	490.091	570.689	605.646	617.225
Потребление дополнительной электроэнергии						
Производство электричества	322	9.391	15.267	17.579	18.394	18.747
Несождённый в факелах CH ₄	47.529	94.719	32.931	35.194	28.782	28.782
Итого	127.642	537.022	600.526	683.330	700.177	716.910

Е.2. Расчётные утечки:

В проектах такого рода не существует утечек. См. D-1-3

Е.3. Итог Е.1. и Е.2.:

Таблица Е-3 – Расчётные выбросы по проекту и утечка

Е.4. Расчётные выбросы по проекту и утечка [тCO₂ / а]



Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Утилизация метана						
Факельные установки	56.017	111.633	38.812	41.479	33.921	38.723
Котельные (тепло)	12.035	22.110	23.425	18.388	13.434	13.434
Когенерационные установки (электричество и тепло)	11.740	299.169	490.091	570.689	605.646	617.225
Потребление дополнительной электроэнергии						
Производство электричества	322	9.391	15.267	17.579	18.394	18.747
Несожжённый в факелах CH ₄	47.529	94.719	32.931	35.194	28.782	28.782
Итого	127.642	537.022	600.526	683.330	700.177	716.910

Е.4. Расчётные выбросы по базовой линии:

Таблица Е-4 – Расчётные выбросы по базовой линии

Расчётные линии по базовой линии [тСО ₂ э / а]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Объём метана, сокращённого в рамках проекта						
Установки КГУУ	475 294	947 192	329 311	351 944	287 817	319 503
Производство тепловой энергии	91 900	168 839	178 884	140 415	102 586	102 586
Производство электроэнергии	89 651	2 284 563	3 742 512	4 357 992	4 624 934	4 713 352
Производство тепловой энергии, замещённой в рамках проекта	25 255	111 033	160 490	160 490	160 490	160 490
Производство электроэнергии, замещённой в рамках проекта	10 780	271 446	439 356	505 404	528 677	538 782
Итого	692 880	3 783 074	4 850 553	5 516 244	5 704 504	5 834 712

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

См. Таблицу Е-6 в Разделе Е.6.

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

Таблица Е-6 – Выбросы по проекту и сокращения выбросов, I^{ый} отчётный период(2008-2012)

Год	Выбросы по проекту (тCO ₂ э)	Утечка (тCO ₂ э)	Выбросы по базовой линии (тCO ₂ э)	Сокращения выбросов (тCO ₂ э)
2008	127.642	-	692.880	565.238
2009	537.022	-	3.783.074	3.246.052
2010	600.526	-	4.850.553	4.250.027
2011	683.330	-	5.516.244	4.832.915
2012	700.177	-	5.704.504	5.004.327
Итого	2.648.697	-	20.547.255	17.898.558

Таблица Е-6b –перспективные сокращения выбросов на период 2013- 2017

Год	Выбросы по проекту (тCO ₂ э)	Утечка (тCO ₂ э)	Выбросы по базовой линии (тCO ₂ э)	Сокращения выбросов (тCO ₂ э)
2013	716.910	-	5.834.712	5.117.802
2014	716.910	-	5.834.712	5.117.802
2015	716.910	-	5.834.712	5.117.802
2016	716.910	-	5.834.712	5.117.802
2017	716.910	-	5.834.712	5.117.802
Итого	3.584.551	-	29.173.562	25.589.011

Общая эмиссия проекта

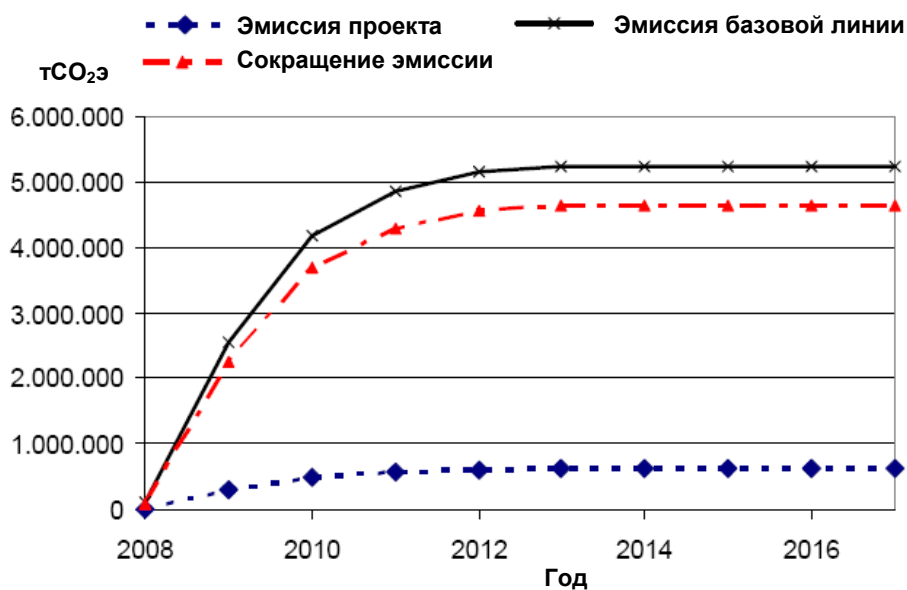


Рис. E-1: Выбросы по базовой линии, выбросы по проекту и сокращение выбросов по всему проекту, 4 шахты

Эмиссия факельной установки

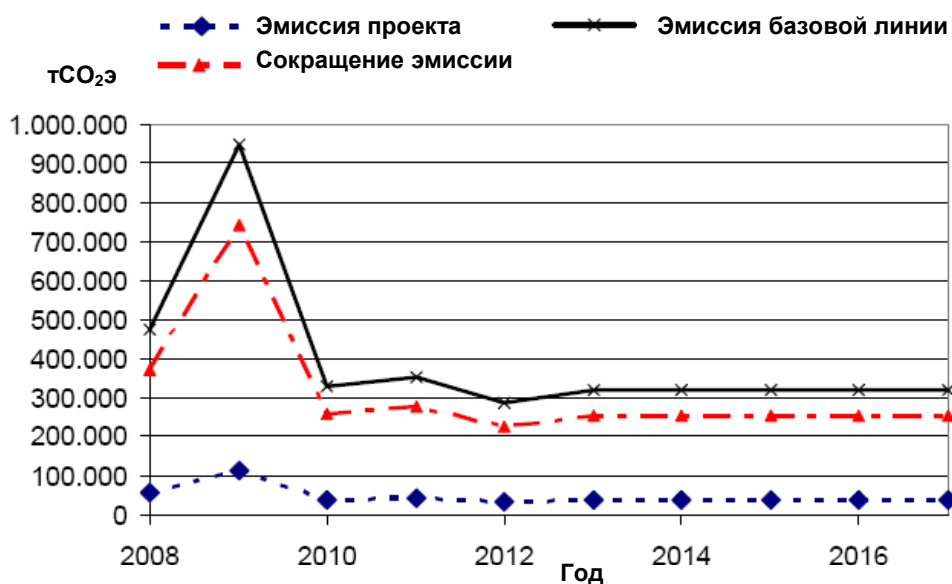


Рис. E-2: Факельные установки - выбросы по базовой линии, выбросы по проекту и сокращение выбросов

Эмиссия котельной установки

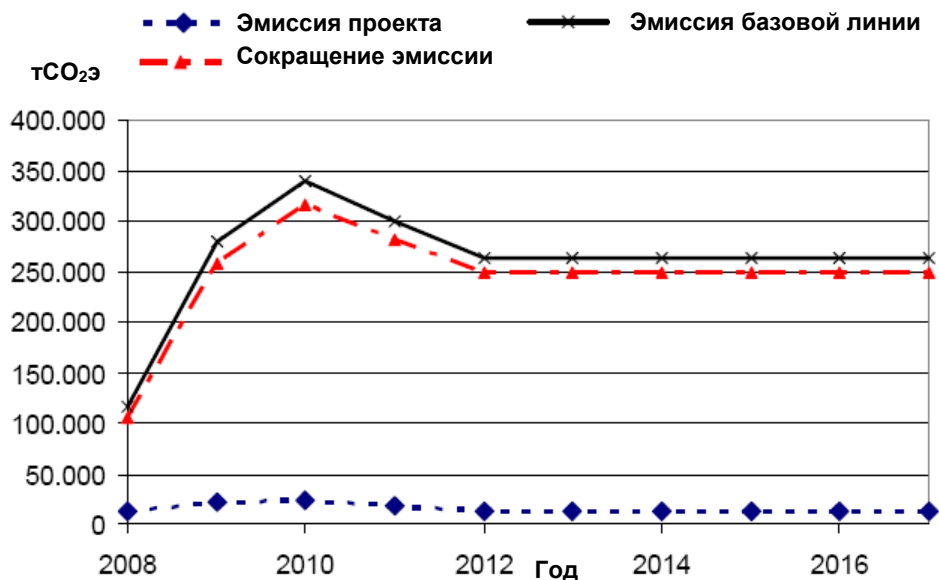


Рис. E-3: Установки по производству тепловой энергии - выбросы по базовой линии, выбросы по проекту и сокращение выбросов

Эмиссия газомоторной установки

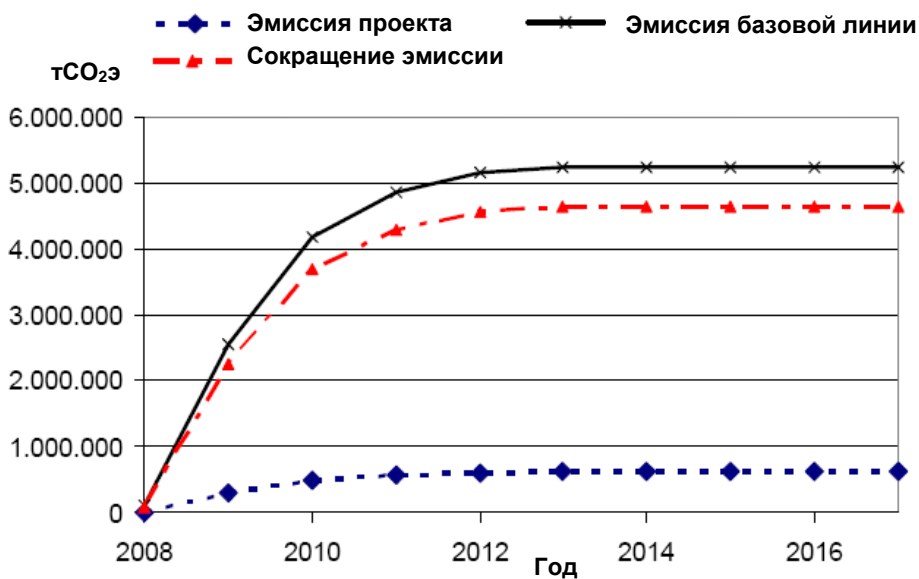


Рис. E-4: Когенерационные установки - выбросы по базовой линии, выбросы по проекту и сокращение выбросов

**РАЗДЕЛ F. Воздействие на окружающую среду****F.1. Документация по анализу воздействия проекта на окружающую среду, включая трансграничные воздействия:**

Все утилизационные установки нуждаются в получении разрешения и регистрации со стороны соответствующих структур. Таким органом является местное отделение Федеральной Службы Экологического, Технического и Атомного Надзора (Ростехнадзор), Кемерово, Кемеровская область.

Такие разрешения включают в себя лицензию на эксплуатацию опасных промышленных объектов (безопасность работ), общие предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ, уровни шума, положения касательно твёрдых и жидких отходов, а также возможно специфичные дополнительные требования к проекту.

Во время процесса выдачи разрешения, Ростехнадзор определяет, необходима ли оценка значительного воздействия на окружающую среду или достаточно упрощённой процедуры. Ростехнадзор хранит документы по анализу воздействия на окружающую среду, и такая документация не доступна публично. Доступны результаты – лицензии, регистрации и специальные требования к проекту.

Заявки на получение разрешения подаются незадолго до установки оборудования.

Безопасные технологии и предотвращение несчастных случаев

Благодаря внедрению высоких стандартов безопасности работ, очень низок уровень вероятности несчастного случая на производстве.

Большинство новых утилизационных установок ввозится из Германии. Всё технологическое оборудование, импортируемое в Россию, нуждается в сертификации – генеральной эксплуатационной лицензии. Такой сертификат выдаётся уполномоченным органом, который подтверждает соответствие оборудования стандартам ГОСТа.

Воздействие на природные ресурсы: воздух, вода, почва, ландшафт

Всё оборудование сжигания, установленное по проекту, является последним словом техники и разработано с учетом очень низкого загрязнения атмосферы выбросами, что особо касается NO_x , CO и C_nH_m . Так, проектное воздействие на качество воздуха очень низкое.

Когенерационные установки, модульные котельные и факельные установки собраны в транспортабельные контейнеры, включающие необходимые вспомогательные элементы. Такой принцип позволяет быструю адаптацию в случае изменения потока или качества шахтного метана путём простой перегруппировки компонентов. Комплекты оборудования производятся серийно на заводе-изготовителе.

Контейнерная технология обеспечивает простое перемещение оборудования после отключения. Контейнер имеет небольшую зону обслуживания и устанавливается на четырех бетонных плитах, расположенных под каждым углом контейнера. Так как проведение подготовительных работ перед монтажом не требуется, вся установка легко и быстро перемещается, при этом первоначальное состояние площадки без проблем восстанавливается после отключения.

Модернизированные котельные используют здания старых котельных, так что не требуется ведения строительных и земляных работ.



Оборудование не потребляет природные ресурсы: воздух, воду, почву, не видоизменяет ландшафт, поэтому негативное воздействие на природу и ландшафт отсутствует. Установка не производит твердые и жидкие отходы или конденсаты.

Ожидаемое воздействие на окружающую среду

Утилизационные установки не наносят вреда окружающей среде. Более того, утилизация шахтного газа значительно сокращает количество дегазационного метана, выбрасываемого в атмосферу, а также способствует снижению парникового эффекта благодаря преобразованию вредного метана в менее вредный диоксид углерода.

Кроме того, эксплуатация установок сокращает неконтролируемое выделение метана к поверхности на соседних территориях и значительно снижает риск травм при пожарах и взрывах метана, который в противном случае поступал бы в неконтролируемых количествах в атмосферу.

Кроме положительного воздействия на глобальную климатическую защиту, трансграничных воздействий не происходит.

Г.2. Если участники проекта или Принимающая Сторона считают воздействия значительными, необходимо привести заключения и другие документы о проведенной оценке воздействий на окружающую среду в соответствии с процедурами Принимающей Стороны:

Значительных воздействий на окружающую среду не ожидается. Оценки воздействия на окружающую среду не требуется. Оборудование должно удовлетворять требованиям Министерства Экономического Развития. Соответствие требованиям контролируется Правительством при получении разрешения на приобретение данного оборудования.

**РАЗДЕЛ G. Комментарии депозитариев по проекту****G.1. Информация по комментариям депозитариев по проекту:**

Данный проект был представлен Министерству экономического развития РФ в Москве и региональным органам власти Кемеровской области. Проект получил положительную оценку. Было особо отмечено, что утилизация шахтного метана повысит безопасность горных работ на угольных предприятиях и создаст новые рабочие места.

Информация о проекте была опубликована в собственной ежемесячной газете компании “Угольная Компания” №. 1 (44) январь 2007.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1****КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА**

Организация:	ОАО «СУЭК-Кузбасс»
Улица/п/я:	Дербеневская набережная Улица Васильева
Строение:	74
Город:	Ленинск-Кузнецкий Москва
Штат/Регион:	Кемеровская область
Почтовый индекс:	652502115114
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (495) 795-25-38 +7 (38456) 71276
Факс:	+7 (495) 795-25-42 +7 (38456) 71276
Адрес электронной почты :	office@suek.ru suek-lnk@ionlnk.ru
Адрес в Интернете:	www.suek.ru
Представитель:	Довгялло Максим Валерьевич Александр Кимович Логинов
Должность:	Советник Генерального директора Генеральный директор
Обращение:	Доктор технических наук
Фамилия:	Довгялло Логинов
Отчество:	Валерьевич Кимович
Имя:	Максим Александр
Департамент:	Руководство Управление
Номер мобильного телефона:	
Номер телефона (прямой):	
Номер факса (прямой):	
Личный адрес электронной почты:	Dovgyallo@msk.suek.ru

Организация:	Carbon –TF B.V
Улица/п/я:	Horsterweg 217
Строение:	
Город:	Venlo
Штат/Регион:	
Почтовый индекс:	5928 ND
Страна:	Нидерланды
Телефон:	+31 (0) 77 3517985
Факс:	+31 (0) 77 354 8687
Адрес электронной почты :	info @carbon-tf.com
Адрес в Интернете:	www.carbon-tf.com
Представитель:	Jurgen Meyer
Должность:	Управляющий директор
Обращение:	Доктор технических наук
Фамилия:	Meyer
Отчество:	
Имя:	Jurgen
Департамент:	



Номер мобильного телефона:	
Номер телефона (прямой):	
Номер факса (прямой):	
Личный адрес электронной почты:	jm@carbon-tf.com



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ИНФОРМАЦИЯ О БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Метан, высвобождаемый в атмосферу

Методология АСМ0008 выделяет несколько источников метана на различных стадиях процесса угледобычи, которые следует учитывать:

- 1) метан угольных пластов из скважин, пробуренных в угольные пласты, до начала горных работ или шахтный метан, полученный посредством предварительной (до начала горных работ) дегазации
- 2) во время горных работ с использованием наземных или подземных технологий дегазации шахтного метана
- 3) во время горных работ с использованием вентиляционного воздуха
- 4) после окончания горных работ посредством дегазации изолированного выработанного пространства, но до закрытия шахты.

Такой метан был бы высвобожден в атмосферу по сценарию базовой линии, за исключением какого-то количества каптивированного и утилизированного метана части базовой линии.

В сценарии базовой линии не происходит каптивации и уничтожения метана, так что $СВМ_{BL,i,y}$, $СММ_{BL,i,y}$ и $РММ_{BL,i,y}$ не учитываются.

В данном проекте были учтены все вышеперечисленные источники, но некоторые источники были объединены в один, так как четкое разделение, требуемое методологией, было невозможно.

Были объединены следующие источники:

$СВМ_{e,i,y}$, $СММ_{PJ,i,y}$ и $РММ_{PJ,i,y}$ из дегазационных скважин объединены в $СММ_{PJ,i,y}$ (метан из источников 1, 2 и 4)

$СВМ_{e,i,y}$, $СММ_{PJ,i,y}$ и $РММ_{PJ,i,y}$ из подземных скважин объединены в $СММ_{PJ,i,y}$ (метан из источников 1, 2 и 4)

Добыча шахтного метана на угольной шахте

Три различных источника, указанные в методологии, не могут быть определены из-за имеющихся горно-геологических условий и используемой технологии угледобычи. Обычно, технология горных работ выбирается согласно горно-геологическим условиям. Горно-геологические условия могут быть полностью отличны на различных угольных месторождениях.

Например, в Китае имеются огромные и мощные угольные пласты мощностью до 6 метров. Метан, в основном, содержится в угольном пласте, лишь небольшое количество метана может быть обнаружено во вмещающих породах над и под основным угольным пластом. На некоторых угольных шахтах основной объем метана добывается из угольного пласта посредством длинных (до 2 км) горизонтальных скважин, пробуренных в угольный пласт. Благодаря физическим ограничениям (низкой газопроницаемости угольного пласта) извлечение метана из угольного пласта является медленным и времязатратным процессом, так что время дегазации обычно занимает долгий период в диапазоне от 6 месяцев до 3 лет. Газ собирается в подземную



дегазационную систему. Оставшийся газ удаляется посредством вентиляционного воздуха в течение горных работ.

В некоторых регионах США очень высокое содержание метана обнаруживается над угольными пластами.

- Black Warrior Basin, Алабама
- Bowen Basin, Fairview, Scotia, Spring Gully, Куинслэнд, Австралия
- Cahaba Basin, Алабама
- Cherokee Basin, Карзас
- Powder River Basin, Вайоминг и Монтана
- Raton Basin, Колорадо и Нью-Мексико
- San Juan Basin, Колорадо и Нью-Мексико
- Telkwa coalfield, Британская Колумбия
- Western Canadian Sedimentary Basin, Альберта

(Список приведён из: http://en.wikipedia.org/wiki/Coalbed_methane)

Зоны, содержащие метан, обычно подвергаются повышенному давлению и используются для получения шахтного метана для коммерческих целей как источника энергии. Обычно, скважины для извлечения шахтного метана пробуриваются в угольный пласт, и процесс получения шахтного метана длится месяцы или даже годы.

В случае данного проекта, расположенного на Кузнецком угольном месторождении, ситуация является полностью отличной. Большое количество угольных пластов различной мощности располагаются друг над другом и отделяются породными прослойками. Только пласты с мощностью свыше 0,7 м представляют собой промышленную ценность. Над и под основными угольными пластами, предназначенными к промышленной разработке, находится большое количество тощих угольных пластов с мощностью от нескольких сантиметров до 0,7 м. Метан содержится как в угольных пластах, так и в породных прослойках между ними. Во время горных работ метан из разрабатываемого пласта и из пластов над ним высвобождается благодаря трещиноватости породы. В действительности, объём метана из пластов над и под отработываемым пластом выше, чем в самом разрабатываемом пласте. Также, значительный объём метана выделяется из нарушенной породы над разрабатываемым угольным пластом.

Большое количество метана высвобождается во время горных работ посредством дегазационных работ в целях безопасности. Общепринятой практикой в Кузбассе является бурение дегазационных скважин с поверхности через маломощные угольные пласты в основной угольный пласт незадолго до начала горных работ. Большое количество скважин бурится следом за направлением отработки угольного пласта на расстоянии 100-200 м друг от друга. Устья скважин соединены с дегазационной системой на поверхности. Скважина начинает эксплуатироваться за несколько дней до того, как фронт подземных работ достигнет скважины. Вначале, из скважины добывается небольшое количество газа (метана угольных пластов) из-за низкой газопроницаемости вмещающих пород и угольного пласта. Первый значительный объём газа (шахтного метана) получается, когда первые трещины и разломы открываются из-за горных работ, объём достигает максимума, когда породы над зоной отработки обрушиваются, образуя



выработанное пространство. Разгруженная и разломанная порода в обрабатываемой зоне высвобождает большие объёмы газа (метан из выработанного пространства). Дегазация выработанного пространства является обязательной в целях безопасности ведения горных пород. Эксплуатация скважины заканчивается при достижении достаточно низкой концентрации метана. Рассматривая в целом график дегазации, наибольшее количество газа извлекается из выработанного пространства.

Так как обычно 1-4 дегазационные скважины, расположенные как в выработанном пространстве, так и в зоне до и ведения горных работ, подсоединены к одному вакуум насосу на поверхности, невозможно определить доли газа, извлекаемого из зоны до начала горных работ (СВМ), зоны ведения горных работ (СММ) и выработанного пространства(РММ). Все три источника поступают в один насос, возможным является определить только общий объём газа (СММ).

На шахте им. Кирова был внедрён новый дегазационный метод. Множество наклонных скважин бурится из выработки в зону над угольным пластом. Скважины подсоединены в трубопровод, и газ транспортируется на поверхность посредством центральной дегазационной системы шахты. Также как и дегазационные скважины, эти скважины бурятся незадолго до начала горных работ и эксплуатируются до, во время и после окончания ведения горных работ. Так как множество скважин подсоединены в трубопровод, невозможно определить различные доли СВМ, СММ и РММ, доступным к определению является только общий объём газа (СММ).

Планируется внедрить данный дегазационный метод также на других шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс».

Производство угля и высвобождение метана

На рисунках Приложение 2-1 до Приложение 2-5 показано производство угля и объём высвобожденного метана на период 2003-2012. Значения на период 2008-2012 прогнозируются специалистами шахт.

Объём метана, высвобожденного в атмосферу, зависит, в основном, от двух факторов – объём добытого угля и содержание метана в угле. Основное соотношение объёмов угля и высвобожденного метана представлено на Рис. Приложение 2-1.



Рис. Приложение 2-1: Соотношение добычи угля и метана, итого для 4 шахтОАО «СУЭК-Кузбасс»

Содержание метана в угле обычно варьируется даже внутри одного пласта, так что средние колебания значений являются нормальными. Как показано на Рис. Приложение 2-2 (шахта им. Кирова), Приложение 2-4 (шахта Октябрьская) и Приложение 2-5 (шахта Комсомолец), большие изменения в объёме высвобождаемого метана произойдут через несколько лет. Они вызваны изменениями в процессе угледобычи на шахтах, когда зона горных работ переносится на более глубокие угольные пласты. Обычно, содержание метана увеличивается с глубиной залегания угольного пласта.

Шахта им. Кирова

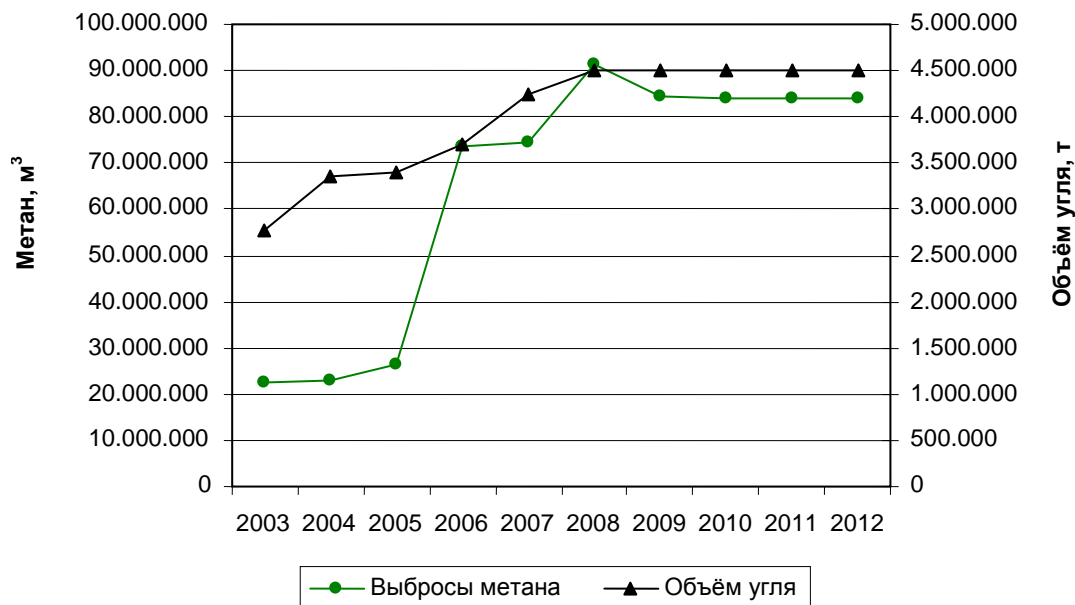


Рис. Приложение 2-2: Соотношение добычи угля и метана на шахте им. Кирова.
В 2006 одна из 3-ёх зон ведения горных работ переместилась на более глубокий угольный пласт с более высоким содержанием метана.

Шахта Польшаевская

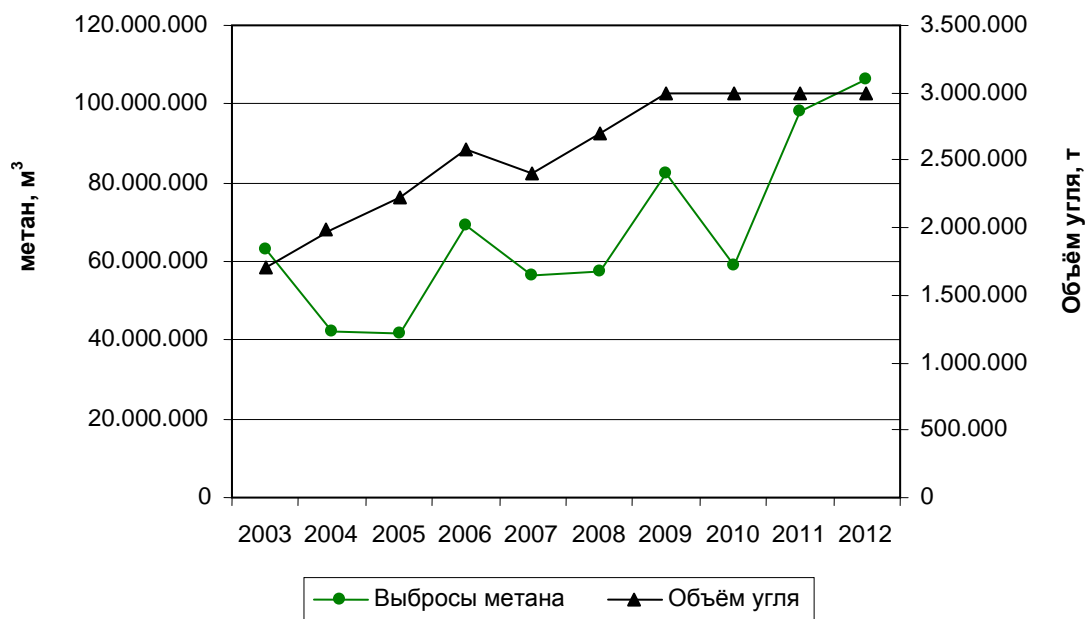


Рис. Приложение 2-3: Соотношение добычи угля и метана на шахте Польшаевская.



Рис. Приложение 2-4: Соотношение добычи угля и метана на шахте Октябрьская.
В 2009 одна из зон ведения горных работ переместилась на более глубокий угольный пласт с более высоким содержанием метана.



Рис. Приложение 2-5: Соотношение добычи угля и метана на шахте Комсомолец.
В 2009 одна из зон ведения горных работ переместилась на более глубокий угольный пласт с более высоким содержанием метана.

**Сокращение выбросов по базовой линии от замещения электроэнергии и тепловой энергии**

Сокращение выбросов по базовой линии от замещения электроэнергии и тепловой энергии представлены формулой (25) из АСМ0008, см. стр. 42, Раздел D.1.1.4.

Сокращение выбросов по базовой линии от замещения электроэнергии рассчитывается с использованием перспективного производства электроэнергии по проекту GEN_y и стандартизированного коэффициента углеродной эмиссии для российских энергосистем EF_{ELEC} .

Сокращение выбросов по базовой линии от замещения тепловой энергии рассчитывается с использованием перспективного производства тепловой энергии по проекту $HEAT_y$, коэффициента углеродной эмиссии угля EF_{HEAT} и производительности замещённых старых угольных котельных Eff .

Коэффициент углеродной эмиссии по базовой линии для угля

Используемое в настоящее время топливо на угольной шахте – это собственная продукция - уголь. Фракции, используемые для сжигания в угольных котельных, не анализируются в лаборатории, таким образом, нет доступных данных. Используется стандартный коэффициент углеродной эмиссии угля, взятый из руководства IPCC.

Было взято значение для “Коксующегося Угля” / “Другой Битуминозный Уголь” - 25.8 t C/TJ. Это значение с самыми низкими углеродными эмиссиями, соответственно, используется консервативный подход к замещению угля. Значение 25.8 t C/TJ соответствует 0.3406 t CO₂/ MWh генерированного тепла.

Коэффициент углеродной эмиссии по базовой линии для Российской энергосистемы

Стандартизированный коэффициент углеродной эмиссии для российской энергосистемы должен быть утвержден Министерством экономического развития РФ и опубликован российскими СМИ. В настоящее время его не существует. Для прогнозных расчетов использованы коэффициенты углеродной эмиссии для российских энергосистем, опубликованные Центром Новен [Senter]. См. таблицу Приложение 2-1.

Как только официальные значения будут одобрены Министерством Экономического Развития Российской Федерации, они будут использованы для расчётов вместо коэффициентов, опубликованных Центром Новен.

Таблица Приложение 2-1

SEF для российских энергосистем, ПСО с генерацией электричества				
2008	2009	2010	2011	2012
504	498	492	486	479
Все значения в [g CO ₂ / kWh]				

Эффективность старых угольных котельных

Эффективность старых угольных котельных составляет, по данным производителя, 82.8 %, измерения показали, что в действительности этот показатель равен 70.6%.

Эффективность модернизированной котельной

Эффективность модернизированной котельной должна быть измерена после модернизации. Для расчётов была принята производительность старой угольной котельной, равная 70.6%.

Потребление собственной энергии когенерационными установками

Потребление собственной энергии когенерационными установками оценивается как 3.5% от генерируемой энергии. Это значение основывается на опыте, полученном на более чем 100 когенерационных установках шахтного метана в Германии.

Продуктивность когенерационных установок

Производительность сжигания, эффективность, выход электроэнергии и тепла из когенерационных установок зависят, в основном, от качества газа, особенно от концентрации метана. В расчётах принимались средние значения, основывающиеся на опыте эксплуатации подобных установках в Германии.

Развитие спроса на электричество и тепло

Как показано на рисунках Приложение 2-6 – Приложение 2-10 потребность в тепле на шахтах не зависит от объёма производства. Тепло, в основном, используется для подогрева помещений и, таким образом, зависит от температуры в зимний период.

Потребность в электроэнергии зависит от объёма добытого угля, а также от установки нового оборудования и общей модернизации угольных шахт. Эта зависимость представлена на рисунке Приложение 2-7 – шахта им. Кирова – первая шахта, на которую поставлено новое оборудование.

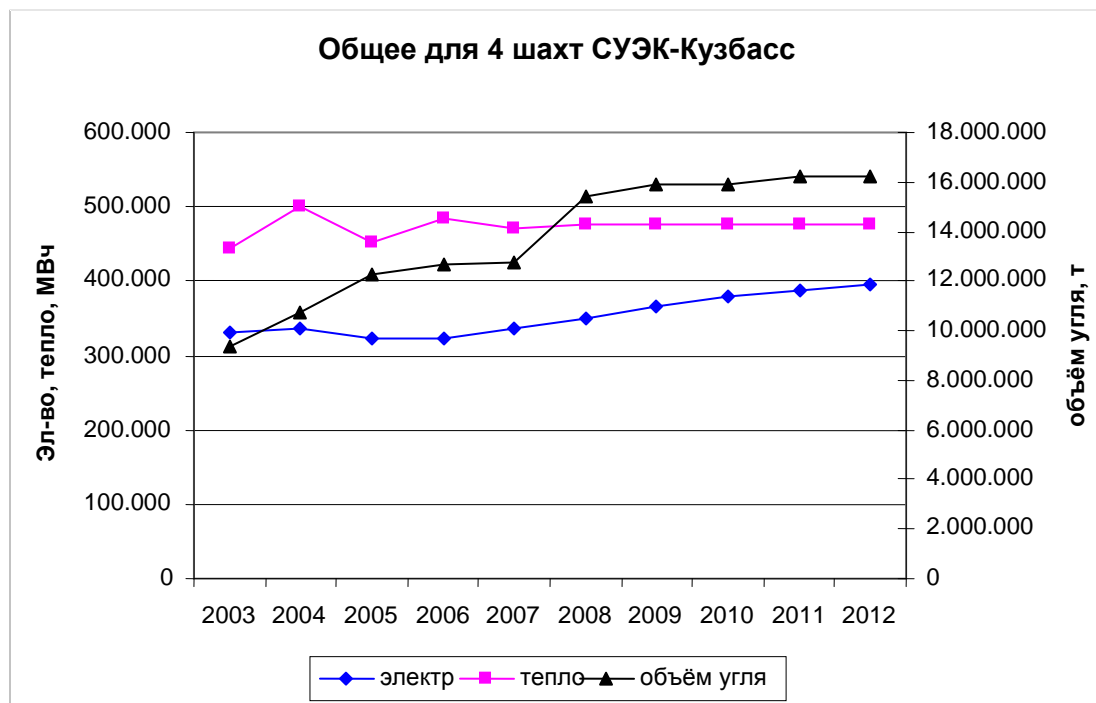


Рис. Приложение 2-6: Соотношение производства угля и потребности в электроэнергии и тепле на 4-ёх шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс»

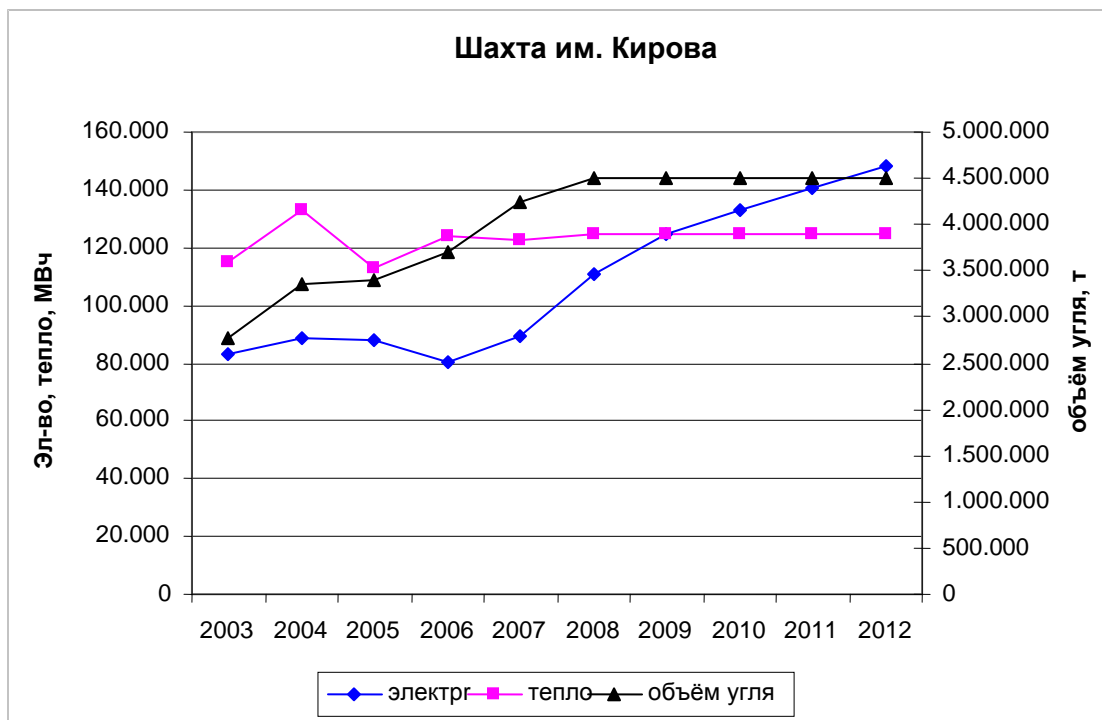


Рис. Приложение 2-7: Соотношение производства угля и потребности в электроэнергии и тепле на шахте им. Кирова

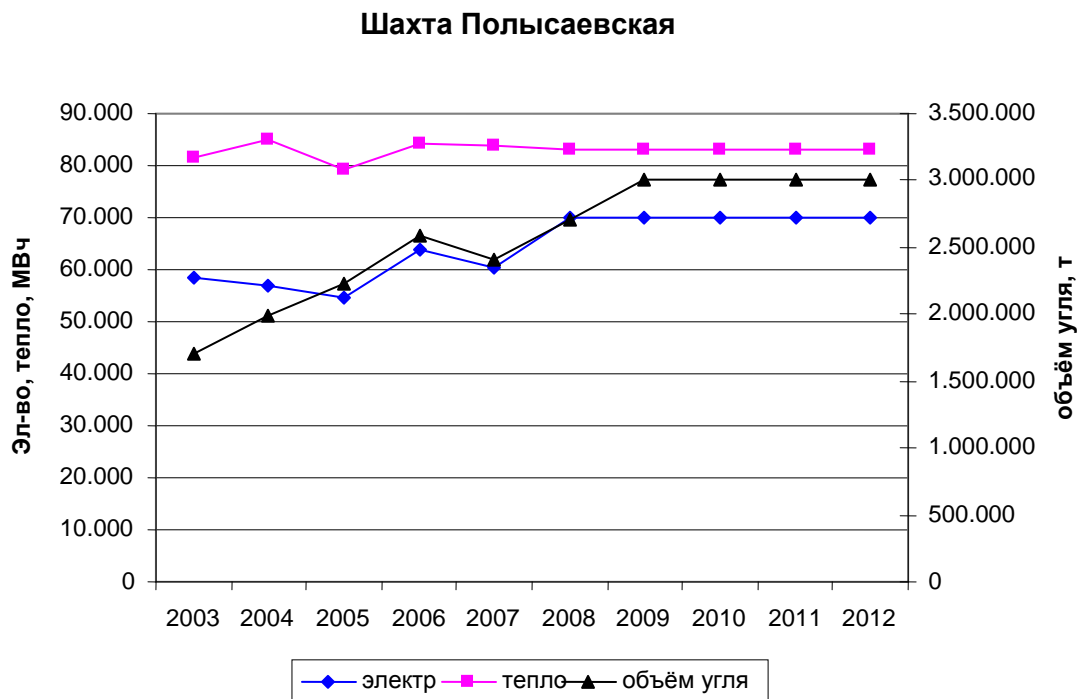


Рис. Приложение 2-8: Соотношение производства угля и потребности в электроэнергии и тепле на шахте Польшаевская

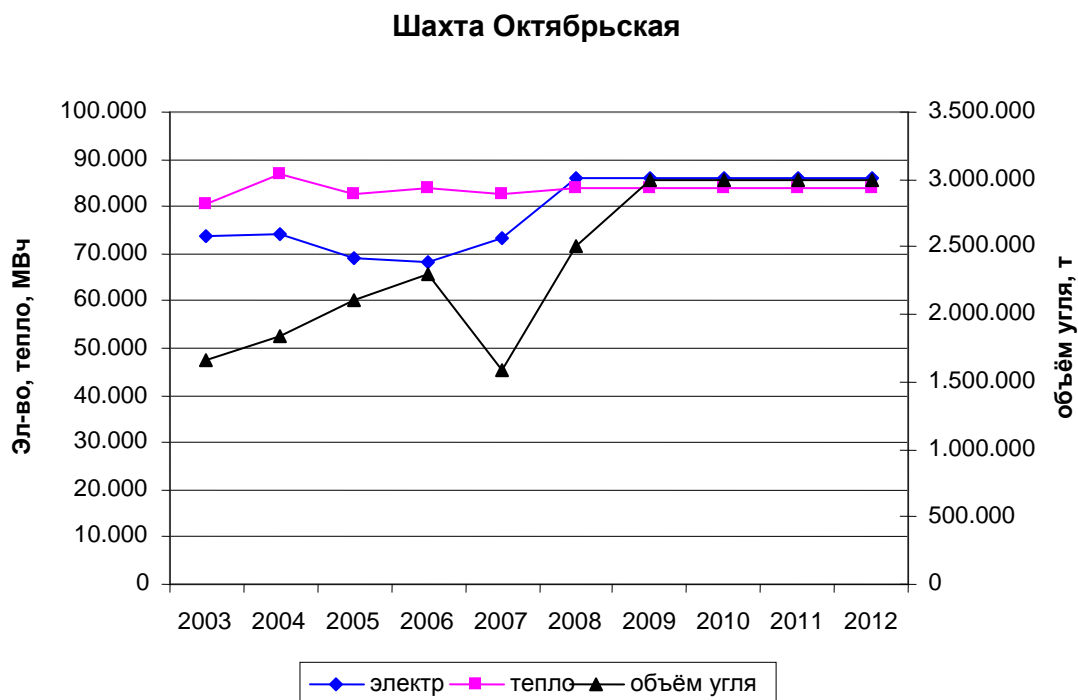


Рис. Приложение 2-9: Соотношение производства угля и потребности в электроэнергии и тепле на шахте Октябрьская

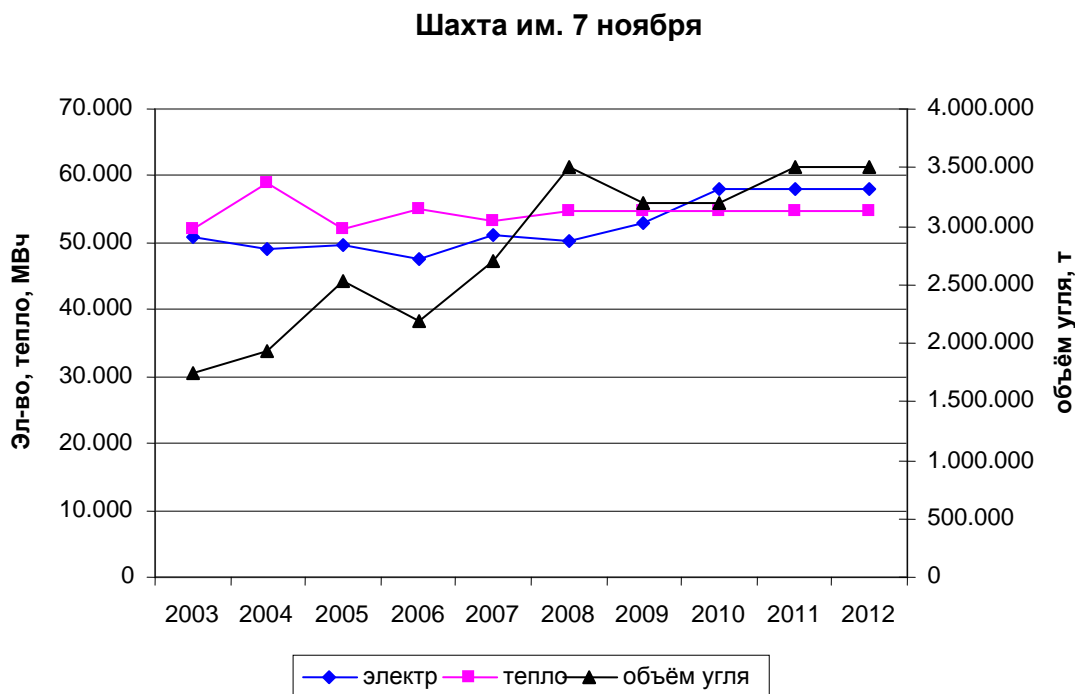


Рис. Приложение 2-10: Соотношение производства угля и потребности в электроэнергии и тепле на шахте им. 7 ноября



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

План мониторинга содержится в Разделе D. В данном разделе предоставлена дополнительная информация, касающаяся технологии сжигания в факельной установке.

Подтверждение эффективности сжигания в выбранной факельной установке

Согласно АСМ0008, для определения эмиссий по проекту от сжигания в факеле в расчёт был принята методология “Инструмент для определения эмиссий по проекту от сжигания в факеле газов, содержащих метан”, ЕВ 28 Отчёт встречи, Приложение 13.

Стандартизированный коэффициент эффективности сжигания 90% принят в расчетах для факела закрытого типа.

Схема установки

Как показано на рисунке Приложение 3-1, все установки должны быть подсоединены к дегазационной системе. Не утилизируемый ШМ будет выпускаться в атмосферу. Концентрация CH_4 и не метановых углеводородов измеряется в единственном месте – в системе подачи. Для надёжности будут установлены дополнительные измерительные приборы.

В начале проекта несколько дегазационных систем на каждой угольной шахте будут сосуществовать. Рисунок Приложение 3-1 представляет собой общее положение, утилизационные установки будут установлены не на каждой точке; например, котельные – только на общем выходе, а не на дегазационной скважине.

Каждая утилизационная установка имеет свои собственные датчики для определения объёма утилизованного ШМ и генерированного тепла и электроэнергии. Произведённое электричество будет подаваться в энергосистему шахты, соединённую с федеральной энергосистемой. Тепло будет подаваться в систему обогрева шахты.

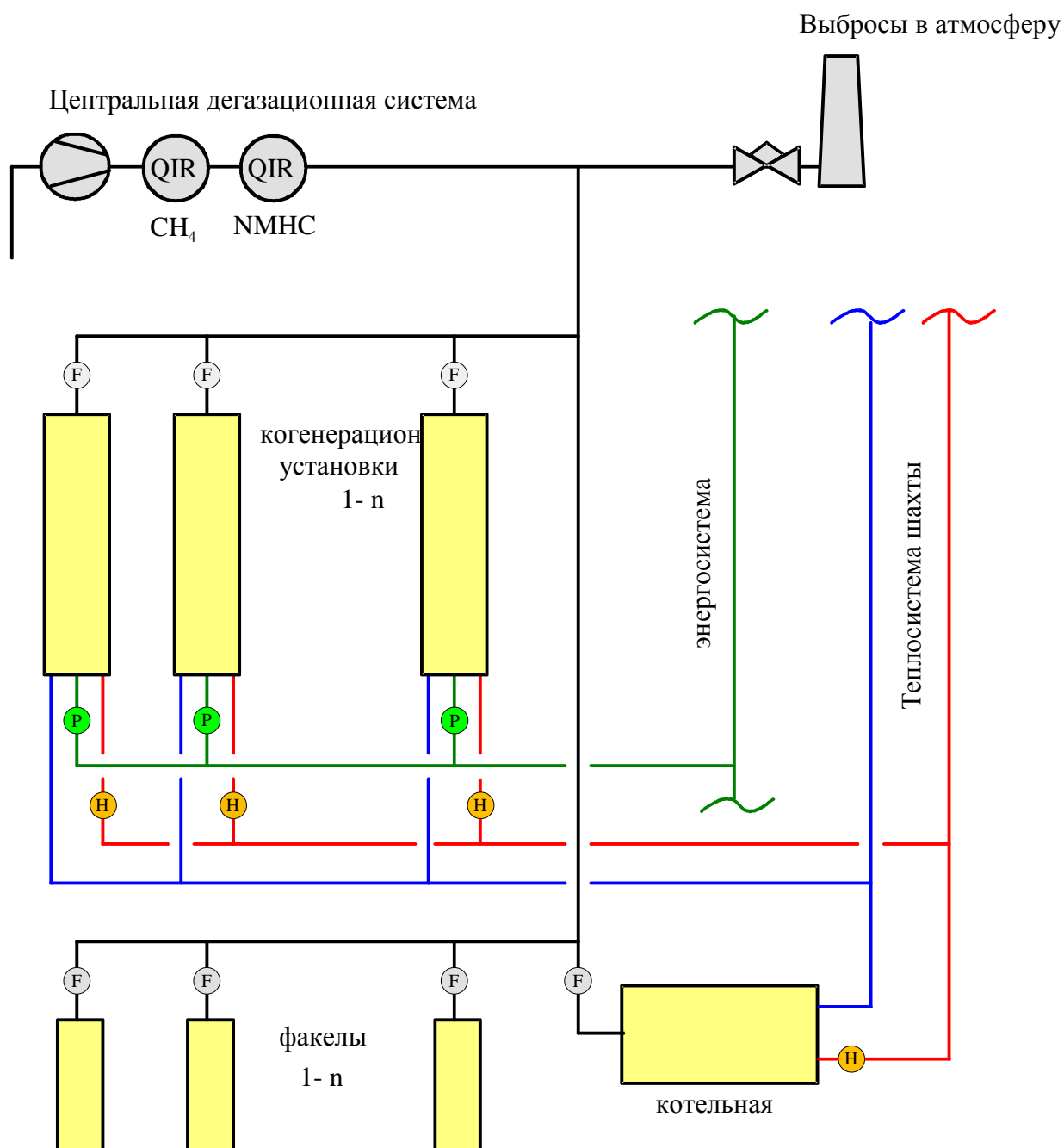


Рис. Приложение 3-1: Общая установочная схема: F – расходомер; P – счётчик электроэнергии; H – тепломер

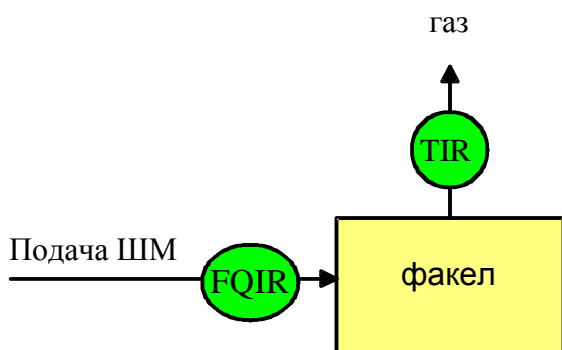


Рис. Приложение 3-2: Схема мониторинга факела

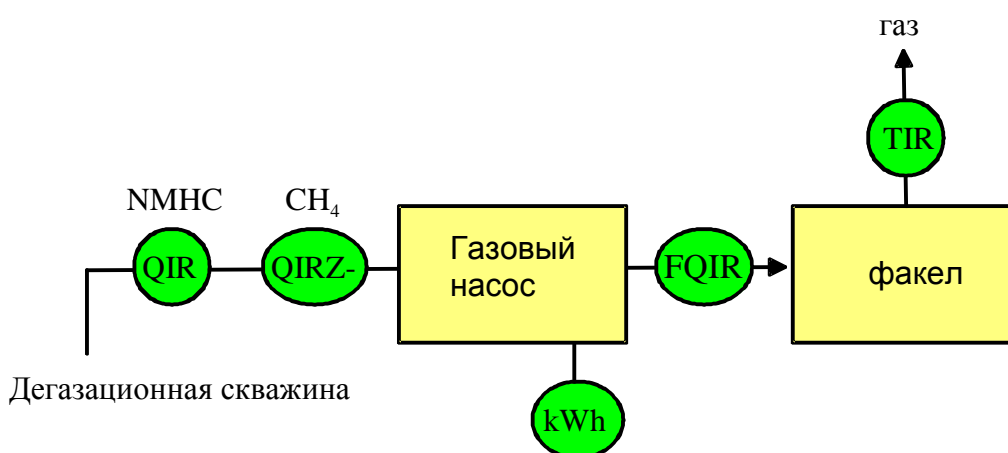


Рис. Приложение 3-2: Схема мониторинга, объединённая для насоса и факела, установленных на дегазационной скважине

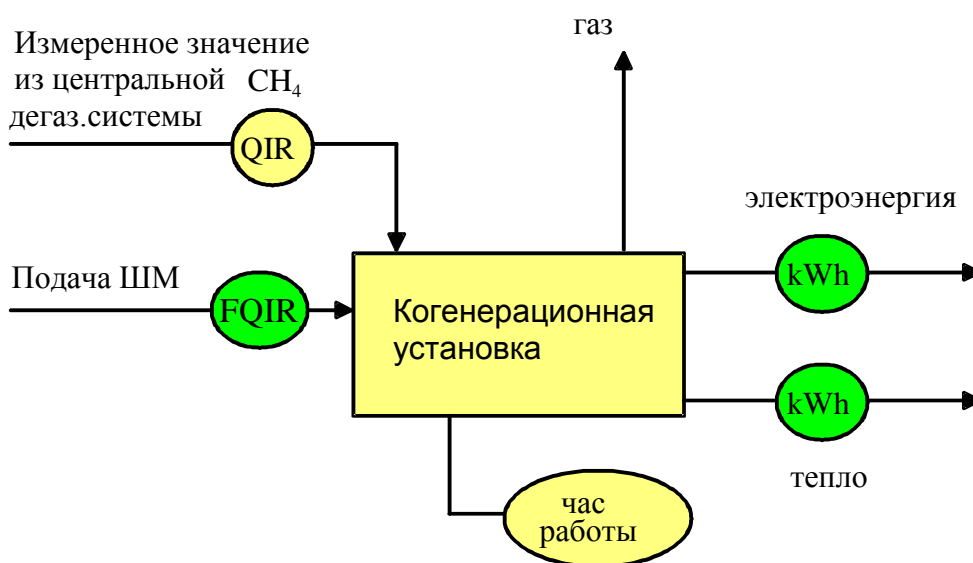


Рис. Приложение 3-3: Схема мониторинга когенерационной установки

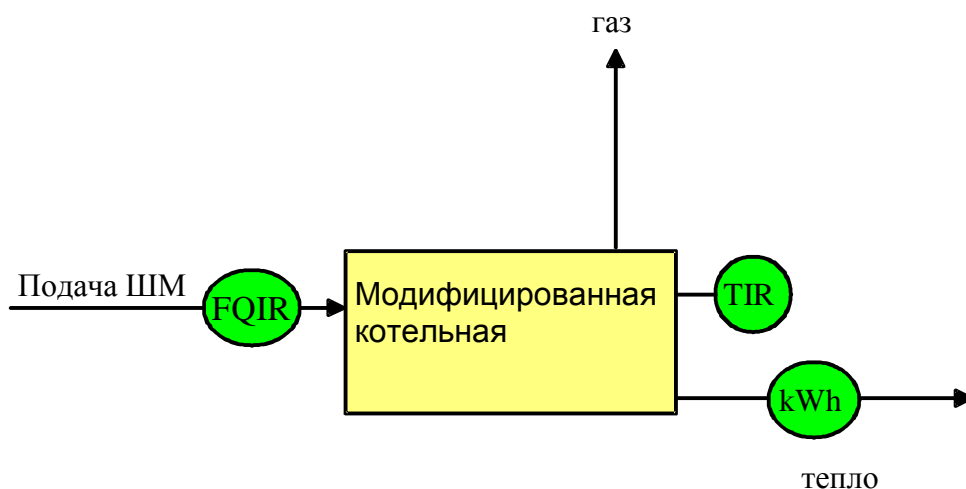


Рис. Приложение 3-4: Схема мониторинга котельной, работающей на ШИМ

Данные и параметры, не требующие мониторинга

Данные/параметр Данные: Описание: Источник данных: Процедуры измерения (если есть): Частота мониторинга: Процедуры контроля качества: Примечания:	$SEF_{ELEC,PJ}$ $T_{CO_2\text{э}} / \text{МВт-час}$ Коэффициент углеродной эмиссии $CONS_{ELEC,PJ}$ Центр Новен, *) Ex-ante *) эти данные будут заменены официальными данными, после их одобрения российскими уполномоченными органами
Данные/параметр Данные: Описание: Источник данных: Процедуры измерения (если есть): Частота мониторинга: Процедуры контроля качества: Примечания:	ρ_{CH_4} кг/м^3 Плотность метана при нормальных условиях DIN ISO 6976 (1995) Ex-ante Нормальные условия 1013 mbar, 273.15°K
Данные/параметр Данные: Описание:	Eff_{ELEC} - Эффективность разрушения метана / окисления в установке пр-ва электроэнергии



Источник данных: Процедуры измерения (если есть): Частота мониторинга: Процедуры контроля качества: Примечания:	IPCC Ex-ante
Данные/параметр Данные: Описание: Источник данных: Процедуры измерения (если есть): Частота мониторинга: Процедуры контроля качества: Примечания:	Eff_{HEAT} - Эффективность разрушения метана / окисления в установке пр-ва теплоэнергии IPCC Ex-ante
Данные/параметр Данные: Описание: Источник данных: Процедуры измерения (если есть): Частота мониторинга: Процедуры контроля качества: Примечания:	CEF_{CH_4} $tCO_2э/tCH_4$ Коэффициент углеродной эмиссии для сожженного метана IPCC Ex-ante
Данные/параметр Данные: Описание: Источник данных: Процедуры измерения (если есть): Частота мониторинга: Процедуры контроля качества: Примечания:	GWP_{CH_4} $t CO_2э/ tCH_4$ Потенциал метана для глобального потепления IPCC Ex-ante
Данные/параметр Данные: Описание:	$EF_{CO_2,Coal}$ $tC / MДж$ Коэффициент углеродной эмиссии замещённого условно произведённого тепла (посредством сжигания угля)



Источник данных:	IPCC
Процедуры измерения (если есть):	
Частота мониторинга:	Ex-ante
Процедуры контроля качества:	
Примечания:	



Расчёт CEF_{NMHC}

CEF_{NMHC} различается в зависимости от концентрации единственного NMHC, входящего в газ. CEF_{NMHC} может быть рассчитан с использованием следующей формулы:

$$CEF_{\text{NMHC}} = \sum_{i=1}^n PC_i \times CEF_i$$

где:

CEF_{NMHC} коэффициент углеродной эмиссии для сжигаемых не метановых углеводородов ($\text{тCO}_2\text{э}/\text{тNMHC}$)

PC_i концентрация (массовая) NMHC компонента i в процентах от объёма NMHC

CEF_i коэффициент углеродной эмиссии для сжигаемого NMHC компонента i ($\text{тCO}_2\text{э}/\text{т}$ компонент i)

CEF_i для наиболее частотных компонентов предоставлены в таблице ниже. Далее компоненты CEF_i могут быть рассчитаны с использованием формулы х.

компонент	формула	структура	CEF [$\text{тCO}_2\text{э}/\text{т}$ компонент]
этан	C_2H_6		2,933
пропан	C_3H_8		3,000
n-бутан	C_4H_{10}		3,034
i-бутан (изобутан)	C_4H_9		3,088

$$CEF_i = \frac{n_{\text{C},i} \times 44}{n_{\text{C},i} \times 12 + n_{\text{H},i}}$$

где:

CEF_i коэффициент углеродной эмиссии для сжигаемого NMHC компонента i ($\text{тCO}_2\text{э}/\text{т}$ компонент i)

$n_{\text{C},i}$ количество атомов С в компоненте i

$n_{\text{H},i}$ количество атомов Н в компоненте i



ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ПЛАНЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ШАХТ

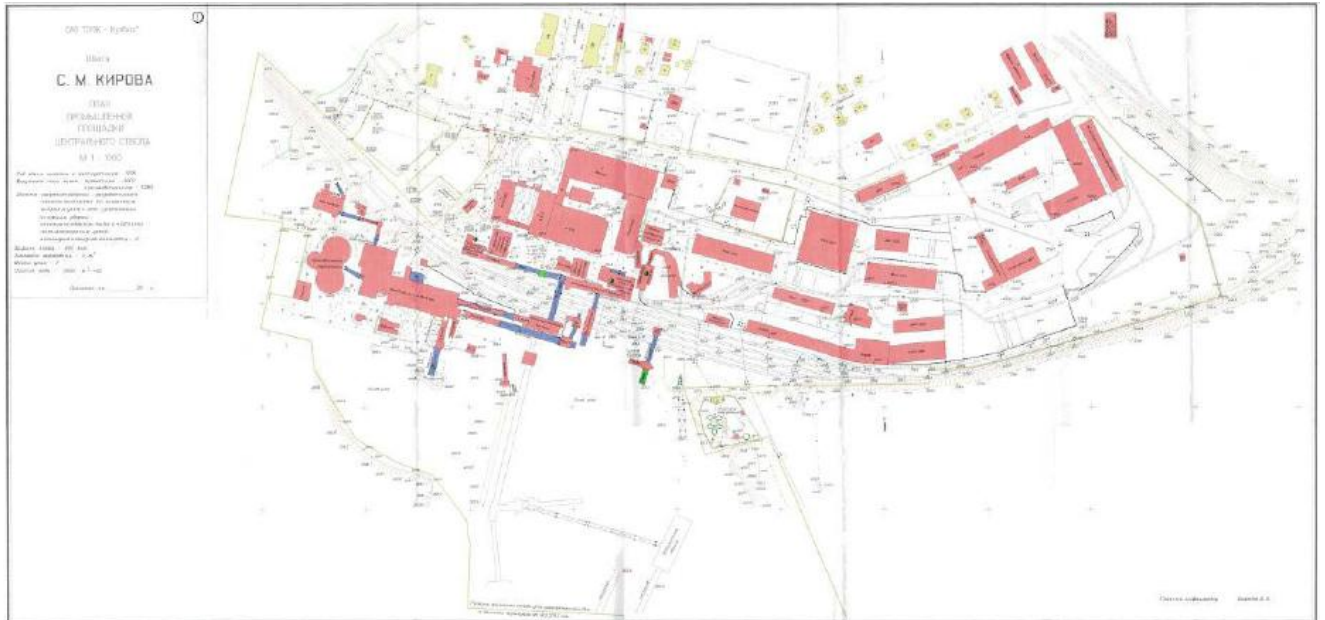


Рис. Приложение 4-1: План промышленной площадки угольной шахты «Им. С.М. Кирова»



Рис. Приложение 4-2: План промышленной площадки ОАО «Шахта «Комсомолец»

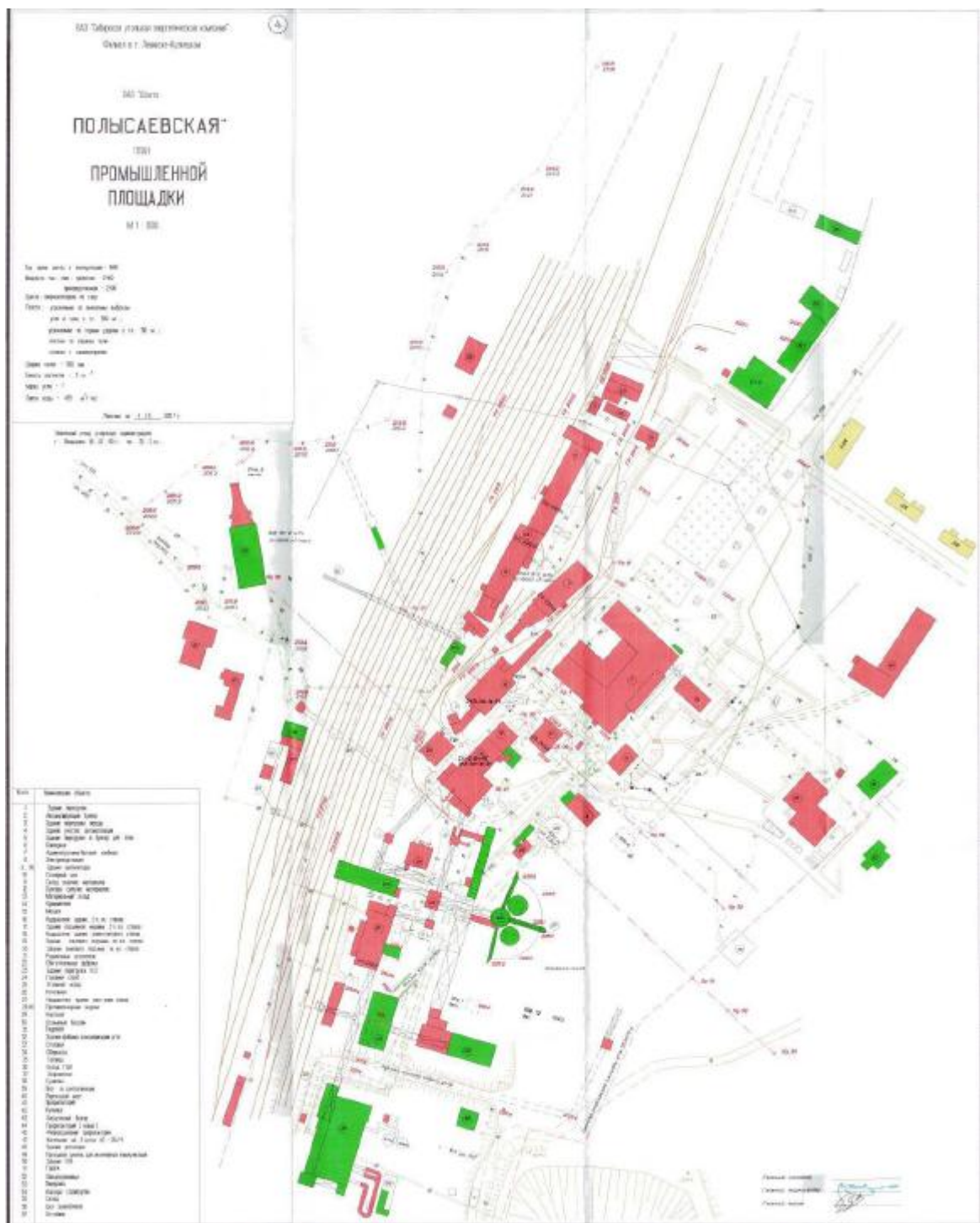


Рис. Приложение 4-3: План промышленной площадки ОАО «Шахта Польсаевская»

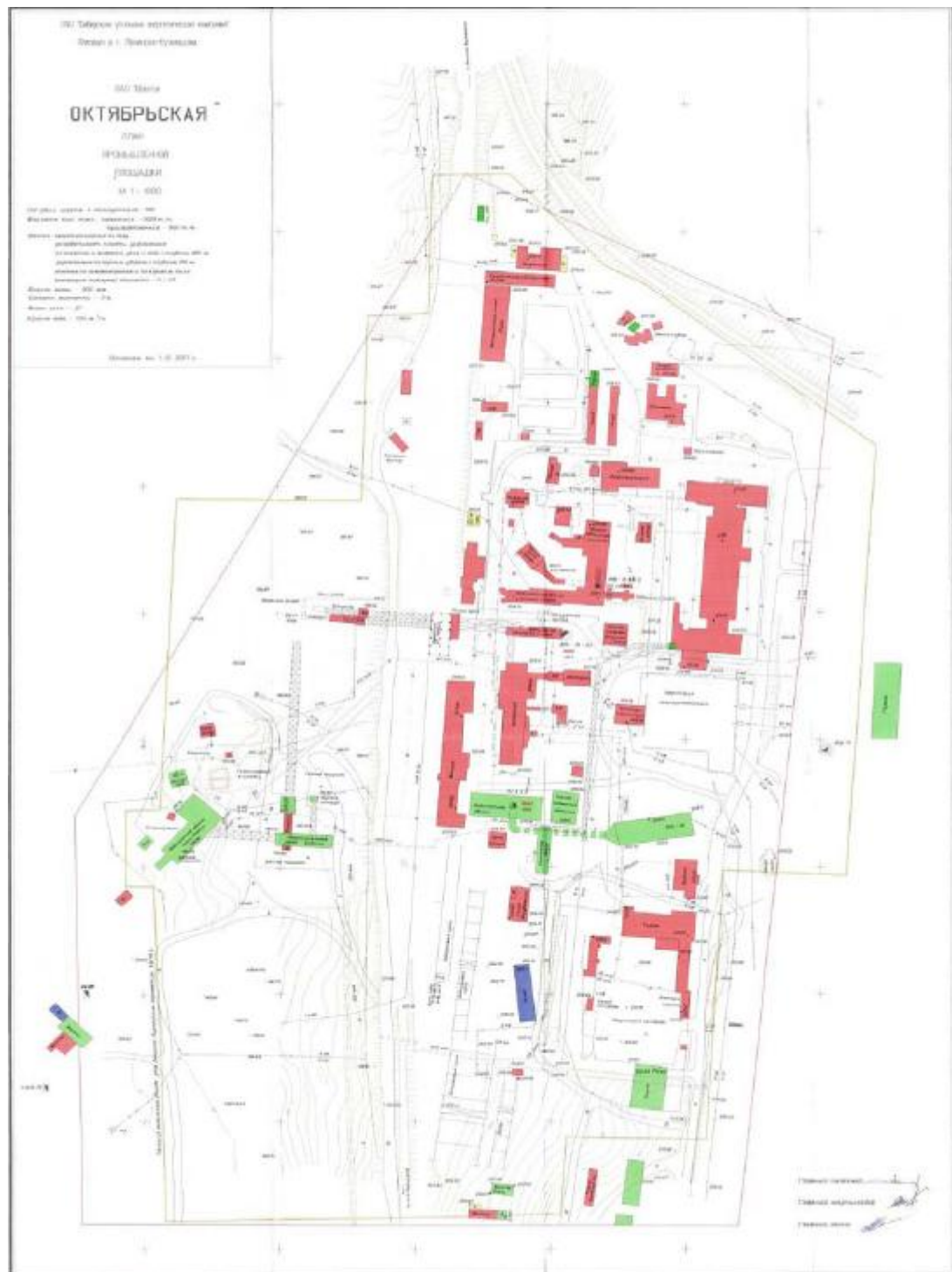


Рис. Приложение 4-4: План промышленной площадки ОАО «Шахта Октябрьская»

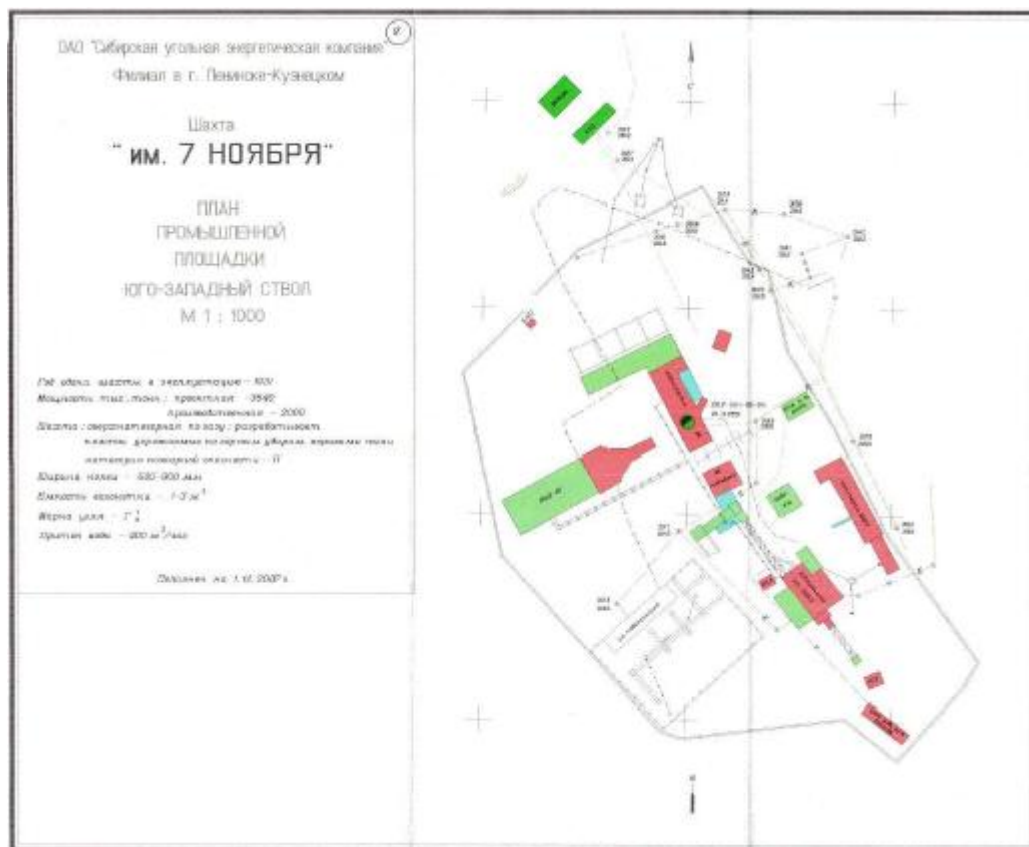


Рис. Приложение 4-5: План промышленной площадки угольной шахты «Им 7 Ноябрь»

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5****ОЦЕНКА СОКРАЩЕНИЙ ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ
ПО КАЖДОЙ ШАХТЕ****Приложение 5-1: ш. Кирова***Таблица Приложение5-1.1 – Расчетная эмиссия по проекту (ш. Кирова)*

Расчетная эмиссия по проекту [т CO ₂ э / год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2011-2017
Сжигание метана						
Факельная установка	41.079	47.525	11.159	11.159	11.159	11.159
Котельная (тепло)	6.577	10.775	10.075	10.075	10.075	10.075
Газомотор (электро/тепло энергия)	4.594	95.554	138.023	138.023	138.023	138.023
Дополнительное потребление электроэнергии						
Когенерация	92	2.924	4.222	4.170	4.110	4.110
Несоженный метан от факелов	34.855	40.325	9.468	9.468	9.468	9.468
Всего	87.197	197.104	172.947	172.896	172.835	172.835

Таблица Приложение5-1.2 Расчетная эмиссия базовой линии (ш. Кирова)

Расчетная эмиссия базовой линии [т CO ₂ э /год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Исключение выбросов метана в результате выполнения проекта						
Факельная установка	348.549	403.245	94.682	94.682	94.682	94.682
Котельные (тепло)	50.224	82.282	76.939	76.939	76.939	76.939
Когенерация (электричество и тепло)	35.080	729.687	1.053.993	1.053.993	1.053.993	1.053.993
Производство тепла замещенного выполнением проектом	12.626	41.031	53.553	53.553	53.553	53.553
Производство электроэнергии замещенной выполнением проекта	4.218	86.700	123.762	122.291	120.575	120.575
Всего	450.698	1.342.945	1.402.929	1.401.458	1.399.742	1.399.742



Таблица Приложение5-13– Эмиссия по проекту и сокращение эмиссии в первый кредитный период (2008-2012) ш. Кирова

Год	Расчетная эмиссия по проекту (тCO ₂ э)	Расчетная утечка (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2008	87.197	-	450.698	363.501
2009	197.104	-	1.342.945	1.145.841
2010	172.947	-	1.402.929	1.229.982
2011	172.896	-	1.401.458	1.228.563
2012	172.835	-	1.399.742	1.226.907
Всего (тCO ₂ э)	802.978	-	5.997.772	5.194.794

Таблица Приложение5-1.4 – Предполагаемая эмиссия и объем сокращений в период 2013 – 2017 Ш. Кирова

Год	Расчетная эмиссия по проекту (тCO ₂ э)	Расчетные утечки (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2013	172.835	-	1.399.742	1.226.907
2014	172.835	-	1.399.742	1.226.907
2015	172.835	-	1.399.742	1.226.907
2016	172.835	-	1.399.742	1.226.907
2017	172.835	-	1.399.742	1.226.907
Всего (тCO ₂ э)	864.177	-	6.998.711	6.134.534

Общая эмиссия проекта

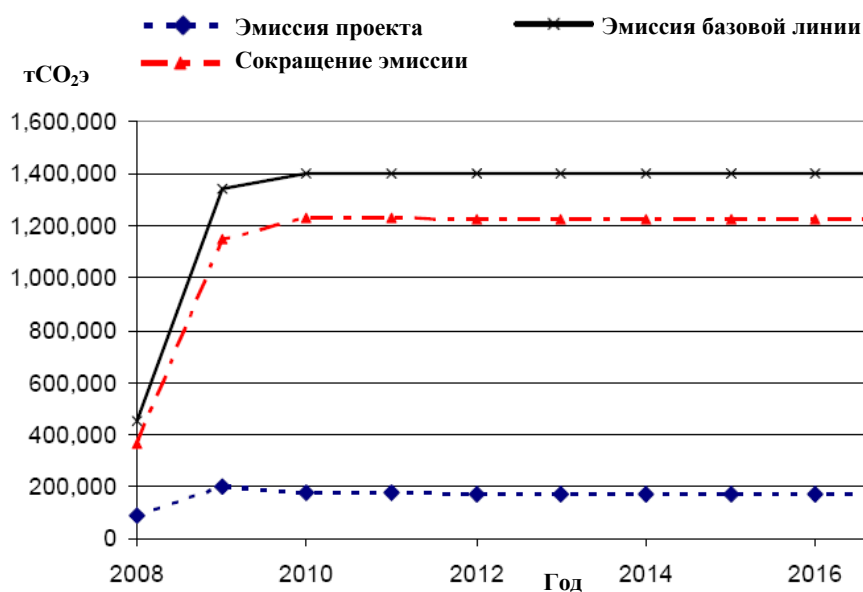


Рис. Приложение 5-1.1: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: Всего ии. Кирова

Эмиссия факельной установки

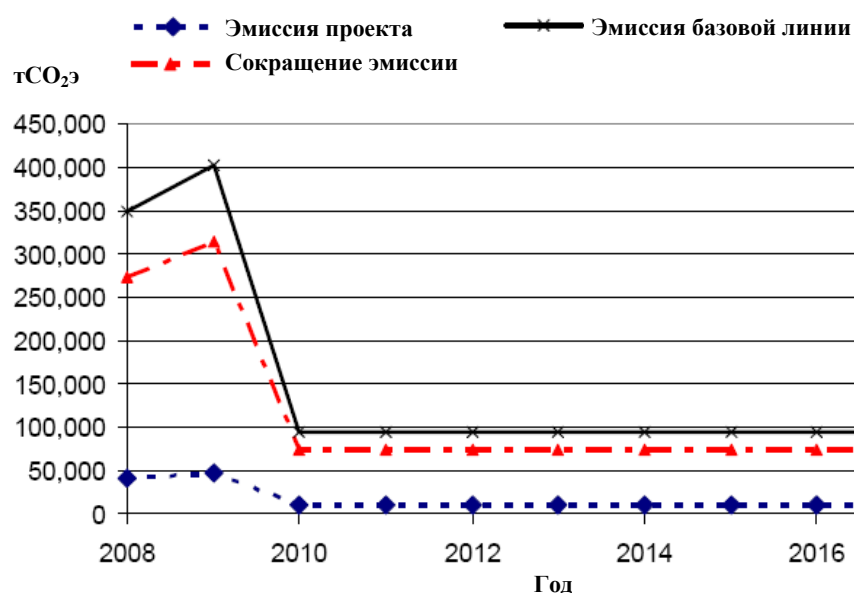


Рис. Приложение 5-1.2: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: Факельные установки, ии. Кирова

Эмиссия котельной установки

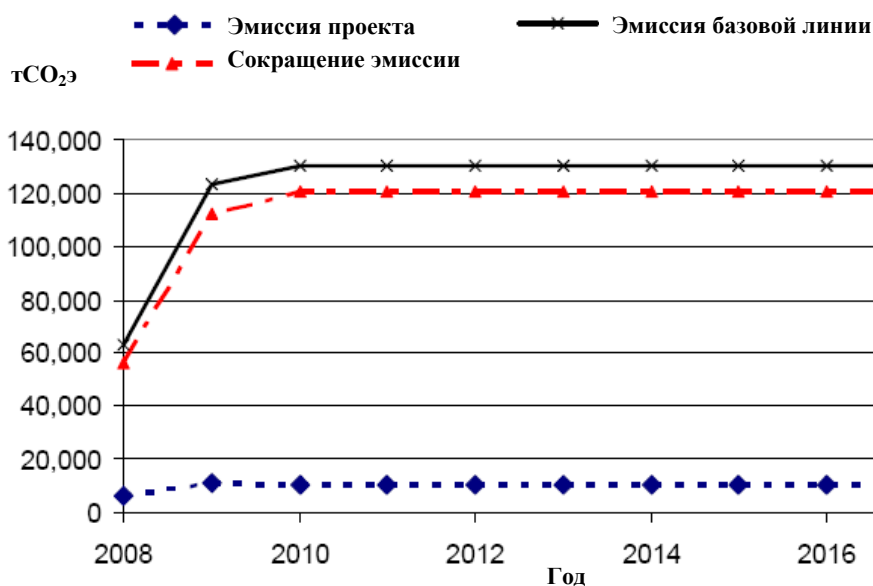


Рис. Приложение 5-1.3: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: Котельные установки. Ш. Кирова

Эмиссия газомоторной установки

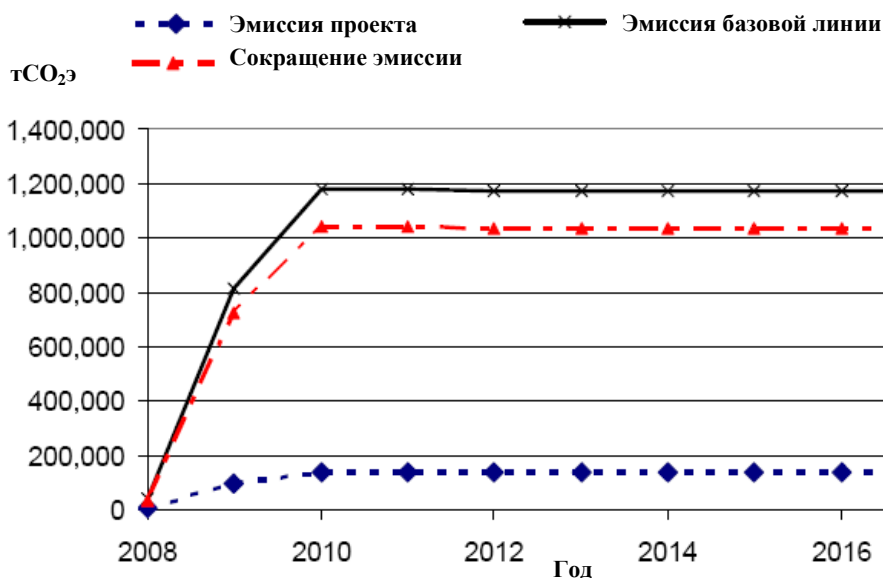


Рис. Приложение 5-1.4: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: газомоторная установка, ш. Кирова

**Приложение 5-2: Ш. Польшаевская***Таблица Приложение 5-2.1 – расчетная эмиссия проекта ш. Польшаевская*

Расчетная эмиссия проекта [т CO ₂ э /год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Сжигание метана						
Факельная установка	7.469	40.812	8.269	13.426	5.868	10.670
Котельная (тепло)	0	3.079	8.312	4.954	0	0
Газомотор (электро/тепло энергия)	2.858	62.886	90.518	164.362	199.319	210.897
Дополнительное потребление электроэнергии						
Когенерация	92	1.997	2.840	5.094	6.088	6.442
Несоженный метан от факелов	6.337	34.629	7.016	11.392	4.979	4.979
Всего	16.756	143.403	116.956	199.228	216.254	232.988

Таблица Приложение 5-2.2 – Расчетная эмиссия базовой линии, ш. Польшаевская

Расчетная эмиссия базовой линии [т CO ₂ э /год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Исключение выбросов метана в результате выполнения проекта						
Факельная установка	63.372	346.285	70.162	113.920	49.793	81.479
Котельные (тепло)	0	23.509	63.475	37.829	0	0
Когенерация (электричество и тепло)	21.828	480.223	691.229	1.255.127	1.522.069	1.610.487
Производство тепла, замещенного выполнением проектом	1.289	21.646	40.141	40.141	40.141	40.141
Производство электроэнергии, замещенной выполнением проекта	2.625	57.059	81.141	145.538	173.949	184.053
Всего	89.114	928.722	946.149	1.592.554	1.785.952	1.916.160

Таблица Приложение 5-2.3 – Эмиссия по проекту и сокращение эмиссии в первый кредитный период (2008-2012) ш. Польшаевская

Год	Расчетная эмиссия по проекту (тCO ₂ э)	Расчетная утечка (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2008	16.756	-	89.114	72.358



2009	143.403	-	928.722	785.319
2010	116.956	-	946.149	829.193
2011	199.228	-	1.592.554	1.393.327
2012	216.254	-	1.785.952	1.569.697
Всего (тCO ₂ э)	692.597	-	5.342.492	4.649.895

Таблица Приложение5-2.4 – Прогнозируемая эмиссия и объем сокращений в период 2013 – 2017
Ш. Полысаевская

Год	Расчетная эмиссия по проекту (тCO ₂ э)	Расчетные утечки (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии	Расчетное сокращение эмиссии
2013	232.988	-	1.916.160	1.683.172
2014	232.988	-	1.916.160	1.683.172
2015	232.988	-	1.916.160	1.683.172
2016	232.988	-	1.916.160	1.683.172
2017	232.988	-	1.916.160	1.683.172
Всего (тCO ₂ э)	1.164.940	-	9.580.802	8.415.862

Общая эмиссия проекта

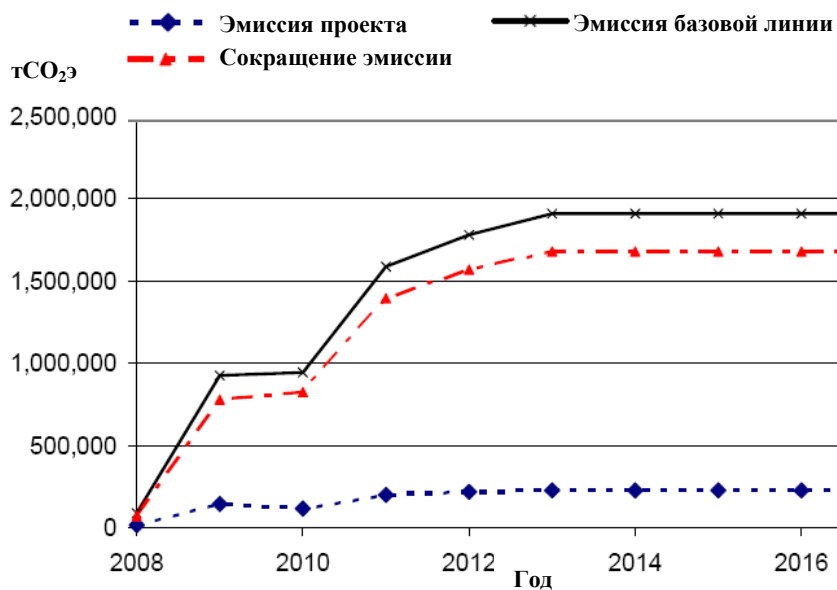


Рис Приложение 5-2.1: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: Всего: и. Польшаевская

Эмиссия факельной установки

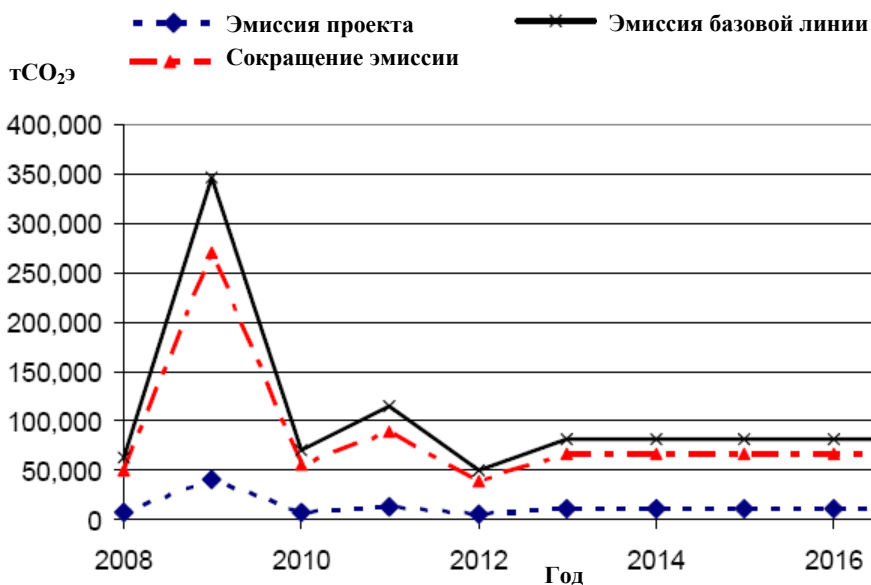


Рис. Приложение 5-2.2: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: факельная установка и. Польшаевская

Эмиссия котельной установки

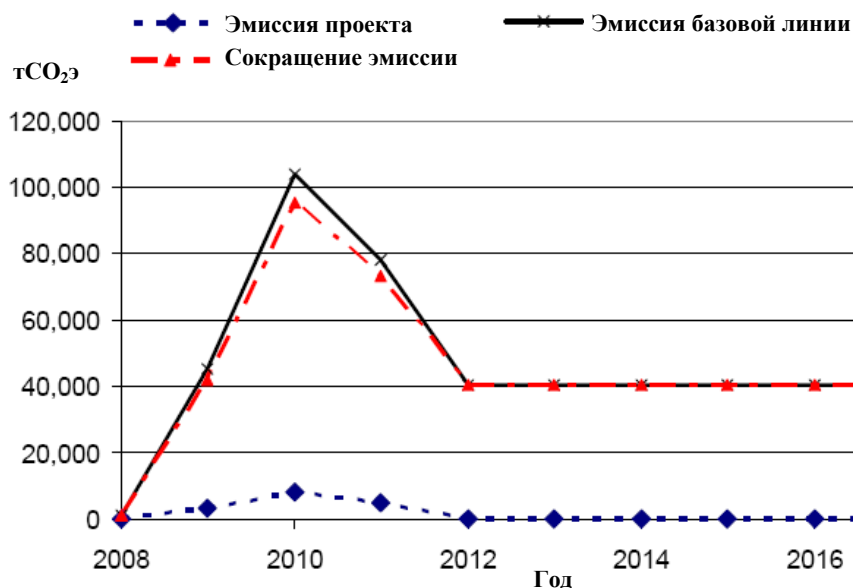


Рис. Приложение 5-2.3: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: котельная установка, ш. Польшаевская

Эмиссия газомоторной установки

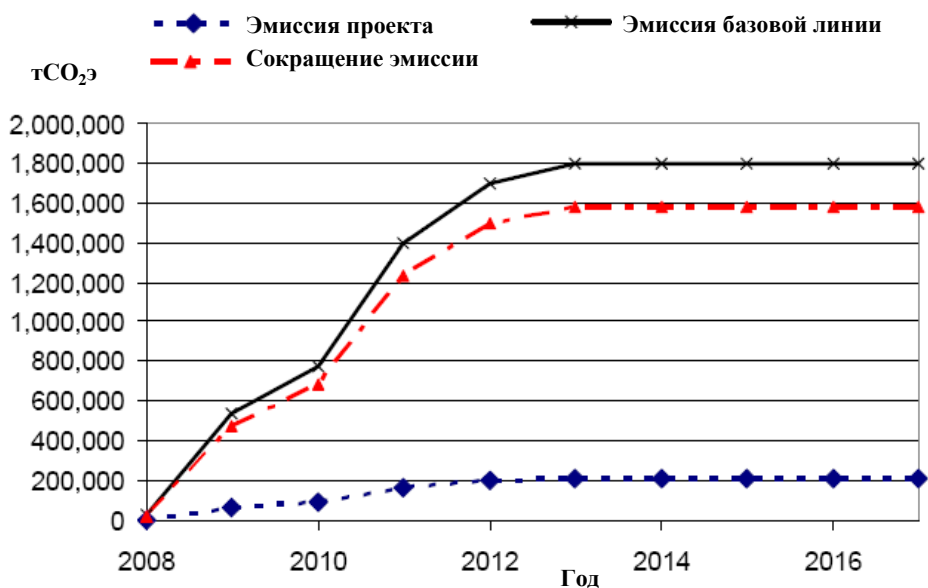


Рис. Приложение 5-2.4 Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: газомоторная установка, ш. Польшаевская

**Приложение 5-3: ш. Октябрьская***Таблица Приложение 5-3.1 – Расчетная эмиссия проект, ш. Октябрьская*

Расчетная эмиссия проекта [т CO ₂ э /год]						
год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Сжигание метана						
Факельная установка	3.734	11.203	11.381	8.892	8.892	8.892
Котельная (тепло)	0	3.358	5.038	3.358	3.358	3.358
Газомотор (электро/тепло энергия)	2.858	60.691	124.343	131.098	131.098	131.098
Дополнительное потребление электроэнергии						
Когенерация	92	1.927	3.901	4.063	4.004	4.004
Несоженный метан от факелов	3.169	9.506	9.657	7.544	7.544	7.544
Всего	9.853	86.686	154.320	154.955	154.897	154.897

Таблица Приложение 5-3.2 – Расчетная эмиссия базовой линии, ш. Октябрьская

Расчетная эмиссия базовой линии [т CO ₂ э /год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Исключение выбросов метана в результате выполнения проекта						
Факельная установка	31.686	95.059	96.568	75.443	75.443	75.443
Котельные (тепло)	0	25.646	38.470	25.646	25.646	25.646
Когенерация (электричество и тепло)	21.828	463.462	949.531	1.001.113	1.001.113	1.001.113
Производство тепла, замещенного выполнением проектом	1.289	24.007	40.397	40.397	40.397	40.397
Производство электроэнергии, замещенной выполнением проекта	2.625	55.067	111.462	116.084	114.412	114.412
Всего	57.428	663.241	1.236.427	1.258.684	1.257.012	1.257.012



Таблица Приложение5-3.3 – Эмиссия проекта и сокращение эмиссии в первый кредитный период (2008-2012) ш. Октябрьская

Год	Расчетная эмиссия проекта (тCO ₂ э)	Расчетные утечки (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2008	9.853	-	57.428	47.575
2009	86.686	-	663.241	576.554
2010	154.320	-	1.236.427	1.082.107
2011	154.955	-	1.258.684	1.103.729
2012	154.897	-	1.257.012	1.102.115
Всего (тCO ₂ э)	560.712	-	4.472.792	3.912.080

Таблица Приложение5-3.4 – Прогнозируемая эмиссия и сокращение эмиссии в период 2013 – 2017 ш. Октябрьская

Год	Расчетная эмиссия проекта (тCO ₂ э)	Расчетные утечки (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2013	154.897	-	1.257.012	1.102.115
2014	154.897	-	1.257.012	1.102.115
2015	154.897	-	1.257.012	1.102.115
2016	154.897	-	1.257.012	1.102.115
2017	154.897	-	1.257.012	1.102.115
Всего (тCO ₂ э)	774.485	-	6.285.060	5.510.576

Общая эмиссия проекта

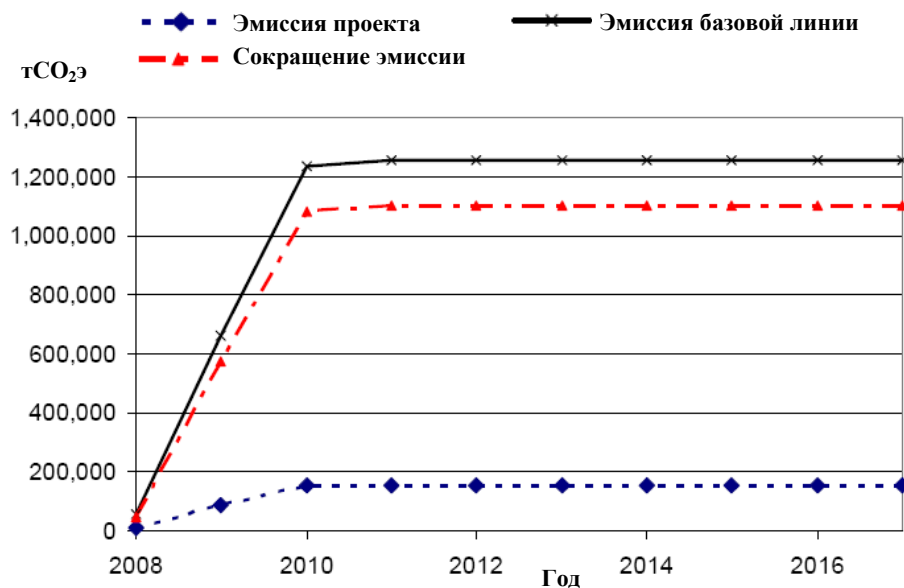


Рис. Приложение5-3.1: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: Всего: ш. Октябрьская

Эмиссия факельной установки

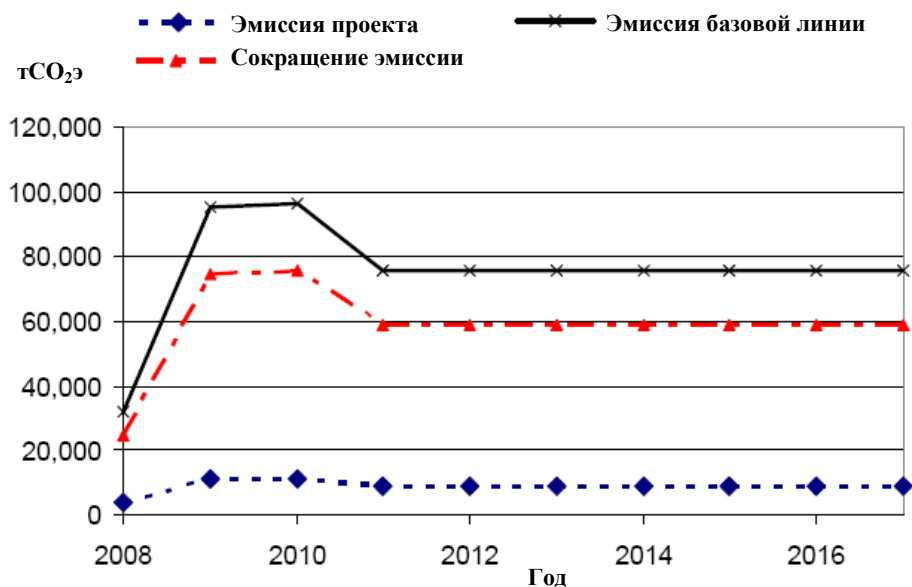


Рис Приложение5-3.2: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: факельная установка, ш. Октябрьская

Эмиссия котельной установки

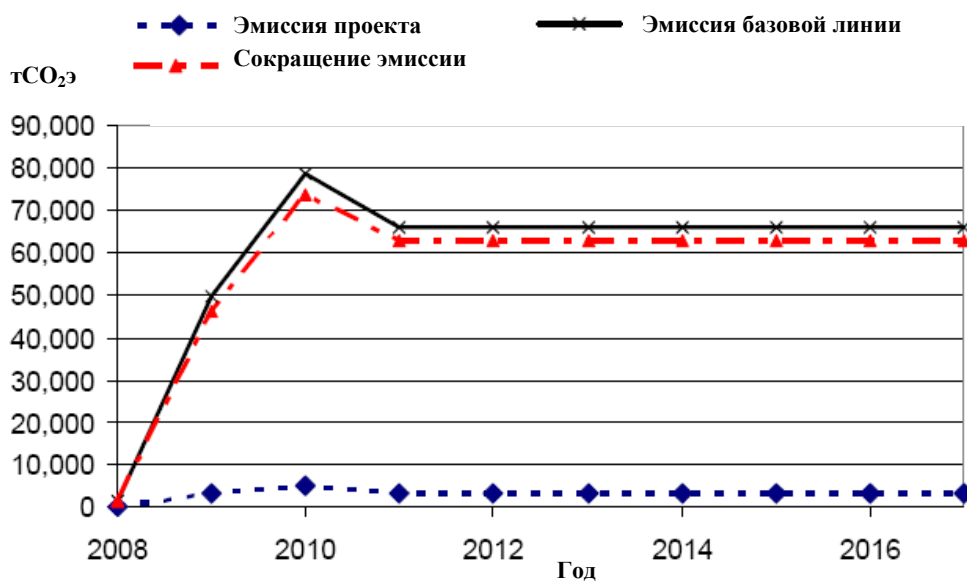


Рис Приложение5-3.3: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: котельная, ш. Октябрьская

Эмиссия газомоторной установки

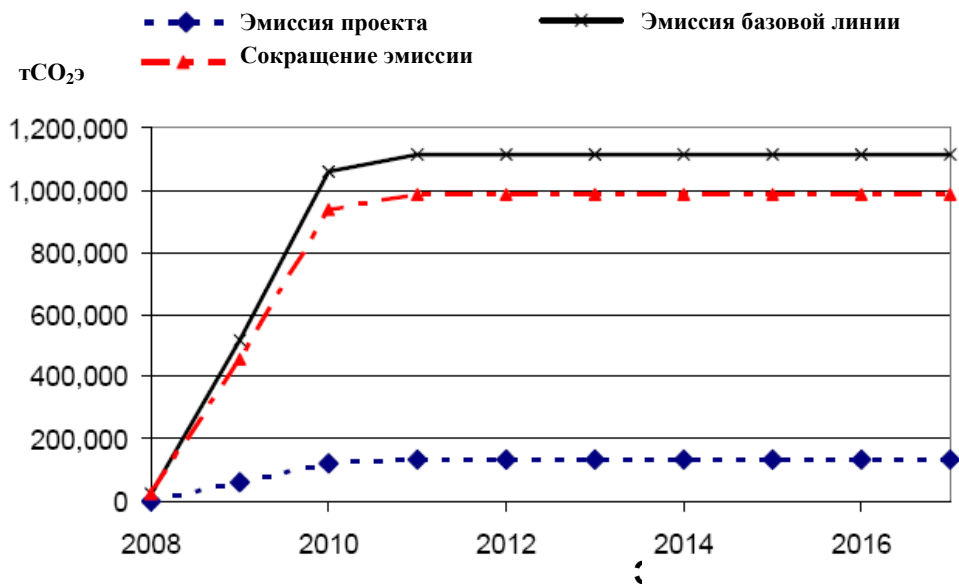


Рис. Приложение5-3.4: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: газомоторная установка, ш. Октябрьская

**Приложение 5-4: ш. 7 ноября***Таблица Приложение 5-4.1 – Расчетная эмиссия проекта ш. 7 Ноября*

Расчетная эмиссия проекта [т CO ₂ э /год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Сжигание метана						
Факельная установка	3.734	12.093	8.002	8.002	8.002	8.002
Котельная (тепло)	5.458	4.898	0	0	0	0
Газомотор (электро/тепло энергия)	1.429	80.037	137.206	137.206	137.206	137.206
Дополнительное потребление электроэнергии						
Когенерация	46	2.542	4.305	4.252	4.191	4.191
Несожженный метан от факелов	3.169	10.260	6.790	6.790	6.790	6.790
Всего	13.836	109.829	156.303	156.251	156.190	156.190

Таблица Приложение 5-4.2 – Расчетная эмиссия базовой линии, ш. 7 Ноября

Расчетная эмиссия базовой линии [т CO ₂ э /год]						
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017
Исключение выбросов метана в результате выполнения проекта						
Факельная установка	31.686	102.603	67.899	67.899	67.899	67.899
Котельные (тепло)	41.676	37.401	0	0	0	0
Когенерация (электричество и тепло)	10.914	611.192	1.047.758	1.047.758	1.047.758	1.047.758
Производство тепла замещенного выполнением проектом	10.052	24.349	26.398	26.398	26.398	26.398
Производство электроэнергии замещенной выполнением проекта	1.312	72.620	122.992	121.492	119.742	119.742
Всего	95.640	848.166	1.265.048	1.263.548	1.261.798	1.261.798

Таблица Приложение 5-4.3 – Эмиссия проекта и сокращение эмиссии в первый кредитный период (2008-2012) ш. 7 ноября

Год	Расчетная эмиссия проекта (тCO ₂ э)	Расчетные утечки (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2008	13.836	-	95.640	81.804



2009	109.829	-	848.166	738.337
2010	156.303	-	1.265.048	1.108.744
2011	156.251	-	1.263.548	1.107.297
2012	156.190	-	1.261.798	1.105.608
Всего (тCO ₂ э)	592.409	-	4.734.199	4.141.790

Таблица Приложение 5-4.4 – Прогнозируемая эмиссия проекта и сокращение эмиссии в (2008-2012) ш. 7 ноября

Год	Расчетная эмиссия проекта (тCO ₂ э)	Расчетные утечки (тCO ₂ э)	Расчетная эмиссия базовой линии (тCO ₂ э)	Расчетное сокращение эмиссии (тCO ₂ э)
2013	156.190	-	1.261.798	1.105.608
2014	156.190	-	1.261.798	1.105.608
2015	156.190	-	1.261.798	1.105.608
2016	156.190	-	1.261.798	1.105.608
2017	156.190	-	1.261.798	1.105.608
Всего (тCO ₂ э)	780.949	-	6.308.989	5.528.040

Общая эмиссия проекта

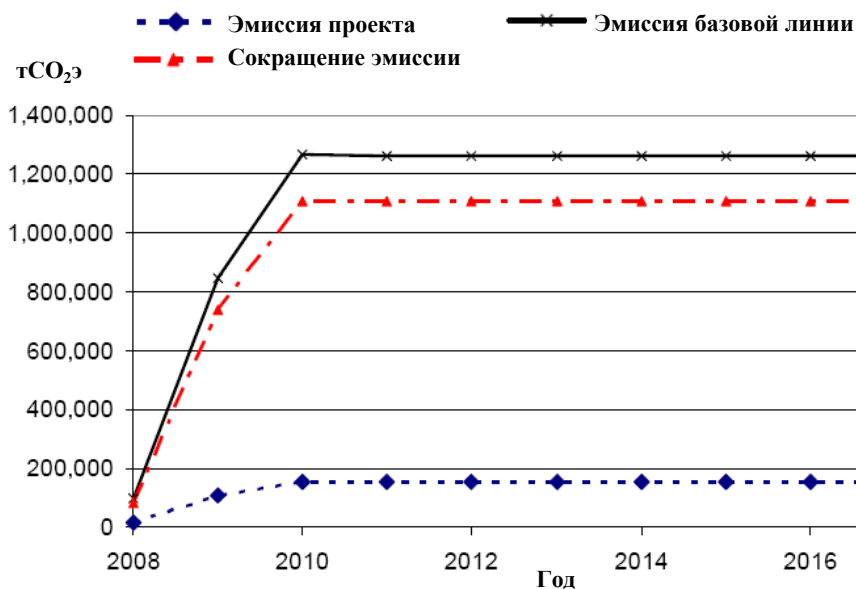


Рис. Приложение 5-4.1: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: Всего ш. 7Ноября

Эмиссия факельной установки

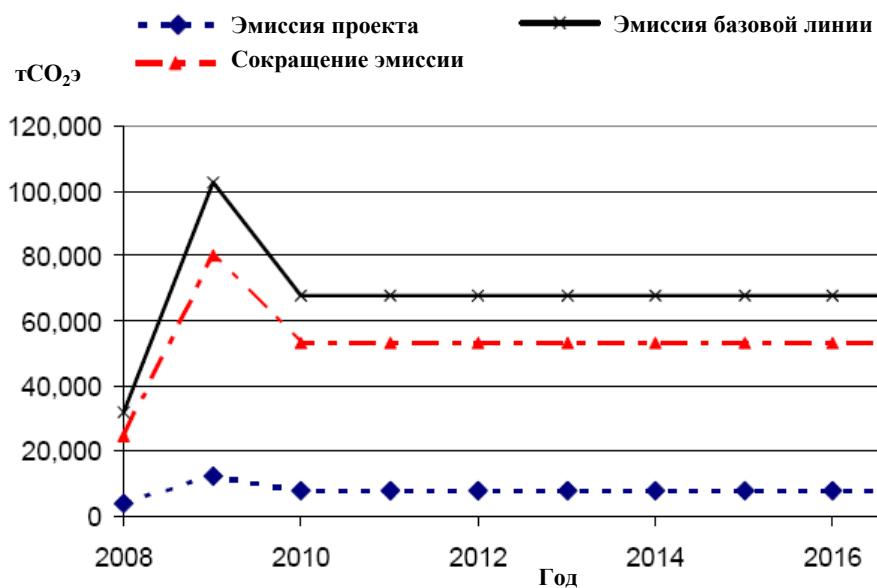


Рис. Приложение5-4. 2: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: факельная установка, ш. 7 Ноября

Эмиссия котельной установки

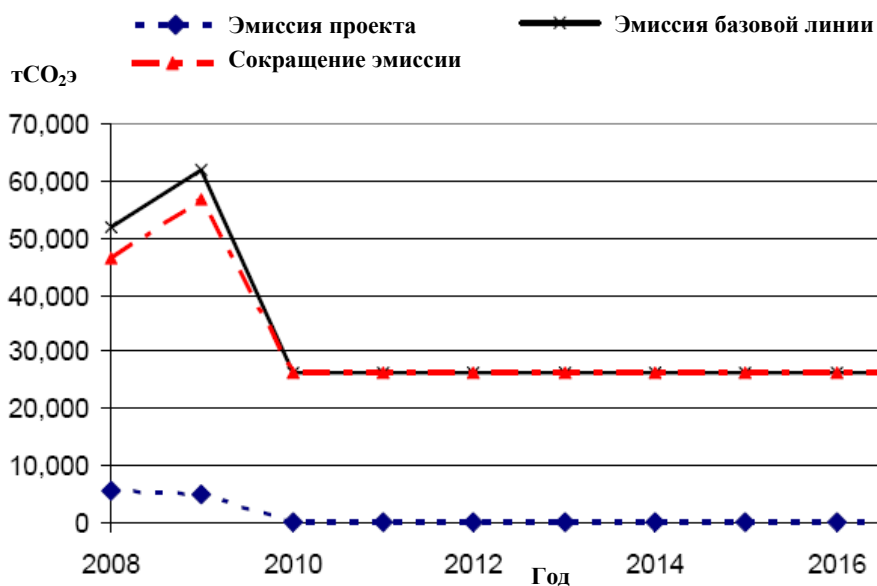


Рис. Приложение5-4. 3: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: котельная установка, ш. 7 Ноября

Эмиссия газомоторной установки

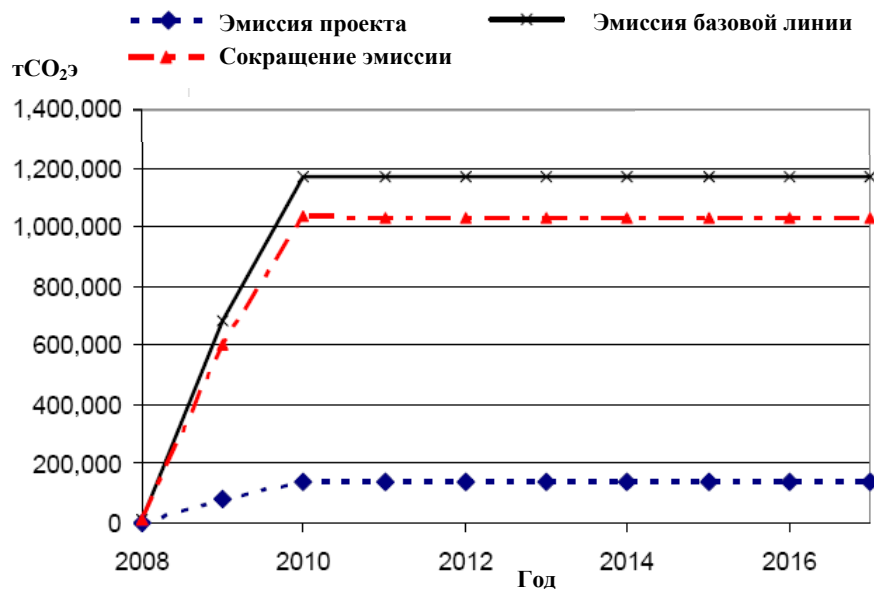


Рис. Приложение5-4.4: Эмиссия базовой линии, эмиссия проекта и сокращение эмиссии: газомоторная установка, и. 7 Ноября