

PROJECT DESIGN DOCUMENT

The Utilization Project of Methane Gas
from the Landfill Site in Surgut, Russia

February 2005

SHIKOKU ELECTRIC POWER CO., INC.





**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD)
Version 02 - in effect as of: 1 July 2004**

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Application of a monitoring methodology and plan
- E. Estimation of GHG emissions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders' comments

Annexes

- Annex 1: Contact information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding
- Annex 3: Baseline information
- Annex 4: Monitoring plan

**SECTION A. General description of project activity****A.1 Title of the project activity:**

The methane gas utilization project of the Surgut landfill site in Russia

A.2. Description of the project activity:

The objective of this project activity is contribute to the green house gas (hereinafter referred to “GHG”) emission reduction by capturing and destroying methane gas included in landfill gas (hereinafter referred to as “LFG”) naturally generated from a landfill site named “27th km MSW Landfill”, which is owned by a public company named CJSC Polygon Ltd. in Surgut, a provincial city of Russia. Moreover, this project activity will produce electricity and thermal energy by combusting the captured gas with a gas engine cogeneration system for LFG (hereinafter referred to as “CGS”). The energy from the CGS will displace electricity supplied from a diesel generator and thermal energy supplied from a fossil fuel combustion boiler, which exists in the baseline. These actions will reduce the quantity of fossil fuel used by these facilities in the baseline – fuels that greatly impact the environment and lead to global warming.

The project overview is as follows:

- This project will capture LFG efficiently by installing LFG capture equipment such as gas pipelines, blowers, LFG treatment equipment, gas holders, etc. in the landfill of CJSC Polygon Ltd.
- The surplus electricity and thermal energy produced by the captured gas will be sold for the demand of electricity and thermal energy in the landfill site other than the quantity of self consumption by the LFG capturing equipments, the CGS, etc.
- The surplus LFG that cannot be utilized by the CGS will be destroyed by flaring.

This project activity will contribute to the sustainable development in the host country, Russia, in the following aspects:

- This project will reduce fossil fuel consumption in Russia by utilizing LFG from a landfill site that currently produces no energy.
- Concern for the environmental is increasing in Russia as economic development continues, especially in metropolitan areas, but specific governmental actions, such as the development of environmental regulation, has yet to be legislated. The Russian geography, with its vast expanse of land, and as well as economic factors contribute to maintaining the present landfill disposal method in terms of waste disposal. Therefore, LFG generation from landfills will likely increase in Russia for foreseeable future, and thus, this project can be a model project that will be disseminated throughout Russia.
- Unpleasant smells and the hazardous nature of the poisonous burnable gas will be minimized by capturing LFG that would normally be released into the atmosphere.
- The awareness of residents will be improved by focusing on the environmental problems of waste disposal and residents will associate waste as an energy resource. Therefore, Russian society will take a step forward towards eco-friendly technologies, which have less of an environmental impact.
- The regional economy will be improved by increasing employment in construction and operation stages, as well as transactions with local enterprises.
- This project has the possibility of contributing to Russia’s energy conservation by increasing the awareness of biomass energy utilization and the development of biomass utilization technology.

A.3. Project participants:

**Shikoku Electric Power Co., Inc. (Contact Point):**

Shikoku Electric Power Co., Inc. is an electric power utility company in Japan that supplies electricity mainly to Shikoku the area, and is headquartered in Takamatsu City, Kagawa. In terms of international activities, this company has experience in introducing photovoltaic (PV) generation systems and biomass generation systems in Cambodia, China, and other areas in South-East Asia.

Shimizu Corporation:

Shimizu Corporation is a major general construction company whose headquarter is located in Tokyo. Shimizu Corporation has a great deal of experience in international construction projects and consulting. In terms of LFG utilization projects, this company is currently implementing a similar LFG utilization project in another location.

CJSC Polygon Ltd.:

CJSC Polygon Ltd. is a Russian company that owns the landfill named “27th km MSW Landfill” – the target site of this project. This company will operate the landfill site with the financial resources from its parent company. If this project will be implemented as a JI project and will install LFG capture and utilization system, they will generate revenue by selling “Carbon Credit” as ERU (Emission Reduction Unit) to Japanese companies and will appropriate the revenue to the initial investment and operation cost.

A.4. Technical description of the project activity:**A.4.1. Location of the project activity:****A.4.1.1. Host Party(ies):**

Russia

A.4.1.2. Region/State/Province etc.:

Tyumen Region Khanty-Mansi Autonomous District

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

Surgut

A.4.1.4. Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this project activity (maximum one page):

Surgut is located at north latitude of sixty-two degrees, east longitude of seventy-three degrees, approximately six hundred kilometers away from the Ural Mountains. Located on the Ob River, Surgut is a provincial industrial city whose population is approximately three hundred thousand. The major industry is production of petroleum and natural gas. The Surgut Region of Khanti-Mansi autonomous district in Tyumen region has an abundance of fossil fuel deposits, and due to this fact, the population tends to concentrate and increase in this area. Forty years will have passed since the



Fig. A-1 Location of Surgut, Russia

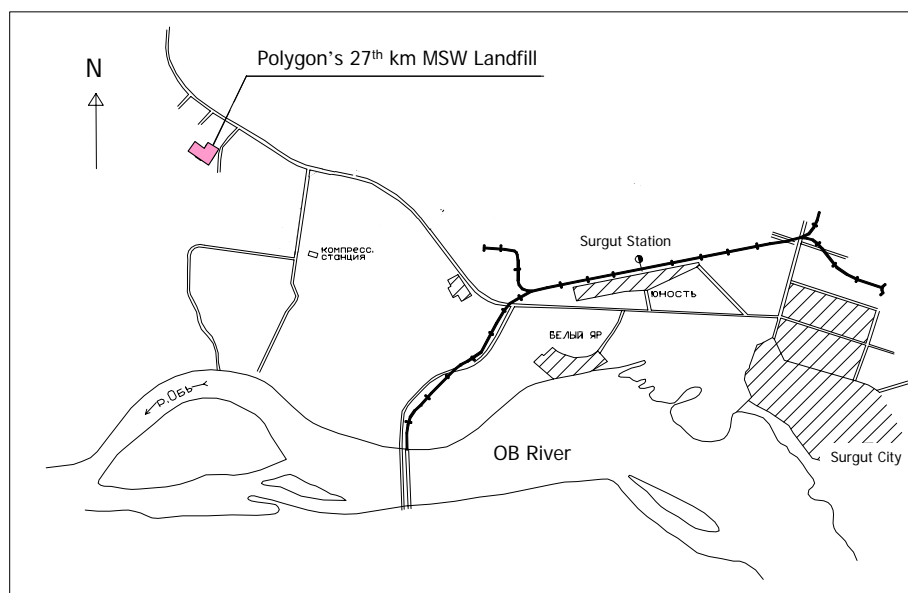
municipality of Surgut City was formed.

The amount of municipal solid waste (hereinafter referred to as MSW) generated in Surgut City and the Surgut Region is on the rise as along with the growth in population, and approximately one hundred thousand tons of MSW is now generated from Surgut City alone. However, Surgut City's landfill site is nearing capacity levels and the city's administration is considering whether the municipal landfill site should be continued or closed.

Conversely, CJSC Polygon Ltd. has just constructed the latest landfill site outside the city named "27th km MSW Landfill," which is 27km from the center of Surgut City (inside of Surgut Region.) The purpose of this landfill site revolves around the installation of a cutting-edge wastewater treatment facility and construction of a waste recycling facility that the municipal landfill site lacks. Thus, Polygon's new landfill is more environmental-friendly and is an attempt to minimize harm to the environment.

This project will introduce LFG capture system such as gas pipelines, blowers, LFG treatment equipment, gas holders, etc in order to capture LFG efficiently. The LFG captured will be fed into the CGS and used to produce electricity and thermal energy. The energy generated other than the energy consumed by the LFG capture system and the CGS themselves will be sold to the landfill. There are a service building, wastewater treatment facility, recycling facility of construction waste, hot houses, lighting system, etc. in the landfill, which means much power demand is in the landfill site. However, this landfill is twenty-seven kilometers far from Surgut City, thus electric power grid and thermal energy network does not exist near the landfill at all. The surplus LFG that cannot be utilized by the CGS will be destroyed by flaring.

Fig. A-2 The physical relationship between Surgut City and "27th km MSW landfill"



It should also be noted that the waste that CJSC Polygon Ltd. is targeting is part of the MSW from Surgut City and Surgut Region, as well as a portion of the industrial solid waste (hereinafter referred to as ISW) generated from many surrounding enterprises in Surgut. The ISW from the enterprises includes MSW as well as the MSW from Surgut City. In Polygon's landfill, the ISW that can be recycled will be recycled by the recycling facility and the MSW will be landfilled. The present quantity of waste disposal in the landfill is not considered high, but CJSC Polygon Ltd. will increase the contractual amount of waste disposals in the future.

**A.4.2. Categories of project activity:**

Referring UNFCCC “Sectoral Scope”, this project corresponds with No. 13 “Waste handling and disposal” and No.1 “Energy industries (renewable ~~—non-renewable~~ sources)”.

A.4.3. Technology to be employed by the project activity:**Technology of LFG capture system:**

The LFG capture system consists of vertical wells, horizontal gas pipelines, waterproofing cover, gas holders, blowers, measuring gauges, etc. Following the completion of the site, the waterproofing and air sealing cover on the top of the landfill will be installed, thus high efficiency capture of LFG will be realized.

Technology of LFG utilization system with small-scale gas engines utilizing biogas:

The LFG utilization system consists of gas engines which can be operated by lean methane gas as LFG, generators, control system, measuring gauges, exhaust gas boilers, etc. The total efficiency of the gas engine generator as a cogeneration system will be approximately eighty percent high – highly advanced technology is required for the biogas engine.

Operation & Maintenance, Management, and Training:

The operation and maintenance (O & M) for the LFG capture and utilization system will be trained by authorities on LFG capture and utilization systems and technical instructors from manufacturers in the first stage before the system starts its operation. Manuals on the operation and maintenance, and trouble shooting guides will be developed, and the system will be operated and maintained based on them. Moreover, study sessions and workshops concerning the technique of the O & M will be held periodically to familiarize the operators’ skill, which will be able to maintain their day-to-day O & M skill.

Daily maintenance and weekly & monthly inspections will be basically conducted by the operators themselves. Expendable supplies and material will be replaced and lubrication oil will be supplied adequately also by themselves. Periodically inspections for the LFG system will be ordered to the manufacturers and given by them.

The schematic below outlines the conceptual diagram of the LFG capture and utilization system of this project activity.

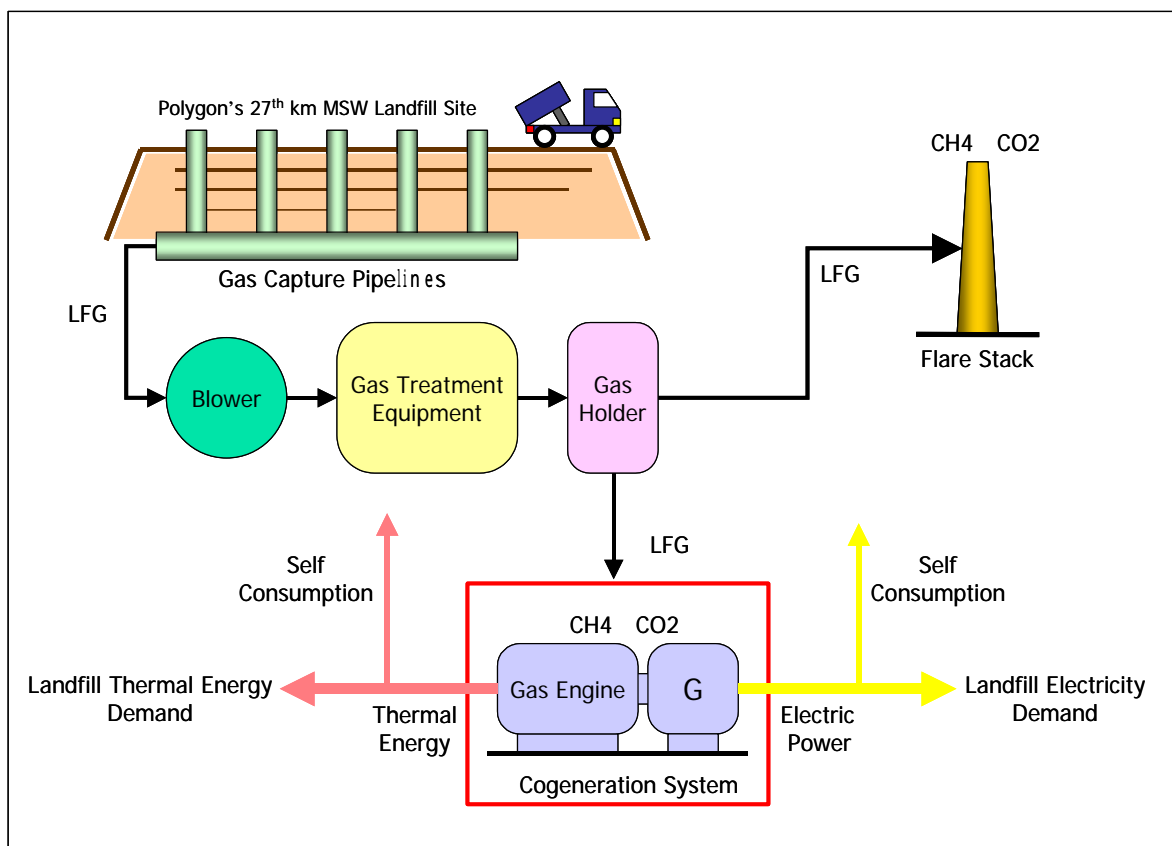


Fig. A-3 Conceptual diagram on the LFG capture and utilization system



A.4.4. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:

The host country (Russia), Surgut, and the project site have following barriers for this project activity.

- The project site does not have any plan to capture the LFG generated from the landfill. (Conventional barrier)
- The site has a plan to operate the landfill for nearly 30 years, which causes to generate a great deal of LFG, but no one recognizes it as a problem. (Conventional barrier)
- LFG capture and utilization technology has not been introduced in Surgut yet, and even in Russia, the technology has not been disseminated yet. (Technical barrier)
- People in Surgut does not think that energy conservation of capturing and utilizing LFG is important because Surgut has an abundance of fossil fuel deposit, thus, there is not any incentive to cost much time, effort, and money to introduce LFG capture and utilization system. (Technical, economical, and conventional barrier)
- Russia and Surgut lacks legislation to enforce the LFG capture on landfills so far and has no plan to introduce the legislation for the moment. (Legal barrier)
- Though Russia has just ratified Kyoto Protocol lately, the energy strategy in Russia still gives priorities on industrial activities for the Russian economical development rather than the GHG emission reductions especially in the local site like Surgut. (Political barrier)
- Though JSC Polygon is interested in the new technology of LFG systems, their landfill operation is the top priority, and they do not think that the investment to an LFG system is not effective. (Economical barrier)

These barriers lead a conclusion that the scenario that the project site will install an LFG capture and utilization system by itself is impossible.

There is another scenario that the landfill will introduce simple LFG capture wells and pipelines to destroy methane gas by a flare stack. However, this scenario will also cost much work and money to manage to construct the capture system, and is not profitable for the company. Therefore, it is natural to think that “keeping the status-quo” will continue to release the LFG into the atmosphere, and the scenario that the LFG will not be captured to utilize and the landfill will keep releasing the LFG to the atmosphere is the highly probable baseline scenario. Thus, no GHG emission will be reduced without this project.

Under these circumstances, this project will capture the LFG generated from the waste filled in Polygon's new landfill site and utilize the combustible methane gas including in the LFG as a fuel for the CGSs to supply electricity and thermal energy.

Implementing this project activity will reduce GHG emissions due to the following reasons :

Phase 1:

Methane gas in the LFG from the landfill will be captured by the LFG capture system and the methane gas will be destroyed/combusted in the CGS and the flare stack.

Phase 2:

Carbon dioxide (CO₂) from the diesel generator will be reduced through the fact that electric power will be generated by the CGS, thus displacing the electric power from the diesel generator.

Phase 3:

Carbon dioxide (CO₂) from the fossil fuel combustion boiler will be reduced by the utilization of thermal energy generated by the CGS, thus displacing the thermal energy from the boiler.

The schematic of the GHG emission reduction in this project activity is shown in Fig. A-4.

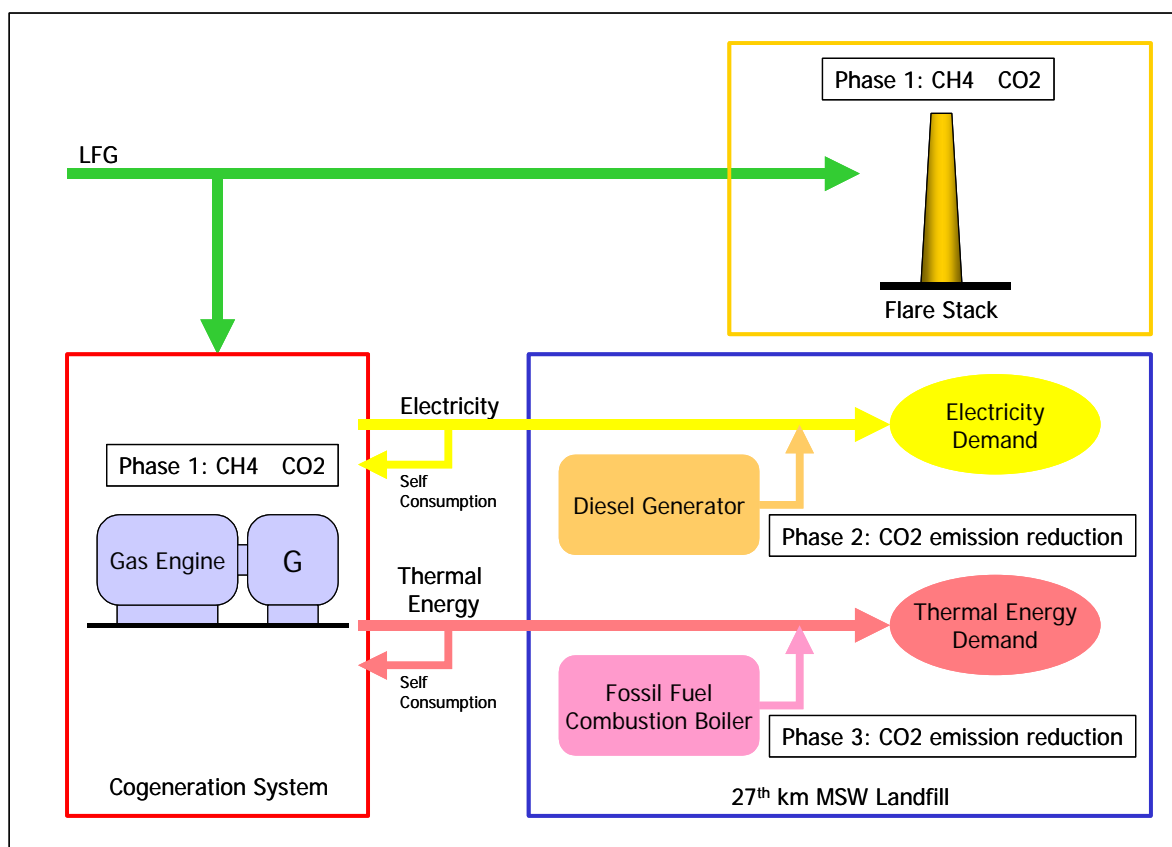


Fig. A-4 The schematic of GHG emission reduction



A.4.4.1. Estimated amount of emission reductions over the chosen crediting period:

The chosen crediting period of this project activity is 20 years, and the amount of emission reductions over this crediting period is estimated to be 363,270 t-CO₂. The amount of emission reductions in each year is shown in the table below.

Table A-1 The result of estimation for the emission reductions by this project (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394	19,152
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031

A.4.5. Public funding of the project activity:

No public funding will be utilized in this project activity.

**SECTION B. Application of a baseline methodology****B.1. Title and reference of the approved baseline methodology applied to the project activity:**

This project activity adopts Approved consolidated baseline methodology ACM0001 “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities” (hereinafter referred to as “ACM0001 (baseline)”).

ACM0001 (baseline) describes Applicability as follows:

Applicability

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.

In accordance with c) of the Applicability in ACM0001, a small-scale methodology “TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.D. Renewable electricity generation for a grid” can be applied to Phase 2 (The power from the diesel generator in the landfill will be displaced by the electricity generated from the CGSs), and another small-scale methodology “TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.C. Thermal energy for the user” can be applied to Phase 3 (The thermal energy from the fossil fuel combustion boiler in the landfill will be displaced by the thermal energy generated from the CGSs).

B.1.1. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

The conditions of this project activity are as follows:

- (1) LFG is currently not captured in the landfill named “27th km MSW Landfill”.
- (2) Russia and Surgut has no regulation that requires landfills to capture LFG and lacks any plans to enforce them to do so at the present time.
- (3) This project will capture the LFG generated from “27th km MSW Landfill”, and will combust the methane gas including the LFG by the CGS in order to produce electricity and thermal energy.
- (4) The electric power generation by the CGS is displacing the diesel generator in the landfill, and the thermal energy generation by the CGS is displacing the fossil fuel combustion boiler in the landfill.
- (5) This project will claim emission reductions for displacing or avoiding energy from these sources.
- (6) The electric capacity of the CGS will be 0.6MW (0.2MW * 3units) and the thermal energy capacity will be 0.858MW (0.286MW * 3units).



Taking into account these conditions, c) of Applicability in ACM0001 (baseline) can be applied to this project activity.

In accordance with the Applicability, a small-scale methodology “TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.D. Renewable electricity generation for a grid” (hereinafter referred to as “AMS-I.D.”) can be applied to Phase 2 (The power from the diesel generator in the landfill will be displaced by the electricity generated from the CGSs).

Following is described in AMS-I.D:

Technology/measure

3. Biomass combined heat and power (co-generation) systems that supply electricity to a grid are included in this category. To qualify under this category, the sum of all forms of energy output shall not exceed $45 \text{ MW}_{\text{thermal}}$. E.g., for a biomass based co-generating system the rating for the primary boiler shall not exceed $45 \text{ MW}_{\text{thermal}}$.

The technology/measure described in this paragraph includes the condition of Phase 2 in this project, thus, AMS-I.D. can be applied to the project activity.

On the other hand, another small-scale methodology “TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.C. Thermal energy for the user” (hereinafter referred to as “AMS-I.C.”) can be applied to Phase 3 (The thermal energy from the fossil fuel combustion boiler in the landfill will be displaced by the thermal energy generated from the CGSs).

Following is described in AMS-I.C:

Technology/measure

1. This category comprises renewable energy technologies that supply individual households or users with thermal energy that displaces fossil fuel or non-renewable sources of biomass. Examples include solar thermal water heaters and dryers, solar cookers, energy derived from biomass for water heating, space heating, or drying, and other technologies that provide thermal energy that displaces fossil fuel. Biomass-based co-generating systems that produce heat and electricity for use on-site are included in this category.
2. Where generation capacity is specified by the manufacturer, it shall be less than 15MW. For co-generation systems to qualify under this category, the sum of all forms of energy output shall not exceed $45 \text{ MW}_{\text{thermal}}$. E.g., for a biomass based co-generating system the rating for the primary boiler shall not exceed $45 \text{ MW}_{\text{thermal}}$.

The technology/measure described in the paragraph above includes the condition of Phase 3, thus, AMS-I.C. can be applied to the project activity.

**B.2. Description of how the methodology is applied in the context of the project activity:**

The equations below are described in ACM0001 (baseline), which can be used in this project activity.

This report does not include the explanation described in ACM0001 (baseline).

$$(1) ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y}$$

$$(2) MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

$$(3) MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y}$$

$$(4) MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE$$

$$(5) MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

$$(6) MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

In this project design document (hereinafter referred to as “PDD”), this project adopts “First Order Decay Model” in IPCC Guidelines “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual CHAPTER 6 WASTE” to estimate the quantity of methane generation from the landfill in advance. The applied equations are “Equation 4” and “Equation 5” in IPCC Guidelines shown below:

$$(7) Q_y = Q_{y,x} = (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

where:

Q_y = methane generated in current year (y) ($m^3 CH_4/yr$)

$Q_{y,x}$ = the amount of methane generated in the current year (y) by the waste R_x ($m^3 CH_4/yr$)

x = the year of waste input

R_x = the amount of waste disposed in year x (Mg/yr)

y = current year

L_0 = methane generation potential ($m^3 CH_4/Mg$ of refuse)

k = methane generation rate constant ($1/yr$)

The equations (8) and (9) below are used in order to estimate the quantity of the methane gas captured by this project activity out of the methane gas calculated by the equation (7).

$$(8) Q_{capture,y} = EqC_y * Q_y$$

$$(9) M_{capture,y} = Q_{capture,y} * D_{CH4,y}$$



where:

$Q_{\text{capture},y}$ = the volume of methane gas captured by this project ($\text{m}^3\text{-CH}_4/\text{yr}$)

EqC_y = methane gas capture ratio

$M_{\text{capture},y}$ = the weight of methane gas captured by this project ($\text{t-CH}_4/\text{yr}$)

The estimation adopts the “Four-component LFG generation model” in order to precisely estimate the quantity of the methane gas more precisely based on the recommendation of the Russian and Ukrainian LFG authority, in which solid waste are divided into four categories according to the degradability – readily degradable (I), moderately degradable (II), slowly degradable (III), and inert (IV). The estimation also uses respective values of L_0 and k as to estimate the methane gas generation for the respective categories, and these results are summarized in the last step.

The paragraphs below explain the manner in which the ACM0001 (baseline) is applied in the context of this project activity by introducing parameters and assumed conditions of the equations mentioned previously.

GWP_{CH4} (The approved Global Warming Potential value for methane ($\text{t CO}_2/\text{t CH}_4$)):

The default value described in “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” shall be applied to the Global Warming Potential value of the methane captured by this project.

EG_y (The net quantity of electricity displaced during the year):

This value refers to the quantity of electricity generated by the CGS and supplied to the landfill site. This quantity of the electricity generated is the net value to supply to the landfill not the gross quantity of electricity generated by the CGS itself. The quantity of the electricity consumed by the LFG capture system (such as the blowers) and the auxiliaries of the CGS itself shall be subtracted from the gross value. The quantity of the electricity consumed by the system itself is calculated with a certain constant fraction (10 %) for the gross electricity generation in this PDD.

On the other hand, only the LFG capture system is in service before a CGS is installed or when the CGS is stopped for the periodical inspections. In this case, the electricity for the self-consumption of the LFG capture system should be supplied from the diesel generator owned in the landfill. The electricity purchased from the diesel generator is assumed as 10kW every year (87.6MWh/year), and it will be calculated as minus value. After the CGS is constructed, the utilization factor of the CGS is assumed as 90% at the maximum taking into account the stop time for the periodical inspections, etc.

In the actual monitoring, the net quantity of electricity supplied to the landfill shall be measured directly.

ET_y (The net quantity of thermal energy displaced during the year):

This value indicates the quantity of thermal energy generated by the CGS and supplied to the landfill site. This quantity is the net value to supply to the landfill, not the gross quantity of the thermal energy generated by the CGS itself. The quantity of the thermal energy consumed by the LFG capture system and the auxiliaries of the CGS itself shall be subtracted from the gross value.

The calorie of the thermal energy consumed by the system itself is calculated with a certain constant fraction (10 %) for the gross thermal energy generation in this PDD.



On the other hand, only the LFG capture system is in service before a CGS is installed or when the CGS is stopped for the periodical inspections. In this case, the thermal energy for the self-consumption of the LFG capture system should be supplied from the fossil fuel combustion boiler owned by the landfill. The thermal energy purchased is assumed as 10kW every year (87.6MWh/year), and it will be calculated as minus value. After the CGS is constructed, the utilization factor of the CGS is assumed as 90% at the maximum taking into account the stop time for the periodical inspections, etc.

In the actual monitoring, the net quantity of the thermal energy supplied to the landfill shall be measured directly.

CEF_{electricity,y} (The CO₂ emissions intensity of the electricity displaced):

This value represents the CO₂ emissions intensity of the electricity generated in the landfill site.

Without this project, electricity demand will only be provided by the diesel generator, which means that the CO₂ emissions intensity of the electricity generated in the landfill is equivalent to that of the diesel generator owned by the landfill.

However, the actual performance data for this parameter is still not available because the diesel generator has not been installed in the landfill yet.

Therefore, this value will be determined by “paragraph 28” of AMS-I.D.

Baseline

6. For a system where all fossil fuel fired generating units use fuel oil or diesel fuel, the baseline is the annual kWh generated by the renewable unit times an emission coefficient for a modern diesel generating unit of the relevant capacity operating at optimal load as given in Table I.D.1.

Table I.D.1. shows the emission intensity 0.8 kg CO₂equ/kWh for the modern diesel generating unit (>200kW), thus, this value can be applied to the parameter.

CEF_{thermal,y} (The CO₂ emissions intensity of the thermal energy displaced):

This value signifies the CO₂ emissions intensity of the thermal energy generated in the landfill site.

Without this project, the thermal energy demand in the landfill will only be provided by the fossil fuel combustion boiler, which means that the CO₂ emissions intensity of the thermal energy generated in the landfill is equivalent to that of the boiler owned by the landfill.

In the estimation, the value of 100 percent boiler efficiency is applied to this value. This is the most conservative baseline that can be applied. This value will be determined by “paragraph 18” of AMS-I.C.

Baseline

4. For renewable energy technologies that displace technologies using fossil fuels, the simplified baseline is the fuel consumption of the technologies that would have been used in the absence of the project activity times an emission coefficient for the fossil fuel displaced. IPCC default values for emission coefficient may be used.

According to this description, the CO₂ emissions intensity of the fossil fuel boiler the landfill will plan to install can be adopted to this parameter.

The calculation for the emission intensity of the diesel oil combustion boiler requires the carbon emission factor of diesel oil, the fraction of carbon oxidised of diesel oil, and the thermal efficiency of the boiler. Among these parameters, the default values of the carbon emission factor and fraction of carbon oxidised for diesel oil are indicated in Table 1-2 and 1-4 of Chapter 1 “Energy” in Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook as follows:



Carbon Emission Factor for diesel oil: 20.2 tC/TJ
Fraction of Carbon Oxidised for diesel oil: 0.99

The thermal efficiency of the boiler should be adopted as the actual performance value. However, there has not been any boiler in the landfill yet, and there is no description on the thermal efficiency for specific boilers in AMS-I.C. and IPCC Guidelines. So, **100%** efficiency will be applied to the thermal efficiency for the boiler as the most conservative value in this PDD.

Therefore, the CO₂ emissions intensity for the fossil fuel boiler in the landfill will be calculated as below:

$$20.2 \text{ (kgC/GJ)} * 10^{-6} * 3600 * 44 / 12 * 0.99 / 100\% = 0.2640 \text{ kg CO}_2\text{equ/kWh}$$

This value (0.2640 kg CO₂equ/kWh) will be used for CEF_{thermal,y} in Phase 3 of this project. No other value will be more conservative than this value.

AF (Adjustment Factor):

This value is the fraction of the amount of methane that would have been destroyed/combusted in the absence of this project activity for the amount of methane destroyed by this project activity.

As previously mentioned, Russia lacks specific regulations to capture LFG and has no plan to introduce such regulations in the near future, therefore, this value can be assumed “0”.

In the actual monitoring, the developments inside of the Russian government shall be monitored and checked periodically if the AF value is altered.

LFG_{flare,y} (The quantity of LFG flared during the year measured in cubic meters (m³)):

The amount of LFG other than the LFG captured and utilized by this system will be combusted by flaring. In this project, the amount of LFG fed into the flare shall be carefully monitored .

w_{CH₄,y} (The average methane fraction of the LFG as measured during the year (m³ CH₄/m³ LFG)):

This average methane fraction of the LFG shall be monitored during the project.

A certain assumption value shall be applied to this fraction in this PDD.

D_{CH₄} (The methane density (t CH₄/m³ CH₄)):

The methane density shall be determined with the default value described in the approved consolidated monitoring methodology ACM0001 “Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities,” hereinafter referred to as “ACM0001 (monitoring).”

Thus, the volume of the LFG in the normal condition shall be calculated with the temperature and the pressure of the LFG will be actually monitored .

The volume of LFG in this PDD shall be described as the value in the normal condition.

FE (The flare efficiency (the fraction of the methane destroyed)):

This value can be determined by monitoring the utilization (by monitoring the surface temperature of the flare stack) and by monitoring the methane fraction of the exhaust gas from flare stack.

This PDD shall apply the empirical constant value based on the specification of the flaring facility.

**LFG_{electricity,y} (The quantity of LFG fed into electricity generator):**

This is the quantity of the LFG fed into the electricity generation in the CGS.

The sum of this quantity and the quantity of the next item “LFG_{thermal,y}” shall be monitored simultaneously in this project.

The quantity of this value shall be calculated with the rated amount of the LFG consumption in the CGS electricity generation and a certain assumed utilization factor of CGS in this PDD.

LFG_{thermal,y} (The quantity of LFG fed into boiler): :

This is the quantity of the LFG fed into the thermal energy generation in the CGS.

The sum of this quantity and the quantity of the previous item, “LFG_{electricity,y}”, shall be actually monitored simultaneously in this project.

The quantity of this value shall be calculated with the rated LFG consumption quantity in the CGS thermal energy generation and a certain assumed utilization factor of CGS in this PDD.

x (the year of waste input):

This value shall be counted starting in the year in which the landfill site begins its operation, 2004 .

y (Current year):

This value shall be counted from 2008 (when this project activity will start) to 2027 (for 20 years).

R_x (the amount of waste disposed in year x (Mg/yr)):

The estimation for the LFG generation from the landfill adopts the “First Order Decay Model” indicated as Equation (7) with the most essential factor being R_x in the estimation. It is essential to predict the amount of waste that was disposed, is disposing, and will be disposed in the landfill.

The waste brought to the landfill includes the MSW from Surgut City and Surgut Region, and the ISW from the enterprises existing around Surgut. Therefore, the waste from their respective sources is estimated separately in this PDD.

k (methane generation rate constant (1/yr)):

The waste is categorized into four categories in accordance with the degradability of the organic component in the waste on the basis of the Russian and Ukrainian authority’s recommendation. The respective values for methane generation rate constant “k” shall then be applied to the respective categories in this PDD.

L₀ (methane generation potential (m³ CH₄/Mg of refuse)):

The waste is categorized as mentioned above, and respective values for methane generation potential “L₀” shall be applied to the respective categories in this PDD.

EqC_y (methane gas capture ratio):

This value is determined by the performance of the LFG capture system and is affected by the height (i.e. the quantity) of the waste filled in the land.

This value shall be calculated by the function between the quantity of the waste filled in the land and the methane gas capture ratio based on the information from the Russian and Ukrainian authority in this PDD.

The specific value of the parameters and the assumptions mentioned above are shown in Annex 3.

**B.3. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity:**

EB16 Annex1 “Tool for the demonstration and assessment of additionality,” (hereinafter referred to as “the Tool”) is utilized in order to demonstrate and assess that this project is additional and cannot be a baseline scenario. However, this project is a JI project and it is not necessary to use all of the step-wise approaches required for CDM projects, thus only “Sub-Step 2b - Option III” and “Step 5” provided in the Tool are used in this PDD. (This report does not contain an explanation of the Tool.)

Sub-Step 2b - Option III Investment analysis:

A special purpose company (SPC) will be established in order to sell the electricity and thermal energy generated by the CGSs to the demand in Polygon’s landfill, and a power purchase agreement (PPA) will be concluded between the SPC and the landfill. The outline of the agreement will be as follows:

- Basically, all of the electricity and thermal energy generated by the SPC will be purchased by the landfill.
- The supplied energy from the SPC will compensate for a part or all of the demand in the landfill.
- The CGSs are operated at the highest utilization factor to the extent possible.
- The energy supply amount will be capped in the agreement according to the power demand estimate on the basis of the plan to install facilities such as wastewater disposal system.
- The agreement will be renewed every year based on the demand estimate in the landfill.
- The amount of the electricity supplied to the landfill will be measured by a voltmeter placed short of the landfill demand (the point where the self-consumption was subtracted from the power generated), and the tariff for the electricity will be calculated by the amount.
- The amount of the thermal energy supplied to the landfill will be measured by a calorimeter placed short of the landfill demand (the point where the self-consumption was subtracted from the thermal energy generated), and the tariff for the energy will be calculated by the amount.
- In case that the SPC has to purchase the electricity and/or thermal energy for the self-consumption from the diesel generator and the boiler in the landfill, the purchased amount will be calculated as minus values.

In accordance with these contract articles, the SPC can obtain revenues from the electricity and thermal energy sales in addition to the ERU sales income.

Thus, “Sub-step 2b - Option III” in the Tool is available and the Russian government bond rate is used for the benchmark in this analysis, which was between 7.8 ~ 8.0% in September 2004.



The revenue from the sale of ERUs is not considered in this analysis according to the Tool. This project activity will generate the return (the revenue from the sale of electricity and thermal energy) meeting the investment, but the project cash flow estimated shows that the total amount of the cash flow will not turn profitable even after 20 years of the project period – this project is very unattractive without the sale of ERUs. (Please refer to table B-1.)

This demonstrates that the capital investment of this project cannot be collected only through the sale of electricity and thermal energy, thus this project cannot be an attractive baseline for the investors in Surgut, Russia to implement on their own.

Table B-1 Project cash flow without the revenue from the sale of Emission Reduction Unit (ERU)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Income	0	-85	-85	-85	-85	1,464	1,464	1,464	1,464	1,464	2,684
Electricity Sales Income	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
Heat Energy Sales Income	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
Total Expense	7,730	722	722	722	4,572	1,288	1,288	1,288	1,288	5,138	1,891
Capital Investment	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
Personnel Cost	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
Maintenance Cost	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
Overhead Cost	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
Income Tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow	-7,730	-807	-807	-807	-4,657	176	176	176	176	-3,674	793
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	2,718	2,753	2,787	2,811	2,835	2,844	2,882	2,906	2,930	2,954	38,083
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	1,906	1,928	1,950	1,963	2,063	5,920	2,202	2,211	2,221	2,306	51,321
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	13	17	21	25	122	123	0	0	0	83	404
	812	825	837	848	772	-3,076	680	695	709	648	-13,238

thousand Roubles

**Step 5 Impact of JI registration:**

“Table B-2” shows the project cash flow when the revenue from the sale of Emission Reduction Units (ERUs) is added to the result of the investment analysis studied in “Sub-Step 2b - Option III”. Here the table shows the project cash flow in case the cash value of ERU is 6US\$/t-CO₂.

Table B-2 Project cash flow with the revenue from the sale of ERU (ERU: 6US\$/t-CO₂)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Income	0	256	466	733	1,003	3,112	3,375	3,632	3,880	4,120	5,787
ERU Sales Income	0	340	551	817	1,088	1,648	1,911	2,168	2,416	2,656	3,103
Electricity Sales Income	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
Heat Energy Sales Income	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
Total Expense	7,730	722	722	722	4,572	1,448	1,511	1,573	1,632	5,540	2,455
Capital Investment	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
Personnel Cost	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
Maintenance Cost	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
Overhead Cost	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
Income Tax	0	0	0	0	0	160	223	285	344	402	565
Cash flow	-7,730	-467	-256	10	-3,569	1,664	1,864	2,059	2,248	-1,420	3,331

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
6,049	6,303	6,547	6,769	6,983	7,171	7,391	7,590	7,787	7,981	96,933
3,331	3,550	3,760	3,958	4,148	4,328	4,508	4,684	4,857	5,027	58,850
2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
2,706	2,780	2,852	2,913	3,058	6,959	3,262	3,318	3,372	3,513	63,361
0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
813	869	924	975	1,118	1,161	1,061	1,106	1,151	1,289	12,444
3,344	3,522	3,695	3,856	3,925	213	4,128	4,273	4,415	4,468	33,572

thousand Roubles

The investment analysis verifies the attendant benefits derived from the sale of ERUs generated from this project activity. Therefore, implementation as a JI project will alleviate the economic and financial hurdles. The project IRR will be 12.1% when the cash value of ERU is 6US\$/t-CO₂, which is higher than the Russian government bond rates as the benchmark, which means that this project can be very attractive for investors if it were registered as a JI activity.

This analysis confirms that this project activity cannot be a baseline scenario and that the project should be a JI project taking into account the cash value of ERUs.

Please refer to Annex 3 and the support documentation attached with this PDD regarding the assumed conditions in this investment analysis.

**B.4. Description of how the definition of the project boundary related to the baseline methodology selected is applied to the project activity:**

The geographic stage of this project activity is a landfill site. The quantity of the LFG/methane gas generation from the landfill is anthropogenic emissions by sources of GHG under the control of the project participants that are significant and reasonably attributable to the JI project activity.

On the other hand, the quantity of the GHG emissions from the diesel generator and the fossil fuel combustion boiler can be anthropogenic emissions by sources of GHG and can be reduced by this project activity. However, this project activity will not manage the operation of these facilities in the landfill. Therefore, these facilities - the diesel generator and the boiler are not contained in the project boundary.

The project boundary includes LFG capture system (LFG capture pipelines, gas blowers, etc.), CGS, flaring facility, electric wire, distribution pipelines for thermal energy, etc. The project activity implemented in this project boundary will destroy the LFG/methane gas captured from the landfill and reduce the GHG emission from diesel generator and the fossil fuel boiler operating in the landfill.

Furthermore, the ACM0001 (baseline) describes that no leakage effects need to be accounted for under this methodology.

In addition, ACM0001 (baseline) does not require the leakage calculation, and AMS-I.C. and I.D. describe the same sentence respectively in the paragraph 21 and 30 on the leakage as follows:

Leakage

21. (30.) If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

This project will not transfer any equipment from another activity, so the leakage does not have to be calculated.

The project boundary is summarized in Fig. B-1.

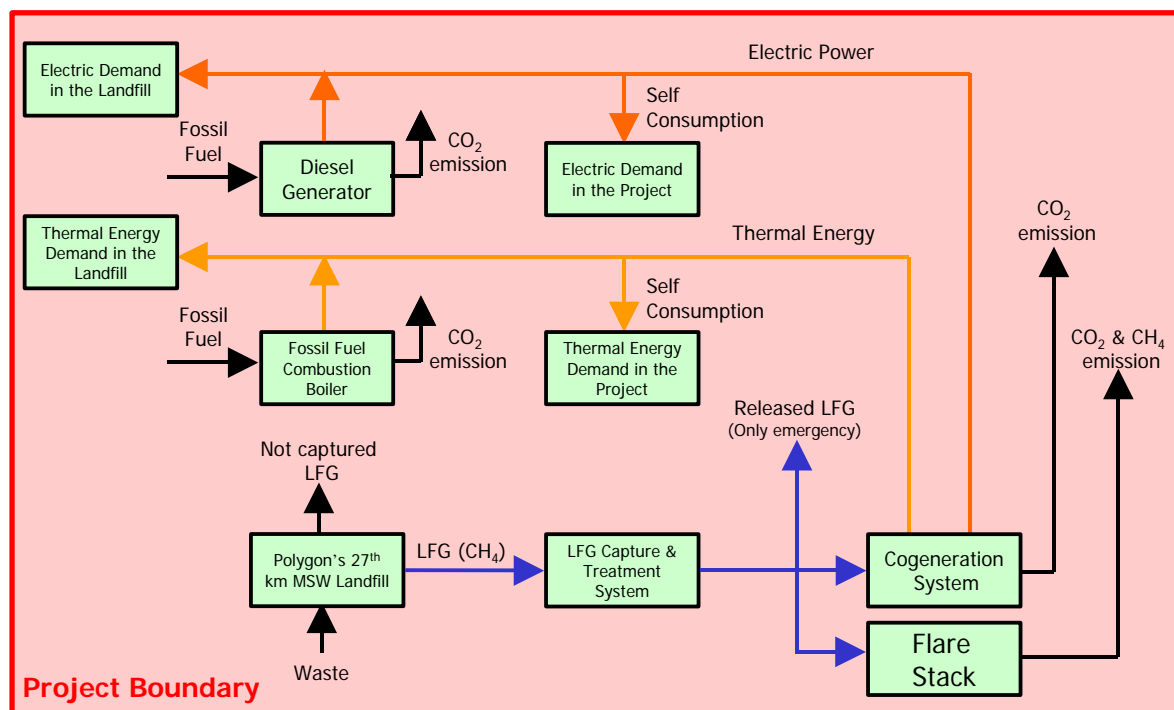


Fig.

Fig. B-1 Project Boundary

B.5. Details of baseline information, including the date of completion of the baseline study and the name of person (s)/entity (ies) determining the baseline:

28/02/2005

Takahito Iima

Shikoku Electric Power Co., Inc.

International Activities Project Team, Business Planning Dept.

2-5 Marunouchi, Takamatsu City, Kagawa, Japan

TEL : +81-87-821-5061

FAX : +81-87-825-3030

**SECTION C. Duration of the project activity / Crediting period****C.1 Duration of the project activity:****C.1.1. Starting date of the project activity:**

The project activity will require one year for the construction before the operation can be started on 01/01/2008. Therefore, the starting date of the project activity will be 01/01/2007; the date at which the construction of the project activity will begin.

C.1.2. Expected operational lifetime of the project activity:

The crediting period is 20 years taking into account the equipment life period, therefore, the expected operational lifetime of the project activity will be 21 years, which includes one year of the construction term.

C.2 Choice of the crediting period and related information:**C.2.1. Renewable crediting period****C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:**

This project chooses the renewable crediting period due to the project requiring 20 years and also taking into account the life period of the equipment.

The project will reduce the amount of GHG emissions after completion of the construction work and commencement of operations. Therefore, the first GHG emission reduction date of this project will start on the first day of project operation. However, the JI project activity shall not generate Emission Reduction Unit (ERU) before the year 2008. Thus, the starting date of the first crediting period is January 1, 2008.

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

Currently, there has been no decision in Russia regarding the renewable crediting period on JI project activities. Therefore, seven years is applied to the first crediting period in accordance with the rule of CDM instead of JI.

~~**C.2.2. Fixed crediting period:**~~~~**C.2.2.1. Starting date:**~~~~**C.2.2.2. Length:**~~

**SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan****D.1. Name and reference of approved monitoring methodology applied to the project activity:**

This project adopts ACM0001 (monitoring).”

Applicability of ACM0001 (monitoring) is described as follows:

Applicability

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.

Regarding GHG emission reductions that will be claimed for displacing energy generation from other sources by the CGSs (Phase2 and 3), the monitoring methodologies described in AMS-I.C. and I.D. can be used.

D.2. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

The conditions of this project activity are as mentioned in section B.1.1., and taking into account these conditions, c) of Applicability in ACM0001 (monitoring) can be applied to this project activity, and in terms of GHG emission reductions that will be claimed for displacing energy generation from other sources by the CGSs, the monitoring methodologies described in AMS-I.C. and I.D. can be used.

In addition, the ACM0001 (baseline) describes regarding the monitoring methodology as follows:

This baseline methodology shall be used in conjunction with the approved monitoring methodology ACM0001 (“Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”).

According to this description, this methodology ACM0001 (monitoring) is appropriate for this project activity.

~~D.2.1. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario~~~~D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:~~

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment

~~D.2.1.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)~~~~D.2.1.3. Relevant data necessary for determining the baseline of anthropogenic emissions by sources of GHGs within the project boundary and how such data will be collected and archived:~~

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment



~~D.2.1.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)~~

D. 2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).

D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment
ID1	LFG_{total} Quantity of LFG captured	Flowmeter	m^3	m	Continuous monitoring and monthly recording	100%	electronic	
ID2	T Temperature of LFG	Temperature gauge	K	m	Monthly	100%	electronic	
ID3	P Pressure of LFG	Pressure gauge	Pa	m	Monthly	100%	electronic	
ID4	w_{CH_4} Average methane fraction of LFG	Methane gas analyser	%	m	Monthly	100%	electronic	
ID5	$LFG_{electricity} + LFG_{thermal,y}$ Quantity of LFG used by CGS	Flowmeter	m^3	m	Continuous monitoring and monthly recording	100%	electronic	

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



ID6	LFG_{flare} Quantity of LFG flared	Flowmeter	m^3	m	Continuous monitoring and monthly recording	100%	electronic	
ID7	T_f Surface temperature of flare	Thermocouple	Degree C	m	Continuous monitoring	100%	electronic	
ID8	wf_{CH_4} Average methane fraction of the exhaust gas of flare	Methane gas analyser	%	m	Once per three months; if unstable, monthly	100%	electronic	
ID9	EG Net quantity of electricity displaced	Voltmeter	MWh	m	Continuous monitoring and monthly recording	100%	electronic	The electricity purchased from the diesel generator in the landfill is calculated as minus value for this parameter.
ID10	ET Net quantity of thermal energy displaced	Calorimeter	MWh or GJ	m	Continuous monitoring and monthly recording	100%	electronic	The thermal energy purchased from the fossil fuel combustion boiler in the landfill is calculated as minus value for this parameter.
ID11	AF Adjustment factor	Hearing from Russian government	-	n/a	Yearly	100%	electronic	
ID12	FE Flare efficiency	T_f wf_{CH_4}	%	m and c	Once every three months; if unstable, monthly	100%	electronic	FE will be calculated with the operation time of the flare determined by T_f and wf_{CH_4} .

Note: The monitoring data shall be reserved for the crediting period and for two additional years after this project activity.

D.2.2.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):

The equations introduced in section B.2. are used to calculate project emissions.

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



$$(1) ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y}$$

This equation enables the direct calculation of the project emissions.

The first term is the difference between the amount of the actual methane destroyed/combusted during the year by this project activity and the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of this project activity, times the approved Global Warming Potential value for methane, which is equivalent to “Phase 1” mentioned in section A.4.4.

The second term is the net quantity of electricity displaced during the year ($EG_y = ID9$) multiplied by the CO_2 emissions intensity of the electricity generated from the diesel generator in the landfill, which is equivalent to “Phase 2” mentioned in section A.4.4.

The third term is the net quantity of thermal energy displaced during the year ($ET_y = ID10$) multiplied by the CO_2 emissions intensity of the thermal energy generated from the fossil fuel combustion boiler in the landfill, which is equivalent to “Phase 3” mentioned in section A.4.4.

$$(2) MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

The amount of methane that would have been destroyed/combusted by regulatory or contractual requirements during the year ($MD_{reg,y}$) is the product of the amount of methane destroyed/combusted during the year by this project ($MD_{project,y}$) and the adjustment factor ($AF = ID11$) which is the fraction of the amount of methane that would have been destroyed by regulatory or contractual requirements for the amount of methane destroyed by this project.

$$(3) MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y}$$

The amount of methane destroyed by this project ($MD_{project,y}$) during the year is the sum of the amount of methane destroyed by flaring ($MD_{flared,y}$), by generation of electricity in CGS ($MD_{electricity,y}$), and by generation of thermal energy in CGS.



$$(4) MD_{\text{flared},y} = LFG_{\text{flare},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * FE$$

The quantity of methane destroyed by flaring during the year ($MD_{\text{flared},y}$) is the product of the quantity of LFG fed into the flaring facility during the year ($LFG_{\text{flare},y} = \text{ID6}$), the average methane fraction of the LFG as measured during the year ($w_{\text{CH}_4,y} = \text{ID4}$), the methane density (D_{CH_4}), and the flare efficiency ($FE = \text{ID12}$).

$$(5) MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

$$(6) MD_{\text{thermal},y} = LFG_{\text{thermal},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

The sum of the amount of methane destroyed/combusted by generation of electricity and thermal energy during the year ($MD_{\text{electricity},y} + MD_{\text{thermal},y}$) is the product of the quantity of LFG fed into the CGS ($LFG_{\text{electricity},y} + LFG_{\text{thermal},y} = \text{ID5}$), the average methane fraction of the LFG ($w_{\text{CH}_4,y} = \text{ID4}$) and the methane density (D_{CH_4}).

In the actual monitoring process, the quantity of LFG fed into the electricity generation and thermal energy generation cannot be monitored separately, but the sum quantity of the LFG fed into the CGS can be monitored.

$$(7) Q_y = Q_{y,x} = (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

The quantity of methane generation from the landfill during the year (Q_y) can be calculated by the above equation of “First Order Decay Model”.

$$(8) Q_{\text{capture},y} = EqC_y * Q_y$$

The volume of methane captured by this project activity during the year ($Q_{\text{capture},y}$) can be obtained by the product of the quantity of methane generation from the landfill during the year (Q_y) and methane gas capture ratio during the year (EqC_y).

$$(9) M_{\text{capture},y} = Q_{\text{capture},y} * D_{\text{CH}_4}$$

The weight of methane captured by this project activity during the year ($M_{\text{capture},y}$) can be obtained by the product of the volume of methane captured by this project activity during the year ($Q_{\text{capture},y}$) and methane density of methane captured ($D_{\text{CH}_4,y}$).

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



$$(10) FE = FTf * Fwf$$

The flare efficiency can be calculated by the product of the operating rate of the flare (FTf) and the methane destroying efficiency of the flare (Fwf).

$$(11) FTf = f(Tf)$$

The operating rate of the flare (FTf) is calculated with the operation time which is determined by monitoring the surface temperature of the flare (Tf = ID7) continuously in order to judge whether the flare is operating or not.

$$(12) Fwf = (w_{CH_4,y} - wf_{CH_4,y}) / w_{CH_4,y}$$

The methane destroying efficiency of the flare (Fwf) is calculated with the average methane fraction at the outlet of the flare during the year ($wf_{CH_4,y}$ = ID8) and the average methane fraction at the inlet of the flare during the year ($w_{CH_4,y}$ = ID4).

$$(13) D_{CH_4} = 0.0007168 * (P/101.3) * (273.15/T)$$

The methane density (D_{CH_4}) shall be corrected by the methane density in the normal condition (101.3kPa, 0 = 273.15K) which is 0.0007168t/Nm³ described in ACM0001 (monitoring), the actual monitored temperature (T = ID2) and the actual monitored pressure (P = ID3).

The equation to estimate the GHG emissions from the baseline scenario can be introduced as follows:

$$(14) E_{baseline,y} = (Q_{y,x} * D_{CH_4} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_{0y} * CEF_{electricity,y} + ET_{0y} * CEF_{thermal,y}$$

$$= ((k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + DG_y * CEF_{electricity,y} + DT_y * CEF_{thermal,y}$$

where:

DG_y = the electricity demand in the landfill

DT_y = the thermal energy demand in the landfill



The first term: “ $(k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - MD_{reg,y}$ ” * GWP_{CH4} ” means the difference between the amount of GHG emissions from the landfill and the amount of GHG emissions that would have been reduced by regulatory or contractual requirements.

The second term: “ $DG_y * CEF_{electricity,y}$ ” means GHG emissions from the diesel generator supplying electricity for all the electricity demand in the landfill.

The third term: “ $DT_y * CEF_{thermal}$ ” means GHG emissions from the fossil fuel combustion boiler supplying the thermal energy for all the thermal energy demand in the landfill.

The equation in order to estimate the GHG emissions from this project activity can be derived as follows:

$$\begin{aligned}
 (15) \ E_{project,y} &= (1 - EqC) * GWP_{CH4} * Q_{y,x} * D_{CH4} + (1 - FE) * (MD_{flared,y} / FE) * GWP_{CH4} + EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y} + ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y} \\
 &= ((1 - EqC) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} + (1 - FE) * (MD_{flared,y} / FE)) * GWP_{CH4} + EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y} + ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y} \\
 &= ((1 - EqC) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} + (1 - FE) * (M_{capture,y} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})) * GWP_{CH4} \\
 &\quad + EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y} + ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y} \\
 &= ((1 - EqC) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} + (1 - FE) * (EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})) * GWP_{CH4} \\
 &\quad + EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y} + ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y}
 \end{aligned}$$

where:

$EG_{DG,y}$ = the amount of electricity generation by the diesel generator in the landfill during the year

$ET_{boiler,y}$ = the amount of thermal energy generation by the fossil fuel combustion boiler in the landfill during the year



The first term: $(1 - EqC) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4}$ is the amount of the LFG that cannot be captured by this project activity.

The second term: $(1 - FE) * (EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})$ is the amount of methane released into the atmosphere out of the amount of the methane fed into the flare due to the flare efficiency which is not 100% rating.

The third term: $EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y}$ is GHG emissions by supplying electricity to a part of the electricity demand in the landfill from the diesel generator even in this project activity.

The fourth term: $ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y}$ is GHG emissions by supplying thermal energy to a part of the thermal energy demand in the landfill from the fossil fuel combustion boiler even in this project activity.

Fig. D-1 on the following page shows the monitoring plan of this project.

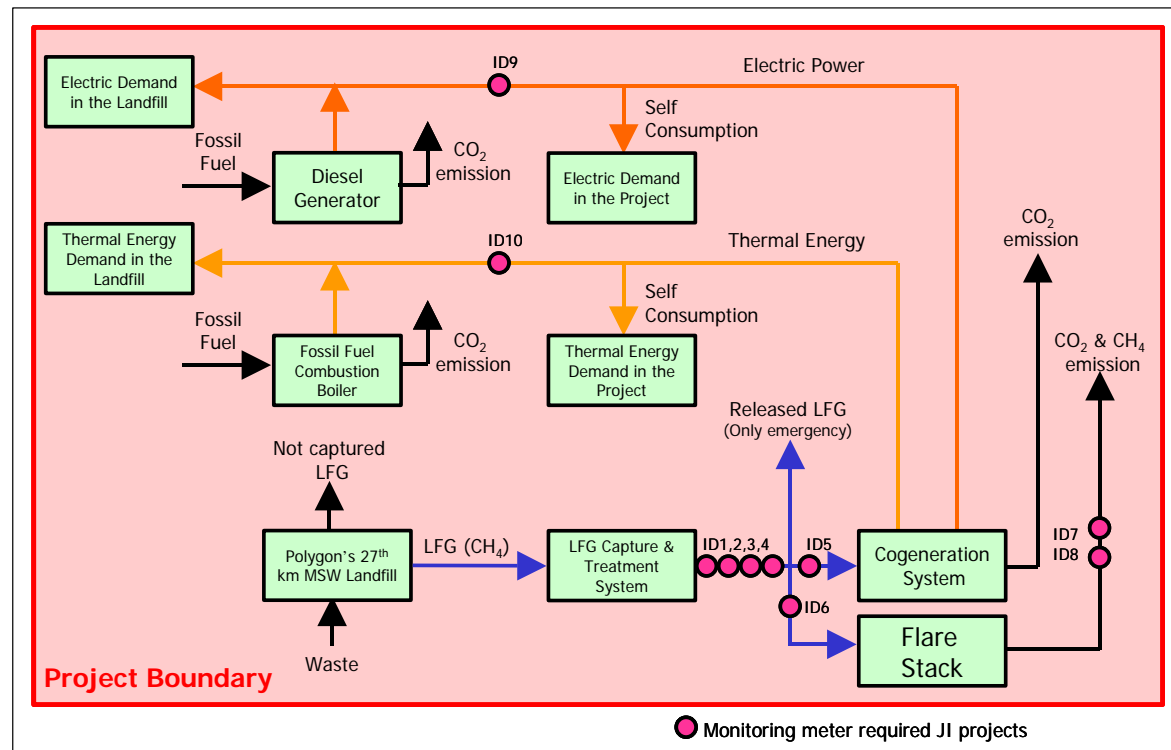


Fig. D-1 Monitoring Plan



D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan								
D.2.3.1. If applicable, please describe the data and information that will be collected in order to monitor leakage effects of the project activity								
ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)</i>	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment

ACM0001 (baseline) applied to Phase 1 of the project activity does not require the leakage calculation, and AMS-I.C. and I.D. applied to Phase 2 and 3 describe the same sentence respectively in the paragraph 21 and 30 on leakage as follows:

Leakage

21. (30.) If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

This project will not transfer the equipment from another activity, so the leakage does not have to be calculated.

D.2.3.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO2 equ.)

There is no need to estimate leakage in this project activity.



D.2.4. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

The equation for calculating the emission reductions can be found by the difference between Equation (14) and Equation (15).

(16) $ER_{y,assumption} = \text{Equation (14)} - \text{Equation(15)}$

$$\begin{aligned}
 &= ((k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + DG_y * CEF_{electricity,y} + DT_y * CEF_{thermal,y} \\
 &- ((1 - EqC) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} + (1 - FE) * (EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})) * GWP_{CH4} \\
 &- EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y} - ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y} \\
 &= ((EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - (1 - FE) * (EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})) - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} \\
 &+ (DG_y - EG_{DG,y}) * CEF_{electricity,y} + (DT_y - ET_{boiler,y}) * CEF_{thermal} \\
 &\left[= (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y} \right]
 \end{aligned}$$

This indicates a that Equation (16) is equivalent to Equation (1) described in ACM0001 (baseline), thus, the application of this equation (16) for this project activity is quite appropriate.

However, DG_y , $EG_{DG,y}$, DT_y , and $ET_{boiler,y}$ will not have to be monitored actually. Only the amount of the energy supply (EG_y and ET_y) will have to be monitored directly in this project.



D.3. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored		
Data (Indicate table and ID number e.g. 3.-1.; 3.2.)	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary.
ID1	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID2	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID3	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID4	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID5	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID6	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID7	Medium	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID8	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID9	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID10	Low	<i>The possible highest precision measuring gauges will be selected and calibrated periodically, thus, the quality assurance will be maintained.</i>
ID11	Low	<i>This data will be rendered by the Russian government.</i>
ID12	Medium	<i>This data will be calculated with ID7 and ID8.</i>

**D.4 Please describe the operational and management structure that the project operator will implement in order to monitor emission reductions and any leakage effects, generated by the project activity**

The monitoring of this project activity will be implemented by CJSC Polygon Ltd., which is the owner of 27th km MSW landfill. CJSC Polygon Ltd. was established as a special company in order to operate this landfill site.

CJSC Polygon Ltd. will implement the monitoring sincerely considering this PDD, Framework Convention on Climate Change (FCCC), Kyoto Protocol, Marrakech Accord, and other international agreements.

The result of the monitoring will be properly archived according to the monitoring plan and will be delivered to the Japanese party in electronic format. , The Japanese party will periodically confirm the accuracy of the data. .

D.5 Name of person/entity determining the monitoring methodology:

28/02/2005

Takahito Iima

Shikoku Electric Power Co., Inc.

International Activities Project Team, Business Planning Dept.

2-5 Marunouchi, Takamatsu City, Kagawa, Japan

TEL : +81-87-821-5061

FAX : +81-87-825-3030

**SECTION E. Estimation of GHG emissions by sources****E.1. Estimate of GHG emissions by sources:**

Because the quantity of the GHG emission reductions by this project activity will be confirmed by the actual monitoring, it is not necessary to find the GHG emissions from this project. However, the amount of GHG emissions from this project can be calculated by Equation (15) introduced in section D.2.2.2. Table E-1 shows the estimation result for the GHG emissions from this project.

Table E-1 The estimation result for the GHG emissions by this project (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
8,843	10,840	12,978	14,727	14,419	15,738	16,878	17,864	18,719	18,123
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
18,721	19,234	19,672	20,044	20,358	20,635	20,858	21,073	21,268	21,444

The assumed conditions and estimation result can be referred to in Annex 3 and the support documentation.

E.2. Estimated leakage:

No leakage effects need to be accounted for under ACM0001 (baseline).

E.3. The sum of E.1 and E.2 representing the project activity emissions:

The result is equal to section E.1.

E.4. Estimated anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline:

Since the quantity of the GHG emission reductions by this project activity will be confirmed by the actual monitoring in the project, it is not necessary to find the GHG emissions from the baseline scenario. However, the amount of GHG emissions from the baseline scenario can be calculated by Equation (14), which was introduced in section D.2.2.2.

Table E-2 shows the estimation result for the GHG emissions from the baseline scenario.

Table E-2 The estimation result for the GHG emissions by the baseline (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
10,944	14,242	18,024	21,442	24,590	27,537	30,260	32,780	35,113	37,275
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
39,283	41,147	42,881	44,478	45,964	47,349	48,688	49,986	51,248	52,475

The assumed conditions and estimation result can be referred to in Annex 3 and the support documentation.

**E.5. Difference between E.4 and E.3 representing the emission reductions of the project activity:**

The quantity of the GHG emission reductions by this project activity can be calculated by the difference between the results of section E.4. and E.5., which is shown in Table E-3 below.

Table E-3 The estimation result for the GHG emission reductions by this project (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394	19,152
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031

The total amount of the GHG emission reductions by this project was calculated as 363,270 t-CO₂.

Please note that this result is not the actual amount of GHG emission reductions, which can guarantee the revenue from the sale of ERUs.

The amount of the actual GHG emission reductions are obtained by the actual monitoring process in the project in accordance with the monitoring plan.

E.6. Table providing values obtained when applying formulae above:

Regarding the assumed conditions, the formulae, and the result of the calculation, please refer to section B.2., D.2.2.2., D.2.4., Annex 3, and the support documentation.

The important parameters in the project activity are indicated and explained in the following especially on the data from 2008 to 2027 (the crediting period).

The estimation of the amount of the waste and the methane gas captured:

The amount of waste disposed in year x (R_x) that will contribute to methane generation consists of a part of the MSW collected from Surgut City and Surgut Region, and a particular amount of MSW included in the ISW collected from the enterprises in Surgut.

First, the quantities were predicted based on information such as the population in Surgut, the waste generation per capita in Surgut, Polygon's contractual amount of the waste disposal in 2004, etc.

Following the prediction, the quantity of the MSW was divided into four categories according to the degradability of the waste, and then, respective parameters (L_0 , k) for respective categories that the Russian and Ukrainian authority recommend were applied to the calculation of methane gas generation from the landfill.

In the final step, these results were summed together.

The methane gas capture ratio during the year (EqC_y) was calculated by the function between the quantity of the waste filled in the land and the capture ratio, which was recommended by the Russian authority. The methane gas captured in this project activity during the year ($Q_{capture,y}$ and $M_{capture,y}$) was calculated by Equation (8) and (9).



Table E-4 The estimation result for the quantity of the waste and the methane gas captured

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Quantity of MSW landfilled	Mg	R _x	47,261	58,398	69,646	69,931	70,203	70,462	70,707	70,938	71,156	71,359
Quantity of methane gas generation	Nm ³	Q _y	551,835	766,641	1,013,602	1,240,763	1,449,943	1,642,776	1,820,732	1,985,131	2,137,161	2,277,889
Methane gas capture fraction	%	EqC _y	27%	30%	34%	37%	39%	41%	43%	44%	46%	47%
Quantity of methane gas captured	Nm ³	Q _{capture,y}	146,503	233,352	343,118	454,576	565,343	674,022	779,780	882,128	980,797	1,075,661
Weight of methane gas captured	t-CH ₄	M _{capture,y}	105	167	246	326	405	483	559	632	703	771

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Quantity of MSW landfilled	Mg	R _x	71,549	71,723	71,883	72,029	72,159	72,274	73,105	73,941	74,782	75,629
Quantity of methane gas generation	Nm ³	Q _y	2,408,278	2,529,192	2,641,412	2,745,640	2,842,508	2,932,590	3,019,685	3,104,067	3,185,982	3,265,654
Methane gas capture fraction	%	EqC _y	48%	50%	51%	52%	53%	53%	54%	55%	56%	57%
Quantity of methane gas captured	Nm ³	Q _{capture,y}	1,166,688	1,253,910	1,337,401	1,417,260	1,493,604	1,566,559	1,638,199	1,708,619	1,777,908	1,846,152
Weight of methane gas captured	t-CH ₄	M _{capture,y}	836	899	959	1,016	1,071	1,123	1,174	1,225	1,274	1,323

The plan of the CGS installation:

The quantity of the CGS installation is determined by the calorie that methane gas captured by this project activity contains.

Table E-5 The plan of the CGS installation

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Quantity of CGS installations	units		0	0	0	1	1	1	1	1	2
Installed capacity of CGS (Electricity)	kW		0	0	0	200	200	200	200	200	400
Installed capacity of CGS (Heat energy)	kW		0	0	0	286	286	286	286	286	572

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Quantity of CGS installations	units		2	2	2	2	2	3	3	3	3
Installed capacity of CGS (Electricity)	kW		400	400	400	400	400	600	600	600	600
Installed capacity of CGS (Heat energy)	kW		572	572	572	572	572	858	858	858	858

The assumption of the power demand in the landfill:

The power demands in the landfill (DG_y, DT_y) were assumed as shown in Table E-6. This takes into account the amount of the equipment load in the landfill and the site survey results.

The rationale for the yearly growth in power demand is mainly due to the increase of the capacity of the wastewater treatment facility according to the total amount of the waste landfilled.

Table E-6 The assumption of the power demand in the landfill

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Electricity demand in the landfill	MWh	DG _y	2,510	2,550	2,589	2,588	2,588	2,613	2,638	2,664	2,689	2,715
Thermal energy demand in the landfill	MWh	DT _y	2,383	2,508	2,632	2,631	2,630	2,722	2,813	2,904	2,995	3,087

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Electricity demand in the landfill	MWh	DG _y	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,856	2,878	2,900	2,921	2,943
Thermal energy demand in the landfill	MWh	DT _y	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650

The power supplied to the landfill:

The net quantities of the energy displaced by the CGSs (EG_y, ET_y) were calculated in accordance with the plan of the CGS installation (Table E-5), the assumption of the power demand in the landfill (Table E-6), and the power purchase agreement between the SPC and the landfill explained in B.3.



Table E-7 The estimation result for the power supplied to the landfill

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
The net quantity of electricity displaced by CGS	MWh	EG _y	0	0	0	1,419	1,419	1,419	1,419	2,838	2,838	2,838
The net quantity of thermal energy displaced by CGS	MWh	ET _y	0	0	0	2,029	2,029	2,029	2,029	3,514	3,576	3,638

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
The net quantity of electricity displaced by CGS	MWh	EG _y	2,838	2,838	3,070	3,086	3,101	3,116	3,131	3,146	3,162	3,177
The net quantity of thermal energy displaced by CGS	MWh	ET _y	3,700	3,762	3,824	3,835	3,847	3,858	3,869	3,881	3,892	3,904

The estimation of the quantity of methane destroyed/combusted by the flare and the CGS:

The quantity of methane destroyed/combusted by the flare and the CGS can be calculated by using a specific value of the parameters in the assumed conditions and the result of the estimation.

Table E-8 The estimation result for the quantity of methane destroyed/combusted

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
The total quantity of methane gas destroyed by this project activity	t-CH ₄	MD _{project,y}	104	166	245	324	405	482	558	631	701	770
by flaring	t-CH ₄	MD _{flared,y}	104	166	245	324	94	172	247	320	391	248
by producing electricity with CGSs	t-CH ₄	MD _{electricity,y}	0	0	0	0	128	128	128	128	128	215
by producing thermal energy with CGSs	t-CH ₄	MD _{thermal,y}	0	0	0	0	183	183	183	183	183	307

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
The total quantity of methane gas destroyed by this project activity	t-CH ₄	MD _{project,y}	835	897	957	1,014	1,068	1,120	1,171	1,222	1,271	1,320
by flaring	t-CH ₄	MD _{flared,y}	302	354	403	454	503	551	595	639	683	726
by producing electricity with CGSs	t-CH ₄	MD _{electricity,y}	219	224	228	230	233	234	237	240	242	244
by producing thermal energy with CGSs	t-CH ₄	MD _{thermal,y}	313	320	326	329	333	335	339	343	346	349

The estimation of the GHG emission reductions:

Based on these results and the assumed values of the parameters, the quantity of the GHG emission reductions by this project activity can be estimated by using Equation (15) as shown in Table E-9.

In this estimation, the quantity of methane that would have been destroyed/combusted by regulatory or contractual requirements (MD_{reg,y}) is assumed as “0”.

Table E-9 The estimation result for the quantity of the GHG emission reductions

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Total quantity of GHG emission reductions by this project activity	t-CO ₂	ER _y	2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394	19,152
GHG emission reductions by methane destroyed	t-CO ₂		2,194	3,495	5,139	6,808	8,500	10,128	11,712	13,245	14,723	16,166
by flaring	t-CO ₂		2,194	3,495	5,139	6,808	1,982	3,610	5,194	6,727	8,205	5,200
by producing electricity with CGS	t-CO ₂		0	0	0	0	2,682	2,682	2,682	2,682	2,682	4,513
by producing thermal energy with CGS	t-CO ₂		0	0	0	0	3,836	3,836	3,836	3,836	3,836	6,453
GHG emission reductions by displacing diesel generator	t-CO ₂		-70	-70	-70	-70	1,135	1,135	1,135	1,135	1,135	2,172
GHG emission reductions by displacing diesel boiler	t-CO ₂		-23	-23	-23	-23	536	536	536	536	536	815

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Total quantity of GHG emission reductions by this project activity	t-CO ₂	ER _y	20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031
GHG emission reductions by methane destroyed	t-CO ₂		17,530	18,838	20,089	21,286	22,430	23,523	24,597	25,652	26,690	27,713
by flaring	t-CO ₂		6,344	7,430	8,461	9,539	10,564	11,572	12,493	13,429	14,349	15,252
by producing electricity with CGS	t-CO ₂		4,603	4,694	4,785	4,834	4,883	4,918	4,981	5,030	5,079	5,128
by producing thermal energy with CGS	t-CO ₂		6,583	6,713	6,843	6,913	6,983	7,033	7,123	7,193	7,263	7,333
GHG emission reductions by displacing diesel generator	t-CO ₂		2,192	2,213	2,233	2,250	2,268	2,271	2,302	2,320	2,337	2,354
GHG emission reductions by displacing diesel boiler	t-CO ₂		839	863	887	898	909	920	931	942	953	963

**SECTION F. Environmental impacts****F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts:**

This project has no adverse impact on the environment of Surgut. Rather, it provides some favorable benefits by capturing and utilizing LFG that would be released from the landfill site. A few of the direct benefits to the environment are listed below.

- The prevention of unpleasant smells from the LFG generated from the landfill
- The prevention of fire disasters in the landfill due to the LFG
- The reduction of the quantity of fossil fuels consumed by the diesel engine generator and fossil fuel combustion boiler in order to meet the power demand in the landfill

The possibility of ambient noise and vibration is assumed because the project activity will install mechanical equipment such as blowers, CGS. However, the landfill site is located adequate away from residential zones.

The operation of CGS has some possibility of SO_x and NO_x generation included in the exhaust gas of CGS, which will cause air pollution. However, this will not be thought as a major issue since of the geographic situation.

In terms of the possibility of these environmental impacts, we have obtained the opinions from the Surgut Municipal Environmental Commission that these factors do not cause any environmental concerns.

F.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the host Party, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party:

There are no significant environmental issues in this project as mentioned previously.

**SECTION G. Stakeholders' comments****G.1. Brief description how comments by local stakeholders have been invited and compiled:**

Russia has recently ratified the Kyoto Protocol, though it has no guidelines, procedures, and structures regarding how comments by local stakeholders are invited and compiled in JI activities.

Therefore, the following is a list of comments that have been received by the stakeholders during the site survey implemented in Surgut.

G.2. Summary of the comments received:**(1) Mr. Pluznikov - Head of the Environmental Department, Ministry of Economic Development and Trade (September 1, 2004):****■ Collection method**

This comment was collected from Mr. Pluznikov directly during the meeting held at the Environmental Department, Ministry of Economic Development and Trade by asking along a prepared questionnaire.

■ Comment summary

“Speaking in terms of the energy supply, a project like this is not necessary in the locations that have a great deal of energy potential like Surgut. However, it would be important that the projects like this could improve the environmental problems in landfills. In my opinion, this ministry will be a very supportive governmental organization for the implementation of JI projects.”

(2) Mr. Kuz'minov -Head of the Environmental Service in Surgut (September 3, 2004):**■ Collection method**

This comment was collected from Mr. Kuz'minov directly during the meeting at JSC Polygon's meeting room according to a prepared questionnaire.

■ Comment summary

“We are now studying favorable governmental treatment of the environmental taxation for environmental-friendly landfills, and this treatment could be applied to Polygon's landfill site.”

(3) Mr. Bratashov - Deputy Mayor of Surgut City Administration (September 3, 2004):**■ Collection method**

This comment was collected from Mr. Bratashov directly during the meeting held at the meeting room of Surgut municipal office according to a prepared questionnaire.

■ Comment summary

“I wonder if LFG could be really generated from landfills under such extremely cold circumstances. The Surgut City administration can support this project to the extent possible. However, we must avoid increasing the waste disposal tariff due to this project.”

■ Due account taken of this comment

We explained to Mr. Bratashov as described below to win his understanding.

- ✓ Though Surgut is extremely cold region and the surface temperature of the waste is below the freezing point, the progression of the decomposition and methane fermentation of the waste will keep the inside temperature around 30 degrees Celsius, and then, the large amount of LFG will be released.
- ✓ This project activity will generate merits mutually for Japan and Russia, and it will not cause the waste disposal tariff to increase.

**(4) Mr. Taran - Deputy Head of Surgut Environmental Commission (September 3, 2004):**

■ Collection method

This comment was collected from Mr. Taran directly during the meeting held at the meeting room of Surgut Environmental Commission office according to a prepared questionnaire.

■ Comment summary

“The existing landfill operated by Surgut City Administration can keep operating for the foreseeable future and it has no negative environmental impact at all. Polygon’s landfill has very expensive facilities, and we do not think that it is necessary to install such an environmental-friendly latest facilities for any landfill in Surgut presently. However, we are not against this project. When this project moves on to the implementation stage, we can make some cooperation and assistance to the extent possible”

(5) Mr. Cherkashin - Deputy Head of Surgut Regional Administration (September 6, 2004):

■ Collection method

This comment was collected from Mr. Cherkashin directly during the meeting at Surgut Regional Administration office by asking along a prepared questionnaire.

■ Comment summary

“The Surgut Regional Administration has the opinion that the existing landfill operated by Surgut City should be closed due to its negative environment impact. However, we have no authority on this decision to do so. We think that this project is good to improve Surgut landfill environment.”

(6) Mr. Sidrov - the Mayor of Surgut City (November 9, 2004):

■ Collection method

This comment was collected from Mr. Sidrov directly during the meeting at the Surgut mayor’s office in accordance with a prepared questionnaire.

■ Comment summary

“Polygon’s landfill is essential for Surgut City. I expect that the competence between Polygon’s landfill and Surgut City administrative landfill can make the technical and economical service of the waste disposal in Surgut increasingly better than now.”

G.3. Report on how due account was taken of any comments received:

These comments are not sufficient to estimate stakeholders’ comments, so further more stakeholders’ comments required will be collected and treated appropriately in the future in accordance with the decision of the Russian government on the treatment for the stakeholders’ comments.

Most of these collected comments are generally positive opinions, and the interviewees are commonly supportive to this project. Therefore, we do not think it necessary to take some actions to these comments at present.

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY***Project Participant 1 (Japan)*

Organization:	Shikoku Electric Power Co., Inc.
Street/P.O.Box:	
Building:	
City:	2-5, Marunouchi, Takamatsu
State/Region:	Kagawa
Postfix/ZIP:	760-8573
Country:	Japan
Telephone:	+81-87-821-5061
FAX:	
E-Mail:	
URL:	http://www.yonden.co.jp/
Represented by:	Atsushi Onishi
Title:	President and Director
Salutation:	Mr.
Last Name:	Iima
Middle Name:	
First Name:	Takahito
Department:	Business Planning Dept.
Mobile:	+81-70-5750-3906
Direct FAX:	+81-87-825-3030
Direct tel:	+81-87-821-5011
Personal E-Mail:	iima09632@yonden.co.jp

*Project Participant 2 (Japan)*

Organization:	Shimizu Corporation
Street/P.O.Box:	
Building:	Seavans South
City:	1-2-3, Shibaura, Minato-ku
State/Region:	Tokyo
Postfix/ZIP:	105-8007
Country:	Japan
Telephone:	+81-3-5441-1111
FAX:	
E-Mail:	
URL:	http://www.shimz.co.jp
Represented by:	President
Title:	Representative Director
Salutation:	Mr.
Last Name:	Kurita
Middle Name:	
First Name:	Hiroyuki
Department:	New Energy Dept., Energy Solution Division
Mobile:	
Direct FAX:	+81-3-5441-0311
Direct tel:	+81-3-5441-0137
Personal E-Mail:	kurita@shimz.co.jp

*Project Participant 3 (Russia)*

Organization:	CJSC Polygon Ltd.
Street/P.O.Box:	50 let VLKSM Street,1
Building:	
City:	Surgut
State/Region:	Tyumen Region, Khanty-Mansi Autonomous District
Postfix/ZIP:	628481
Country:	Russia
Telephone:	+7-3462-37-64-39
FAX:	+7-3462-51-25-89
E-Mail:	sns@surgut.ru
URL:	
Represented by:	Igor Alexandrovich Vasilenko
Title:	Chief Engineer
Salutation:	Mr.
Last Name:	Korsakov
Middle Name:	Aleksandr
First Name:	Yurievich
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	surgu@mail.ru



Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

No public funding will be utilized in this project activity.



Annex 3

BASELINE INFORMATION



Table 3.1.1 Assumed conditions

Item	Unit	Value	Source
Population of Surgut city in 2004	people/yr	296,000	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
Population of Surgut city in 2028	people/yr	333,000	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
Population growth rate in Surgut	people/yr	Constant growth rate under the conditions above	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
Population of households in Surgut region whose MSW can be collected to the landfill	%	15% for the population of Surgut city	Surgut municipality
MSW generation per capita in 2004	kg/capita/yr	315	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
MSW generation per capita in 2028	kg/capita/yr	404	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
MSW growth rate per capita	kg/capita/yr	Constant growth rate under the conditions above	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
Waste recycling rate in 2004	%	1	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
Waste recycling growth rate	%	Growing 1% every year, to 20% max.	The final report by Russian Consultant "JSC Hallurgy"
The year to start to collect MSW	yr	2006	The plan of JSC Polygon's landfill
Fraction of MSW disposed in Polygon's landfill among the MSW generated in Surgut	%	10% in 2006, growing 10% every year, to 50% max.	Assumption value
Waste from enterprises disposed in Polygon's landfill (assuming yearly constant)	ton/y	51,086	Actual contract value for Polygon's landfill in 2004
Fraction of MSW including in the waste from enterprises (assuming yearly constant)	ton/y	14,596	Actual contract value for Polygon's landfill in 2004
Fraction of waste (Category I)	%	31.50	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Fraction of waste (Category II)	%	16.85	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Fraction of waste (Category III)	%	32.55	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Fraction of waste (Category IV)	%	19.11	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation rate constant "k" (Category I)	1/yr	0.116	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation rate constant "k" (Category II)	1/yr	0.076	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation rate constant "k" (Category III)	1/yr	0.046	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation rate constant "k" (Category IV)	1/yr	0	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation potential "L ₀ " (Category I)	m ³ _N -CH ₄ /t-waste	70.52	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation potential "L ₀ " (Category II)	m ³ _N -CH ₄ /t-waste	67.48	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation potential "L ₀ " (Category III)	m ³ _N -CH ₄ /t-waste	70.38	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Methane generation potential "L ₀ " (Category IV)	m ³ _N -CH ₄ /t-waste	0	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"



Table 3.1.2 Assumed conditions

Item	Unit	Value	Source
Lower caloric value of methane gas	kcal/m ³ _N	8,560	Scientific chronology
Efficiency of CGS installed	%	80	Equipment specification
Auxiliary power ratio of CGS installed	%	10	Assumption value
Utilization factor of CGS installed	%	90	Operation plan
Methane density "D _{CH₄} "	t/m ³ _N	0.0007168	ACM0001
Global Warming Potential value for methane gas "GWP _{CH₄} "	-	21	ACM0001
CO ₂ emission intensity of electricity displaced "CEF _{electricity} "	t-CO ₂ /MWh	0.8	Table I.D.1 in AMS - I.D.
CO ₂ emission intensity of thermal energy displaced "CEF _{thermal} "	t-CO ₂ /MWh	0.2640	The most conservative value assuming the boiler efficiency as 100%, the fuel as diesel oil and calculating with IPCC default value (20.2*0.990*44/12/0.0036/100*100)
Average methane fraction of LFG "w _{CH₄} "	%	50	Assumption value
Flare efficiency "FE"	%	99.5	Equipment specification
Adjustment factor "AF"	-	0	Site survey result
Electricity rate	Roubles/kWh	0.822	Site survey result
Thermal energy rate	Roubles/Gcal	170.4	Site survey result
Exchange rate	Roubles/US\$	27.00	Site survey result
Personnel cost for a manager	Roubles /person/yr	263,000	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Personnel cost for an operator and a desk worker	Roubles /person/yr	115,000	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Number of operators per unit	persons/unit	2	The final report by Ukrainian Consultant "SEC Biomass"
Maintenance cost rate (for the power generated from CGS)	Roubles/kWh	0.150	Assumption value
Overhead cost rate (for the total amount of cost)	%	2	Assumption value
Income tax rate in Russia	%	24	Site survey result
Depreciation	-	for 10 years, survival value 0, with equal amount method	Site survey result

Refer to the support documentation for more specific information concerning these assumptions shown in the above tables, the GHG emission reductions estimation, and the investment analysis.



Annex 4
MONITORING PLAN

1. Operational and management structure

Conferences on the operational and management structure for the monitoring will be held with Russian counterparts according to the monitoring methodologies before the implementation of the project, and after that, the monitoring structure and monitoring policy will be developed.

Here, the overview on the monitoring implementation structure is mentioned.

- The highly precise monitoring gauges shall be selected and after shop inspections, only the gauges that would pass the inspections shall be installed and used.
- Japanese party (Shikoku Electric Power Co., Inc.) shall make out a monitoring standard how to monitor data required in this JI project. Monitoring procedures and points of concern will be described in the monitoring standard.
- The actual monitoring work shall be implemented by the host party (CJSC Polygon Ltd.). The company shall monitor the data in accordance with the monitoring standard sincerely.
- The host party shall archive the monitored data and render them to Japanese party by electric data periodically.
- Japanese party shall check the monitored data if they have any fault, and if any, Japanese party shall instruct the host party how to react for that. The host party shall react as the instruction and shall report the result to Japanese party after the reaction.

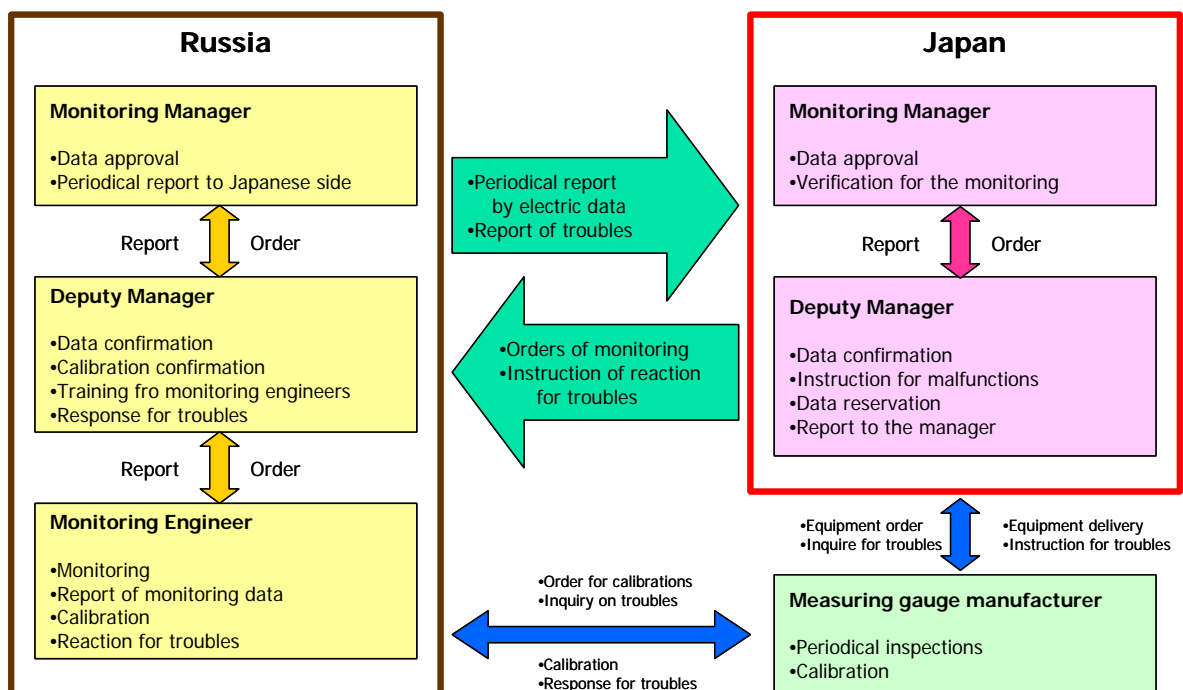


Fig. 4.1.1 The overview on the monitoring structure

**2. Selection of instrument gauges for the monitoring**

“Table 4.2.1” below shows instrument gauges for the monitoring that we plan to use.

In selecting these monitoring gauges, the most precise gauge among possible gauges will be used to the extent possible.

Table 4.2.1 Selection of instrument gauges for the monitoring

ID number	Source of data	Range	Selected monitoring instrument gauge
ID1,5,6	Flowmeter	0 ~ 400Nm ³ /h	Vortex flowmeter
ID2	Temperature gauge	-50 ~ 100	Surface temperature resistive element
ID3	Pressure gauge	0 ~ 100kPa (gauge pressure)	Elasticity manometer
ID4	Methane gas analyser	0 ~ 60%	Infrared methane gas analyser
ID7	Thermocouple	0 ~ several hundred	Thermocouple
ID8	Methane gas analyser	100 ~ 1,000ppm	Infrared methane gas analyser or gas chromatograph
ID9	Voltmeter	-	Integrating watt hour meter
ID10	Calorimeter	-	Integrating calorimeter (Calculated with One temperature gauge, one flowmeter, and computing unit)

**3. Calibration of the instrument gauges for the monitoring**

“Table 4.3.1” below shows how to calibrate the instrument gauges for the monitoring in this project.

Table 4.3.1 Calibration of the monitoring instrument gauges

ID number	Source of data	Calibration method
ID4, 8	Methane gas analyser (Infrared analyser)	These shall be calibrated by the standard gas whose density is given.
ID8	Methane gas analyser (Gas chromatograph)	This shall be checked that the analyst who owns this instrument calibrates it properly.
ID2	Temperature gauge (Surface temperature resistive element)	This shall be calibrated in thermostatic chamber whose temperature is given.
ID7	Thermocouple	The strict calibration for this thermocouple is not necessary because this instrument is only for detection whether the flare is operated or not. However, the confirmation of the proper movement shall be done.
ID3	Pressure gauge	This shall be calibrated by the fluid whose pressure is given made by portable pump.
ID1, 5, 6	Flowmeter (Vortex flowmeter)	The calibration on the site is impossible, but the vortex flowmeter has no moving part and it does not have to be calibrated. However, it is necessary to inspect it if there is any dirt inside. The display part shall be inspected by sequence test with simulation data.
ID9	Voltmeter (Integrating watt hour meter)	The calibration on the site is impossible, but this instrument does not have to be calibrated because it has much durability in general as far as special trouble is not happened. However, visual testing will be implemented periodically.
ID10	Calorimeter (Integrating calorimeter)	This instrument shall be calibrated with temperature gauge, flowmeter, and computing unit.



4. Monitoring of environmental data

The project should keep monitoring the environmental data as well as the data required for the GHG emission reductions estimation mentioned above, particularly for the contribution to the sustainable development in the host country and the local project site. The project will not give a bad influence to the local environment, but the environmental data indicated in Table 4.4.1 below will be monitored periodically during the project period lest they do not exceed the maximum allowable concentration in accordance with Russian Federal Law #7-FL of 10/01/2002 “On Environmental Protection” and “Health Standard”.

Table 4.4.1 Monitoring items of environmental data

Pollutants in water	Pollutants in air
Ammonium (NH ₄ ⁺)	Nitrogen oxide (NO)
BOD	Nitrogen dioxide (NO ₂)
BOD ₅	Ammonium (NH ₃)
Suspended solids	Sulfurous anhydride (SO ₂)
Iron (Fe)	Benzapilene
Cadmium (Cd)	Suspended solids
Potassium cation (K ⁺)	Xylene
Calcium cation (Ca ²⁺)	Methane
Magnesium (Mg)	Methylmercaptan
Manganese (Mn)	Soot
Copper (Cu ²⁺)	Hydrogen Sulphide (H ₂ S)
Arsenic (As)	Styrene
Sodium cation (Na ⁺)	Toluene
Nickel (Ni ²⁺)	Kerosene
Nitrate ion (NO ₃ ⁻)	Carbon monoxide (CO)
Nitrite ion (NO ₂ ⁻)	Phenol
Oil product	Ethylbenzene
Mercury (Hg)	Ethylmercaptan
Lead (Pb)	Miscellaneous
Sulphates (SO ₄ ²⁻)	Vibration
Zink (Zn ²⁺)	Ambient noise
Chlorides (Cl)	Unpleasant smell
COD	
Chromium (Cr ⁶⁺)	
Chromium (Cr ³⁺)	

PROJECT DESIGN DOCUMENT

ロシア・スルグート市埋立処分場 メタンガス有効利用調査

2005年2月

四国電力株式会社





**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD)
Version 02 - in effect as of: 1 July 2004**

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Application of a monitoring methodology and plan
- E. Estimation of GHG emissions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders' comments

Annexes

- Annex 1: Contact information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding
- Annex 3: Baseline information
- Annex 4: Monitoring plan

**SECTION A. General description of project activity****A.1 Title of the project activity:**

ロシア・スルグート市埋立処分場メタンガス利用プロジェクト

A.2. Description of the project activity:

本プロジェクトの目的は、ロシアの地方都市であるスルグート市の民間企業であるポリゴン社が所有する「27th km MSW Landfill」という名称の廃棄物埋立処分場から発生するランドフィルガス（以下LFGという）を回収し、LFGに含まれているメタンガスを燃焼・破壊し、二酸化炭素に変換することによって、温室効果ガス排出削減に寄与するものである。

加えて、メタンガスを燃焼する際に、LFG用ガスエンジンコジェネレーションシステム（以下CGSという）によって電力と熱のエネルギーを得る。これらのエネルギーは、ベースラインのエネルギー供給システムである「化石燃料を使用するディーゼルエンジン発電機による電力供給」および「化石燃料を使用するボイラによる熱供給」を代替する。即ち、地球温暖化に影響を与えうるベースラインのエネルギー供給システムにおける化石燃料の使用を抑制する。

プロジェクトの概要は以下の通り。

- ポリゴン社処分場にLFG回収設備（回収配管、ブローア、LFG精製設備、ガスホルダー等）を設置し、LFGを効率的に回収する。
- 回収されたLFGはCGSに供給され、CGSによって電力と熱を発生させる。
- 生み出された電力及び熱は、LFG回収設備やCGSなどで一部が自己消費される以外、ポリゴン社処分場構内の電力・熱需要のために販売・供給される。
- CGSにて使用されなかった余剰LFGは、フレアによって燃焼処理・破壊される。

本プロジェクトは、以下に掲げる通り、ホスト国（ロシア）の持続可能な発展に貢献する。

- これまで熱電供給に利用されていなかった未活用エネルギーである埋立処分場からのLFGを有効利用することにより、ロシアとして化石燃料の使用量削減に貢献する。
- ロシアにおける環境問題は、経済発展とともに大都市圏を中心に関心が高まりつつあるが、具体的な環境規制や法整備がなされているとは言い難く、更には広大な国土を持つという地理的要因と経済的要因から、ゴミ処理に関しては今後も現状の埋立処分場を中心に継続されていくと考えられる。従って、LFGの発生は今後もロシア国内で増加し続けると考えられ、本プロジェクトがモデルプロジェクトとなることにより、更なる普及効果が生まれると想定される。
- これまで大気中に放出してきたLFGを回収利用することにより、悪臭や有毒可燃ガス発生抑制による周辺環境改善効果が期待できる。
- 廃棄物処理問題をクローズアップすることにより、住民の意識を変化させ、更にはゴミを資源として捉える意識が浸透することにより、リデュース・リユース・リサイクルなど環境負荷の少ない社会の構築に繋がる。
- プロジェクトの建設、運用段階における雇用の創出、維持管理のための周辺企業との取引の増加とともに、地域経済の活性化に繋がる。
- 本プロジェクトによってバイオマスエネルギー利用への意識改革と技術開発が進み、ロシアの省エネルギー推進に寄与できる可能性がある。

**A.3. Project participants:****四国電力株式会社（コンタクトポイント）：**

四国電力株式会社は香川県高松市に本社を置く日本の電力会社であり、主に日本の四国地域に対し電力を供給している。海外事業としては、カンボジアや中国において、太陽光発電やバイオマス発電などの導入実績を有する。

清水建設株式会社：

清水建設株式会社は東京都に本社を置く日本を代表する大手建設会社であり、海外での建設工事、コンサルティング実績が豊富である。処分場の LFG 利用に関しても経験を有し、現在本件とは別に具体的な事業を進めているところである。

ポリゴン社：

ポリゴン社は本プロジェクトが対象としている処分場「27th km MSW Landfill」を所有するロシア側の企業であり、ポリゴン社は親会社からの資金により処分場を建設し運営する。本プロジェクトにLFG回収利用設備が導入され、JIとして実施されれば、発生するERUを上記日本企業に販売し、建設・運営費用に充当すると同時に、相応の利益も得る。

A.4. Technical description of the project activity:**A.4.1. Location of the project activity:****A.4.1.1. Host Party(ies):**

ロシア

A.4.1.2. Region/State/Province etc.:

チュメニ州 ハンティ・マンシ自治管区

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

スルグート市

A.4.1.4. Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this project activity (maximum one page):

スルグート市は、北緯 62 度、東経 73 度、ウラル山脈から東へ約 600km のオビ川沿いに位置する地方工業都市（人口約 30 万人）であり、主要産業は石油、天然ガスの産出である。スルグート市が属するチュメニ州ハンティ・マンシ自治管区スルグート地区は化石燃料の埋蔵量が豊富であり、これにより人口が集中、増加傾向にある。現在スルグート市制 40 年を迎えようとしている。

**A-1 ロシア・スルグートのロケーション**

スルグート市およびスルグート地区では人口増加と共に廃棄物が増加傾向にあり、現在ではスルグート市だけで約 10 万トンの一般廃棄物が排出されている。これらの一般廃棄物は全量が埋立処分されているが、現在、スルグート市営処分場はほぼ満杯に近い状態となっており、拡張か、閉鎖かの判断が待たれているところである。

一方、建設会社を親会社に持つポリゴン社は、市の中心部から 27km 離れた場所（スルグート市外でありスルグート地区内）に、最新の処分場「27th km MSW Landfill」を建設した。この処分場は、スルグート市営処分場にはない高度な排水処理設備や建材リサイクル設備を導入する計画であり、環境への影響を最小限に抑えた、ロシアでも他に例のないクリーンな処分場である。

本プロジェクトでは、この処分場に、LFG 回収設備（回収配管、プロアー、LFG 精製設備、ガスホルダー等）を設置し、LFG を効率的に回収する。回収された LFG は CGS へ供給され、電力と熱の発生のために使用される。生み出された電力、熱は、LFG 回収設備や CGS などの自己消費に回される以外は、処分場構内に販売・供給される。構内では、排水処理設備や、管理棟、廃棄物リサイクルプラント、温室、照明設備などの電力、熱需要があるが、スルグート市街地から 27km 離れた僻地であるので、電力系統、地域熱供給ネットワークからは切り離されている。一方、CGS にて使用されなかった余剰 LFG はフレアで処理・破壊される。

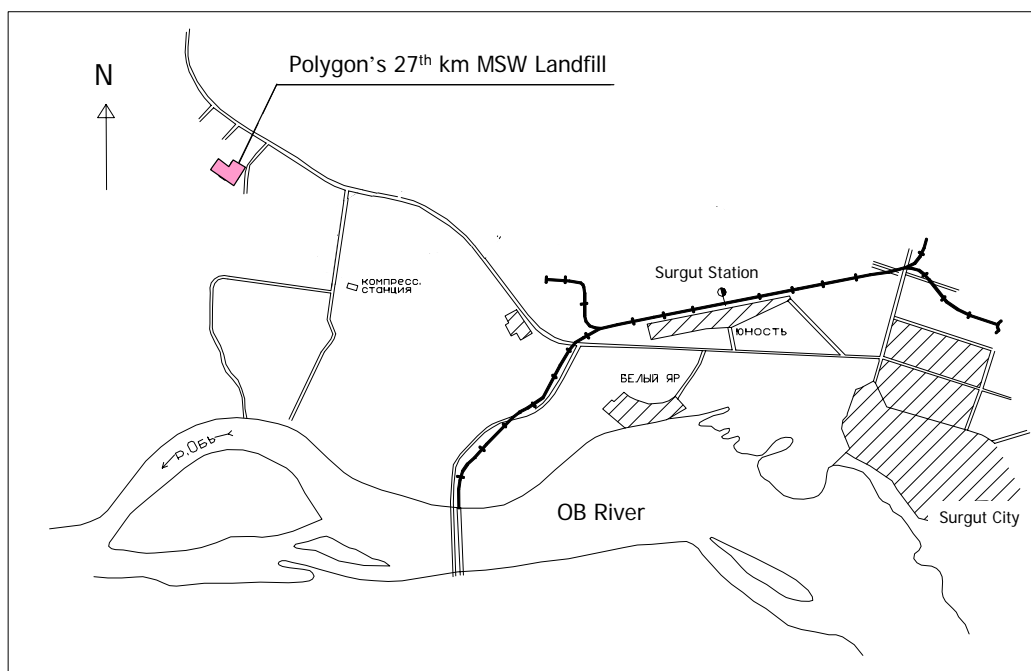


図 A-2 スルグート市街地と対象処分場の位置関係

尚、ポリゴン社が対象とする廃棄物はスルグート市およびスルグート地区の一般廃棄物の一部と、スルグート市周辺に存在する多くの企業から排出される廃棄物の一部である。企業からの廃棄物には、建設廃材等の産業廃棄物の他にスルグート市と同様の一般廃棄物が含まれる。ポリゴン社処分場では、建材等のリサイクル可能な廃棄物はリサイクル処理設備により有効活用され、一般廃棄物が埋立処分される。現在の埋立処分量はそれほど多くはないが、今後徐々に契約を増加していく予定である。

**A.4.2. Categories of project activity:**

UNFCCCの「Sectoral Scope」を適用すると、このプロジェクトは、No.13の「Waste handling and disposal」とNo.1の「Energy industries (renewable ~~non-renewable~~ sources)」に該当する。

A.4.3. Technology to be employed by the project activity:**LFG 回収システム技術：**

鉛直井戸、水平配管、気密シート、ガスホルダー、計器類、ブロアー等で構成される。埋立完了後、埋立地表面に気密シートを敷設することにより、高いLFG収集効率が期待できる。

バイオガス利用小型ガスエンジン発電技術：

LFGのような希薄なメタンガスでも安定した運転が可能なガスエンジン、発電機、制御盤、計器類、排ガスボイラーで構成される。ガスエンジン発電機はコジェネレーション効率80%程度と高効率である。加えて、LFGのような希薄なガス燃料でも安定して運転できるガスエンジンには高度な技術が必要である。

運転保守・維持管理・教育：

上記LFG回収・利用システムの運転保守方法については、システムが導入されるプロジェクト初期段階において、LFG回収利用システムの専門家やメーカーからの技術指導員の派遣による教育訓練を実施する予定である。また、運転保守マニュアルやトラブル処理マニュアル等を整備し、日々の運転保守はこれに基づき実施される。加えて、定期的に運転保守技術の維持に関する勉強会やセミナーを開くなど、技術の習熟に努めるよう計画する。これにより、日常の運転保守技術を維持する。

日常保守ならびに週月間の点検については、基本的に運転員自身によって実施される。これにより、日常的な消耗品の交換や潤滑油の補給等が適切に実施される。また、定期点検は、システム納入者であるメーカーに発注し、実施される。

以下に本プロジェクトにおける LFG 回収利用システムの概念図を示す。

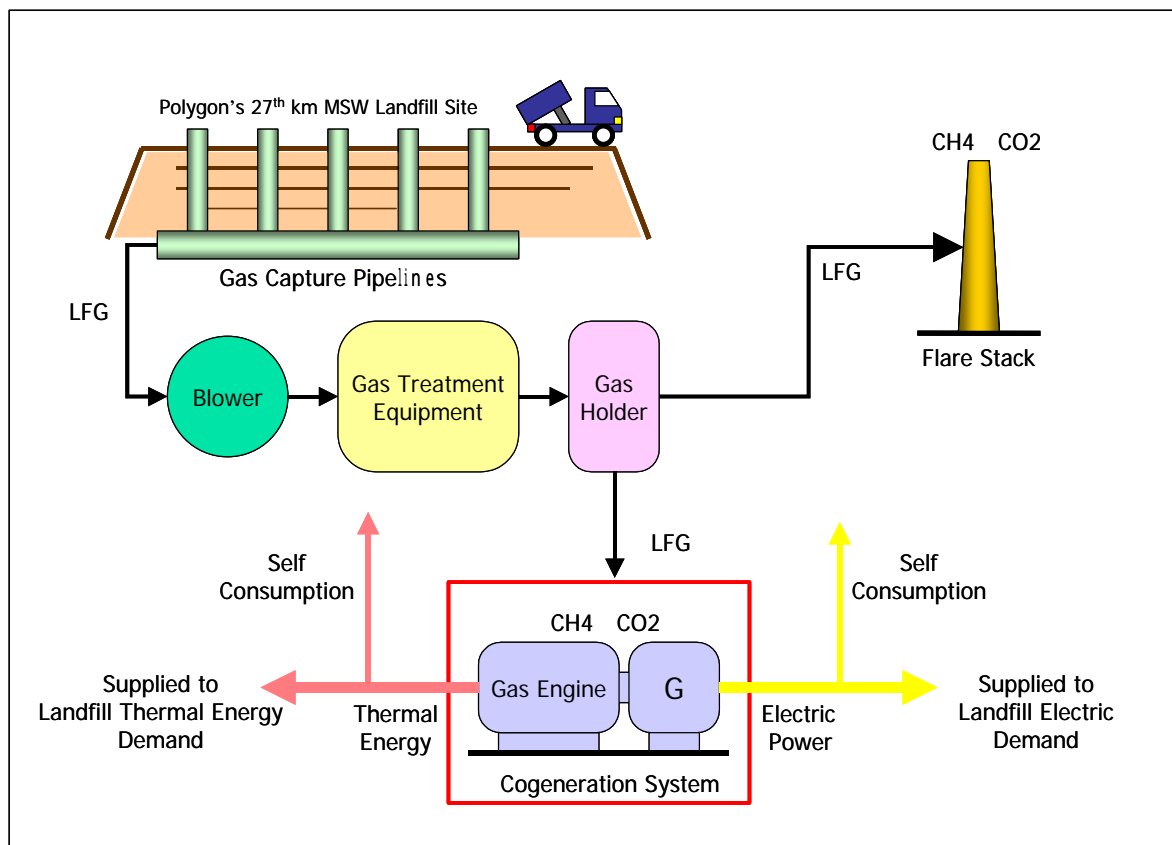


図 A-3 LFG 回収システム概念図



A.4.4. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:

ホスト国（ロシア）およびスルグートには、プロジェクト対象サイトには本プロジェクトの実施に対して、以下のようなバリアが存在する。

- 当該処分場において発生する LFG の回収は計画されていない。（慣習的バリア）
- 当該処分場では今後約 30 年間に於いて埋立処分が計画されており、埋立処分に伴い廃棄物から大量の LFG が発生するにもかかわらず、問題視する声はない。（慣習的バリア）
- スルグートにおける LFG の回収利用技術は存在せず、また、ロシア全土でも LFG 回収利用技術は広く認知されているようなレベルではない。（技術的バリア）
- スルグートは化石燃料の埋蔵量が豊富であるが故に、化石燃料を安価に大量使用することが可能であり、このため LFG を回収利用して省エネを図るという意識はほとんど無い。このため、LFG 回収利用技術を導入するために多大な労力と時間、コストをかけるようなインセンティブが働きにくい。（技術的、経済的、慣習的バリア）
- ロシア、スルグートにおける廃棄物処分場に対して、LFG の回収利用を義務づけるような法律上の規制は現在のところ存在せず、当面そのような法制度の導入計画もない。（法的バリア）
- ロシアではつい最近ようやく京都議定書に批准したものの、国土の広いロシアにおいては、スルグートのような地方都市で温室効果ガスの排出量を削減しようという意識はあまりなく、むしろ経済成長のための産業活動が優先される状況である。（政策的バリア）
- ポリゴン社自体は、LFG の回収利用という新しい技術に対する興味はあるものの、処分場の運営が第一優先であり、LFG 回収システムへの投資は経済性を満足しないと考えている。（経済的バリア）

以上から、当該プロジェクトサイトが自ら高度な LFG 回収利用システムを導入するというシナリオがベースラインとなることは考えにくい。

また、簡易な LFG 回収井戸、回収配管を導入し、フレアスタックでメタンガスを破壊するというシナリオも考えられるが、わざわざこうした回収設備を追加するための労力やコストを考えると、現地企業にはあまりメリットはなく、現状維持つまり LFG の大気拡散を放置するという状況が継続すると考えるのが自然であろう。

従って、LFG の回収利用は全く実施されず、LFG の大気拡散が継続するというシナリオ（現状維持）がベースラインシナリオとなると考えられる。すなわち、プロジェクトがなければ、何ら GHG の排出は削減されない。

このような状況の下、本プロジェクトでは、ポリゴン社の新しい処分場で埋立処分される廃棄物から発生する LFG を回収し、LFG 中に含まれる温室効果ガス（以下 GHG という）である可燃性のメタンガスを CGS で燃料として有効利用し、発電・熱供給に利用しようとするものである。

本プロジェクトが実施されると、以下の理由で追加的な GHG の排出削減が生じる。

フェーズ1：

LFG 回収によりメタンガスを捕捉し、これを CGS 及びフレアにおいて燃焼することにより、メタンガスを破壊。

フェーズ2：

CGSによる発電によって、化石燃料燃焼のディーゼルエンジン発電機を代替することにより、化石燃料由来のCO₂排出を削減。

フェーズ3：

CGSによる熱供給によって、化石燃料燃焼のボイラを代替することにより、化石燃料由来のCO₂排出を削減。

図 A-4 に GHG 排出削減スキームを示す。

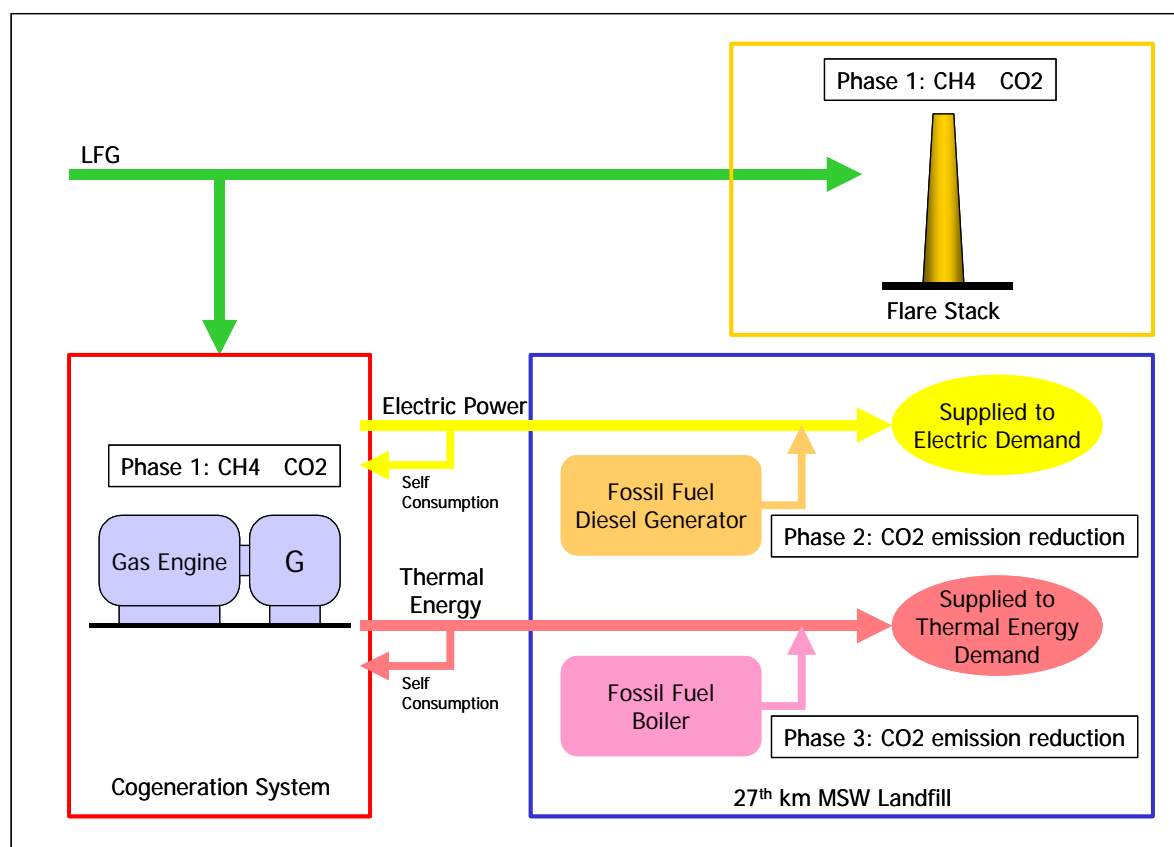


図 A-4 GHG 排出削減スキーム

**A.4.4.1. Estimated amount of emission reductions over the chosen crediting****period:**

本プロジェクトのクレジット期間は20年であり、排出削減量は20年間の累計で363,270 t-CO₂になると試算された。各年の排出削減量は下表の通り。

表A-1 本プロジェクトによるGHG排出削減量試算結果 (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394	19,152

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031

A.4.5. Public funding of the project activity:

本プロジェクトには、公的資金の利用はない。

**SECTION B. Application of a baseline methodology****B.1. Title and reference of the approved baseline methodology applied to the project activity:**

本プロジェクトには、既に承認された方法論である Approved consolidated baseline methodology ACM0001 "Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities" (以下 ACM0001 という) を適用する。

ACM0001 には、その適用条件として以下が述べられている。

「この方法論は、LFG 捕捉プロジェクト活動に適用でき、その際のベースラインシナリオは LFG のすべてか一部を大気に解放しているというものである。プロジェクト活動は以下のいずれかを指す。

- (a) 補足された LFG は燃焼される
- (b) 補足された LFG はエネルギー (例えば電力、熱エネルギー) の生産に使用されるが、他のエネルギー源を代替あるいは避けたことによる排出削減をクレームしない。
- (c) 捕捉された LFG はエネルギー (例えば電力、熱エネルギー) の生産に使用され、他のエネルギー源の利用を代替あるいは避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論には ACM0002 "Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable" が含まれる。また、発電容量が 15MW を下回り、かつ / あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ (15GWh) を下回るならば、小規模方法論が使用可能である。」

上記 ACM0001 の適用条件(c)から、電力供給によって他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減 (フェーズ 2) のクレームに関しては、小規模 CDM 方法論 AMS-I.D. (TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.D. Renewable electricity generation for a grid) を、熱供給によって他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減 (フェーズ 3) のクレームに関しては、小規模 CDM 方法論 AMS-I.C. (TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.C. Thermal energy for the user、以下「AMS-I.C.」という) をそれぞれ適用する。

B.1.1. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

本プロジェクトの条件は以下の通りである。

現在、処分場「27th km MSW Landfill」においては、LFGの収集が行われていない。

現在、ロシア、スルグート市においては、廃棄物埋立処分場に対し、LFG の収集を義務付ける法律上の規制がなく、当面その計画もない。

本プロジェクトは、処分場「27th km MSW Landfill」において、LFG回収を行い、それに含まれる可燃性のメタンガスを燃焼させて、CGSにより熱電供給を行うものである。



上記発電は、化石燃料焚きのディーゼルエンジン発電機を代替する（利用を避ける）ものであり、上記熱供給は化石燃料焚きボイラを代替する（利用を避ける）ものである。熱電供給によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。このプロジェクトで設置する予定の発電機容量は、0.6MW（0.2MW×3）、熱供給容量は、0.858MW（0.286MW×3）である。

以上の条件から、本プロジェクトはまさに ACM0001 の適用条件である（c）に該当し、本プロジェクトが ACM0001 を適用することは正当である。

また、ACM0001 の適用条件(c)に従い、電力供給によって他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減（フェーズ2）のクレームに関しては、小規模 CDM 方法論 AMS-I.D.（TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.D. Renewable electricity generation for a grid）を適用する。この AMS-I.D.には以下の内容が記載されている。

技術/手段：パラグラフ 3

このカテゴリーには電力系統に電力を供給するバイオマス熱電供給（コジェネレーション）システムが含まれる。このカテゴリーに適合するのはコジェネレーションによる出力合計が 45MW を超えないプロジェクトに限る。

以上の適用条件から、AMS-I.D.をフェーズ2に適用することは正当である。

また、熱供給によって他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減（フェーズ3）のクレームに関しては、小規模 CDM 方法論 AMS-I.C.（TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.C. Thermal energy for the user、以下「AMS-I.C.」という）を適用する。この AMS-I.C.には以下の内容が記載されている。

技術/手段：パラグラフ 1

このカテゴリーには個々の住宅やユーザーに熱エネルギーを供給し、化石燃料や再生可能ではないバイオマス資源を代替する再生可能エネルギー技術を含む。（中略）バイオマスを基本としたオンサイト熱電供給コジェネレーションシステムはこのカテゴリーに含まれる。

技術/手段：パラグラフ 2

メーカーによって特定される発電容量は 15MW 未満でなくてはならない。本カテゴリーに該当するコジェネレーションシステムの容量は、全てのエネルギー形態の合計が 45MW を超えてはならない。

以上の適用条件から、AMS-I.C.をフェーズ3に適用することは正当である。

**B.2. Description of how the methodology is applied in the context of the project activity:**

この方法論 ACM0001 では以下の式を使用できる。尚、ここでは、ACM0001 に記載の説明を繰り返すことはしない。

$$(1) ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y}$$

$$(2) MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

$$(3) MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y}$$

$$(4) MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE$$

$$(5) MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

$$(6) MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

また、本 PDD においては、事前にメタンガス発生量を予測するための手段として、IPCC のガイドライン (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) に示された First Order Decay Model (ガイドラインの中の式-3 に相当) の発展形 (ガイドラインの中の式-4 と式-5 に相当) を使用する。以下にその数式を示す。

$$(7) Q_y = Q_{y,x} = (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

(注：上式において Q_y は、x について積算するものである)

ここで、

Q_y : 現在y年に発生するメタンガス発生量 (m^3CH_4/y)

$Q_{y,x}$: x年に搬入された廃棄物によって現在y年に発生するメタンガス発生量 (m^3CH_4/y)

x : 廃棄物の搬入があった年 (y)

R_x : x年に搬入された廃棄物量 (Mg/y)

y : 現在の年 (y)

L_0 : 潜在的メタンガス発生量 (m^3CH_4/Mg Mgは廃棄物量)

k : メタンガス発生率 (1/y)

また、上式により計算されるメタンガス発生量のうち、本プロジェクトによって回収されるメタンガス回収量については以下の式を用いて算出する。

$$(8) Q_{capture,y} = EqC_y * Q_y$$

$$(9) M_{capture,y} = Q_{capture,y} * D_{CH4,y}$$



ここで、

$Q_{\text{capture},y}$: メタンガス回収容量 ($\text{m}^3 \text{CH}_4/\text{y}$)

EqC_y : メタンガス回収効率 (-)

$M_{\text{capture},y}$: メタンガス回収重量 (tCH_4/y)

本プロジェクトでは、計算の正確さを求めるために、現地専門家の意見を参考にしながら、廃棄物をその有機成分に起因する分解度合いに応じて4つのカテゴリーに分け、それぞれのカテゴリーで個別の L_0 、 k 値を採用した発生ガス量の計算を実施し、最後に全カテゴリーのガス量を合算する方法を採用した。

ACM0001 をどのように本プロジェクトに適用するかを、上式における各パラメータ並びに前提条件にそって以下に説明する。

GWP_{CH4} (メタンの温暖化係数) :

本プロジェクトにおいて補足されたメタンの温暖化係数については、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 第2次評価報告書 (1995) (IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995) に記載されたデフォルト値を使用する。

EG_y (発電により代替された処分場構内の電力量) :

本プロジェクトでは、CGS によって発電され、処分場構内に供給される電力量を意味する。この電力量は本プロジェクトによって発電され、処分場構内に供給される正味電力量でなければならず、CGS の発電電力量 (いわゆる発電端電力量) そのものではない。つまり、LFG 回収システム (プロアー等)、CGS の補機などにおいて自己消費される電力量は差し引かれなければならない。本 PDD においては、この自己消費分は CGS による発電電力量に対して 10% の割合を占めるものと想定する。

また、CGS 導入前や CGS の運転停止時には、LFG 回収処理システムのみでの運転となる。この場合、LFG 回収システムに自己消費される電力は、逆に処分場のディーゼル発電機から購入することになる。この処分場ディーゼル発電機から購入する所要電力は、CGS 導入までの間、毎年 10kW (年間 87.6MWh) と想定し、このパラメータではマイナス値として計算される。また、CGS 導入後は、定期点検等による CGS 停止を考慮し、設備利用率を最大でも 90% と想定する。実際のモニタリングでは、処分場構内に供給される正味の電力量を直接計測する。

ET_y (熱供給により代替された処分場構内の熱量) :

本プロジェクトでは、CGS によって生産され、処分場構内に供給される熱エネルギー量を意味する。

この熱量は、本プロジェクトによって生産され、処分場構内に供給される正味熱量でなければならず、CGS からの発生熱量そのものではない。つまり、LFG 回収システム (プロアー等)、CGS の補機などにおいて自己消費される熱エネルギー量は差し引かれなければならない。本 PDD においては、この自己消費分は CGS による生産熱量に対して 10% の割合を占めるものと想定する。



また、CGS 導入前や CGS の運転停止時には、LFG 回収処理システムのみでの運転となる。この場合、LFG 回収システムに自己消費される熱エネルギーは、逆に処分場のボイラから購入することになる。この処分場ボイラから購入する所要熱エネルギーは、CGS 導入までの間、毎年 10kW 相当（年間 87.6MWh）と想定し、このパラメータではマイナス値として計算される。また、CGS 導入後は、定期点検等による CGS 停止を考慮し、設備利用率を最大でも 90% と想定する。

実際のモニタリングでは、構内に供給される正味の熱量を直接計測する。

CEF_{electricity}（発電の排出係数CO₂）：

本プロジェクトでは、処分場構内の発電による排出係数を意味する。

本プロジェクトがなかった場合、処分場における電力需要は全量ディーゼル発電機によってまかなわれる計画である。つまり、処分場構内の発電の排出係数は処分場が所有するディーゼル発電機の排出係数に相当する。ただし、ディーゼル発電機がまだ処分場に設置されたものではないため、この排出係数に実績値を採用することが出来ない。従って、本プロジェクトでは、AMS-I.D.パラグラフ 28 に記載の方法により決定する。

ベースライン：パラグラフ 6

燃料油、ディーゼル油を使用する全ての化石燃料炊き発電システムには、再生可能エネルギー発電ユニットによる発電電力量（kWh）に、表 I.D.1. の中で該当する最適負荷、設備容量の最新ディーゼル発電機ユニットにおける排出係数（kg CO₂equ/kWh）を乗じたものがベースラインとなる。

即ち、AMS-I.C.表I.D.1 から、ディーゼル発電機（200kW以上）の排出係数 0.8 kg CO₂equ/kWh を乗じたものが適用可能である。

CEF_{thermal}（熱供給の排出係数CO₂）：

本プロジェクトでは、処分場構内の熱生産による排出係数を意味する。

本プロジェクトがなかった場合、処分場における熱需要は全量ディーゼル油焚きのボイラによってまかなわれる。つまり、処分場構内の熱供給の排出係数は、処分場が所有するディーゼルボイラの排出係数に相当する。本プロジェクトでは、AMS-I.C.パラグラフ 18 に記載の方法により決定する。

ベースライン：パラグラフ 4

化石燃料利用技術を代替する再生可能エネルギー利用技術には、当該プロジェクト活動が実施されなかった場合に使用されたであろう燃料消費量にその代替される化石燃料の排出係数を乗じたものがベースラインとなる。化石燃料の排出係数には IPCC のデフォルト値が利用可能である。

即ち、化石燃料炊きボイラの排出係数を乗じたものを適用することになる。

ボイラの排出係数は単位出力当たりの燃料消費量に固有の排出係数および炭素の酸化比率係数を乗じたものとなるが、ここで問題となるのはボイラ効率である。しかしながら、AMS-I.C.にはボイラの排出係数についての記述がない。そこで、考えられる最も保守的なボイラ効率として 100% 効率を想定し、ボイラの排出係数を算出することとする。



また、IPCCによるディーゼル燃料に対するデフォルト値は以下の通りである。

ディーゼル燃料の排出係数：20.2 tC/TJ

ディーゼル燃料の酸化比率係数：0.99

以上より、化石燃料炊きボイラの排出係数 $CEF_{thermal,y}$ は、

$$20.2 \text{ (kgC/GJ)} * 10^{-6} * 3600 * 44 / 12 * 0.99 / 100\% = 0.2640 \text{ kg CO}_2\text{equ/kWh}$$

となる。本プロジェクトにおけるフェーズ3での排出係数 $CEF_{thermal,y}$ にはこの値を適用することとする。（これよりも保守的な排出係数は存在しない。）

AF（調整係数）：

AFは、ベースラインシナリオで回収されているはずのLFGの量と、プロジェクトで回収されるLFGの量の比である。既に述べたように、現在ロシアには、処分場にLFGを収集することを義務付ける法律はない。また、ロシア政府では当面そのような法規制を導入する予定もない。従って、現時点でのAFの値は0となる。

モニタリングに際しては、ロシア政府の動向を十分注視し、定期的にAFの値が変化するか確認する。

LFG_{flare,y}（フレア処理されるLFGの量）：

本PDDにおいては、回収されたLFGのうち、熱電供給に利用されず残ったLFGがフレア処理されるものとする。

本プロジェクトでは、フレア処理されるLFGの量はモニタリングにて実測される。

w_{CH₄,y}（LFG中のメタンガスの含有率）：

LFG中のメタンガスの含有率は、モニタリングにて計測される。

本PDDにおいては、想定される含有率を使用する。

D_{CH₄}（標準状態におけるメタンガスの比重）：

本プロジェクトにおけるメタンガスの比重は、ACM0001巻末に記載されている値を採用する。このため、LFG流量は、LFGの温度と圧力をモニタリングにて実測し、これらを用いて計算することにより標準状態におけるLFG流量に補正される。

本PDDにおいては、気体の体積をすべて標準状態で記載する。

FE（フレア効率）：

フレア効率は、フレアの稼働時間（フレアスタックの表面温度により、稼働の有無を計測）、フレア排気ガスのメタンガス濃度を計測することにより決定される。

本PDDにおいては、フレア設備の仕様に基づき、一定の経験値を設定するものとする。

LFG_{electricity,y}（発電に供されるLFGの量）：

本プロジェクトでは、CGSの発電に供されるLFG流量を意味する。

この量と次項のLFG_{thermal,y}（熱生産に供されるLFGの量）との合計がモニタリングにて実測される。



本 PDD においては、回収された LFG のうち、CGS が発電によって消費する定格ガス量を、CGS の点検予定時期を除き、想定される設備利用率に基づいて消費するものとする。

LFG_{thermal,y} (熱生産に供される LFG の量) :

本プロジェクトでは、CGS の熱生産に供される LFG 流量を意味する。

この量と前項の LFG_{electricity,y} (発電に供される LFG の量) との合計がモニタリングにて実測される。

本 PDD においては、回収された LFG のうち、CGS が熱生産によって消費する定格ガス量を、CGS の点検予定時期を除き、想定される設備利用率に基づいて消費するものとする。

x (廃棄物の搬入があった年) :

処分場が運用開始された 2004 年とする。

y (現在の年) :

プロジェクトが開始される 2008 年から 20 年とする。

R_x (x 年に搬入された廃棄物量) :

本プロジェクトでは、LFG の発生量を予測する手法として、(7) 式に示された First Order Decay Model を使用している。つまり、最も鍵となるのは、廃棄物の処分量 R_x である。従って、過去、現在、未来にわたって、処分場に持ち込まれた、持ち込まれている、持ち込まれるであろう廃棄物量の実績、予測値が必要である。

処分場に持ち込まれる廃棄物には、スルゲート市およびスルゲート地区の一般廃棄物とスルゲートの企業からの産業廃棄物 (これには市からの一般廃棄物と同等の廃棄物が含まれる) があるため、本 PDD においては、廃棄物の調達先毎に処分量を予測している。

k (メタンガス発生率) :

現地専門家の意見を参考に、廃棄物をその有機成分に起因する分解度合いに応じて 4 つのカテゴリーに分け、それぞれのカテゴリーで個別の k 値を採用する。

L₀ (潜在的メタンガス発生量) :

現地専門家の意見を参考に、廃棄物をその有機成分に起因する分解度合いに応じて 4 つのカテゴリーに分け、それぞれのカテゴリーで個別の L₀ 値を採用する。

EqC_y (メタンガス回収効率) :

メタンガス回収効率は、LFG 回収システムの性能により決定されるものであり、埋立高さにも影響を受ける。

本 PDD においては、現地専門家の情報を基に、埋立高さとして LFG 収集効率の関係式によって各年の収集効率を計算する。

以上のパラメータ / 前提条件の具体的な値については、Annex 3 を参照されたい。

**B.3. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity:**

EB16 Annex1 “Tool for the demonstration and assessment of additionality”（以下「追加性証明ツール」という）を用いて、本プロジェクトがベースラインシナリオとはなり得ない追加的なプロジェクトであることを示す。ただし、本プロジェクトは JI であるため、CDM プロジェクトに要求される全ての手順を厳密に実行する必要はないと判断し、本 PDD では追加性証明ツールに記載された Sub-Step 2b - Option III, Step 5 のみについて言及する。

ここでは、追加性証明ツールに記載の説明を繰り返すことはしない。

Sub-Step 2b – Option III 投資分析：

本プロジェクトでは、特別目的会社（SPC）を設立し、CGS により得られる電力と熱エネルギーをポリゴン社処分場の需要に対して販売するため、SPC とポリゴン社処分場との間で以下のようなエネルギー販売契約（PPA 契約）を締結することを想定している。

- SPC により生産される電力および熱エネルギーは原則として、全量処分場が買い取る。
- SPC からの供給エネルギーは処分場内の需要の一部あるいは全部を賄う。
- SPC は CGS を可能な限り高稼働率に保ちながらエネルギー生産を実施する。
- 契約には処分場における排水処理システム等の設備導入・増設計画に基づく需要想定を踏まえ、これに基づきエネルギー供給量には上限が設定される。
- 契約は処分場の需要想定に基づき、毎年契約更改される。
- 供給電力量は処分場において使用される直前（プロジェクトの所要電力が全て差し引かれた後のポイント）において、電力量メータにより測定・管理され、これにより電力料金が計算される。
- 供給熱エネルギーは処分場において使用される直前（プロジェクトの所要熱エネルギーが全て差し引かれた後のポイント）において、カロリーメータにより測定・管理され、これにより熱エネルギー利用料金が計算される。
- 逆に、SPC がプロジェクトに要する電力および熱エネルギーを、処分場のディーゼル発電機およびボイラから購入する場合、その購入量はマイナスとして計算する。

以上の契約に基づき、本プロジェクトには、ERU 以外の関連収入（売電・売熱収入）がある。従って、本プロジェクトには Option III：ベンチマーク分析を適用することが可能である。また、本分析におけるベンチマークには、ロシアの国債利回り（2004 年 9 月現在 7.8～8.0%）を採用する。

ここでは、追加性証明ツールに従い、ERU の収入は考慮しない。本プロジェクトでは、投資に対してそれに見合うリターン（売電収入、売熱収入）が期待できる。しかしながらキャッシュ



フローを試算したところ、プロジェクト期間 20 年では累積収支が黒字とならず、プロジェクトとして成り立たないという結果を得た。（表 B-1 参照）。

これは、売電、売熱料金単価が低く、投資資金を売電、売熱収入だけでは回収できないことを示す。つまり、本プロジェクトを実施することが現地にとって何の魅力もなく、現地企業が自発的に実施するようなベースラインシナリオにはなり得ない。

表 B-1 ERU の経済的価値を考慮しない場合のプロジェクトキャッシュフロー

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Income	0	-85	-85	-85	-85	1,464	1,464	1,464	1,464	1,464	2,684
Electricity Sales Income	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
Heat Energy Sales Income	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
Total Expense	7,730	722	722	722	4,572	1,288	1,288	1,288	1,288	5,138	1,891
Capital Investment	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
Personnel Cost	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
Maintenance Cost	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
Overhead Cost	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
Income Tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow	-7,730	-807	-807	-807	-4,657	176	176	176	176	-3,674	793

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	2,718	2,753	2,787	2,811	2,835	2,844	2,882	2,906	2,930	2,954	38,083
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	1,906	1,928	1,950	1,963	2,063	5,920	2,202	2,211	2,221	2,306	51,321
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	13	17	21	25	122	123	0	0	0	83	404
	812	825	837	848	772	-3,076	680	695	709	648	-13,238

thousand Roubles

Step 5 CDM (JI) 登録の影響 :

先に実施した投資分析に ERU の経済的価値を導入した場合のキャッシュフローを下表に示す。

表B-2 ERUの経済的価値（6US\$/t-CO₂）を考慮した場合のプロジェクトキャッシュフロー

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Income	0	256	466	733	1,003	3,112	3,375	3,632	3,880	4,120	5,787
ERU Sales Income	0	340	551	817	1,088	1,648	1,911	2,168	2,416	2,656	3,103
Electricity Sales Income	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
Heat Energy Sales Income	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
Total Expense	7,730	722	722	722	4,572	1,448	1,511	1,573	1,632	5,540	2,455
Capital Investment	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
Personnel Cost	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
Maintenance Cost	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
Overhead Cost	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
Income Tax	0	0	0	0	0	160	223	285	344	402	565
Cash flow	-7,730	-467	-256	10	-3,569	1,664	1,864	2,059	2,248	-1,420	3,331

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	6,049	6,303	6,547	6,769	6,983	7,171	7,391	7,590	7,787	7,981	96,933
	3,331	3,550	3,760	3,958	4,148	4,328	4,508	4,684	4,857	5,027	58,850
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	2,706	2,780	2,852	2,913	3,058	6,959	3,262	3,318	3,372	3,513	63,361
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	813	869	924	975	1,118	1,161	1,061	1,106	1,151	1,289	12,444
	3,344	3,522	3,695	3,856	3,925	213	4,128	4,273	4,415	4,468	33,572

thousand Roubles



以上のキャッシュフロー分析の結果、 $ERU = 6US\$/t-CO_2$ でIRR12.1%となり、ロシア国債の利回りに比べて、投資家を魅了できるレベルとなる。

以上の分析で、本プロジェクトはベースラインになり得ないことがわかり、且つ、ERUの経済的価値を考慮すれば、十分にJIプロジェクト活動となり得ることが証明された。

以上の計算の前提条件については、Annex 3および指示文書を参照のこと。

B.4. Description of how the definition of the project boundary related to the baseline methodology selected is applied to the project activity:

本プロジェクトの主な地理上の舞台は、ポリゴン社によって新たに建設された埋立処分場である。この処分場で発生するLFG（主成分メタンガス）の量は、プロジェクト実施者の管理が及ぶものであり、顕著であり、そのJIプロジェクト活動に原因を帰することが妥当な、GHG排出源からの人為的な排出量であると言える。

一方、処分場構内で使用される化石燃料焚きのディーゼルエンジン発電機、化石燃料焚きのボイラによるGHGの排出量についても、本プロジェクト活動によって影響が及ぶものであり、顕著であり、そのJIプロジェクト活動に原因を期することが妥当な、人為的な排出量であると言える。

従って、本プロジェクトのバウンダリー内には、ポリゴン社処分場および処分場に設置されるディーゼル発電機、化石燃料炊きボイラ、またプロジェクト活動によって導入されるLFG回収システム（LFG回収配管、プロアー等）、CGS、フレアスタックおよび配電線、熱供給配管等が含まれる。

本プロジェクト活動によって、当該処分場から回収されるLFG（メタンガス）が回収され、フレアスタックおよびCGSによって燃焼破壊されるとともに、CGSによって発生する電力と熱エネルギーはプロジェクト活動に必要な所要電力および熱エネルギーを差し引いた量が、ポリゴン社処分場に供給される。これによって、ディーゼルエンジン発電機、化石燃料炊きボイラの一部あるいは全部が代替され、二酸化炭素の排出が抑制される。

なお、ACM0001ではリーケージを考慮する必要がないとされており、また、AMS-I.C., I.D.においても、別の活動から再生可能エネルギー技術を移転する場合にリーケージを考慮するように記載されており、本プロジェクトはこれにあたらぬため、リーケージを考慮する必要はない。

**SECTION C. Duration of the project activity / Crediting period****C.1 Duration of the project activity:****C.1.1. Starting date of the project activity:**

本プロジェクトでは、実際に運用が開始できるまでの建設期間として1年を見込んでいる。プロジェクト開始日は、この建設を着工する2007年1月1日を予定している。

C.1.2. Expected operational lifetime of the project activity:

本プロジェクトでは、機器の耐用年数を考慮し、クレジット獲得期間を20年としている。従って、上記建設期間1年間と合わせ、プロジェクト期間は21年間としている。

C.2 Choice of the crediting period and related information:**C.2.1. Renewable crediting period****C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:**

本プロジェクトでは、クレジット期間を機器の耐用年数を考慮して20年と設定しているため、10年しかない固定のクレジット期間ではなく、更新可能なクレジット期間とする。

プロジェクトの建設工事が終わり、プロジェクトの運用を開始することによって、GHG排出削減が発生する。従って、プロジェクト活動によって得られる最初の排出削減の日は、プロジェクトの建設工事が終わり、プロジェクトの運用を開始する日である。一方、JIプロジェクト活動では2008年以降でなければクレジット（ERU）を得ることができないことになっている。以上により、クレジット期間の最初の日は2008年1月1日である。

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

ロシアでは、JIプロジェクト活動でどのようなクレジット期間の更新制度を設けるかの決定は何もない。従って、最初のクレジット期間は、CDMのルールに倣い7年と設定する。

~~**C.2.2. Fixed crediting period:**~~~~**C.2.2.1. Starting date:**~~~~**C.2.2.2. Length:**~~

**SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan****D.1. Name and reference of approved monitoring methodology applied to the project activity:**

本プロジェクトには、ベースライン方法論として採用した ACM0001 に記載がある通り、既に承認された方法論である Approved consolidated monitoring methodology ACM0001 "Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities" (以下 ACM0001 という) を適用する。

ACM0001 には、その適用条件として以下が述べられている。

「この方法論は、LFG 捕捉プロジェクト活動に適用でき、その際のベースラインシナリオは LFG のすべてか一部を大気に解放しているというものである。プロジェクト活動は以下のいずれかを指す。

- (a) 補足された LFG は燃焼される
- (b) 補足された LFG はエネルギー (例えば電力、熱エネルギー) の生産に使用されるが、他のエネルギー源を代替あるいは避けたことによる排出削減をクレームしない。
- (c) 捕捉された LFG はエネルギー (例えば電力、熱エネルギー) の生産に使用され、他のエネルギー源の利用を代替あるいは避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論には ACM0002 "Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable" が含まれる。また、発電容量が 15MW を下回り、かつ / あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ (15GWh) を下回るならば、小規模方法論が使用可能である。」

また、熱電供給によって他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、AMS-I.C.,I.D に記載のモニタリング方法を適用する。

D.2. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

本プロジェクトの条件は B.1.1 で述べた通りであり、上記モニタリング方法論 ACM0001 の適用条件である (c) に該当し、熱電供給によって他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、AMS-I.C.,I.D に記載のモニタリング方法を適用できる。

また、ベースライン方法論として採用した ACM0001 ではモニタリング方法論として ACM0001 を採用することが指定されており、本方法論を選択することは正当である。

**~~D.2.1. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario~~****~~D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:~~**

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment

~~D.2.1.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)~~**~~D.2.1.3. Relevant data necessary for determining the baseline of anthropogenic emissions by sources of GHGs within the project boundary and how such data will be collected and archived:~~**

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment



~~D.2.1.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)~~

D. 2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).

D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment
ID1	LFG_{total} 回収される LFG量	流量計	m^3	m	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる	100%	electronic	
ID2	T LFGの温度	温度計	K	m	1ヶ月に1回	100%	electronic	
ID3	P LFGの圧力	圧力計	Pa	m	1ヶ月に1回	100%	electronic	
ID4	w_{CH_4} LFGのメタン濃度	メタン濃度計	%	m	1ヶ月に1回	100%	electronic	
ID5	$LFG_{electricity,y}$ + $LFG_{thermal,y}$ CGSに供されるLFG量	流量計	m^3	m	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる	100%	electronic	



ID6	$LFG_{flare,y}$ フレア処理されるLFG量	流量計	m^3	m	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる	100%	electronic	
ID7	T_f フレアスタック表面温度	温度計	Degree C	m	連続的	100%	electronic	
ID8	wf_{CH4} フレア排気中のメタン濃度	メタン濃度計	%	m	3ヶ月に1回、不安定なら毎月	100%	electronic	
ID9	EG 売電量	電力量計	MWh	m	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる	100%	electronic	逆に処分場ディーゼル発電機から購入する電力量については、マイナス値として計算される。
ID10	ET 売熱量	熱量計	MWh または GJ	m	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる	100%	electronic	逆に処分場から購入する熱エネルギーについては、マイナス値として計算される。
ID11	AF 調整係数	ロシア政府にヒアリングする	-	n/a	1年に1回	100%	electronic	
ID12	FE フレア効率	T_f wf_{CH4}	%	m and c	3ヶ月に1回、不安定なら毎月	100%	electronic	T_f と wf_{CH4} により、フレアの稼働時間を監視し、計算にてFEを決定する。

注：データはクレジット期間中とその後2年間は保存する。

**D.2.2.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):**

プロジェクト排出量の計算には、B.2.で紹介した式を使用する。

$$(1) ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y}$$

説明：この式により、このプロジェクトの排出削減量が直接計算可能となる。第1項は、プロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量 ($MD_{project,y}$) から法規制により回収されるはずのメタンガスの量 ($MD_{reg,y}$) を差し引き、メタンガスの温暖化係数 (GWP_{CH4}) を掛け合わせている。これは、A.4.4.で述べたフェーズ1に相当する。第2項は、構内に供給できた正味の電力量 ($EG_y = ID9$) と化石燃料焼きのディーゼルエンジンの排出係数 ($CEF_{electricity,y}$) の積であり、これは、A.4.4.で述べたフェーズ2に相当する。第3項は、構内に供給できた正味の熱量 ($ET_y = ID10$) と化石燃料焼きのボイラの排出係数 ($CEF_{thermal,y}$) の積であり、これは、A.4.4.で述べたフェーズ3に相当する。

$$(2) MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

説明：法規制により回収されるはずのメタンガスの量 ($MD_{reg,y}$) は、プロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量 ($MD_{project,y}$) と、法規制により回収されるはずのメタンガスの量とプロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量の比 ($AF = ID11$) との積である。

$$(3) MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y}$$

説明：プロジェクトにおいて回収されるメタンガスの量 ($MD_{project,y}$) は、フレア処理されるメタンガスの量 ($MD_{flared,y}$)、発電 (CGS) に供されるメタンガスの量 ($MD_{electricity,y}$)、熱供給 (ボイラ) に供されるメタンガスの量 ($MD_{thermal,y}$) との和である。

$$(4) MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE$$

説明：フレア処理されるメタンガスの量 ($MD_{flared,y}$) は、フレア処理に供されるLFGの流量 ($LFG_{flare,y} = ID6$)、フレア処理に供されるLFGに含まれるメタンガスの割合 ($w_{CH4,y} = ID4$)、フレア処理に供されるメタンガスの比重 (D_{CH4})、フレア効率 ($FE = ID12$) の積である。



$$(5) MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

$$(6) MD_{\text{thermal},y} = LFG_{\text{thermal},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

説明：発電および熱供給（共にCGS）に供されるメタンガスの量（ $MD_{\text{electricity},y} + MD_{\text{thermal},y}$ ）は、発電および熱供給（共にCGS）に供されるLFGの流量（ $LFG_{\text{electricity},y} + LFG_{\text{thermal},y} = ID5$ ）、LFGに含まれるメタンガスの割合（ $w_{\text{CH}_4,y} = ID4$ ）、メタンガスの比重（ D_{CH_4} ）の積である。

モニタリングに際しては、発電および熱供給に供される LFG 流量を個別に測定することは出来ないが、CGS に供される LFG 流量がこれらの合計値として測定される。

$$(7) Q_y = Q_{y,x} = (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

説明：処分場から発生するメタンガス発生量（ Q_y ）は、上記First Order Decay Modelにより算出される。

$$(8) Q_{\text{capture},y} = EqC_y * Q_y$$

説明：本プロジェクトにより回収されるメタンガス容量（ $Q_{\text{capture},y}$ ）は、メタンガス発生量（ Q_y ）とメタンガス回収率との積により算出される。

$$(9) M_{\text{capture},y} = Q_{\text{capture},y} * D_{\text{CH}_4,y}$$

説明：本プロジェクトにより回収されるメタンガスの重量（ $M_{\text{capture},y}$ ）は、メタンガス容量（ $Q_{\text{capture},y}$ ）、回収されるメタンガスの比重（ D_{CH_4} ）の積である。

$$(10) FE = FTf * Fwf$$

説明：フレア効率（FE）は、フレアの稼働率（FTf）とフレアによる破壊効率（Fwf）により計算される。



$$(11) FTf = f(Tf)$$

説明：フレアの稼働率 (FTf) は、フレアの表面温度 (Tf = ID7) を連続的に測定し、点火・失火状況を監視することによって、フレアの稼働時間を計算し、決定される。

$$(12) Fwf = (w_{CH_4,y} - wf_{CH_4,y}) / w_{CH_4,y}$$

説明：フレアによる破壊効率 (Fwf) は、フレア出口のメタンガス濃度 ($wf_{CH_4,y} = ID8$) とフレア入口のメタンガス濃度 ($w_{CH_4,y} = ID4$) により計算される。

$$(13) D_{CH_4} = 0.0007168 * (P/101.3) * (273.15/T)$$

説明：メタンガスの比重 (D_{CH_4}) は、標準状態 (101.3kPa、0 = 273.15K) のメタンガスの比重 0.0007168t/Nm³ (この数値の出典はACM0001による) と、実際の温度 (T = ID2)、圧力 (P = ID3) により補正される。

以上によって導き出される、ベースラインの排出量を「試算」する式は、

$$(14) E_{baseline,y} = (Q_{y,x} * D_{CH_4} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_{0y} * CEF_{electricity,y} + ET_{0y} * CEF_{thermal,y}$$

$$= ((k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + DG_y * CEF_{electricity,y} + DT_y * CEF_{thermal,y}$$

ここで、

DG_y：処分場の電力需要

DT_y：処分場の熱需要

第1項：「 $(k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} - MD_{reg,y}$ 」は処分場から発生するメタン量から規制による回収分を差し引いたもの

第2項：「 $DG_y * CEF_{electricity,y}$ 」は処分場の電力需要全量を賅うディーゼルエンジン発電機から発生するCO₂排出量

第3項：「 $DT_y * CEF_{thermal}$ 」は処分場の熱需要全量を賅う化石燃料炊きボイラから発生するCO₂排出量である。



一方、プロジェクトの排出量を「試算」する式は、

$$\begin{aligned}
 (15) E_{\text{project},y} &= (1 - \text{EqC}) * \text{GWP}_{\text{CH}_4} * Q_{y,x} * D_{\text{CH}_4} + (1 - \text{FE}) * (\text{MD}_{\text{flared},y} / \text{FE}) * \text{GWP}_{\text{CH}_4} + \text{EG}_{1y} * \text{CEF}_{\text{electricity},y} + \text{ET}_{1y} * \text{CEF}_{\text{thermal},y} \\
 &= ((1 - \text{EqC}) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{\text{CH}_4} + (1 - \text{FE}) * (\text{MD}_{\text{flared},y} / \text{FE})) * \text{GWP}_{\text{CH}_4} + \text{EG}_{\text{DG},y} * \text{CEF}_{\text{electricity},y} + \text{ET}_{\text{boiler},y} * \text{CEF}_{\text{thermal},y} \\
 &= ((1 - \text{EqC}) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{\text{CH}_4} + (1 - \text{FE}) * (\text{M}_{\text{capture},y} - \text{MD}_{\text{electricity},y} - \text{MD}_{\text{thermal},y})) * \text{GWP}_{\text{CH}_4} \\
 &\quad + \text{EG}_{\text{DG},y} * \text{CEF}_{\text{electricity},y} + \text{ET}_{\text{boiler},y} * \text{CEF}_{\text{thermal},y} \\
 &= ((1 - \text{EqC}) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{\text{CH}_4} + (1 - \text{FE}) * (\text{EqC} * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{\text{CH}_4} - \text{MD}_{\text{electricity},y} - \text{MD}_{\text{thermal},y})) * \\
 &\quad \text{GWP}_{\text{CH}_4} \\
 &\quad + \text{EG}_{\text{DG},y} * \text{CEF}_{\text{electricity},y} + \text{ET}_{\text{boiler},y} * \text{CEF}_{\text{thermal},y}
 \end{aligned}$$

ここで、

$\text{EG}_{\text{DG},y}$: 処分場のディーゼルエンジン発電機による発電電力量

$\text{ET}_{\text{boiler},y}$: 処分場の化石燃料炊きボイラによる熱エネルギー生産量

第1項 : 「 $(1 - \text{EqC}) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{\text{CH}_4}$ 」は、回収できなかったメタンガス量

第2項 : 「 $(1 - \text{FE}) * (\text{EqC} * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{\text{CH}_4} - \text{MD}_{\text{electricity},y} - \text{MD}_{\text{thermal},y})$ 」は、回収されフレア処理に供されたものの、フレア効率が100%出ないために、大気に放出されてしまうメタンガス量

第3項 : 「 $\text{EG}_{\text{DG},y} * \text{CEF}_{\text{electricity},y}$ 」はプロジェクト実施中、依然として処分場の電力需要の一部がディーゼルエンジン発電機によって賄われることにより排出されるCO₂量

第4項 : 「 $\text{ET}_{\text{boiler},y} * \text{CEF}_{\text{thermal},y}$ 」はプロジェクト実施中、依然として処分場の熱需要の一部が化石燃料炊きボイラにより賄われることにより排出されるCO₂量





以上のモニタリング計画を図示すると以下の図 D-1 のようになる。

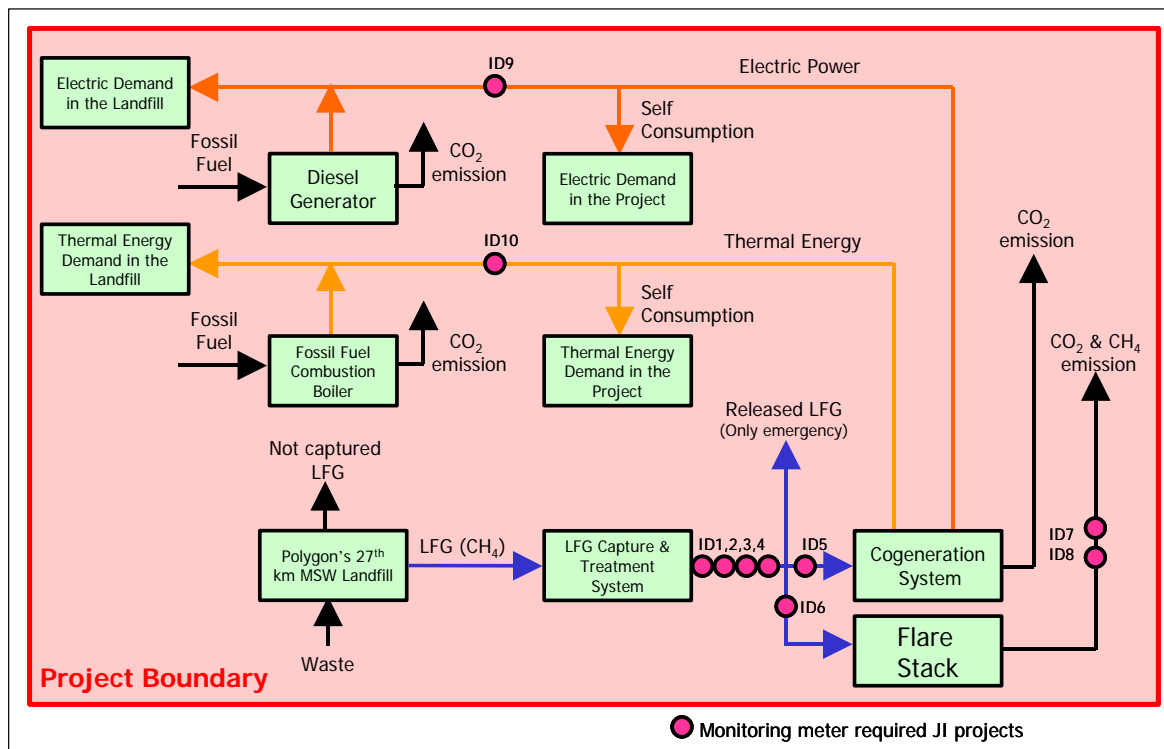


図 D-1 モニタリング計画

**D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan****D.2.3.1. If applicable, please describe the data and information that will be collected in order to monitor leakage effects of the project activity**

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment

本プロジェクトのフェーズ1で適用する方法論 ACM0001 では、リーケージを考慮する必要はないとされている。また、フェーズ2, 3で適用する AMS-I.C.,I.D においても、別の活動から再生可能エネルギー技術を移転する場合にリーケージを考慮するように記載されており、本プロジェクトはこれにあたらないため、リーケージを考慮する必要はない。以上より、本プロジェクトではリーケージを考慮しない。

D.2.3.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

リーケージを試算する計算式はない。

D.2.4. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

既に説明した式 (14) と式 (15) の差が排出削減量を「試算」する式である。

$$(16) ER_{y,assumption} = \text{式 (14)} - \text{式 (15)}$$

$$= ((k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} - MD_{reg,y}) GWP_{CH_4} + DG_y * CEF_{electricity,y} + DT_y * CEF_{thermal,y}$$

$$- ((1 - EqC) * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} + (1 - FE) * (EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH_4} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})) * GWP_{CH_4}$$

$$- EG_{DG,y} * CEF_{electricity,y} - ET_{boiler,y} * CEF_{thermal,y}$$

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



$$= ((EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - (1 - FE) * (EqC * (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) * D_{CH4} - MD_{electricity,y} - MD_{thermal,y})) - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} \\ + (DG_y - EG_{DG,y}) * CEF_{electricity,y} + (DT_y - ET_{boiler,y}) * CEF_{thermal} \\ \left[= (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y} \right]$$

上式はつまり、(1)式に相当する。これは ACM0001 に指定されている計算式であり、正当である。

ただし、実際のモニタリングでは、 DG_y 、 $EG_{DG,y}$ 、 DT_y 、 $ET_{boiler,y}$ をそれぞれモニタリングすることはせず、CGSからの供給エネルギー（ EG_y 、 ET_y ）が直接計測されることとなる。

D.3. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored

Data (Indicate table and ID number e.g. 3.-1.; 3.2.)	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary.
ID1	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID2	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID3	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID4	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID5	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID6	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID7	中	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID8	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID9	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID10	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID11	低	計器は高精度なものを使用し、定期的に試験され、正確性を確保する。
ID12	中	ID7、ID8により計算によって決定される。



D.4 Please describe the operational and management structure that the project operator will implement in order to monitor emission reductions and any leakage effects, generated by the project activity

本プロジェクトでは、モニタリングは処分場所有者であるポリゴン社が実施する。ポリゴン社はこの処分場の運営を行うために設立された民間会社である。ポリゴン社は、本 PDD に従い、且つ、気候変動に関する枠組条約、京都議定書、マラケシュアコード、その他の国際合意を十分考慮し、モニタリングを誠実に実行する。モニタリング結果は適切に保存されるとともに電子データが定期的に日本側に送られ、日本側のチェックを受ける。

D.5 Name of person/entity determining the monitoring methodology:

2005年2月28日

飯間 孝仁

四国電力株式会社

事業企画部 海外事業プロジェクト

香川県高松市丸の内2番5号

TEL : +81-87-821-5061

FAX : +81-87-825-3030

**SECTION E. Estimation of GHG emissions by sources****E.1. Estimate of GHG emissions by sources:**

本プロジェクトにおいては、GHG 排出削減量を直接モニタリングにより計測して求めるため、プロジェクトからの GHG 排出量を求める必要はないが、プロジェクトからの GHG 排出量の試算は、D.2.2.2.において導いた式(15)により可能である。

参考までに、プロジェクトからの GHG 排出量試算結果を下表に示す。

表E-1 本プロジェクトからのGHG排出量試算結果 (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
8,843	10,840	12,978	14,727	14,419	15,738	16,878	17,864	18,719	18,123
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
18,721	19,234	19,672	20,044	20,358	20,635	20,858	21,073	21,268	21,444

前提条件および計算結果の詳細については、Annex 3 および指示文書を参照のこと。

E.2. Estimated leakage:

本プロジェクトにはリーケージが発生しない。

E.3. The sum of E.1 and E.2 representing the project activity emissions:

E.1.に同じ

E.4. Estimated anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline:

本プロジェクトにおいては、GHG 排出削減量を直接モニタリングにより計測して求めるため、ベースラインからの GHG 排出量を求める必要はないが、ベースラインからの GHG 排出量の試算は、D.2.2.2.において導いた式(14)により可能である。

この計算式によって得られたベースラインからの GHG 排出量試算結果を表 E-2 に示す。

表E-2 ベースラインからのGHG排出量試算結果 (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
10,944	14,242	18,024	21,442	24,590	27,537	30,260	32,780	35,113	37,275
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
39,283	41,147	42,881	44,478	45,964	47,349	48,688	49,986	51,248	52,475

前提条件および計算結果の詳細については、Annex 3 および指示文書を参照のこと。

**E.5. Difference between E.4 and E.3 representing the emission reductions of the project activity:**

本プロジェクト活動によって削減される GHG 排出量を E.4. と E.3. の差により計算した結果を下表に示す。

表E-3 本プロジェクトによるGHG排出削減量試算結果 (t-CO₂)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394	19,152
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031

上表より、本プロジェクトによるGHG排出削減量試算結果の合計は 363,270 t-CO₂となる。

但し、これは試算結果であり、実際の排出削減量ではないことに注意すべきである。実際の排出削減量はモニタリング計画に基づき直接計測される。

E.6. Table providing values obtained when applying formulae above:

ここでは、本プロジェクトにおいて重要と思われるパラメータを抜粋し、クレジット獲得期間である 2008 年から 2027 年について以下に示す。

試算の前提条件、使用される計算式、計算結果の詳細については、B.2.、D.2.2.2.、D.2.4.、Annex 3 および指示文書を参照されたい。

廃棄物量とメタンガス回収量の試算：

メタンガス発生に寄与する廃棄物量 (R_x) には、スルグート市およびスルグート地区からの一般廃棄物および企業から排出される廃棄物に含まれる一般廃棄物がある。

まずこれらの量を人口予測および企業との現時点での契約量をもとに予測し、更に分解の容易さに基づき 4 つのカテゴリーに分類し、それぞれのカテゴリー毎に決定されたパラメータ (L_0 , k) を用いて、(7)式に基づきメタンガス発生量を算出、最後にこれらを合算した。

また、メタンガス回収率 (EqC_y) は現地専門家から得た、廃棄物埋立量と回収率の関係式から算出し、(8)、(9)式により回収できるメタンガスの量 ($Q_{capture,y}$ および $M_{capture,y}$) を算出した。

表 E-4 廃棄物量とメタンガス回収量試算結果

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Quantity of MSW landfilled	Mg	R_x	47,261	58,398	69,646	69,931	70,203	70,462	70,707	70,938	71,156	71,359
Quantity of methane gas generation	Nm ³	Q_y	551,835	766,641	1,013,602	1,240,763	1,449,943	1,642,776	1,820,732	1,985,131	2,137,161	2,277,889
Methane gas capture fraction	%	EqC_y	27%	30%	34%	37%	39%	41%	43%	44%	46%	47%
Quantity of methane gas captured	Nm ³	$Q_{capture,y}$	146,503	233,352	343,118	454,576	565,343	674,022	779,780	882,128	980,797	1,075,661
Weight of methane gas captured	t-CH ₄	$M_{capture,y}$	105	167	246	326	405	483	559	632	703	771
	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Quantity of MSW landfilled	Mg	R_x	71,549	71,723	71,883	72,029	72,159	72,274	73,105	73,941	74,782	75,629
Quantity of methane gas generation	Nm ³	Q_y	2,408,278	2,529,192	2,641,412	2,745,640	2,842,508	2,932,590	3,019,685	3,104,067	3,185,982	3,265,654
Methane gas capture fraction	%	EqC_y	48%	50%	51%	52%	53%	53%	54%	55%	56%	57%
Quantity of methane gas captured	Nm ³	$Q_{capture,y}$	1,166,688	1,253,910	1,337,401	1,417,260	1,493,604	1,566,559	1,638,199	1,708,619	1,777,908	1,846,152
Weight of methane gas captured	t-CH ₄	$M_{capture,y}$	836	899	959	1,016	1,071	1,123	1,174	1,225	1,274	1,323

CGS 導入計画：



メタンガスの回収量とその保有熱量にもとづき、CGSの導入台数を決定した。

表 E-5 CGS 導入計画

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Quantity of CGS installations	units	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2
Installed capacity of CGS (Electricity)	kW	0	0	0	0	200	200	200	200	200	400
Installed capacity of CGS (Heat energy)	kW	0	0	0	0	286	286	286	286	286	572

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Quantity of CGS installations	units	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Installed capacity of CGS (Electricity)	kW	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600
Installed capacity of CGS (Heat energy)	kW	572	572	572	572	572	572	858	858	858	858

埋立処分場における需要想定：

埋立処分場における電力および熱エネルギーの需要 (DG_y および DT_y) は、処分場の設備負荷および現地調査内容を考慮し、表E-6の通り想定した。

年を経過するごとに需要が増加するのは、主に、廃棄物埋立処分量累計に応じて、必要となる排水処理能力の増加に伴うものである。

表 E-6 埋立処分場エネルギー需要想定

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Electricity demand in the landfill	DG_y	2,510	2,550	2,589	2,588	2,588	2,613	2,638	2,664	2,689	2,715
Thermal energy demand in the landfill	DT_y	2,383	2,508	2,632	2,631	2,630	2,722	2,813	2,904	2,995	3,087

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Electricity demand in the landfill	DG_y	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,856	2,878	2,900	2,921	2,943
Thermal energy demand in the landfill	DT_y	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650

埋立処分場への供給エネルギー：

上記のCGS導入計画（表E-5）、処分場のエネルギー需要（表E-6）およびB.3で説明したSPCとポリゴン処分場との間のエネルギー販売契約に基づき、CGSから処分場への供給エネルギー（ EG_y および ET_y ）を算定した。

表 E-7 埋立処分場への供給エネルギー試算結果

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
The net quantity of electricity displaced by CGS	EG_y	-88	-88	-88	-88	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419	2,715
The net quantity of thermal energy displaced by CGS	ET_y	-88	-88	-88	-88	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	3,087

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
The net quantity of electricity displaced by CGS	EG_y	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,838	2,878	2,900	2,921	2,943
The net quantity of thermal energy displaced by CGS	ET_y	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650

**フレア処理、CGS に供され破壊されるメタンガス量の試算：**

以上の結果と前提条件における各パラメータを用いて、メタンガス破壊量を算出した。

表 E-8 フレア処理、CGS に供され破壊されるメタンガス量試算結果

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
The total quantity of methane gas destroyed by this project activity	t-CH ₄ MD _{project,y}	104	166	245	324	405	482	558	631	701	770
by flaring	t-CH ₄ MD _{flared,y}	104	166	245	324	94	172	247	320	391	248
by producing electricity with CGSs	t-CH ₄ MD _{electricity,y}	0	0	0	0	128	128	128	128	128	215
by producing thermal energy with CGSs	t-CH ₄ MD _{thermal,y}	0	0	0	0	183	183	183	183	183	307

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
The total quantity of methane gas destroyed by this project activity	t-CH ₄ MD _{project,y}	835	897	957	1,014	1,068	1,120	1,171	1,222	1,271	1,320
by flaring	t-CH ₄ MD _{flared,y}	302	354	403	454	503	551	595	639	683	726
by producing electricity with CGSs	t-CH ₄ MD _{electricity,y}	219	224	228	230	233	234	237	240	242	244
by producing thermal energy with CGSs	t-CH ₄ MD _{thermal,y}	313	320	326	329	333	335	339	343	346	349

GHG 排出削減量の試算：

以上の結果および前提条件に基づき、(15)式を用いて本プロジェクト活動によるGHG排出削減量を算定することが出来る。ただし、本試算においては、法規制により回収されるはずのメタンガス量 (MD_{reg,y}) は0としている。

表 E-9 GHG 排出削減量試算結果

	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total quantity of GHG emission reductions by this project activity	t-CO ₂ ER _y	2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394	19,152
GHG emission reductions by methane destroyed	t-CO ₂	2,194	3,495	5,139	6,808	8,500	10,128	11,712	13,245	14,723	16,166
by flaring	t-CO ₂	2,194	3,495	5,139	6,808	1,982	3,610	5,194	6,727	8,205	5,200
by producing electricity with CGS	t-CO ₂	0	0	0	0	2,682	2,682	2,682	2,682	2,682	4,513
by producing thermal energy with CGS	t-CO ₂	0	0	0	0	3,836	3,836	3,836	3,836	3,836	6,453
GHG emission reductions by displacing diesel generator	t-CO ₂	-70	-70	-70	-70	1,135	1,135	1,135	1,135	1,135	2,172
GHG emission reductions by displacing diesel boiler	t-CO ₂	-23	-23	-23	-23	536	536	536	536	536	815

	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total quantity of GHG emission reductions by this project activity	t-CO ₂ ER _y	20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031
GHG emission reductions by methane destroyed	t-CO ₂	17,530	18,838	20,089	21,286	22,430	23,523	24,597	25,652	26,690	27,713
by flaring	t-CO ₂	6,344	7,430	8,461	9,539	10,564	11,572	12,493	13,429	14,349	15,252
by producing electricity with CGS	t-CO ₂	4,603	4,694	4,785	4,834	4,883	4,918	4,981	5,030	5,079	5,128
by producing thermal energy with CGS	t-CO ₂	6,583	6,713	6,843	6,913	6,983	7,033	7,123	7,193	7,263	7,333
GHG emission reductions by displacing diesel generator	t-CO ₂	2,192	2,213	2,233	2,250	2,268	2,271	2,302	2,320	2,337	2,354
GHG emission reductions by displacing diesel boiler	t-CO ₂	839	863	887	898	909	920	931	942	953	963

**SECTION F. Environmental impacts****F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts:**

本プロジェクトは、現在大気に放出されるがままになっている LFG を回収することにより、

- 処分場の悪臭防止効果
- 処分場の火災事故防止効果
- 構内で使用する化石燃料焼きディーゼルエンジン発電機、化石燃料焼きボイラを代替することによる、化石燃料消費抑制効果

など、環境に対して好影響をもたらすものであり、決して環境に対して悪影響を与えるものではない。

LFG 回収用のプロアー、CGS、ボイラを設置することにより、騒音、振動が発生することが考えられるが、処分場は住宅地から十分に離れており、この地理的条件を考慮すると、住民に対して与える影響は全くないと考えられる。

また、CGS、ボイラの運転により、排ガスに含まれる SOX、NOX が大気を汚染する可能性がある。しかし、これらについても処分場近隣の住宅地からは十分に離れており、問題にならないと考えられる。

これらの件については、スルグート市環境委員会におけるインタビューにおいても、問題ないとの見解を得ている。

F.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the host Party, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party:

既に述べたように、本プロジェクトによる環境への顕著な影響は考えられない。

**SECTION G. Stakeholders' comments****G.1. Brief description how comments by local stakeholders have been invited and compiled:**

ロシアは京都議定書に批准したばかりであり、JIプロジェクト活動に関して、利害関係者が誰であるかをどのようにして決めるのか、利害関係者のコメントをどのように集めたらよいか、得られた利害関係者のコメントをどのように扱うのか、等のガイドラインをまだ整備していない。

従ってここでは、既に本プロジェクトに関して意見を表明した利害関係者のコメントを列記するものとする。

G.2. Summary of the comments received:**(1) 経済発展貿易省環境部長 Pluzhnikov 氏 (2004 年 9 月 1 日)****■ コメント収集方法**

ロシア経済発展貿易省環境部会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「エネルギー供給面から言えば、このようなプロジェクトはスルグートのようなエネルギーの豊富など必要ないだろう。しかしながら、このプロジェクトが、処分場の環境を改善するという意味では意義がある。オフィシャルな見解として言えることではないが、私自身は、JI プロジェクト実施に際しては我が省が全面的にサポートできる最も有力な政府機関であると考えている。」

(2) スルグート環境局長 Kuz minov 氏 (2004 年 9 月 3 日)**■ コメント収集方法**

ポリゴン社会議室まで環境局長に来ていただき、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。また現在追加アンケート調査を実施しており、回答待ちである。

■ コメント概要

「現在、環境局では環境配慮型処分場に対して税制上の優遇措置を検討しており、ポリゴン社の処分場はこの優遇措置を受けられるであろう。」

**(3) スルグート市長代理 Bratashov 氏 (2004 年 9 月 3 日)****■ コメント収集方法**

スルグート市庁舎会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「寒いスルグートで本当に LFG が発生するのか疑問だ。市としてはプロジェクトに対して可能な範囲でサポートすることは可能だが、住民のゴミ処理費用負担が増加することは避けねばならない」

■ 上記コメントに対する対応

以下の説明をすることにより、市長代理の理解を得ている。

- ✓ スルグートの冬は非常に厳しく、確かに廃棄物の表面温度は氷点下となるが、廃棄物の分解が進み、メタン発酵が始まった埋立地内部においては、常に 30 程度の温度が保たれるため、LFG は大量に大気に放出される。
- ✓ 本プロジェクトは日露双方に利益をもたらすものであり、住民のゴミ処理費用負担が増加することはない。

(4) スルグート環境委員会副委員長 Taran 氏 (2004 年 9 月 3 日)**■ コメント収集方法**

スルグート市庁舎会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「スルグート市営処分場はまだまだ運用可能であり、何ら環境に悪影響を与えていない。ポリゴンの処分場は高価な設備を設けているが、スルグート市は現時点でそのような環境配慮型の最新設備が処分場に必要だとは考えていない。ただし、プロジェクトの実施に反対というわけではなく、実施する場合には可能な範囲でサポートする意向はある。」

**(5) スルグート地区自治体助役 Cherkashin 氏 (2004 年 9 月 6 日)****■ コメント収集方法**

スルグート地区庁舎会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「スルグート地区自治体内では、現在の市所有の処分場は環境に良くないため閉鎖したほうがよいとの見解であるが、その判断はスルグート市にゆだねられており、我々にはその決定権限はない。プロジェクトに関しては優良プロジェクトだと考える。」

(6) スルグート市長 Sidorov 氏 (2004 年 11 月 9 日)**■ コメント収集方法**

スルグート市長室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「ポリゴン社の処分場はスルグート市にとっても大変重要である。将来ポリゴン社の処分場と市営処分場とが競い合い、処理料金やサービスの面でより一層の向上を期待している。」

G.3. Report on how due account was taken of any comments received:

これらのコメントだけでは十分とは言えないため、今後利害関係者のコメントの取扱いに関するロシア政府の決定事項に十分注意し、要求される利害関係者のコメントについて適切な方法により収集し、取扱っていくこととする。

これまでのところ、前項で紹介した通り、利害関係者によるコメントは全般的に肯定的な見解が多く、共通して言えるのは表明者全員がプロジェクト実施に対して支持的であるということである。従って、今のところこれらのコメントについて、我々が何らかの対応を実施する必要はないと考えている。