



FACULTAD DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE BIOLOGÍA Y CIENCIAS AMBIENTALES
CARRERA DE INGENIERÍA AMBIENTAL

Identificación de Actividades Productivas con Potencial para Implementar Proyectos Bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio en el Tratamiento de Residuos Industriales Líquidos en Chile

**Tesis Presentada a la Facultad de Ciencias de la
Universidad de Valparaíso para Optar al Título de:
Ingeniero Ambiental**

PAULINA ALEJANDRA BARRIOS RAMÍREZ

**PROFESOR GUÍA: PATRICIO OSVALDO ARELLANO RICOTTI
CO – GUÍA: RODRIGO FRANCISCO JOSÉ VALENZUELA GONZÁLEZ**

VALPARAÍSO, DICIEMBRE 2007

A DIOS
Y
A MIS PADRES

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a Dios, porque sé que está conmigo y me bendice en cada paso que doy... que la honra y la gloria sean para mi Señor Jesús.

Gracias papito y gracias mamita, gracias por el amor incondicional, por su entrega día a día... y por esperar pacientemente a que terminara este trabajo de título!! Hermanos, Maily y Víctor, gracias por ayudarme siempre.

Anlli, Carito, Cate, Dani, Lore, Mar, Olguita, Sofi y Sebita: mil gracias por el amor, las risas, por esos momentos imprescindibles de alegría, distensión y desorden! Tenemos muy bien puesto nuestro nombre; somos el mejor grupo de autoayuda del planeta, un aplauso por favor!!

Sebita, Carlitos, Any, Claudio... Gracias a los JAQUI, por la amistad y el cariño. Creo que formamos una linda familia! Gracias a cada uno de mis profesores, muchos de ustedes me han enseñado bastante más que contenidos y hasta hoy me siguen apoyando. Gracias Francisco, por tu constante apoyo y amistad.

Agradezco al Sr. Cristián Gálvez, por su disposición a colaborar con este trabajo. Gracias también a mi comisión evaluadora, por cada uno de sus aportes. Gracias profe Arellano, porque además de ayudarme en este trabajo, ha sido para mí un amigo en estos años de universidad. Gracias Rodrigo, sin tu ayuda no habría podido realizar esta tesis, eres un brillante profesional y una excelente persona, gracias por todo!

Gracias a todos quienes colaboraron en este trabajo; no sólo estoy feliz por terminarlo sino también porque a mi alrededor hay de esos “cariños incondicionales” que tanto me gustan y que alegran mi vida... Un abrazo y bendiciones para cada uno,

PAULINA ALEJANDRA BARRIOS RAMÍREZ.

ÍNDICE GENERAL

1 RESUMEN.....	7
2 ABSTRACT	8
3 INTRODUCCIÓN.....	9
4 MARCO TEÓRICO.....	11
4.1 CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO	11
4.2 PROTOCOLO DE KYOTO	15
4.3 COMPROMISO SOBRE LAS EMISIONES	16
4.3.1 <i>Mecanismos de Flexibilidad</i>	16
4.4 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO	18
4.4.1 <i>Unidad de trabajo: CER</i>	18
4.4.2 <i>La Junta Ejecutiva</i>	19
4.4.3 <i>Proyectos Elegibles</i>	20
4.4.4 <i>Identificación y formulación de Proyectos MDL</i>	21
4.4.5 <i>Metodologías MDL</i>	22
4.4.6 <i>Agrupación de Proyectos de Pequeña Escala (Bundling)</i>	23
4.4.7 <i>Cálculo de la Reducción de Emisiones de un Proyecto MDL</i>	24
4.4.8 <i>Costos de Tramitación Asociados al Ciclo de Proyecto MDL</i>	25
4.4.9 <i>MDL en Chile</i>	26
4.4.10 <i>Proyectos MDL en Chile</i>	27
4.5 RESIDUOS INDUSTRIALES LÍQUIDOS	28
4.5.1 <i>Materias Oxidables Biológicamente</i>	28
4.5.2 <i>Tratamiento Anaerobio de RILes</i>	30
4.5.3 <i>Digestor anaerobio de flujo ascendente con manto de lodo:</i>	31
4.5.4 <i>Lagunas Anaerobias:</i>	32
5 PROBLEMA	36
6 OBJETIVOS	37
6.1 OBJETIVO GENERAL:	37
6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	37
7 METODOLOGÍA	38
7.1 METODOLOGÍA PARA DAR CUMPLIMIENTO AL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº 1.....	38
7.2 METODOLOGÍA PARA DAR CUMPLIMIENTO AL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº 2.....	38
7.3 METODOLOGÍA PARA DAR CUMPLIMIENTO AL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº 3.....	38
7.4 METODOLOGÍA PARA DAR CUMPLIMIENTO AL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº 4.....	39
8 RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	41
8.1 RESULTADOS Y DISCUSIONES PARA EL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº1:.....	41
8.2 RESULTADOS Y DISCUSIONES PARA EL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº2:.....	46
8.3 RESULTADOS Y DISCUSIONES PARA EL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº3:.....	52
8.4 RESULTADOS Y DISCUSIONES PARA EL OBJETIVO ESPECÍFICO Nº4:.....	104
8.4.1 <i>Resultados y discusiones para la evaluación de la metodología AM0013</i>	105
8.4.2 <i>Resultados y discusiones para la evaluación de la metodología AMS III.H</i>	109
8.4.3 <i>Resultados y discusiones para la evaluación de la metodología AMS III.I</i>	111
9 CONCLUSIONES.....	114
10REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117

11 ANEXOS 121

ANEXO I:	ABREVIATURAS.....	122
ANEXO II:	METODOLOGÍAS MDL CONSOLIDADAS, APROBADAS Y DE PEQUEÑA ESCALA VIGENTES.....	125
ANEXO III:	PROYECTOS MDL.....	131
ANEXO IV:	CARACTERÍSTICAS DE RILES DE DIFERENTES INDUSTRIAS Y SECTORES PRODUCTIVOS.....	142
ANEXO V:	TABLAS CORRESPONDIENTES A LA EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA AM0013.....	150
ANEXO VI:	TEMPERATURAS MEDIAS MENSUALES DE CHILE.....	164
ANEXO VII:	METODOLOGÍA AM0013.....	166
ANEXO VIII:	METODOLOGÍA AM0022.....	182
ANEXO IX:	METODOLOGÍA AMS III.H.....	196
ANEXO X:	METODOLOGÍA AMS III.I.....	205
ANEXO XI:	PLANILLAS EXCEL PARA CALCULAR RE (FORMATO DIGITAL).....	210

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nº 1 Países incluidos en el Anexo I de la CMNUCC.....	13
Tabla Nº 2 Potencial de Calentamiento Global de GEI.....	19
Tabla Nº 3 Sectoral Scopes.....	20
Tabla Nº 4 Costos de tramitación de proyecto MDL.....	26
Tabla Nº 5 Biodegradabilidad del agua residual.....	29
Tabla Nº 6 Datos típicos de rendimiento de procesos anaerobios empleados en el tratamiento de vertidos industriales.....	30
Tabla Nº 7 Profundidad recomendada para lagunas.....	34
Tabla Nº 8 Parámetros típicos de diseño para lagunas anaerobias.....	35
Tabla Nº 9 Límites máximos permitidos para DBO ₅ según el DS 90.....	43
Tabla Nº 10 Emisiones de la línea de base, AM0013.....	61
Tabla Nº 11 Emisiones del Proyecto, AM0013.....	65
Tabla Nº 12 Reducción de emisiones, AM0013.....	67
Tabla Nº 13 Caudal para una DBO ₅ de 1.200 mg/L, AM0013.....	68
Tabla Nº 14 Nivel Caudal para una DBO ₅ de 3.000 mg/L, AM0013.....	69
Tabla Nº 15 DBO ₅ para un caudal de 500 m ³ /día, AM0013.....	70
Tabla Nº 16 DBO ₅ para un caudal de 2.000 m ³ /día, AM0013.....	71
Tabla Nº 17 Q y DBO ₅ obtenidos bajo las indicaciones de la metodología AM0013.....	72
Tabla Nº 18 Componentes de las emisiones atribuibles al proyecto, caso (iv).....	80
Tabla Nº 19 Resumen de niveles de actividad obtenidos, AMS III.H.....	86
Tabla Nº 20 Componente de las emisiones atribuibles al proyecto, AMS III.I.....	90
Tabla Nº 21 Resumen de BE _y por región, AMS III.I.....	93
Tabla Nº 22 Reducción de emisiones, AMS III.I.....	94
Tabla Nº 23 Caudal para una DBO ₅ de 1.200mg/L, AMS III.I.....	95
Tabla Nº 24 Caudal para una DBO ₅ de 3.000mg/L, AMS III.I.....	96
Tabla Nº 25 DBO ₅ para un caudal de 500 m ³ /día, AMS III.I.....	98
Tabla Nº 26 DBO ₅ para un caudal de 2.000 m ³ /día, AMS III.I.....	99
Tabla Nº 27 Caudal y DBO ₅ obtenidos bajo las indicaciones.....	100

Tabla N° 28 Resultados para la evaluación de industrias bajo la metodología AM0013	106
Tabla N° 29 Resultados para la evaluación de industrias bajo la metodología AMS III.H.....	110
Tabla N° 30 Resultados para la evaluación de industrias bajo la metodología AMS III.I	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1 Ciclo de un Proyecto MDL	4
Figura N° 2 Reactor UASB	31
Figura N° 3 Laguna anaerobia cubierta	33
Figura N° 4 Comparación entre la variación del Q y la DBO5 para la I región, considerando RE de 4.000 tCO ₂ e, según la metodología AM0013.....	101
Figura N° 5 Comparación entre la variación del Q y la DBO5 para el caso (iv) de la metodología AMS III.H, considerando RE de 4.000 tCO ₂ e	101
Figura N° 6 Comparación entre la variación del Q y la DBO5 para el caso (vi) de la metodología AMS III.H, considerando RE de 4.000 tCO ₂ e	102
Figura N° 7 Comparación entre la variación del Q y la DBO5 para la I región, considerando RE de 4.000 tCO ₂ e, según la metodología AMS III.I	102
Figura N° 8 Comparación entre temperaturas medias anuales y generación de RE de una industria tipo	105
Figura N° 9 Comparación entre las temperaturas medias anuales y el número de meses con T*>10°C (regiones V, VI, XII y RM)	107
Figura N° 10 Distribución regional de industrias que descargan al alcantarillado	108

1 RESUMEN

Uno de los acuerdos internacionales más importantes sobre cambio climático es el Protocolo de Kyoto; en él se establecen 3 mecanismos para intentar reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Uno de ellos es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) el que, a través de la implementación de proyectos, permite obtener “reducciones certificadas de emisiones” para el uso del inversionista.

El presente trabajo de título identifica actividades productivas en las que se puede implementar proyectos MDL en el tratamiento de Residuos Industriales Líquidos (RILes), lo que permitiría reducir las emisiones de metano (las que no están reguladas por las normas chilenas) y al mismo tiempo crearía una alternativa económicamente viable para el cumplimiento de la normativa ambiental vigente, referida a los límites de emisión de contaminantes en las descargas de efluentes industriales.

Para llevar a cabo el objetivo general se evaluó tres metodologías MDL relacionadas con RILes, de esta evaluación se obtuvo los niveles de actividad necesarios para alcanzar un mínimo de 4.000 tCO₂e/año de reducción de emisiones, valor que se consideró como referencia para determinar si un proyecto cubre sus costos de tramitación en el primer año de acreditación y, por lo tanto, es viable económicamente. Además, se ingresó a planillas Excel los procedimientos y las fórmulas de cada metodología MDL evaluada, con lo que es posible determinar la reducción de emisiones de un proyecto ingresando el caudal y la concentración de DBO₅ de sus RILes. Mediante estas planillas se estimó la reducción de emisiones de un grupo de industrias pertenecientes a diferentes sectores productivos del país.

De acuerdo a los resultados de este estudio, se puede concluir que las actividades industriales en las que se podría implementar proyectos MDL en el tratamiento de RILes son: faenamiento de carnes, fabricación de productos lácteos, elaboración de productos marinos, fabricación y comercialización de productos alimenticios y fabricación de bebidas. Por otra parte, se destaca que debido a que en Chile se registran relativamente bajas temperaturas, no se emite grandes cantidades de metano en el tratamiento anaerobio de RILes. Sin embargo, se propone evaluar industrias pertenecientes a los sectores productivos identificados y gestionar proyectos MDL mediante la modalidad de “bundling”, lo que representa una interesante alternativa para el cumplimiento de la legislación ambiental vigente y el desarrollo sustentable del país.

2 ABSTRACT

One of the most important international agreements on climate change is the Kyoto Protocol; 3 mechanisms are established in it to get to reduce gas emissions of greenhouse effect. One of them is the Clean Development Mechanism (CDM), which, through the implementation of projects, allows to obtain “certified reductions emissions” for the use of the investor.

The present thesis work identifies productive activities in which CDM projects can potentially be implemented in the treatment of liquid industrial residues, what will allow to reduce methane emissions (which are not regulated by Chilean laws) and at the same time it would create an economically possible alternative for the accomplishment of the present environmental legislation, referred to the emission limits of polluters in the downloading of industrial effluents.

To accomplish the general objective, 3 CDM methodologies related to liquid industrial residues were assessed. From this assessment were obtained the necessary activity levels to reach a minimum of 4,000 tCO₂e of emissions reduction, value that was considered as a reference for a project to cope with the costs of transaction in the first year of accrediting and as a consequence be economically feasible. Besides, the procedures and formulas of each CDM assessed methodology were entered in Excel, with which it is possible to determine the emissions reduction of a project, entering the flow and the concentration of DBO₅ of its liquid industrial residues. With the help of these Excel spreadsheets the reduction of emissions of a group of industries belonging to different productive sectors was estimated.

According to the results of this study, it can be concluded that the industrial activities in which potentially CDM project could be implemented in the treatment of liquid industrial residues are: meat processing, dairy products processing, seafood processing, food processing and marketing, and beverage production. On the other hand it is relevant to mention that due to the fact that in Chile low temperatures are recorded; big amounts of methane are not emitted in the anaerobic treatment of liquid industrial residues. However, it is proposed assess industries belonging to the identified productive sectors and manage CDM projects by means of the “bundling” mode, which represents an interesting alternative for the fulfillment of the present environmental legislation and the sustainable development of the country.

3 INTRODUCCIÓN

El cambio climático, producto de la emisión excesiva de GEI por fuentes antropogénicas, es una problemática a nivel mundial que ha ido tomando cada vez más relevancia debido a las evidencias científicas que indican las potenciales alteraciones de este fenómeno en el normal funcionamiento de la vida en el planeta. De hecho, el IV informe del Panel Intergubernamental en Cambio Climático (IPCC) - presentado en París el 2 de febrero del 2007 - minimiza las dudas respecto a la intervención del hombre en este tema, aseverando que el calentamiento global se debe principalmente a la actividad humana productiva. Además, el informe del IPCC señala que entre los efectos a futuro del cambio climático está el aumento de la temperatura en 0,2 °C cada diez años, el derretimiento de glaciares, lluvias intensas junto a sequías, olas de calor y el incremento en el nivel del mar; por lo que plantea la urgente necesidad de reducir las emisiones de GEI.

A nivel internacional, uno de los acuerdos más importantes en esta área es el Protocolo de Kyoto (PK), que crea obligaciones legalmente vinculantes para 38 países industrializados de reducción de emisiones de GEI durante el período 2008 – 2012, en un promedio de 5,2% por debajo de los niveles de emisión de 1990. Entre los mecanismos que establece el PK para lograr dichas reducciones está el MDL, el que permite que proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo, generen “reducciones certificadas de emisiones” para el uso del inversionista, que pueden ser transados en el mercado del carbono.

Los proyectos MDL se pueden implementar en diversas áreas; el presente trabajo de título busca identificar actividades productivas en las que se pueda implementar proyectos MDL en el tratamiento de RILes.

En Chile hay normas de emisión que regulan la presencia de contaminantes en las descargas de RILes a diferentes cuerpos de agua receptores. Sin embargo, no existe reglamentación para las emisiones de metano que se genera en el tratamiento anaerobio de estos residuos, lo que origina la existencia de este tipo de tratamiento sin mayor control sobre el metano que se emite a la atmósfera.

Para lograr el objetivo general de este estudio se identificó y evaluó las metodologías MDL relacionadas con RILes. Esta evaluación se basó en el cálculo de

los “niveles de actividad”¹ necesarios para alcanzar reducciones anuales de 4.000 toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂e), valor que se consideró como referencia para que un proyecto cubra sus costos de tramitación en el primer año de acreditación y por lo tanto, sea económicamente viable. Además, se evaluó la reducción de emisiones que generarían determinadas industrias pertenecientes a diferentes sectores productivos bajo las indicaciones de las metodologías MDL identificadas.

De esta manera, se sugiere que la realización de proyectos MDL en el tratamiento de RILes representa una buena alternativa para reducir emisiones de GEI, generar una alternativa de financiamiento para cumplir con la legislación ambiental que recientemente ha entrado en vigencia, fomentar la transferencia tecnológica y contribuir al desarrollo sustentable del país.

¹ Características de un proyecto que se relacionan directamente con la cantidad de metano que se producirá en el tratamiento del RIL.

4 MARCO TEÓRICO

4.1 CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO

Al absorber las radiaciones infrarrojas, los GEI controlan la manera en que la energía natural fluye a través del sistema climático. En respuesta a las emisiones causadas por el hombre, el clima ha comenzado a ajustarse a una “manta más espesa” de gases, a fin de mantener el equilibrio entre la energía que llega del sol y la que vuelve a escaparse al espacio. Este cambio climático ha de tener un efecto significativo en el medio ambiente mundial. Según las previsiones, entre los efectos causados por la actual tendencia hacia el calentamiento están la extinción de especies, inundaciones, episodios climáticos extremos, impacto sobre las actividades económicas y los asentamientos y la salud humana, entre otros [(1) y (2)].

Fueron los científicos quienes se encargaron de señalar a la atención internacional las amenazas planteadas por el calentamiento atmosférico. Las pruebas encontradas en los decenios de 1960 y 1970 de que las concentraciones de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera estaban aumentando, llevaron primero a los climatólogos y otros expertos a pedir una intervención. Tuvieron que pasar años para que la comunidad internacional diera una respuesta (3).

Las primeras pruebas de injerencia humana en el clima conocieron la luz pública en 1979 en la primera Conferencia Mundial sobre el Clima (CMC). Durante el decenio de 1980 la preocupación pública por las cuestiones ambientales fue en aumento, y los gobiernos tomaron cada vez mayor conciencia de los problemas del medio ambiente.

En 1988, la Asamblea General de las Naciones Unidas aprobó una resolución, propuesta por el Gobierno de Malta, en la que se pedía “... la protección del clima para las generaciones actuales y futuras de la humanidad”. Durante el mismo año, los órganos rectores de la Organización Meteorológica Mundial y del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente crearon un nuevo organismo, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), para orientar y evaluar la información científica sobre este tema. En 1990, el IPCC publicó su Primer Informe de Evaluación, en el que se confirmaba que la amenaza del cambio climático era real. En el mismo año en que se celebró la segunda CMC (Ginebra, 1990) se pidió la creación de un tratado mundial. La Asamblea General respondió aprobando una

resolución en la que se ponía oficialmente en marcha negociaciones acerca de una convención sobre el cambio climático, bajo la dirección del Comité Intergubernamental de Negociación (CIN) (4).

El CIN se reunió por primera vez en febrero de 1991 y sus representantes gubernamentales adoptaron la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) tras sólo 15 meses de negociaciones, el 9 de mayo de 1992. En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo (o “Cumbre de la Tierra”), celebrada en Río de Janeiro en junio de 1992, la nueva Convención se abrió a la firma, entrando en vigor el 21 de marzo de 1994. Diez años más tarde, se habían adherido a la Convención 188 Estados, llegando a los 191 países en junio del 2007. Esta adhesión prácticamente mundial hace de la Convención uno de los acuerdos ambientales internacionales que goza de apoyo más universal [(4) y (5)].

Un logro importante de la Convención, caracterizada por su carácter general y flexible, es que reconoce la existencia de un problema. Ello representó un gran paso hace un decenio, cuando el tratado entró en vigor, pues había menos pruebas científicas. Es difícil conseguir que las naciones del mundo se pongan de acuerdo en algo, mucho menos en un planteamiento común ante una dificultad que es compleja (6).

En la Convención se fija el objetivo último de estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero "a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático". Se declara asimismo que "ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible" (6).

En la CMNUCC se pide el establecimiento de inventarios precisos y periódicamente actualizados de las emisiones de GEI de los países industrializados. El primer paso para resolver el problema es conocer sus dimensiones. Como "año de referencia" para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero ha sido designado 1990. Se alienta también a los países en desarrollo a que elaboren inventarios (6).

De acuerdo al grado de desarrollo y a los diferentes compromisos adoptados, la Convención divide a los países en “Partes – Anexo I” y “Partes No – Anexo I”. Estos últimos son en su mayoría países en desarrollo, mientras que las Partes Anexo I son países industrializados que eran miembros de la Organización de Cooperación y

Desarrollo Económicos (OCDE) en 1992, más los países con economías en transición (PET), en particular, la Federación de Rusia, los Estados Bálticos y varios Estados de Europa central y oriental. En la Tabla N° 1 se presenta los países actualmente incluidos en el Anexo I de la CMNUCC (4).

Tabla N° 1 Países incluidos en el Anexo I de la CMNUCC

Alemania	Islandia
Australia	Italia
Austria	Japón
Belarús*	Letonia*
Bélgica	Liechtenstein
Bulgaria*	Lituania*
Canadá	Luxemburgo
Comunidad Europea	Mónaco
Croacia*	Noruega
Dinamarca	Nueva Zelandia
Eslovaquia*	Países Bajos
Eslovenia*	Polonia
España	Portugal
Estados Unidos	Reino Unido de Gran
Estonia*	Bretaña e Irlanda del Norte
Federación de Rusia*	República Checa*
Finlandia	Rumania*
Francia	Suecia
Grecia	Suiza
Hungría*	Turquía
Irlanda	Ucrania*

* Países con economía en transición

Fuente: Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (www.unfccc.org)

Los países que han ratificado, aceptado o aprobado la CMNUCC o se han adherido a ella – las "Partes en la Convención" o "Conference of the Parties", conocida normalmente como COP – han decidido tener en cuenta el cambio climático en los asuntos relacionados con la agricultura, la industria, la energía, los recursos naturales y las actividades que afectan a los litorales marinos, estableciendo programas nacionales para frenar el cambio climático (6).

La COP se reúne anualmente, su objetivo es impulsar y supervisar la aplicación de la CMNUCC y continuar las conversaciones sobre la forma más indicada de abordar

el cambio climático. Las sucesivas decisiones adoptadas por la COP en sus respectivos períodos de sesiones constituyen ahora un conjunto detallado de normas para la aplicación práctica y eficaz de la Convención (4).

No obstante, ya desde que aprobaron la Convención, los gobiernos sabían que sus disposiciones no serían suficientes para resolver el problema del cambio climático en todos sus aspectos. En la primera Conferencia de las Partes (COP 1), celebrada en Berlín (Alemania) a comienzos de 1995, se puso en marcha una nueva ronda de conversaciones para los países industrializados a fin de discutir sobre compromisos de forma más detallada, decisión conocida con el nombre de Mandato de Berlín. De esta manera, la Convención reconoce que es un documento "marco", es decir, un texto que debe enmendarse o desarrollarse con el tiempo para que los esfuerzos frente al calentamiento atmosférico y el cambio climático puedan orientarse mejor y ser más eficaces [(4) y (6)].

En diciembre de 1997, tras dos años y medio de intensas negociaciones, en la COP 3 celebrada en Kyoto (Japón) se aprobó una considerable ampliación de la Convención, en la que se esbozaba compromisos jurídicamente vinculantes de disminución de las emisiones. Era el Protocolo de Kyoto (4).

4.2 PROTOCOLO DE KYOTO

El PK recogía las normas básicas para la implementación de la CMNUCC, pero no se especificaba con detalle cómo deberían aplicarse. Se preveía un proceso independiente y oficial de firma y ratificación por los diferentes gobiernos antes de que el Protocolo pudiera entrar en vigor (4).

Una ronda de negociaciones iniciada en Buenos Aires (Argentina) en la COP 4 en noviembre de 1998 vinculó las negociaciones sobre las normas del Protocolo con conversaciones sobre cuestiones relativas a la aplicación – como el financiamiento y la transferencia de tecnología – en el marco conjunto de la Convención. El plazo para las negociaciones en virtud del Plan de acción de Buenos Aires sería la COP 6, que se celebraría en La Haya (Países Bajos) a finales del 2000. No obstante, cuando llegó ese momento, la complejidad de las cuestiones políticas en juego provocó un punto muerto en las negociaciones. Éstas continuaron cuando se reanudó la COP 6 en Bonn (Alemania), en julio de 2001. En tal ocasión, los gobiernos alcanzaron un acuerdo político — los Acuerdos de Bonn — en que se eludía los aspectos polémicos del Plan de acción de Buenos Aires. Mientras tanto, un tercer informe del IPCC había creado un clima más propicio para las negociaciones, ofreciendo las pruebas más convincentes acumuladas hasta la fecha sobre el calentamiento mundial (4).

En la COP 7, celebrada pocos meses más tarde en Marrakech (Marruecos), los negociadores complementaron los Acuerdos de Bonn adoptando un amplio conjunto de decisiones — conocido con el nombre de Acuerdos de Marrakech — que incluía normas más detalladas sobre el PK y presentaba indicaciones más elaboradas para aplicar la Convención y sus normas (4).

El Protocolo sólo podía entrar en vigor cuando fuera ratificado al menos por 55 Partes de la Convención, entre ellas un número de países industrializados incluidos en el “Anexo I” que representara al menos el 55% de las emisiones de CO₂ de dicho grupo en 1990. Las primeras Partes ratificaron el Protocolo en 1998. Con la ratificación de la Federación Rusa el 18 de noviembre de 2004, se puso en marcha la cuenta regresiva prevista de 90 días: el PK entró en vigor el 16 de febrero de 2005 (4).

4.3 COMPROMISO SOBRE LAS EMISIONES

El Protocolo crea obligaciones legalmente vinculantes para 38 países industrializados, incluyendo 11 países en Europa Central y del Este, para reducir sus emisiones de GEI durante el período 2008 – 2012 en un promedio de 5,2% por debajo de sus niveles de emisión de 1990 (7).

Las metas de reducción cubren los seis principales gases causantes del Efecto Invernadero: CO₂, metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆). Además, el Protocolo permite a estos países la opción de decidir cuáles de estos seis gases formarán parte de su estrategia nacional de reducción de emisiones. Algunas actividades en el sector del cambio en el uso del suelo y silvicultura, tales como la deforestación y reforestación, que afectan la emisión o absorción de CO₂ de la atmósfera, también están incluidas (7).

4.3.1 Mecanismos de Flexibilidad

Puesto que para efectos del clima no es relevante dónde se alcance las reducciones, se argumenta que por razones económicas, las reducciones deben obtenerse donde éstas tienen el menor costo. Por lo tanto, el PK establece tres mecanismos de flexibilidad diseñados para ayudar a los países industrializados ("Partes del Anexo I") a reducir los costos de alcanzar sus metas, obteniendo la reducción de emisiones en otros países, a un menor costo que las acciones domésticas y contar con estas reducciones para cumplir sus propios objetivos. Estos mecanismos son [(6) y (7)]:

- **El Comercio Internacional de Emisiones (CIE)** permite a los países transferir parte de sus "derechos de emisiones" ("unidades de cantidad atribuida").

- **La Implementación Conjunta (IC)** permite a los países reclamar crédito por las reducciones de emisiones que se generen de la inversión en otros países industrializados, lo cual resulta en una transferencia de equivalentes "unidades de reducción de emisiones" entre los países.

- **El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)** permite proyectos de reducción de emisiones que propicien un desarrollo sostenible en los países en desarrollo (Partes no - Anexo I) y generen "reducciones certificadas de emisiones" (CER) para el uso del inversionista.

A través de los proyectos de reducción de emisiones, los mecanismos podrían estimular la inversión internacional y proveer los recursos esenciales para un crecimiento económico más limpio en todos los lugares del mundo. Además, el MDL tiene como meta ayudar a los países No – Anexo I a alcanzar el desarrollo sustentable a través de la promoción de inversiones ambientalmente amigables por parte de los gobiernos y empresas de los países industrializados (7).

Los fondos canalizados a través del MDL deberían servir a los países en desarrollo para alcanzar algunos de sus objetivos económicos, sociales, ambientales y de desarrollo sostenible, tales como agua y aire más limpios, mejoras en el uso de la tierra, acompañado por beneficios sociales tales como desarrollo rural, empleo y disminución de la pobreza, y en muchos de los casos, reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados. Además de catalizar prioridades de "inversiones verdes" en los países en desarrollo, el MDL ofrece una oportunidad para progresar simultáneamente en cuestiones vinculadas al clima, desarrollo y aspectos locales ambientales. Para países en desarrollo, que de otra manera podrían estar preocupados por sus necesidades económicas y sociales inmediatas, la expectativa de tales beneficios debería proporcionar un fuerte incentivo para participar en el MDL (7).

4.4 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

El MDL se define en el artículo 12 del PK y su propósito es *“ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídas en virtud del artículo 3”* (8).

El MDL permite a un país “Parte Anexo I” implementar un proyecto que reduce emisiones de GEI o, sujeto a ciertas restricciones, que los remueve mediante el secuestro de carbono (“sumideros”), en el territorio de una “Parte No-Anexo I” (7). Las CERs que se genere, pueden ser usadas por la “Parte Anexo I” para ayudar a alcanzar sus metas de reducción de emisiones. Los proyectos MDL deben ser aprobados por todas las partes involucradas, deben conducir a un desarrollo sostenible en los países anfitriones y resultar en reducciones reales, medibles y en beneficios a largo plazo en cuanto a la mitigación del cambio climático. Asimismo, las reducciones deben ser adicionales² a aquellas reducciones que pudieran ocurrir en ausencia de la actividad de proyecto (“business as usual”) (8).

A fin de participar en el MDL, existen ciertos criterios de elegibilidad que los países deben cumplir. Todas las partes deben cumplir tres requerimientos básicos: la participación voluntaria en el MDL, el establecimiento de una Autoridad Nacional para el MDL, y la ratificación del PK. Además, los países industrializados deben cumplir algunas estipulaciones adicionales: el establecimiento del “monto asignado” bajo el Artículo 3 del Protocolo, de un sistema nacional para la estimación de los GEI, de un registro nacional, de un inventario anual y de un sistema de contabilidad para la compra y venta de reducciones de emisiones (7).

A nivel mundial, hasta octubre de 2007, se ha presentado a la JE 2.593 proyectos MDL, de los cuales 803 ya se encuentran registrados (9).

4.4.1 Unidad de trabajo: CER

En conformidad con el artículo 12 del PK, la unidad del MDL es el CER, éste equivale a una tonelada de dióxido de carbono equivalente y es calculado según los Potenciales de Calentamiento Global (GWP) que se indica en la Tabla N° 2 (10).

² La adicionalidad permite asegurar que las emisiones de carbono reducidas que el proyecto genere, sean el resultado de acciones intencionadas para ese fin y no de situaciones que de todas maneras ocurrirían bajo circunstancias normales, aun sin la existencia del proyecto [Ref.: (10)].

Tabla N° 2 Potencial de Calentamiento Global de GEI

Gas de Efecto Invernadero (GEI)		Potencial de Calentamiento Global Equivalencia en CO ₂ (CO ₂ e) de una tonelada de gas
Dióxido de Carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	21
Óxido Nitroso	N ₂ O	310
Hidrofluorocarbonos	HFC	740
Perfluorocarbonos	PFC	1.300
Hexafluoruro de Azufre	SF ₆	23.900

Fuente: (10).

4.4.2 La Junta Ejecutiva

La Junta Ejecutiva (JE) supervisa el MDL y está sujeta a la autoridad de la Conferencia de las Partes. La JE está integrada por diez miembros: un representante de cada uno de los cinco grupos regionales oficiales de las Naciones Unidas (África, Asia, América Latina y El Caribe, Europa Central y del Este, y la OCDE), un representante de los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo, dos representantes de las Partes incluidas en el “Anexo I” y dos representantes de las Partes no incluidas en el “Anexo I”. La JE sostuvo su reunión de apertura durante las sesiones de Marrakech en Noviembre del 2001, con lo que se marcó el lanzamiento del MDL (7).

La JE acredita organizaciones independientes (conocidas como "entidades operacionales") las cuales validan las propuestas de proyectos MDL, verifican las reducciones de emisiones resultantes, y certifican esas reducciones de emisiones como RCEs. Otra de las tareas claves es la administración de un registro MDL, el cual sirve para la emisión de nuevos RCEs, el manejo de una cuenta para los RCEs recaudados para el fondo de adaptación y los costos administrativos, y el manejo de una cuenta de RCEs para cada “Parte no Anexo I” que actúe como anfitriona de un proyecto MDL (7).

4.4.3 Proyectos Elegibles

La UNFCCC clasifica los proyectos MDL en diferentes “sectoral scopes”, éstos se indican en la Tabla N° 3 (11).

Tabla N° 3 Sectoral Scopes

N°	Sectoral Scope
1	Industrias de energía (de fuentes renovable y no renovables)
2	Distribución de energía
3	Demanda de energía
4	Industrias de manufactura
5	Industrias químicas
6	Construcción
7	Transporte
8	Producción de mineral/minería
9	Producción de metal
10	Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, gaseosos y aceites)
11	Emisiones fugitivas de producción y consumo de halocarbonados y SF ₆
12	Uso de solventes
13	Manejo y disposición de residuos
14	Forestación y Reforestación
15	Agricultura

Fuente: (11).

Para alcanzar sus metas de reducción, las “Partes Anexo I” deben abstenerse de usar RCEs generadas a través de energía nuclear. Adicionalmente, para el primer período de compromiso (2008 - 2012), los proyectos de sumideros permitidos serán solamente los que se relacionen con la forestación y reforestación, y las “Partes Anexo I” podrán sumar, a sus montos asignados, RCEs generados por este tipo de proyectos, únicamente una cantidad máxima de un 1% de sus emisiones durante el año base (por cada año del período de compromiso). Para este tipo de proyectos de sumideros de carbono se desarrollará guías adicionales para asegurar que éstos sean ambientalmente amigables (7).

A fin de que los proyectos pequeños sean competitivos frente a los grandes, los Acuerdos de Marrakech establecieron una "vía rápida para los proyectos de pequeña escala" con reglas de elegibilidad más simples (7).

4.4.4 Identificación y formulación de Proyectos MDL

El ciclo de un proyecto MDL, como se muestra en la Figura N° 1, tiene siete etapas básicas: diseño y formulación del proyecto³, aprobación nacional, validación y registro, financiamiento del proyecto, monitoreo, verificación/certificación, y expedición de los RCEs. Las primeras cuatro etapas son ejecutadas previamente a la implementación del proyecto, mientras que las últimas tres lo son durante la vida útil del mismo (7).



Figura N° 2 Ciclo de un Proyecto MDL [Fuente: (7)].

³ Para presentar un proyecto MDL a la JE es necesario esquematizarlo bajo el formato de un Documento de Diseño de Proyecto ("Project Design Document", PDD).

El primer paso en el ciclo de un proyecto MDL es la identificación y formulación de potenciales proyectos MDL. Para establecer la adicionalidad, el nivel de emisiones de un proyecto debe ser comparado con el nivel de las emisiones de un escenario referencial razonable, el cual es identificado como la "línea base". La línea base es establecida específicamente para cada proyecto por los participantes del mismo, en conformidad con metodologías MDL aprobadas por la JE (7).

Además, los proyectos MDL deben tener un plan de monitoreo para recolectar datos exactos sobre las emisiones. El plan de monitoreo, que constituye la base de la verificación futura, debería proporcionar certeza de que las reducciones de emisiones se realizan y que otros objetivos del proyecto están siendo alcanzados, y debería permitir el monitoreo de los riesgos inherentes en las emisiones de la línea base y del proyecto. El plan de monitoreo puede ser establecido tanto por el proponente/desarrollador del proyecto o por un agente especializado. Los participantes del proyecto deben escoger si el período de acreditación de RCEs será de 10 años, o de 7 años con la posibilidad de ser renovado dos veces (hasta un máximo de 21 años) (12).

4.4.5 Metodologías MDL

Las metodologías MDL para establecer la Línea de Base y el Plan de Monitoreo de un proyecto son evaluadas por un comité de expertos, *Meth Panel* o Panel Metodológico (nombrado por la JE), y aprobadas por la JE del MDL (13).

Las metodologías MDL actualmente aprobadas por la JE del MDL se clasifican en tres grupos (10):

- o **Metodologías Simplificadas (AMS):** Son aprobadas por la JE del MDL exclusivamente para los proyectos de pequeña escala. Estas metodologías MDL tienen poco grado de profundidad, para poder cumplir con los beneficios de simplificación que se da a este tipo de proyectos. No tienen problemas de aplicabilidad como las Metodologías Aprobadas pues no han sido desarrolladas en base a un proyecto específico sino que abarcan rubros de proyectos tipo. Las AMS se clasifican de la siguiente manera (10):
 - ⌘ Tipo I: Proyectos con energías renovables.
 - ⌘ Tipo II: Proyectos de mejoras en la eficiencia energética.
 - ⌘ Tipo III: Otros proyectos.

- o **Metodologías Aprobadas (AM):** Han sido elaboradas por desarrolladores de proyectos para su aplicación directa a dichos proyectos. Al estar aprobadas son de aplicabilidad general, pero las condiciones para su aplicación son con frecuencia muy restrictivas y condicionadas a proyectos de características muy similares, llegando incluso en ocasiones a delimitar el país ó región en el que se pueden utilizar.
- o **Metodologías Consolidadas Aprobadas (ACM):** Es la JE quien desarrolla este tipo de metodologías y se denominan así porque corresponden a una “consolidación” de distintas metodologías MDL propuestas por desarrolladores de proyectos, aprobadas, y nuevas metodologías MDL en proceso de aprobación. Habitualmente, tienen un rango de aplicación mayor o menos restrictivo que las específicas.

En caso de que las metodologías MDL vigentes no se consideren apropiadas para un determinado proyecto, es posible proponer otras nuevas, que tendrán que ser evaluadas por el panel metodológico y aprobadas por la JE. Por otra parte, las metodologías MDL están bajo continua revisión, por lo que se publica constantemente versiones actualizadas (13).

En el Anexo II se encuentran las listas de las metodologías MDL aprobadas, consolidadas y de pequeña escala vigentes, junto al sectoral scope en el que son aplicables⁴.

4.4.6 Agrupación de Proyectos de Pequeña Escala (Bundling)

El anexo 21 de la reunión N° 21 de la JE define “bundling” como “agrupación de proyectos MDL de pequeña escala, formando un único proyecto MDL, sin perder las características distintivas de cada actividad de proyecto”, tales como tecnología, ubicación y aplicación de la metodología simplificada de línea de base (14).

Los proyectos agrupados se pueden arreglar en uno o más “sub – bundle”, conservando las características distintivas de cada proyecto. Las actividades de proyectos dentro de un sub - bundle deben pertenecer a un mismo tipo (ver metodologías simplificadas en la sección 4.4.5). La suma de las capacidades de salida de los proyectos dentro de un sub - bundle no debe exceder la capacidad máxima indicada para su tipo (14).

⁴ Las versiones actualizadas de las metodologías MDL se encuentran publicadas en:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/index.html>

La JE establece los siguientes principios para el bundling (14):

- ⌘ Las actividades de proyectos que deseen ser agrupados deben indicarlo al momento de solicitar el registro;
- ⌘ Una vez que una actividad de proyecto sea parte de un agrupamiento para un estado del ciclo MDL, éste no puede ser separado. La JE puede considerar un “debundling” en situaciones excepcionales;
- ⌘ La composición del bundling no debe variar con el tiempo; la solicitud de proyectos a ser agrupados debe ser hecha en un solo momento. Después del registro no se puede añadir ni quitar proyectos;
- ⌘ Todos los proyectos dentro de un bundling deben tener el mismo periodo de acreditación, es decir, el mismo plazo y la misma fecha de inicio del periodo.
- ⌘ En la presentación del proyecto se debe incluir un documento con información relacionada al bundling, éste debe indicar datos como: el título del agrupamiento, una descripción general, los participantes del proyecto, tipos y categorías, cantidad estimada de emisiones reducidas, periodo de acreditación y planes de monitoreo.
- ⌘ Se debe demostrar que el bundling permanecerá bajo los límites del tipo de proyecto durante el periodo de acreditación.
- ⌘ Si en algún año en particular se excede los límites del tipo de proyecto, la reducción de emisiones que se podrá reclamar será el máximo estimado por el participante del proyecto en el documento del bundling para aquel año.

Hasta octubre de 2007 se ha presentado a la JE 64 proyectos MDL bajo la modalidad de bundling provenientes de distintos países, éstos se encuentran en diferentes estados de aprobación [ver Anexo III; Tabla III.1] (9).

4.4.7 Cálculo de la Reducción de Emisiones de un Proyecto MDL

En términos generales, tanto para los proyectos de pequeña escala como de escala regular, la reducción de emisiones de un proyecto (ER ó ER) se calcula como la diferencia entre las emisiones de la línea de base (BE) y las emisiones atribuibles al proyecto (PE) (Ecuación N° 1). BE y PE son determinados según las indicaciones de cada metodología MDL (15).

Ecuación N° 1

ER	=	BE	-	PE
[tCO ₂ e/año]	=	[tCO ₂ e/año]	-	[tCO ₂ e/año]

La línea de base representa el escenario de referencia y debe seguir los siguientes lineamientos (13):

- Debe estar de acuerdo con las metodologías MDL aprobadas por la JE, o con las provisiones para la presentación de nuevas metodologías;
- Debe ser transparente y conservadora en cuanto a las premisas, metodologías, parámetros, fuentes de información, factores clave y adicionalidad;
- Debe presentarse en base de un proyecto específico;
- Debe tomar en cuenta las políticas nacionales vinculadas al sector en el que se desarrolla el proyecto.

4.4.8 Costos de Tramitación Asociados al Ciclo de Proyecto MDL

Los costos de tramitación son aquellos que se realiza para concretar la transacción de los CERs. Cada etapa del ciclo de Proyecto MDL tiene un costo asociado y éste es generado básicamente por: a) la preparación de documentos; b) la validación y certificación por las entidades operacionales designadas; y c) los costos que establece la JE del MDL para el registro y la certificación (13).

En la Tabla N° 4 se presenta los costos de tramitación aproximados para proyectos MDL tanto de de pequeña escala como de escala regular. Esta información se basa en experiencias de consultoras y del Banco Mundial a través del Fondo Prototipo de Carbono (10).

De acuerdo con las estimaciones del Point Carbon⁵, para el período 2008 – 2009 el valor de un CER será de U\$ 24⁶.

⁵ Consultora internacional e independiente que provee de noticias y análisis a los mercados de carbono, energía y gas (www.pointcarbon.com).

⁶ Fuente: Carbon Market Daily, martes 27 de febrero de 2007.

Tabla N° 4 Costos de Tramitación de proyecto MDL⁷

Etapa del Ciclo MDL	Costos Asociados	
	Pequeña Escala	Escala Regular
Diseño del proyecto MDL	US\$ 17.000	US\$ 25.000
Validación	US\$ 7.000	US\$ 18.000
Aprobación nacional	Depende del país. En Chile el costo de la carta de Aprobación Nacional es nulo.	
Registro	No hay costos asociados al registro de los proyectos de pequeña escala bajo 15.000 CERs, por sobre esto el pago es igual que en escala regular*.	Los primeros 15.000 CERs tienen un costo de US\$ 0,1 cada uno, sobre este N° el costo es de US\$ 0,2 por CERs*.
Verificación	US\$ 5.000	US\$ 15.000
Certificación y emisión de CERs	Los primeros 15.000 CERs tienen un costo de US\$ 0,1 cada uno, sobre este N° el costo es de US\$ 0,2 por CERs*.	

*Según EB N° 23; Anexo 35. Ref.: (16)

Fuente: (7) y (10).

4.4.9 MDL en Chile

Chile firma la CMNUCC en junio de 1992, ratificándolo en diciembre de 1994. Adicionalmente es parte del PK desde su firma en junio de 1998 y su posterior ratificación en agosto del 2002 (17).

La Autoridad Nacional Designada para el MDL en Chile es el Consejo de Ministros, el que delega sus funciones a un Comité Ejecutivo presidido por la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) y está conformado adicionalmente por el Ministerio de Relaciones Exteriores, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Agricultura y el Ministerio de Economía. A este grupo de instituciones se incorporan los Ministerios correspondientes para la evaluación de proyectos que quieran aplicar al MDL. Son funciones del Comité Ejecutivo (17):

- Difundir información relevante para el desarrollo de proyectos MDL;
- Conformar un portafolio de proyectos, aprovechando las oportunidades de cooperación existentes y la demanda internacional;

⁷ Los costos actualizados se pueden encontrar en:
<http://cdm.unfccc.int/Projects/pac/howto/CDMProjectActivity/Register>

- Facilitar el desarrollo de transacciones, brindando información sobre la oferta disponible y la demanda, así como creando capacidades para la acreditación de reducción de emisiones; y
- Tomar el liderazgo internacional simplificando los procedimientos para el desarrollo de proyectos e incorporando nuevas tipologías de proyectos al mercado.

Para la aprobación nacional de cada proyecto, éste debe someterse a la legislación vigente. Si el proyecto ingresa al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), éste debe presentar la Resolución de Calidad Ambiental (RCA). En caso de que el proyecto no requiera ingresar al SEIA, sólo se requerirá los permisos sectoriales ambientales aplicables al proyecto. La legislación existente se considera suficiente para asegurar la contribución del proyecto al desarrollo sostenible (17).

4.4.10 Proyectos MDL en Chile

Actualmente, Point Carbon sitúa a Chile en el tercer lugar del ranking de países anfitriones del MDL, después de China e India. Este ranking se realiza continuamente en base a factores relacionados con la institucionalidad del MDL, el estado de los proyectos existentes y el clima de inversión de cada país⁸ (18).

Las empresas nacionales han transado casi US\$ 40 millones en reducción de emisiones. Existen compañías que también están invirtiendo en una producción más limpia y que pronto estarán en condiciones de vender sus reducciones de contaminantes a las empresas internacionales interesadas, y que de acuerdo con estimaciones preliminares de CONAMA, podrían representar una reducción de emisiones de 3 millones 400 mil toneladas anuales de GEI (19).

Hasta el 01 de Octubre del 2007, Chile presenta 43 proyectos MDL en diferentes fases de desarrollo, de los cuales 20 ya han sido registrados. En el Anexo III; Tabla III.2 se lista los proyectos MDL que actualmente existen en el país, el tipo de proyecto y el estado en que se encuentra⁹.

⁸ Para ver el ranking actualizado visitar el sitio web de Point Carbon:
<http://www.pointcarbon.com/category.php?categoryID=323>

⁹ La lista actualizada de proyectos MDL en Chile se puede revisar en:
<http://www.cd4cdm.org/publications.htm>

4.5 RESIDUOS INDUSTRIALES LÍQUIDOS

Los RILes proceden de todos los sectores productivos y, por lo tanto, resultan ser muy diversos en sus características, composición e impacto ambiental. Su producción está lógicamente ligada al grado de industrialización y particular estructura industrial de los diferentes países. A pesar de la diversidad en composición de las aguas residuales industriales, hay ciertos parámetros de contaminación de éstas que son comúnmente utilizados; como la Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) o Demanda Química de Oxígeno (DQO), que se relacionan con el contenido orgánico de los RILes y, en consecuencia, con su potencial de generar biogás en su proceso de tratamiento (20).

4.5.1 Materias Oxidables Biológicamente

Debido a procesos químicos o biológicos de oxidación que se producen en el agua, estas materias orgánicas absorben de forma natural una cierta cantidad de oxígeno hasta su mineralización. Para medir estos fenómenos se utiliza parámetros tales como (21):

- a) Demanda Bioquímica de Oxígeno: Es la cantidad de oxígeno disuelto consumido por un agua residual durante la oxidación “por vía biológica” de la materia orgánica biodegradable, en un determinado periodo de tiempo y condiciones controladas: 20 °C, presión atmosférica, oscuridad y dilución de la muestra con agua pura manteniendo condiciones aerobias para la prueba. En la determinación de la DBO influyen tanto la variación de la temperatura como la de la presión, aunque la variación de esta última es menos importante. Generalmente, se considera la Demanda Bioquímica de Oxígeno a los 5 días y a 20°C (DBO₅) y se mide en ppm de O₂. Las aguas subterráneas suelen contener menos de 1 ppm; un contenido superior es indicativo de contaminación (21). La DBO refleja la materia orgánica que existe en el agua, indicando el oxígeno necesario para alimentar a los microorganismos y las reacciones químicas. En las aguas residuales industriales la DBO es totalmente dependiente del proceso de fabricación pudiendo alcanzar varios miles de mg O₂/L. Los resultados de los ensayos de DBO se utilizan para:

- o Determinar la cantidad aproximada de oxígeno que se requerirá para estabilizar biológicamente la materia orgánica presente en el agua residual;
 - o Dimensionar las instalaciones de tratamiento de las aguas residuales;
 - o Medir la eficacia de algunos procesos de tratamiento; y
 - o Controlar el cumplimiento de las limitaciones a que están sujetos los vertidos (22).
- b) **Demanda Química de Oxígeno:** Es la cantidad de oxígeno disuelto consumido por un agua residual durante la oxidación “por vía química” provocada por un agente químico fuertemente oxidante, como por ejemplo el dicromato potásico. Su determinación es más rápida que la DBO, precisando su ensayo una o dos horas si la oxidación se realiza en frío, o bien 20 o 30 minutos si la oxidación se realiza en caliente, y también se mide en ppm de O_2 . La oxidación es activa sobre las sales minerales oxidables, así como sobre la materia orgánica biodegradable que existe en el agua analizada. La determinación de la DQO depende del reactivo oxidante y, por supuesto, de las materias que puede oxidar, orgánicas e inorgánicas. Las aguas no contaminadas tienen valores de DQO de 1 a 5 ppm, o algo superiores. En las aguas residuales industriales la DQO depende del proceso de fabricación (21).

La relación entre la DBO y la DQO indica la importancia de los vertidos industriales dentro del agua residual analizada y sus posibilidades de biodegradabilidad, como se muestra en la Tabla N° 5 (21).

Tabla N° 5 Biodegradabilidad del agua residual

DBO_5 DQO	Biodegradabilidad del agua residual
< 0,2	Poco biodegradable
0,2 – 0,4	Biodegradable
> 0,4	Muy biodegradable

Fuente: (21).

4.5.2 Tratamiento Anaerobio de RILes

El proceso anaerobio es aquel en que se efectúa la degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno molecular como aceptor de electrones. Este tipo de proceso se emplea en el tratamiento de residuos sólidos o líquidos cuando la concentración de materia orgánica es tan elevada (DQO superior a 3.000 mg O₂/L) que no resulta económico el tratamiento aerobio (23).

En la Tabla N° 6 se presenta datos típicos de rendimiento de diferentes procesos anaerobios utilizados en el tratamiento de aguas residuales industriales (22).

Tabla N° 6 Datos típicos de rendimiento de procesos anaerobios empleados en el tratamiento de vertidos industriales

Proceso	DQO de entrada [mg/L]	Tiempo de detención hidráulica [h]	Carga orgánica [g DQO / m ³ ·d]	Eliminación de DQO [%]
Proceso Anaerobio de Contacto	1.500 – 5.000	2 – 10	0.48 – 2.40	75 – 90
Manto de Fango Anaerobio de Flujo Ascendente (UASB)	5.000 – 15.000	4 – 12	4 – 12	75 – 85
Lecho Fijo	10.000– 20.000	24 – 48	0.96 – 4.80	75 – 80
Lecho Expandido	5.000 – 10.000	5 – 10	4.80 – 9.60	80 – 85

Fuente: (22)

Una de las principales ventajas del proceso anaerobio frente al aerobio es que en el primero sólo se genera del 10 al 30% de los lodos (biomasa) que se produce en los procesos aerobios, lo que disminuye considerablemente los costos de disposición final de éstos; además, los lodos anaerobios están mucho más estabilizados que los aerobios (23). Sin embargo, en general los lodos presentan altos porcentajes de humedad por lo que no pueden ser quemados debido a los costos energéticos que involucra volatilizar su humedad, y no se pueden enterrar ya que podrían percolar hacia el nivel freático. De acuerdo al artículo N° 12 del anteproyecto de reglamento para el manejo de lodos no peligrosos generados en plantas de tratamiento de aguas, se

considera procesos de higienización de lodos la digestión aerobia, secado al aire, digestión anaerobia, compostaje y estabilización con cal (24).

4.5.3 Digestor anaerobio de flujo ascendente con manto de lodo:

Este es uno de los tratamientos anaerobios existentes, y fue desarrollado en Holanda a partir de la década de los años 70, denominándose originalmente *Upflow Anaerobic Sludge Blanket reactor* (UASB), y así es como se le conoce mundialmente. Este tipo de reactor (Figura N° 3) es sin lugar a dudas, el sistema anaerobio más aplicado a escala real (23).

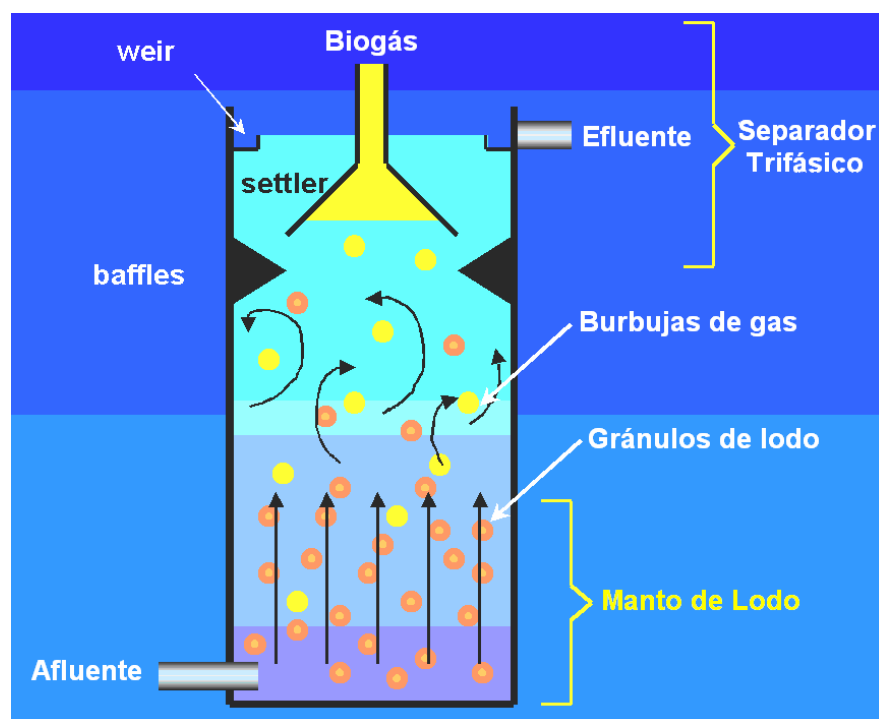


Figura N° 3 Reactor UASB

Fuente: (29)

Su característica distintiva es la retención de biomasa en su interior sin necesidad de ningún medio de soporte, gracias a la formación de granos o gránulos, lo que lo hace más económico y le da ventajas técnicas sobre otros tipos de reactores. Sin embargo, el proceso de formación de gránulos es también su principal limitante, ya que la selección y correcta operación del proceso UASB dependerá del grado de sedimentabilidad que logren sus aglomerados celulares, ya sea como gránulos o flóculos densos (23).

La idea básica de este proceso es que el lodo anaerobio tenga buenas características de sedimentación, si le son favorables las condiciones físicas y químicas del proceso de floculación. Si se logra estas condiciones, la retención del lodo (microorganismos) dependerá principalmente de una separación efectiva del gas producido en el proceso (especialmente de las burbujas de gas atrapadas en el lodo). Después de la separación del gas, la sedimentación del lodo procederá favorablemente. En el UASB estos objetivos se cumplen equipando el reactor en la parte superior con un separador sólido - gas y manteniendo un mezclado mecánico y/o la recirculación del lodo a niveles mínimos (23).

4.5.4 Lagunas Anaerobias:

Las lagunas de oxidación o estabilización son estanques en tierra cuyo fondo y paredes o taludes laterales pueden estar recubiertos o no, con material impermeable como arcillas o algún material plástico (23).

La laguna anaerobia es el reactor anaerobio más sencillo que existe y, como regla general, no está cubierta, emitiéndose el biogás que en ella se produce a la atmósfera (23). En los casos en que las lagunas están cubiertas (Figura N° 4), éstas consisten básicamente en la implementación de una laguna anaerobia, tapada con polietileno de alta densidad. A pesar de que las lagunas anaerobias cubiertas no son empleadas frecuentemente, éstas tienen múltiples ventajas: minimizan olores, ya que la actividad metabólica se realiza en un sistema cerrado; mantiene la temperatura, debido a que la cubierta de polietileno atrapa los rayos de sol en especial en la época de verano minimizando el efecto de las caídas de temperatura en épocas frías; producen una menor cantidad de lodos con respecto a un digestor anaerobio; además, las lagunas cubiertas permiten la captura del biogás producido en el proceso anaerobio. En cuanto a eficiencia, el porcentaje de remoción de materia orgánica de una laguna anaerobia cubierta es alrededor del 60% de la DBO_5 [(25) y (26)].



Figura N° 4 Laguna anaerobia cubierta

Fuente: (27)

Para los procesos de digestión anaerobios en general, la presencia de oxígeno disuelto es muy perjudicial, por lo que se recomienda el máximo de profundidad no excediendo los 8 metros. Además, una laguna más profunda mantiene una temperatura más constante y ocupa menor superficie de terreno (25).

Existen dos factores que afectan significativamente la descomposición anaerobia: la temperatura y el pH. Para que la fermentación ocurra de la mejor forma, el pH debe ser cercano a 7,0, no debe existir oxígeno disuelto y la temperatura del líquido debe ser superior a los 15°C. Por lo tanto, para aquellos terrenos que no cuenten con limitaciones de profundidad por niveles freáticos (mayores a 9 metros), la profundidad debería ser lo más cercano a 8 metros. Las profundidades mínimas para una laguna anaerobia se presentan en la Tabla N° 7, recomendación basada en las necesidades de conservación calorífica otorgada por la profundidad ante la incidencia del clima de las diferentes regiones de Chile, proporción realizada a través de temperaturas mínimas mensuales (25).

Tabla N° 7 Profundidad recomendada para lagunas

Región	Profundidad mínima recomendada
V	3
Metropolitana	3.5
VI	4.2
VII	5
VIII	6.5
IX	7

Fuente: (25)

A continuación se presenta un resumen de las ventajas y desventajas de las lagunas anaerobias (25):

Desventajas:

- ♦ La principal desventaja es la generación de olores, por lo cual se recomienda que éstas se ubiquen entre 500 y 1000 metros de sitios residenciales, y preferiblemente en una posición contraria a la dirección predominante del viento;
- ♦ Las lagunas anaerobias son sensibles a los cambios repentinos de temperatura y tasas de carga orgánica y, como resultado, producen algunos olores. Sin embargo, los problemas serios de olor raramente se presentan si la laguna está diseñada y operada apropiadamente;
- ♦ Las lagunas anaerobias funcionan mejor durante el verano y en áreas sin inviernos fríos, ya que las temperaturas altas mejoran el proceso de degradación.

Ventajas:

- ♦ Las lagunas anaerobias son más económicas de implementar que otros tipos de tratamientos anaerobios;
- ♦ Las lagunas anaerobias pueden descomponer más materia orgánica que las lagunas aerobias por unidad de tiempo.

En la Tabla N° 8 se presenta algunos de los parámetros típicos de diseño para lagunas anaerobias.

Tabla N° 8 Parámetros típicos de diseño para lagunas anaerobias

Parámetro	Valor
Tamaño de la laguna [há]	0.2 – 0.8
Tiempo de detención* [días]	20 – 50
Profundidad [m]	2.4 – 4.8
pH	6.5 – 7.2
Temperatura [°C]	6 – 50
Temperatura Óptima [°C]	30
Carga DBO ₅ ** (Kg/há·día)	225 – 560
Conversión DBO ₅ [%]	80 – 85

* Depende de condiciones climáticas

** En muchos lugares se ha empleado valores muy superiores. Este valor suele venir impuesto por las agencias reguladoras.

Fuente: (22)

5 PROBLEMA

Debido a la cantidad de contaminantes presentes en los Residuos Industriales Líquidos, la mayoría de ellos requiere de un tratamiento previo de depuración antes de ser vertidos, y de esta manera cumplir con la legislación ambiental vigente. Cuando la concentración de contaminantes orgánicos presentes en el agua residual es muy alta, no resulta rentable realizar tratamiento aerobio, por lo que se utiliza tratamiento anaerobio, teniendo éste último como uno de sus productos el metano.

En Chile existen normas de emisión que regulan los contaminantes presentes en las descargas de RILes a distintos cuerpos de agua. Sin embargo, actualmente no hay normas que regulen las emisiones de metano provenientes de plantas de tratamiento de RILes. Siendo el metano uno de los principales gases causantes del efecto invernadero, es importante establecer alternativas para su utilización, de modo que en ningún caso sea liberado a la atmósfera.

El presente trabajo de título propone evaluar el manejo de este gas de efecto invernadero mediante proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, establecido en el Protocolo de Kyoto. Esta propuesta se basa en la identificación de actividades productivas cuyos RILes se caractericen por flujos y una concentración de materia orgánica tal, que haga viable llevar a cabo de manera adecuada este tipo de proyectos. La implementación de proyectos MDL en esta área representa una oportunidad para financiar el cumplimiento de la legislación ambiental vigente, contribuir al desarrollo sustentable del país, fomentar la transferencia tecnológica y disminuir las emisiones de metano a la atmósfera.

6 OBJETIVOS

6.1 Objetivo General:

Identificar actividades productivas con potencial para implementar proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio en el tratamiento de residuos industriales líquidos en Chile.

6.2 Objetivos Específicos:

- 6.2.1** Identificar la legislación vigente en Chile relacionada con la disposición de Residuos Industriales Líquidos.
- 6.2.2** Identificar las metodologías del Mecanismo de Desarrollo Limpio aplicables al tratamiento de Residuos Industriales Líquidos.
- 6.2.3** Determinar los niveles de actividad requeridos para obtener una cantidad interesante de reducción de emisiones, de acuerdo a las indicaciones de cada metodología del Mecanismo de Desarrollo Limpio identificada.
- 6.2.4** Identificar actividades productivas en las que, mediante la implementación de proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio en el tratamiento de sus residuos industriales líquidos, se genere una cantidad interesante de reducción de emisiones, de manera que estos proyectos representen una alternativa económicamente viable en el cumplimiento de la legislación ambiental vigente.

7 METODOLOGÍA

- 7.1** Para dar cumplimiento al Objetivo Específico N° 1: *“Identificar la legislación vigente en Chile relacionada con la disposición de Residuos Industriales Líquidos”*, se revisó información publicada por la CONAMA a través de su página web¹⁰, además de las normas pertinentes publicadas en Diario Oficial de la República de Chile. Se consideró sólo aquellas normativas que se relacionan directamente con el presente Trabajo de Título.
- 7.2** Para dar cumplimiento al Objetivo Específico N° 2: *“Identificar las metodologías del Mecanismo de Desarrollo Limpio aplicables al tratamiento de Residuos Industriales Líquidos”*, se indagó en las metodologías MDL publicadas por la Secretaría de la UNFCCC¹¹. Este organismo separa los sectores de proyectos MDL en 15 grupos (Sectoral Scope; ver sección 4.4.3), correspondiendo al sectoral scope N° 13 los proyectos de “Manejo y Disposición de Residuos”. Se revisó las metodologías MDL pertenecientes a este grupo y luego se identificó las que tienen relación específicamente con los Residuos Industriales Líquidos.
- 7.3** En el Objetivo Específico N° 3: *“Determinar los niveles de actividad requeridos para obtener una cantidad interesante de reducción de emisiones, de acuerdo a las indicaciones de cada metodología del Mecanismo de Desarrollo Limpio identificada”*, se utiliza el término “Nivel de Actividad” para definir las características del proyecto que se relacionan directamente con la cantidad de metano que se producirá en el tratamiento del RIL¹². El nivel de actividad depende de la metodología MDL empleada en la evaluación y de la cantidad de reducción de emisiones que se espera obtener.

En base a las metodologías MDL de tratamiento de RILes, se estableció como indicadores del nivel de actividad tanto el caudal (Q) como la DBO₅ del RIL que ingresa en el sistema de tratamiento. Se asume que los indicadores obtenidos son

¹⁰ www.conama.cl

¹¹ Sitio web www.unfccc.org

¹² Este método fue presentado por el Dr. Roberto Corvalán, académico de la Facultad de Ciencias Físicas y Mecánicas de la Universidad de Chile, en el seminario: “Mejoramiento de la Pyme en Chile Mediante el Desarrollo del Mercado de Proyectos Bajo el MDL: Aplicación Piloto en la Región de Valparaíso” realizado por la Fundación para la Transferencia Tecnológica, con financiamiento de Chile Innova-CORFO, en Santiago y Viña del Mar en abril del 2006.

valores promedio y que éstos se mantienen constantes durante el período para el que se evalúa.

Para determinar un indicador de nivel de actividad, Q o DBO_5 , es necesario establecer un valor fijo para el otro. Así, al calcular la DBO_5 se fijó el caudal en 500 y 2.000 $m^3/día$, mientras que para obtener el caudal se consideró una DBO_5 de 1.200 y 3.000 $mg\ O_2/L$. El valor de una DBO_5 mínima de 1.200 $mg\ O_2/L$ se debe a la suposición de que el RIL es biodegradable, y por lo tanto, la razón DBO_5/DQO es 0,4 [Ref.: (21)], por lo que, en términos de DQO el RIL tendría una concentración de 3.000 $mg\ O_2/L$, valor sobre el cual el tratamiento aerobio no resulta económico y normalmente se utiliza sistemas anaerobios [Ref.: (23)]. Las demás cifras se eligieron de manera arbitraria teniendo en cuenta el rango de fluctuación de los datos del Anexo IV.

Asimismo, se ingresaron los procedimientos y las fórmulas de cada metodología evaluada a planillas Excel, de manera que al ingresar en ellas cualquier valor de Q y DBO_5 se obtiene la respectiva reducción de emisiones. Estas planillas se encuentran en el Anexo XI, el que se adjunta al presente trabajo de título en formato digital.

Por otra parte, para el desarrollo de este objetivo se definió como “cantidad interesante de reducción de emisiones” aquella cantidad de reducciones que permita cubrir los costos de tramitación de un proyecto MDL en el primer año de acreditación. De acuerdo a las proyecciones de los valores de la tCO_2e (ver sección 4.4.8) y de manera conservadora se definió que 4.000 $tCO_2e/año$ es una cantidad interesante de reducción de emisiones.

Para determinar los niveles de actividad se aplicó las metodologías MDL identificadas en el punto anterior, utilizando datos teóricos de los distintos tipos de tratamiento de agua residual (además, se consideró meses de 30 días).

- 7.4** Para dar cumplimiento al Objetivo Específico N° 4: *“Identificar actividades productivas en las que, mediante la implementación de proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio en el tratamiento de sus residuos industriales líquidos, se genere una cantidad interesante de reducción de emisiones, de manera que estos proyectos representen una alternativa económicamente viable en el cumplimiento de la legislación ambiental vigente”*, se utilizó como referencia

las características de RILes de diferentes industrias pertenecientes a 22 sectores productivos. Estos datos se encuentran en el Anexo IV, corresponden a cifras del 2007 y fueron facilitados por el laboratorio Hidrolab¹³ (las industrias del anexo mencionado descargan sus RILes sólo a la red de alcantarillado).

Para cada una de las industrias del Anexo IV se determinó la cantidad de reducción de emisiones que generarían anualmente bajo las metodologías MDL evaluadas en el ítem 1.1; esto se realizó utilizando las planillas Excel mencionadas en la sección anterior. Así, se identificaron las industrias en las que se generarían ER superiores a 4.000 tCO₂e/año. Sin embargo, también se consideró que los casos con ER superiores a 1.500 tCO₂e/año son una buena alternativa para presentar proyectos MDL bajo la modalidad de bundling (ver sección 4.4.6).

¹³ Laboratorio ambiental con especialidad en tratamiento de agua (www.hidrolab.cl).

8 RESULTADOS Y DISCUSIONES

8.1 Resultados y discusiones para el Objetivo Específico N°1:

“Identificar la legislación vigente en Chile relacionada con la disposición de Residuos Industriales Líquidos”

Las siguientes leyes regulan los residuos industriales líquidos en Chile:

- ♦ **Ley N° 18.902:** Crea la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) y le otorga responsabilidades tanto en el control de los RILes, como en la fiscalización a los prestadores de servicios sanitarios. Posteriormente, en 1998, la Ley N° 19.549 modifica ésta Ley otorgando a la SISS las facultades para sancionar las infracciones a la normativa sobre descargas de RILes o a los instructivos, órdenes y resoluciones dictados por dicha entidad.
- ♦ **Ley N° 19.821:** Modifica la Ley N° 18.902 y deroga la Ley N° 3.133 después de más de 80 años de vigencia. En síntesis, esta ley prohíbe las descargas de aguas contaminadas al medio ambiente y perfecciona el marco regulatorio vigente para la protección de las aguas. Además, ordena y simplifica los procedimientos administrativos y potencia las facultades fiscalizadoras.

Además existen normas de emisión que regulan las descargas de contaminantes a diferentes cursos de agua, las que se enmarcan dentro de la Ley de Bases del Medio Ambiente (Ley 19.300 de 1994):

- ♦ **Decreto Supremo N° 609/98** del Ministerio de Obras Públicas, “Establece norma de emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de residuos industriales líquidos a sistemas de alcantarillado”: Esta norma de emisión tiene por objetivo mejorar la calidad ambiental de las aguas servidas crudas que los servicios públicos de disposición de éstas vierten a los cuerpos de agua terrestres o marítimos, mediante el control de los contaminantes líquidos de origen industrial que se descarga en los alcantarillados. Con lo anterior se logra que los servicios públicos de disposición de aguas servidas viertan aguas residuales con un bajo nivel de contaminación, protegiendo así los cuerpos de agua receptores.

Este decreto establece límites máximos permitidos para 21 contaminantes respecto a las descargas de efluentes que se efectúe a redes de alcantarillado que no cuenten con plantas de tratamiento de aguas servidas. Entre los parámetros considerados para estas descargas no se encuentra la DBO₅. Por el contrario, entre los 25 contaminantes para los que se establece límites máximos permitidos en las descargas que se efectúe a redes de alcantarillado que cuenten con plantas de tratamiento de aguas servidas - situación que representa el 92% de la red de alcantarillado en Chile¹⁴ - sí se encuentra la DBO₅ cuyo límite es 300 mg O₂/L. Asimismo, el Decreto Supremo (DS) 609 señala los contaminantes a considerar en los análisis para los diferentes códigos CIU (Clasificación Industrial Internacional Uniforme) de las actividades económicas.

Este decreto entró en vigencia el 19 de agosto de 1998, estableciéndose el 19 de agosto del 2006 como plazo máximo para el pleno cumplimiento de la norma en todo tipo de fuentes.

- ♦ **Decreto Supremo N° 90/00** del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, “Establece norma de emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales”: El objetivo de esta norma es prevenir la contaminación de las aguas marinas y continentales superficiales, mediante el control de contaminantes asociados a los residuos líquidos que se descarga a dichos cuerpos receptores. El DS 90 indica diferentes límites máximos permitidos para descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales respecto de 35 contaminantes. La Tabla N° 9 presenta la concentración máxima permitida específicamente para la DBO₅ según el cuerpo de agua receptor.

¹⁴ Según información publicada por la SISS a través de su página web: www.siss.cl

Tabla N° 9 Límites máximos permitidos para DBO₅ según el DS 90

Cuerpo de agua receptor	Límite máximo permitido [mg O ₂ /L]
Cuerpo de Aguas Fluviales	35*
Cuerpo de Aguas Fluviales considerando la capacidad de dilución del cuerpo de agua receptor**	300
Cuerpos de agua lacustres	35
Cuerpos de agua marinos dentro de la zona de protección litoral	60
Cuerpos de agua marinos fuera de la zona de protección litoral	Sin Especificación

* Para los residuos líquidos provenientes de plantas de tratamientos de aguas servidas domésticas, no se considera el contenido de algas, conforme a la metodología descrita en el punto 6.6 del DS 90.

** Las fuentes emisoras pueden aprovechar la capacidad de dilución del cuerpo receptor, incrementado las concentraciones límites establecidas.

Fuente: DS SEGPRES N° 90/00

El DS 90 entró en vigencia el 3 de septiembre del 2001, a partir de esta fecha los límites máximos permitidos establecidos en el decreto son obligatorios para toda fuente nueva, en tanto que las fuentes existentes deben cumplir con esta norma a partir del 3 de septiembre del 2006.

- ♦ **Decreto Supremo N° 46/02** del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, “Establece norma de emisión de residuos líquidos a aguas subterráneas”: Tiene como objeto de protección prevenir la contaminación de las aguas subterráneas, mediante el control de la disposición de los residuos líquidos que se infiltran a través del subsuelo al acuífero. Con esto, se contribuye a mantener la calidad ambiental de las aguas subterráneas. Esta norma señala diferentes límites máximos de emisión para 29 contaminantes dependiendo de las condiciones de vulnerabilidad del acuífero. El DS 46 no establece límites para la DBO₅. Este decreto es obligatorio para toda fuente nueva desde su entrada en vigencia, es decir, desde el 17 de febrero del 2003, mientras que para las fuentes emisoras existentes la fecha de entrada en vigencia de esta norma es el 17 de febrero del 2006.

Otras normas que regulan los residuos industriales líquidos en Chile son:

- ◆ **Decreto Supremo N° 1172/97:** Modifica el DS N°351/93 básicamente en lo que se refiere a la competencia de las empresas de servicios sanitarios en la aprobación y fiscalización de los sistemas de tratamiento de riles descargados a sus redes.
- ◆ **Decreto Ley N° 3.557/80:** Establece disposiciones sobre protección agrícola.
- ◆ **Decreto N° 867/78:** Norma Chilena Oficial N°1.333 Of. 78. Establece los requisitos de calidad del agua para diferentes usos, entre ellos el riego.

Según lo expuesto anteriormente, en Chile existen tres normas de emisión relacionadas con RILes: DS N° 46, DS N° 90 y DS N° 609; todas ellas han entrado en vigencia para fuentes antiguas en el año 2006, lo que hace necesaria la actualización de la caracterización de RILes (el único estudio oficial fue publicado por la SISS en 1999), de tal manera que se tenga conocimiento del estado de cumplimiento de la normativa vigente y del impacto de las descargas en los distintos cuerpos de agua, además de incentivar la investigación para el desarrollo de nuevas y mejores tecnologías en esta área.

Por otra parte, la legislación ambiental vigente en el país relacionada con la disposición de RILes, menciona como parámetro de referencia de la materia oxidable biológicamente a la DBO₅, excluyendo de las exigencias el control de la DQO. Probablemente, ésta es una de las principales razones por las que en la información de RILes de las industrias chilenas se registra un muy bajo porcentaje de datos de DQO, lo que dificulta el estudio de la biodegradabilidad de los vertidos.

De acuerdo a cifras entregadas por la SISS [Ref.: (36)], actualmente existen 3.040 establecimientos industriales fiscalizados en el país; entre ellos el 2% descarga sus RILes a aguas subterráneas, por lo tanto, se guían según los requerimientos del DS N° 46 y, por ende, no precisan cumplir con un límite máximo de concentración de DBO₅ en sus descargas. En tanto, el 20% de las industrias descarga a cursos de aguas superficiales, por lo que se rigen bajo el DS N° 90, teniendo límites máximos permitidos de concentración de DBO₅ en sus vertidos que fluctúan entre 35 y 300 mg O₂/L, dependiendo del cuerpo de agua receptor. El 78% restante descarga sus RILes a redes de alcantarillado y, en consecuencia, deben seguir las indicaciones del DS N° 609, el que no establece un límite máximo de concentración de DBO₅ en las descargas

realizadas a redes de alcantarillado que no cuentan con plantas de tratamiento de aguas servidas. No obstante, para las descargas que se realizan en sistemas de alcantarillado que cuentan con plantas de tratamiento de aguas servidas¹⁵ la norma establece un límite máximo de concentración de DBO₅ de 300 mg O₂/L.

¹⁵ Conforme a los datos publicados por la SISS en www.siss.cl, el 92% de las empresas sanitarias del país cuentan con plantas de tratamiento de aguas servidas.

8.2 Resultados y discusiones para el Objetivo Específico N°2:

“Identificar las metodologías del Mecanismo de Desarrollo Limpio aplicables al tratamiento de Residuos Industriales Líquidos”

El sectoral scope N° 13 agrupa a todas las metodologías MDL aplicables al “Manejo y Disposición de Residuos”; de esta clasificación las metodologías aplicables al tratamiento de residuos industriales líquidos son:

8.2.1 AM0013: “Emisiones de metano evitadas desde el tratamiento de aguas residuales”; y

8.2.2 AM0022: “Emisiones evitadas desde aguas residuales y uso energético *in situ* en el sector industrial”.

8.2.3 AMS III.H: “Recuperación de metano en el tratamiento de aguas residuales”;

8.2.4 AMS III.I: “Emisiones de metano evitadas en el tratamiento de agua residual a través del reemplazo de lagunas anaerobias por sistemas aerobios”.

Las metodologías MDL están bajo continua revisión, por lo que constantemente se publican nuevas versiones de ellas, de hecho la primera versión de la metodología AM0013 fue aprobada el 3 de septiembre del 2004 y a la fecha se ha modificado 3 veces; así desde el 22 de diciembre del 2006 se encuentra disponible la versión N° 4. El mismo número de modificaciones se han realizado a la metodología AM0022, su primera versión se publicó el 13 de mayo del 2005 y el 22 de diciembre del 2006 se validó la versión N° 4. Por su parte, tanto la primera versión de la metodología AMS III.H como de la AMS III.I están vigentes desde el 3 de marzo del 2006 y actualmente ambas se encuentran en la versión N° 6.

Es necesario destacar que si bien las modificaciones a las metodologías se realizan en con el objetivo de mejorar el MDL, en ciertos casos pueden ser trascendentales en la viabilidad de un proyecto, por ejemplo, cuando se modificó por tercera vez la metodología AMS III.I (el 23 de diciembre del 2006), se estableció que se considerarían sólo los meses con una temperatura ambiental mínima de 15°C que, como se verá más adelante, hace determinante la cantidad de CERs que pueda

generar un proyecto. Este es el caso del proyecto chileno De Martino, que fue presentado en agosto del 2006 a la JE bajo la versión 3 de la metodología mencionada, teniendo luego que presentar un nuevo documento bajo las consideraciones de la versión 4. A causa de esto se ha retrasado el proceso de registro y hasta la fecha el proyecto aún se encuentra en etapa de validación.

A continuación se mencionan los aspectos más relevantes de las metodologías MDL identificadas.

8.2.1 AM0013 “Emisiones de metano evitadas desde el tratamiento de aguas residuales”

Aplicabilidad

La metodología AM0013 (Anexo VII) es aplicable a proyectos consistentes en la instalación de un digestor con capacidad de extracción de biogás en una planta de tratamiento de agua residual existente, la que debe ser una laguna anaerobia abierta con condición anaerobia “activa”, es decir, que tenga las siguientes condiciones:

- ◆ Profundidad mayor a 1 metro;
- ◆ Temperatura mayor a 10°C. Si la temperatura de un mes en particular es menor a 10°C, este mes no se incluye en las estimaciones, ya que se asume que no existe actividad anaerobia bajo dicha temperatura;
- ◆ Tiempo de residencia de materia orgánica de al menos 30 días.

Otra condición de aplicabilidad de esta metodología es que el lodo producido por el sistema de tratamiento no sea acumulado en el sitio del proyecto para evitar cualquier posible emisión de CH₄ por degradación anaerobia.

El biogás extraído mediante la actividad de proyecto puede ser destinado para generar calor o electricidad (utilizada *in situ* o *ex situ*).

Límites del proyecto

Los límites de la metodología AM0013 incluyen la planta de tratamiento de agua y el sitio donde el lodo es degradado.

Hasta octubre de 2007 existen 9 proyectos presentados bajo esta metodología en 6 países; entre ellos, 4 se encuentran en etapa de validación y 3 están registrados (ver Anexo III; Tabla III.3) [Re.: (9)].

8.2.2 AM0022 “Emisiones evitadas desde aguas residuales y uso energético *in situ* en el sector industrial”

Aplicabilidad

La metodología AM0022 (Anexo VIII) es aplicable a proyectos que incorporen sistemas de tratamiento anaerobio en instalaciones de tratamiento de agua basadas en lagunas anaerobias industriales, bajo las siguientes condiciones:

- ◆ El proyecto es implementado en una laguna anaerobia de tratamiento de aguas residuales con alta carga orgánica;
- ◆ El agua residual contiene componentes orgánicos simples (monosacáridos). Si esto no es así, se debe estimar y aplicar un factor de emisión de metano diferente al señalado en la metodología;
- ◆ La metodología es aplicable sólo al mejoramiento de una instalación de tratamiento de agua existente. No es aplicable a nuevas instalaciones o a las construcciones destinadas a aumentar la capacidad actual;
- ◆ Se puede demostrar que la línea de base es la continuación del sistema de laguna actual. En particular, el sistema de laguna actual cumple con todas las regulaciones vigentes;
- ◆ La profundidad de la laguna anaerobia debe ser de al menos 1 metro¹⁶;
- ◆ La temperatura del agua residual en la laguna es siempre de al menos 15° C.

¹⁶La carga del flujo de agua residual debe ser suficientemente alta como para asegurar un desarrollo anaerobio en el fondo de la laguna y que la producción de oxígeno de las algas pueda ser desestimado.

- ♦ El proyecto utiliza el biogás recuperado del sistema anaerobio para generar electricidad o calor *in situ* y el biogás restante es quemado;
- ♦ Las necesidades de calor y electricidad por unidad de agua residual tratada no sufren variaciones significativas antes y después del proyecto.

El proyecto prevé la incorporación de una nueva instalación de tratamiento anaerobio en un sistema de tratamiento de agua basado en una laguna anaerobia industrial. El agua parcialmente tratada que sale de la instalación implementada por el proyecto alimentará la laguna existente. De esta manera, se reducen las emisiones de metano del sistema completo. El biogás recuperado del tratamiento anaerobio es usado para la generación de energía térmica o eléctrica. Así, se reducen las emisiones de CO₂ por la disminución del consumo de combustibles fósiles o por la reducción de la demanda de energía a la red eléctrica. El biogás restante es quemado.

Límites del proyecto

Los límites del proyecto deben abarcar (según corresponda):

- ∞ Las emisiones de metano desde la laguna existente, incluyendo los puntos en los cuales es posible medir o estimar el flujo de materia orgánica dentro o fuera de la instalación de tratamiento.
- ∞ Potenciales emisiones de metano desde la nueva instalación de tratamiento (se puede demostrar que éstas son despreciables).
- ∞ Emisiones de CO₂ procedentes del uso de combustible fósil desplazado por la generación *in situ* de electricidad.
- ∞ Emisiones de CO₂ procedentes del uso de combustible fósil para la generación de electricidad *ex situ* (red eléctrica), que se habrían producido en ausencia del proyecto.
- ∞ Emisiones de metano por la combustión incompleta del biogás en la generación de energía, por el sistema de llama, o por las fugas desde las cañerías.

A nivel mundial (a octubre de 2007), bajo la metodología AM0022, existen 12 proyectos, entre los cuales 8 se encuentran en etapa de validación y 2 están registrados (ver Anexo III; Tabla III.4) [Ref.: (9)].

8.2.3 AMS III.H “Recuperación de metano en el tratamiento de aguas residuales”

Aplicabilidad

La metodología AMS III.H (Anexo IX) comprende medidas para recuperar el metano desde el tratamiento de aguas residuales a través de una de las siguientes opciones:

- (i) Sustitución de un sistema de tratamiento aerobio de lodo o agua por un sistema anaerobio con recuperación y combustión de metano;
- (ii) Incorporación de un sistema de tratamiento anaerobio de lodo, con recuperación y combustión de metano, en una planta de tratamiento de agua residual sin tratamiento de lodo;
- (iii) Incorporación de un sistema de recuperación y combustión de metano en una planta de tratamiento de lodo;
- (iv) Incorporación de un sistema de recuperación y combustión de metano en una planta de tratamiento anaerobio tal como reactor anaerobio, laguna, pozo séptico o una planta industrial *in situ*;
- (v) Incorporación de un sistema anaerobio de tratamiento de agua residual con recuperación y combustión de metano, con o sin tratamiento anaerobio de lodos, en una corriente de agua residual no tratada;
- (vi) Incorporación de un paso secuencial de tratamiento de agua residual con recuperación y combustión de metano, con o sin tratamiento de lodo, en un sistema de tratamiento de agua sin recuperación de metano.

Debido a que la metodología AMS III.H es de pequeña escala, para que un proyecto pueda aplicar esta metodología es necesario que la reducción de emisiones sea menor o igual a 60ktCO₂e/año.

Límites del proyecto

El límite del proyecto es el sitio geográfico y físico donde ocurre el tratamiento del agua residual y/o lodo.

Bajo la metodología AMS III.H (hasta octubre de 2007) hay 12 proyectos en etapa de validación y 1 proyecto registrado a nivel mundial (ver Anexo III; Tabla III.5) [Ref.: (9)].

8.2.4 AMS III.I “Emisiones de metano evitadas en el tratamiento de agua residual a través del reemplazo de lagunas anaerobias por sistemas aerobios”

Aplicabilidad

La metodología AMS III.I (Anexo X) es aplicable a proyectos de tratamiento de aguas residuales que reemplazan lagunas anaerobias¹⁷ (sin recuperación de metano) por sistemas aerobios. A diferencia de la metodología AMS III.H esta categoría no incluye proyectos de recuperación y combustión de metano en el tratamiento de aguas residuales.

Como esta es una metodología de pequeña escala es necesario que la reducción de emisiones del proyecto sea menor o igual a 60 ktCO₂e/año.

Límites del proyecto

El límite del proyecto es el sitio geográfico y físico donde ocurre el tratamiento del agua residual y/o lodo.

A nivel mundial, hasta octubre de 2007, bajo esta metodología se encuentran 3 proyectos en etapa de validación (ver Anexo III; Tabla III.6) [Ref.: (9)].

¹⁷ Las lagunas anaerobias son definidas por la metodología AMS III.I como estanques de más de dos metros de profundidad, sin aireación, en las que al menos en parte del año, en base a temperaturas medias mensuales, hay temperaturas superiores a 15°C, y que tienen una carga volumétrica superior a 0,1 Kg DQO/m³·d

8.3 Resultados y discusiones para el Objetivo Específico N°3:

“Determinar los niveles de actividad requeridos para obtener una cantidad interesante de reducción de emisiones, de acuerdo a las indicaciones de cada metodología del Mecanismo de Desarrollo Limpio identificada”

En esta sección se determina, siguiendo las indicaciones de cada metodología identificada en el ítem 1.1, tanto el caudal como la DBO₅ (niveles de actividad) necesarios para que un eventual proyecto MDL alcance una reducción de emisiones de 4.000 tCO₂e/año. Para determinar ambos niveles de actividad se deja fijo uno de ellos y se encuentra el valor del otro. Cuando el nivel de actividad es la DBO₅, se fija el caudal en 182.500 y 730.000 m³/año, mientras que cuando se desea encontrar el caudal, se establece una concentración de DBO₅ de 1,2E-3 y 3,0 [tDBO₅/m³]¹⁸. En cada caso se obtienen los dos valores de nivel de actividad correspondientes (ver sección 7.3).

Las metodologías MDL están relacionadas con diferentes tipos de proyectos y tienen variadas condiciones de aplicabilidad (ver sección 1.1); el cumplimiento de estas condiciones depende de la conceptualización del proyecto y de la existencia de la información que justifique dicho cumplimiento. En las siguientes secciones se indican los supuestos de cada proyecto considerado para la evaluación de las metodologías MDL.

Además de los resultados que se presenta a continuación, se elaboró planillas Excel en las que se automatiza las metodologías MDL identificadas en la sección anterior, de modo que al ingresar el flujo y la DBO₅ del RIL de una industria, se obtiene las reducciones de emisión que se generaría según región (si aplica) y metodología MDL utilizada. Estas planillas se encuentran en el Anexo XI, el que se adjunta al presente trabajo de título en formato digital.

¹⁸ Como unidad de la Demanda Bioquímica de Oxígeno se utilizará tDBO₅/m³ (y no mgO₂/L), ya que ésta es la nomenclatura empleada por las metodologías del MDL.

I. Determinación del Nivel de Actividad para proyectos descritos en la metodología AM0013, versión 4¹⁹ “Emisiones de metano evitadas desde el tratamiento de aguas residuales” (Anexo VII):

Para realizar la siguiente evaluación se consideró como proyecto la implementación de una laguna cubierta con capacidad de extracción de metano, donde actualmente existe una laguna abierta en la que se emite el metano a la atmósfera. Aunque no es una de las condiciones de aplicabilidad de la metodología, ésta considera que existe una laguna aerobia donde se trata el efluente de la laguna anaerobia (ver sección I.9.1.2.1). El biogás obtenido mediante el equipo de extracción se utilizará para la generación de energía con el fin de reemplazar la electricidad que, en ausencia del proyecto, es comprada a la red eléctrica.

La metodología también incluye la posibilidad de exportar a la red el excedente de electricidad que se genera con el biogás recolectado. En esta evaluación y por motivos de disponibilidad de datos, no se considera la exportación de electricidad a la red; no obstante, en un caso real los eventuales ingresos por la venta de dicha energía podrían aumentar la viabilidad económica de un proyecto.

I.9. Nivel de Actividad a determinar: Caudal [m³/día]

I.9.1. Nivel de actividad (caudal) para una DBO₅ de 1.200 mg/L

I.9.1.1. Emisiones de la línea de base:

De acuerdo a la metodología AM0013 las emisiones de la línea de base están constituidas por las emisiones de metano de la laguna y del uso de electricidad:

Ecuación N° 2

BE	=	CH₄emissions	+	BE_{elec/heat}
[tCO ₂ e]	=	[tCO ₂ e]	+	[tCO ₂ e]

BE: Emisiones de la línea de base;

CH₄emissions: Emisiones de metano desde la laguna anaerobia;

BE_{elec/heat}: Emisiones de metano por el uso de electricidad y calor.

¹⁹ Versión válida desde el 06/12/06 en adelante. La versión actualizada de esta metodología se encuentra en <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/YA5AG3R9IBXSES5YNPTBJUA5347HZK/view.html>

I.9.1.1.1. Emisiones desde la laguna anaerobia:

Las emisiones de metano desde la laguna anaerobia se calculan en base a la DBO_5 del afluente a la laguna, la capacidad máxima de producción de metano (Bo) y el factor de conversión del metano (MCF), que expresa la proporción del afluente que sería digerido de manera anaerobia en la laguna:

Ecuación N° 3

$CH_{4emissions}$	=	Total $DBO_{5available,m}$	*	Bo	*	$MCF_{Baseline}$
[kgCH ₄ /y]	=	[kgDBO ₅ /mes]	*	[kgCH ₄ /KgDBO ₅]		

Donde:

$DBO_{5available,m}$: Es la DBO_5 mensualmente disponible, que es igual a la DBO_5 mensual que entra en el reactor ($DBO_{5Baseline}$), más la DBO_5 acumulada del mes anterior;

Bo : Es la capacidad máxima de producción de metano;

$MCF_{Baseline}$: Es el factor mensual de conversión de metano.

 $DBO_{5Baseline}$

La metodología AM0013 indica que la $DBO_{5Baseline}$ se calcula como el producto de la DBO_5 (kg/m³) del afluente y el caudal (m³/mes). En este caso, el caudal es el nivel de actividad que se desea conocer, por lo tanto:

Ecuación N° 4

$$DBO_{5Baseline} = 1,2 \text{ kg/m}^3 * Q$$

Por otra parte, para los casos en que haya “una efluente desde la laguna en la línea de base”, la $DBO_{5Baseline}$ del afluente se debe multiplicar por el siguiente factor AD:

Ecuación N° 5

$$AD = 1 - \left(\frac{DBO_{5a,out}}{DBO_{5a,in}} \right)$$

Donde:

$DBO_{5a,out}$: Es la DBO_5 que sale de la laguna con el efluente;

$DBO_{5a,in}$: Es la DBO_5 que entra en la laguna.

Según la Tabla N° 8, en una laguna anaerobia se estima entre un 80 y un 85% de conversión de la DBO_5 . Por conservatividad se utilizará el valor más bajo. Aunque no se conoce el caudal de entrada ni de salida de la laguna, se sabe que si el afluente tiene una DBO_5 de $1,2 \text{ kg/m}^3$ (1.200 mg/L), el efluente tendrá una DBO_5 de $0,24 \text{ kg/m}^3$ y, por lo tanto, AD tendrá un valor de 0,8.

Bo

De acuerdo al informe *Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*²⁰ se empleará un valor de $0,504 \text{ Kg CH}_4/\text{Kg } DBO_5$ como la capacidad máxima de producción de metano (Bo).

MCF_{Baseline}

El $MCF_{Baseline}$ depende de la temperatura ambiental y debido a que en Chile las temperaturas varían considerablemente entre las diferentes regiones, es necesario calcular el $MCF_{Baseline}$ para cada región del país.

El $MCF_{Baseline}$ se estima como el producto entre la fracción de degradación anaerobia debido a la profundidad (f_d) y la fracción de degradación anaerobia debido a la temperatura (f_t):

Ecuación N° 6

$$MCF_{Baseline,m} = f_d * f_t * 0,89$$

Donde:

- f_d : Es la fracción de degradación anaerobia debido a la profundidad;
- f_t : Es la fracción de degradación anaerobia debido a la temperatura.
- 0,89: Es un factor conservador de incertidumbre (para un rango de incertidumbre entre el 30 y el 50%) que explica el hecho de que la ecuación usada para estimar $f_{t,m}$ asume degradación anaerobia completa a los 30°C.

La Tabla 1 de la metodología AM 0013 (Ver Anexo VII) indica los valores de f_d según la profundidad de la laguna anaerobia. Como se observa en la Tabla N° 7, por lo general la profundidad de las lagunas anaerobias es entre 2,4 y 4,8 metros, en consecuencia, para f_d se asumirá un valor de 0,5.

²⁰ Este documento está disponible en http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/5_Waste.pdf
8.3 Resultados y Discusiones para el Objetivo Específico N°3

El factor F_t representa la proporción de materia orgánica que está biológicamente disponible para convertirse en metano en base a la temperatura del sistema, asumiendo que esta temperatura es igual a la ambiental. El F_t se puede calcular en base a las temperaturas obtenidas de las publicaciones del servicio nacional de información climatológica. Para efectos de esta evaluación se utilizará el promedio de temperaturas mensuales de cada región según la Dirección meteorológica de Chile²¹ (ver Anexo VI; Tabla VI.1). La metodología AM0013 indica que para la actividad anaerobia se necesita una temperatura mínima de 10°C, por lo tanto, los meses en que el promedio de temperatura es menor a la señalada, el valor de $F_{t,m}$ es cero.

Ecuación N° 7

$$F_{t,m} = \exp \left(\frac{E * (T_2 - T_1)}{R * T_1 * T_2} \right)$$

Donde:

E: Constante de energía de activación (15.175 cal/mol);

T_2 : Temperatura ambiente para el clima (Kelvin);

T_1 : 303,16 (273,16° + 30°);

R: Constante de gases ideales (1,987 cal/K mol);

De acuerdo a la Ecuación N° 7 se calculó los valores de $f_{t,m}$ por región (ver Tabla V.1 del Anexo V) que se empleó en la estimación de los $MCF_{baseline}$ mensuales (Ecuación N° 6) por región indicados en la Tabla V.2 del Anexo V.

DBO_{5available} y MCF_{anual}

Según la metodología AM0013, la materia orgánica disponible para la conversión (DBO_{5available}) es igual a la DBO_{5Baseline} más la DBO₅ acumulada del mes anterior. La cantidad de materia orgánica consumida durante un mes es igual al producto entre la DBO_{5available} y el $MCF_{Baseline}$ (Tabla V.2 del Anexo V).

El MCF_{anual} se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$MCF_{anual} = \frac{\sum_{m=1}^{12} CH_{4,m}}{Bo * \sum_{m=1}^{12} DBO_{5baseline}} \quad \text{Ecuación N° 8}$$

²¹ De acuerdo a su publicación "Climatología de Chile", año 2001.

$$CH_{4,m} = B_o * DBO_{5available,m} * MCF_{baseline} \quad \text{Ecuación N° 9}$$

Donde:

$CH_{4,m}$: Producción mensual estimada de metano.

En las Tablas V. 3 – V.15 del Anexo V, se presenta la $DBO_{5available}$ y la $CH_{4,m}$ para cada región calculadas en base a los $MCF_{baseline}$ indicados en la Tabla V.2 del Anexo V. En la Tabla V.16 del Anexo V se muestra los totales anuales de $DBO_{5available}$ y $CH_{4,m}$ (Ecuación N° 9) para cada región. Con estos valores y según la Ecuación N° 8, se calculó el MCF_{anual} por región. Además, dicha Tabla señala las emisiones de CH_4 desde la laguna que se calcularon con los valores de MCF_{anual} y las variables establecidas en la Ecuación N° 3. Las emisiones de CH_4 quedan en función del caudal y son convertidas a tCO_2e al multiplicarlas por el potencial de calentamiento global (GWP) de 21 tCO_2e/tCH_4 .

I.9.1.1.2. Emisiones por el uso de electricidad:

Las emisiones por el uso de electricidad y calor que se produciría en ausencia del proyecto ($BE_{elec/heat}$) se calculan mediante la Ecuación N° 10:

Ecuación N° 10

$$BE_{elec/heat} = EG_y * CEF_{BL,elec,y} + EG_{d,y} * CEF_{grid} + HG_{BL,y} * CEF_{BL,therm,y}$$

$$[tCO_2e] = [MWh] * [tCO_2e/MWh] + [MWh] * [tCO_2e/MWh] + [MJ] * [tCO_2e/MJ]$$

Donde:

EG_y : Cantidad de electricidad que sería consumida en un año “y” en ausencia del proyecto.

$CEF_{BL,elec,y}$: Factor de emisión de CO_2 para la electricidad consumida en ausencia del proyecto.

$EG_{d,y}$: Cantidad de electricidad generada con el biogás recolectado durante el proyecto, y exportada a la red durante un año “y”.

CEF_{grid} : Factor de emisión de CO_2 de la red donde la electricidad es exportada.

$HG_{BL,y}$: Cantidad de energía térmica que sería consumida en un año “y” en ausencia del proyecto, usando combustible fósil.

$CEF_{BL, therm, y}$: Intensidad de emisiones de CO_2 por la generación de energía térmica.

La metodología AM0013 establece que el proponente del proyecto necesita estimar los componentes de electricidad y calor sólo si el biogás capturado en la situación de proyecto se utilizará para generar este tipo de energía y se desea reclamar la reducción de emisiones debido a lo mismo. Para efectos de esta evaluación, y por motivos de disponibilidad de datos, sólo se tendrá en cuenta las emisiones debido al uso de electricidad, mientras que no se considerará la utilización del biogás recolectado para suministrar energía a la red o para generar calor.

EG_y

Se asumirá que EG_y es la cantidad de electricidad generada por el proyecto; esto es así porque se considera que la toda electricidad generada a partir del biogás recolectado en la situación de proyecto se utilizará en el sitio del proyecto y reemplazará el consumo de electricidad importada desde la red en la línea de base.

La metodología AM0013 menciona que al implementar un equipo cerrado de digestión anaerobia, se puede extraer más metano que el que sería emitido en la línea de base. Debido a que no se conoce la cantidad de biogás que se obtendría mediante el equipo de extracción, se entenderá que será, al menos, la que se produce por la laguna anaerobia en la línea de base; es decir, las cantidades indicadas en la Tabla V.16 del Anexo V.

Si se considera que el biogás está compuesto por alrededor de un 60% de metano²² y que éste tiene una densidad de $0,716 \text{ kgCH}_4/\text{m}^3\text{CH}_4$ ²³, se puede estimar la cantidad mínima de biogás que se extraería, y por lo tanto, la electricidad que se generaría en la situación de proyecto.

En la Tabla V.17 del Anexo V se presenta la cantidad de biogás que se extraería por el equipo de digestión anaerobia en la situación de proyecto, estos valores se obtuvieron considerando tanto la densidad del metano, como el hecho de que el metano generado por la laguna anaerobia en la línea de base (Tabla V.16 del Anexo V) es el 60% del biogás extraído en la situación de proyecto.

²² Basado en el PDD de un proyecto similar titulado "Vinasse Anaerobic Treatment", presentado bajo la metodología AM0013. Este proyecto fue aprobado y entró en operación en junio del 2003 en Nicaragua Ref.: (28).

²³ Según Metodología AM0003, versión 3.

Para conocer cuánta electricidad se generaría con el biogás recolectado en la situación de proyecto se utiliza la siguiente ecuación²⁴:

Ecuación N° 11

$$EG_y = \frac{VB * CECF}{CF}$$

Donde:

VB: Volumen de biogás recuperado desde el proceso de biodigestión y usado en el equipo de generación de electricidad (Nm³)²⁵;

CECF: Factor de conversión para la generación de electricidad (0,676 kWh/Nm³ biogás²⁶);

CF: Factor de conversión (1000 kWh/MWh).

Con los datos de volumen de biogás extraído del biodigestor y mediante la Ecuación N° 11 se calculó la electricidad que se podría producir con el biogás en la situación de proyecto, lo que equivale a la cantidad de electricidad que sería consumida en un año “y” en ausencia del proyecto, es decir, EG_y, estos valores se indican en la Tabla V.17 del Anexo V.

EG_{d,y}

Representa la cantidad de electricidad generada con el biogás recolectado durante el proyecto y exportada a la red durante un año determinado. Para esta evaluación se considera que todo el biogás recolectado por el equipo de extracción se utilizará en la generación de electricidad que será consumida *in situ*, por lo tanto, EG_{d,y} es cero.

HG_{BL,y}

Es la cantidad de energía térmica que sería consumida en un año determinado en ausencia del proyecto, usando combustible fósil. Según la metodología AM0013, es necesario considerar este componente sólo si el metano capturado bajo la situación de proyecto es usado para generar calor. Para esta evaluación se considera que todo el

²⁴ Ref.: (28).

²⁵ Es necesario que el biogás sea medido en condiciones normales, es decir, a 0°C y 760 mm de Hg.

²⁶ Ref.: (28).

biogás recolectado por el equipo de extracción se utilizará en la generación de electricidad que será consumida *in situ*, por lo tanto, $HG_{BL,y}$ es cero.

CEF_{BI,EL,y}:

Es el factor de emisión de CO₂ para la electricidad consumida en ausencia del proyecto. Según la metodología AM0013 para los casos en que, en ausencia del proyecto, la electricidad es comprada a la red y el consumo de electricidad es menor al umbral de pequeña escala (15GWh/año), se puede utilizar el factor de emisión de pequeña escala (0,4699 tCO₂/MWh²⁷).

De acuerdo a la Ecuación N° 10 y teniendo en cuenta que tanto $EG_{d,y}$ como $HG_{BL,y}$ son cero, se calculó las emisiones por el uso de electricidad en la línea de base indicadas en la.

Emisiones totales de la línea de base:

Las emisiones de $BE_{elec/heat}$ más las emisiones de metano desde la laguna (Tabla V.16; Anexo V) constituyen las emisiones de la línea de base (Ecuación N° 2) y se señalan en la Tabla N° 10.

²⁷ Ref.: (10).

Tabla N° 10 Emisiones de la línea de base, AM0013

Región	BE _{elec/heat} [tCO ₂ e/m ³]	CH ₄ Emissions desde la laguna [tCO ₂ e/m ³]	BE [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	2,589E-03 * Q	7,353E-02 * Q	7,612E-02 * Q
II Antofagasta	2,392E-03 * Q	6,792E-02 * Q	7,031E-02 * Q
III Copiapó	2,264E-03 * Q	6,431E-02 * Q	6,658E-02 * Q
IV La Serena	2,034E-03 * Q	5,777E-02 * Q	5,980E-02 * Q
V Valparaíso	2,088E-03 * Q	5,930E-02 * Q	6,138E-02 * Q
VI Rancagua	1,088E-03 * Q	3,089E-02 * Q	3,198E-02 * Q
VII Talca	1,804E-03 * Q	5,123E-02 * Q	5,304E-02 * Q
VIII Concepción	1,471E-03 * Q	4,178E-02 * Q	4,325E-02 * Q
IX Temuco	1,305E-03 * Q	3,706E-02 * Q	3,836E-02 * Q
X Puerto Montt	9,919E-04 * Q	2,817E-02 * Q	2,916E-02 * Q
XI Coyhaique	8,616E-04 * Q	2,447E-02 * Q	2,533E-02 * Q
XII Punta Arenas	8,028E-05 * Q	2,280E-03 * Q	2,360E-03 * Q
RM Santiago	2,045E-03 * Q	5,807E-02 * Q	6,012E-02 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

I.9.1.2. Emisiones del Proyecto

La delineación física del proyecto se define como el sitio de la planta. Las emisiones del proyecto consisten principalmente en las emisiones de metano desde la laguna, emisiones fugitivas desde el biodigestor, emisiones por el equipo de quema y generación de energía, emisiones relacionadas con el consumo de electricidad en el equipo de digestión auxiliar, emisiones por la aplicación del lodo en el suelo, y emisiones desde el agua residual removida en el proceso de desecado:

Ecuación N° 12

$$PE = CH_{4lag} + LB + EGE + PE_{Elec/heat} + EL + EW$$

$$[tCO_2e/año] = [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año]$$

Donde:

- PE: Emisiones de metano atribuibles al proyecto;
 CH_{4lag}: Emisiones de metano desde la laguna;
 LB: Emisiones fugitivas desde el biodigestor;
 EGE: Emisiones por el equipo de generación de energía;
 PE_{Elec/heat}: Emisiones debido al uso de calor y electricidad por el proyecto;
 EL: Emisiones por la aplicación de lodo en el suelo;
 EW: Emisiones desde el agua residual removida en el proceso de desecado.

I.9.1.2.1. Emisiones de metano desde la laguna:

La metodología AM0013 señala que después de que la mayor parte de la DBO₅ es tratada y reducida por digestión anaerobia, el efluente pasará por otra laguna antes de ser liberado. Gran parte de la carga de DBO₅ se habrá reducido por digestión anaerobia y se espera que la laguna (que trata el efluente de la laguna anaerobia) opere principalmente bajo condiciones aerobias. El valor de MCF para sistemas completamente aerobios es 0, ya que no se produce metano.

Sin embargo, debido a la incertidumbre respecto a la extensión exacta de la digestión aerobia/anaerobia después de la implementación del proyecto, los cálculos de esta emisión de metano se realizan de la misma manera que en la línea de base, usando los mismos valores para Bo y para el factor de conversión de metano (MCF):

Ecuación N° 13

Emisiones de CH₄ = DBO_{5dig_out} * Bo * MCF_{dig_out} * GWP_CH₄ (desde la laguna) $[\text{tCO}_2\text{e/año}] = [\text{kgDBO}_5/\text{año}] * [\text{kgCH}_4/\text{kgDBO}_5] * [\text{tCO}_2\text{e/tCH}_4]$
--

Donde:

- DBO_{5dig_out}: Es la DBO₅ del efluente del digestor que entra a la laguna (medido).
 Bo: Es la capacidad máxima de producción de metano.
 MCF_{dig_out}: Es el factor de conversión de metano (fracción) estimado como se describe anteriormente en la sección de la línea de base.
 GWP_{CH₄}: Potencial de calentamiento global del metano (21 tCO₂e/tCH₄).

En la Tabla V.18 del Anexo V se señala las emisiones desde la laguna anaerobia en la situación de proyecto. Para llegar a estos valores se utilizó la Ecuación N° 13, empleando un Bo de 0,504 Kg CH₄/Kg DBO₅ (ver sección I.9.1.1) y los valores de MCF

de la Tabla V.16 del Anexo V. Además, se asumió que la laguna anaerobia tiene una eficiencia de remoción del 80% (ver sección I.9.1.1), es decir, el efluente de la laguna anaerobia que entra en la laguna aerobia tendrá un 80% menos de DBO_5 que el agua residual sin tratar ($\text{DBO}_{5\text{Baseline}}$; Ecuación N° 4), por lo tanto:

$$\text{DBO}_{5\text{dig_out}} = 0,2 * \text{DBO}_{5\text{Baseline}}$$

I.9.1.2.2. Emisiones fugitivas desde el biodigestor

De acuerdo al IPCC las emisiones fugitivas desde el biodigestor se pueden estimar como el 15% del la producción total de biogás. Por lo tanto, se calculó el 15% del volumen de biogás extraído en la situación de proyecto (Tabla V.17 del Anexo V) y se convirtió este valor a tCO_2e mediante el valor de densidad del metano ($7,16\text{E-}4 \text{ ton/m}^3$) y el GWP ($21 \text{ tCO}_2\text{e/tCH}_4$). En la Tabla V.19 del Anexo V se indica las emisiones fugitivas desde el biodigestor.

I.9.1.2.3. Emisiones por el equipo de generación de energía

Pueden existir fugas de metano por el uso de biogás en el caso de la producción de calor y/o electricidad. Para calcular las emisiones provenientes de la quema de una corriente de gas residual con contenido de metano ($\text{PE}_{\text{flare},y}$) se puede utilizar la *“Herramienta para determinar las emisiones del proyecto por la quema de gases que contienen metano”*²⁸. Conforme a la Ecuación N° 15 y al documento citado anteriormente se calculó las emisiones por el equipo de generación de energía. Estas emisiones son señaladas en la Tabla V.20 del Anexo V y se las obtuvo empleando los valores de biogás extraído desde el biodigestor (Tabla V.17 del Anexo V).

Ecuación N° 15

$$\text{EGE} = \text{VB} * \text{MF} * \text{DCH}_4 * (1 - \text{LF}_{\text{biodigestor}}) * \text{GWP} * (1 - \text{DEF})$$

Donde:

EGE: Emisiones por el equipo de generación de energía ($\text{tCO}_2\text{e/año}$);

MF: Fracción de metano en el biogás (60%);

DCH_4 : Densidad del metano ($7,16\text{E-}4 \text{ ton/m}^3$);

²⁸ Este documento está disponible en http://cdm.unfccc.int/EB/028/eb28_repan13.pdf

LF_{biodigester}: Porcentaje de biogás liberado desde el biodigestor (5%²⁹);
 DEF: Factor de eficiencia de destrucción (99%³⁰).

I.9.1.2.4. Emisiones debido al uso de calor y electricidad por el proyecto

Ecuación N° 16

$$\frac{PE_{Elec/heat}}{[tCO_2e]} = \frac{ELy}{[MWh]} * \frac{CEF_d}{[tCO_2e/MWh]} + \frac{HG_{Pr,y}}{[MJ]} * \frac{CEF_{Pr,Therm,y}}{[tCO_2e/MJ]}$$

Donde:

ELy: Es la cantidad de electricidad que es consumida *in situ* por el proyecto en un año “y”.

CEF_d: Es el factor de emisión de CO₂ para la electricidad consumida *in situ* durante el proyecto. Si se utiliza biogás para producir electricidad, el valor de este factor es cero.

HG_{Pr,y} : Es la cantidad de energía térmica consumida *in situ* en un año “y”.

CEF_{Pr,Therm,y}: Es el factor de emisión de CO₂ para la energía térmica generada, estimada según el método descrito en la línea de base. Este factor es cero si se utiliza biogás para generar la energía térmica.

El biogás que se extrae del biodigestor es usado para generar energía eléctrica, por lo tanto CEF_d y ELy son cero. Para efectos de esta evaluación y por disponibilidad de datos, no se considerará utilización de energía térmica por el proyecto. En consecuencia, las emisiones debido al uso de calor y electricidad por el proyecto son cero.

I.9.1.2.5. Emisiones por la aplicación del lodo en el suelo

Se considerará que no hay lodo presente en la actividad de proyecto pues el lodo generado en el biodigestor es reinyectado dentro de él.

²⁹ Valor según metodología AM0013, versión 3.

³⁰ La metodología AM0013, versión 03 indica que se puede utilizar un valor de 99% para un sistema de quema cerrado, mientras que un valor del 50% se puede utilizar para un sistema de quema abierto.

I.9.1.2.6. Emisiones desde el agua residual removida en el proceso de desecado:

Al no existir el desecado, no se incluye aguas residuales removidas desde este proceso.

Emisiones totales atribuibles al proyecto

El total de emisiones atribuibles al proyecto (PE) es la suma de cada uno de los componentes establecidos anteriormente (ver Ecuación N° 12) y se resumen en la Tabla N° 11.

Tabla N° 11 Emisiones del Proyecto, AM0013

Región	Emisiones desde la Laguna [tCO ₂ e/m ³]	Emisiones desde el Biodigestor [tCO ₂ e/m ³]	Emisiones por equipo de generación [tCO ₂ e/m ³]	PE [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	4,630E-03 * Q	1,838E-02 * Q	1,717E-04 * Q	2,318E-02 * Q
II Antofagasta	4,034E-03 * Q	1,698E-02 * Q	1,586E-04 * Q	2,117E-02 * Q
III Copiapó	3,644E-03 * Q	1,608E-02 * Q	1,502E-04 * Q	1,987E-02 * Q
IV La Serena	3,123E-03 * Q	1,444E-02 * Q	1,349E-04 * Q	1,770E-02 * Q
V Valparaíso	3,254E-03 * Q	1,482E-02 * Q	1,385E-04 * Q	1,822E-02 * Q
RM Santiago	2,942E-03 * Q	1,452E-02 * Q	1,356E-04 * Q	1,760E-02 * Q
VI Rancagua	3,040E-03 * Q	1,444E-02 * Q	1,349E-04 * Q	1,762E-02 * Q
VII Talca	2,438E-03 * Q	1,281E-02 * Q	1,196E-04 * Q	1,537E-02 * Q
VIII Concepción	1,947E-03 * Q	1,045E-02 * Q	9,757E-05 * Q	1,249E-02 * Q
IX Temuco	1,654E-03 * Q	9,264E-03 * Q	8,654E-05 * Q	1,101E-02 * Q
X Puerto Montt	1,215E-03 * Q	7,043E-03 * Q	6,578E-05 * Q	8,323E-03 * Q
XI Coyhaique	1,020E-03 * Q	6,118E-03 * Q	5,714E-05 * Q	7,194E-03 * Q
XII Punta Arenas	9,039E-05 * Q	5,700E-04 * Q	5,324E-06 * Q	6,657E-04 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

I.9.1.3. Leakage:

Según la metodología, se debe considerar los efectos del leakage (fugas o emisiones fugitivas) generado por el traslado de equipos desde otros sitios, es decir, la ausencia de los equipos en un lugar no debe implicar emisiones de GEI en otro. Sin embargo, en este caso se asume que todos los equipos utilizados para la implementación del proyecto son nuevos, por lo tanto, no se genera emisiones por el término del funcionamiento de los equipos en alguna otra actividad. En consecuencia, el leakage es igual a cero.

I.9.1.4. Reducción de emisiones:

La reducción de emisiones (ER) se señala en la Tabla N° 12, y son calculadas como la diferencia entre las emisiones de la línea de base (Tabla N° 10) y del proyecto (Tabla N° 11).

Ecuación N° 17

$$ER = BE - PE$$

Tabla N° 12 Reducción de emisiones, AM0013

Región	BE [tCO ₂ e/m ³]	PE [tCO ₂ e/m ³]	ER [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	7,612E-02 * Q	2,318E-02 * Q	5,294E-02 * Q
II Antofagasta	7,031E-02 * Q	2,117E-02 * Q	4,914E-02 * Q
III Copiapó	6,658E-02 * Q	1,987E-02 * Q	4,671E-02 * Q
IV La Serena	5,980E-02 * Q	1,770E-02 * Q	4,210E-02 * Q
V Valparaíso	6,138E-02 * Q	1,822E-02 * Q	4,317E-02 * Q
RM Santiago	6,012E-02 * Q	1,760E-02 * Q	4,252E-02 * Q
VI Rancagua	5,980E-02 * Q	1,762E-02 * Q	4,218E-02 * Q
VII Talca	5,304E-02 * Q	1,537E-02 * Q	3,767E-02 * Q
VIII Concepción	4,325E-02 * Q	1,249E-02 * Q	3,076E-02 * Q
IX Temuco	3,836E-02 * Q	1,101E-02 * Q	2,736E-02 * Q
X Puerto Montt	2,916E-02 * Q	8,323E-03 * Q	2,084E-02 * Q
XI Coyhaique	2,533E-02 * Q	7,194E-03 * Q	1,814E-02 * Q
XII Punta Arenas	2,360E-03 * Q	6,657E-04 * Q	1,695E-03 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

I.9.1.5. Estimación del Nivel de actividad: Caudal

Se considera que 4.000 tCO₂e/año es una “cantidad interesante” de reducción de emisiones, en consecuencia, se calculó cuál debe ser el nivel de actividad, es decir, el caudal, para que las ER indicadas en la Tabla N° 12 tengan un valor de 4.000 tCO₂e/año considerando una DBO₅ en el agua residual a tratar de 1.200 mg/L. La Tabla N° 13 presenta los niveles de actividad obtenidos para cada región.

Tabla N° 13 Caudal para una DBO₅ de 1.200 mg/L³¹, AM0013

Región	Caudal	
	[m ³ /mes]	[m ³ /día]
I Iquique	75.564	2.519
II Antofagasta	81.401	2.713
III Copiapó	85.644	2.855
IV La Serena	95.010	3.167
V Valparaíso	92.664	3.089
RM Santiago	94.071	3.136
VI Rancagua	94.822	3.161
VII Talca	106.186	3.540
VIII Concepción	130.030	4.334
IX Temuco	146.215	4.874
X Puerto Montt	191.943	6.398
XI Coyhaique	220.535	7.351
XII Punta Arenas	2.360.375	78.679

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

I.9.2. Nivel de actividad (caudal) para una DBO₅ de 3.000mg/L

Para conocer el nivel de actividad (caudal) que se precisa para obtener 4.000 tCO₂/año de reducción de emisiones, considerando una DBO₅ del efluente a tratar de 3.000 mg/L (3 kg/m³), se realizó el mismo procedimiento que en la sección I.9.1, modificando el valor de DBO_{5baseline} desde 1,2*Q a 3,0*Q kgDBO₅/m³ (Ecuación N° 4). Los resultados de esta evaluación se muestran en la Tabla N° 14.

³¹ Por ejemplo, para los cálculos de la I región:

ER = 5,294E-02 * Q (Tabla N° 12)

4.000 = 5,294E-02 * Q

Q = 4.000 / 5,294E-02 = 75.564 m³/año = 2.519 m³/día (Tabla N° 13)

Tabla N° 14 Nivel Caudal para una DBO₅ de 3.000 mg/L, AM0013

Región	Caudal	
	[m ³ /mes]	[m ³ /día]
I Iquique	30.226	1.008
II Antofagasta	32.560	1.085
III Copiapó	34.257	1.142
IV La Serena	38.004	1.267
V Valparaíso	37.065	1.236
RM Santiago	37.628	1.254
VI Rancagua	37.929	1.264
VII Talca	42.474	1.416
VIII Concepción	52.012	1.734
IX Temuco	58.486	1.950
X Puerto Montt	76.777	2.559
XI Coyhaique	88.214	2.940
XII Punta Arenas	944.150	31.472

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

I.10. Nivel de Actividad a determinar: DBO₅ [mg/L]

I.10.1. Nivel de actividad (DBO₅) para un caudal de 500 [m³/día]

El nivel de actividad (DBO₅) que se necesita para alcanzar 4.000 tCO₂e/año de reducción de emisiones para un caudal de 500 m³/día, se calculó mediante un procedimiento similar al realizado en la sección I.9. Lo que se modifica es la DBO_{5baseline} (Ecuación N° 4 y Ecuación N° 8), parámetro que es la multiplicación de la DBO₅ del agua residual a tratar (nivel de actividad) por el caudal mensual (15.000 m³/mes), luego:

Ecuación N° 18

$$DBO_{5baseline} = 15.000 * DBO_5 [m^3/mes]$$

Los resultados de niveles de actividad (DBO_5), para un caudal de $500 \text{ m}^3/\text{día}$, se resumen en la Tabla N° 15.

Tabla N° 15 DBO_5 para un caudal de $500 \text{ m}^3/\text{día}$, AM0013

Región	DBO_5	
	$[\text{kgDBO}_5/\text{m}^3]$	$[\text{mgDBO}_5/\text{L}]$
I Iquique	6,045	6.045
II Antofagasta	6,512	6.512
III Copiapó	6,851	6.851
IV La Serena	7,601	7.601
V Valparaíso	7,413	7.413
RM Santiago	7,526	7.526
VI Rancagua	7,586	7.586
VII Talca	8,495	8.495
VIII Concepción	10,402	10.402
IX Temuco	11,697	11.697
X Puerto Montt	15,355	15.355
XI Coyhaique	17,643	17.643
XII Punta Arenas	188,830	188.830

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

I.10.2. Nivel de actividad (DBO_5) para un caudal de $2.000 \text{ m}^3/\text{día}$

Los niveles de actividad (DBO_5) necesarios para un caudal de $2.000 \text{ m}^3/\text{día}$ se resumen en la Tabla N° 16 y fueron calculados de la misma manera que en la sección I.10.1, considerando:

Ecuación N° 19

$$\text{DBO}_{5\text{baseline}} = 60.000 * \text{DBO}_5 [\text{m}^3/\text{mes}]$$

Tabla N° 16 DBO₅ para un caudal de 2.000 m³/día, AM0013

Región	DBO ₅	
	[kgDBO ₅ /m ³]	[mgDBO ₅ /L]
I Iquique	1,511	1.511
II Antofagasta	1,628	1.628
III Copiapó	1,713	1.713
IV La Serena	1,900	1.900
V Valparaíso	1,853	1.853
RM Santiago	1,881	1.881
VI Rancagua	1,896	1.896
VII Talca	2,124	2.124
VIII Concepción	2,601	2.601
IX Temuco	2,924	2.924
X Puerto Montt	3,839	3.839
XI Coyhaique	4,411	4.411
XII Punta Arenas	47,207	47.207

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

La Tabla N° 17 resume los valores de caudal y DBO₅ necesarios para obtener 4.000 tCO₂e/año de reducción de emisiones, considerando una DBO₅ de 1.200 y 3.000 mg/L y un caudal de 500 y 2.000 m³/día, respectivamente, según las indicaciones de la metodología AM0013. Como se observa en esta tabla,

Tabla N° 17 Caudal y DBO₅ obtenidos bajo las indicaciones de la metodología AM0013

Región	Caudal [m ³ /día]		DBO ₅ [mg/L]	
	Para una DBO ₅ de 1.200 mg/L	Para una DBO ₅ de 3.000 mg/L	Para un caudal de 500 m ³ /día	Para un caudal de 2.000 m ³ /día
I Iquique	2.519	1.008	6.045	1.511
II Antofagasta	2.713	1.085	6.512	1.628
III Copiapó	2.855	1.142	6.851	1.713
IV La Serena	3.167	1.267	7.601	1.900
V Valparaíso	3.089	1.236	7.413	1.853
RM Santiago	3.136	1.254	7.526	1.881
VI Rancagua	3.161	1.264	7.586	1.896
VII Talca	3.540	1.416	8.495	2.124
VIII Concepción	4.334	1.734	10.402	2.601
IX Temuco	4.874	1.950	11.697	2.924
X Puerto Montt	6.398	2.559	15.355	3.839
XI Coyhaique	7.351	2.940	17.643	4.411
XII Punta Arenas	78.679	31.472	188.830	47.207

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

II. Determinación del Nivel de Actividad para proyectos descritos en la metodología AM 0022 (Anexo VIII)

Algunos de los datos necesarios para evaluar esta metodología son: la cantidad de electricidad desplazada por la generación en base al biogás recolectado en la instalación de tratamiento anaerobio implementado por el proyecto (EL); la cantidad de materia orgánica degradada aerobiamente en el sistema de laguna ($M_{\text{lagoon_aerobic}}$) y la tasa de deposición de la materia orgánica en la laguna ($R_{\text{deposition}}$).

Para determinar EL se requiere el promedio de consumo de electricidad existente en la planta, calculado utilizando registros de 3 años, mientras que para estimar $M_{\text{lagoon_aerobic}}$ se precisa conocer la carga diaria y superficial de materia orgánica en la laguna anaerobia. $R_{\text{deposition}}$ se mide según las indicaciones de la metodología AM0022.

No fue posible estimar, mediante suposiciones o en base a datos de proyectos registrados, ninguno de los tres parámetros mencionados anteriormente, por lo que no se llevó a cabo la determinación de éstos ni de las ecuaciones que los contenían, en consecuencia, no se calculó los niveles de actividad para la metodología AM0022.

III. Determinación del Nivel de Actividad para proyectos descritos en la metodología AMS III.H, versión 6³²: “Recuperación de metano en el tratamiento de aguas residuales” (Anexo IX)

Los casos (i), (ii) y (iii) mencionados en la sección 8.2.3 no serán analizados. Esto se debe a que por una parte, la línea de base ya considera un tratamiento establecido de agua residual para cumplir con la legislación vigente, y por otra, los sistemas de tratamiento mencionados en la línea de base no emiten cantidades significativas de GEI a la atmósfera, por lo tanto, no hay una “cantidad interesante” de emisiones por reducir. Asimismo, el caso (v) no será analizado debido a que no se cuenta con la información necesaria para poder estimar el impacto de la descarga de agua residual en el cuerpo de agua receptor, por lo tanto, no es posible estimar el factor de corrección del metano (MCF) para la línea de base (éste es uno de los parámetros que exige la metodología AMS III.H).

En consecuencia se analizará los casos (iv) y (vi). Algunos de los sistemas anaerobios más utilizados en Chile son los reactores UASB, EGSB y las lagunas anaerobias³³. De estos sistemas sólo el último generalmente no cuenta con un sistema de recuperación y combustión de metano. Por ende, para la evaluación del caso (iv) se considerará la existencia de una laguna anaerobia abierta en la que se incorporará un sistema de recuperación y combustión de metano; específicamente el proyecto a evaluar consiste en la implementación de una cubierta para evitar la emisión del biogás a la atmósfera, y de la posterior combustión de éste. En tanto, el caso (vi) se evaluará considerando la incorporación de un reactor UASB con recuperación de metano, como un paso secuencial en el tratamiento de agua residual que es tratada en una laguna

³² Versión válida desde el 10/08/07 en adelante. Para obtener una versión actualizada de esta metodología visitar el sitio web de la UNFCCC:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/KZWYIINXJ9GX9BXBK6E0KB7KE7USMN/view.html>

³³ Según entrevista realizada a la Dra. Silvia Guerrero, docente de la Universidad Técnica Federico Santa María.

anaerobia existente de más de dos metros de profundidad³⁴ sin recuperación de metano.

En las secciones III.1 y III.2 siguientes se evalúa los casos (iv) y (vi) de la metodología AMS III.H con el fin de determinar los niveles de actividad necesarios en cada situación.

III.1. Cálculo del Nivel de Actividad para proyectos descritos en la metodología AMS III.H, caso (iv)

En esta evaluación se considera la existencia de una laguna anaerobia abierta en la que se incorpora una cubierta (ver sección 4.5.4), y un sistema de recuperación y combustión de metano. Se asume que el lodo extraído desde la laguna es secado al aire y posteriormente es aplicado en suelo.

III.1.1. Nivel de Actividad: Caudal [m³/día]

III.1.1.1. Nivel de actividad (caudal) para una concentración de DBO₅ = 1.200 mgO₂/L

III.1.1.1.1. Emisiones del Proyecto

En este caso el proyecto consiste en la laguna anaerobia existente en la línea de base (cuyo afluente tiene la misma concentración de DBO₅: 1.200 mgDBO₅/L ó 1,2E-3 tDBO₅/m³ pero se incluye una cubierta que impide que el biogás se emita a la atmósfera; además se considera una antorcha de combustión del biogás recuperado.

De acuerdo a la metodología AMS III.H las emisiones del proyecto se calculan mediante las siguientes fórmulas:

Ecuación N° 20

$PE_y = PE_{y, Power} + PE_{y, ww, treated} + PE_{y, s, final} + PE_{y, fugitive} + PE_{y, dissolved}$ $[tCO_2e/año] = [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año]$
--

Donde:

- PE_y: Emisiones atribuibles al proyecto;
- PE_{y, Power}: Emisiones por el uso de electricidad o diesel;
- PE_{y, ww, treated}: Emisiones por la materia orgánica degradable en el agua residual;
- PE_{y, s, final}: Emisiones por la descomposición anaerobia del lodo final. Este término puede ser omitido si el lodo se quema bajo condiciones controladas, se

³⁴ Se menciona una laguna de esta profundidad ya que es la que establece la Tabla III.H.1 de la metodología AMS III.H como "laguna anaerobia profunda" (ver Anexo IX).

dispone en un relleno sanitario con recuperación de metano o se aplica en suelo;

- PE_{y,fugitiva}: Emisiones desde el sistema de recuperación y combustión de metano;
 PE_{y,dissolved}: Emisiones por el metano disuelto en el agua residual tratada.

PE_{y, Power}

Ecuación N° 21

$PE_{y,power} = FE * EC$ $[tCO_2e/año] = [tCO_2e/MWh] * [MWh/año]$
--

Donde:

- FE: Factor de emisión de la red eléctrica en Chile. Según estudios relacionados, en Chile se puede utilizar un valor de 4,699E-1 [tCO₂e/MWh]³⁵;
- EC: Energía consumida por el sistema anaerobio. Adicional a los gastos de energía existentes, el proyecto incluye un sistema de recuperación y combustión de metano; en consecuencia, se asume el funcionamiento (durante 24 horas al día) de una antorcha para combustión del biogás recolectado. Esta antorcha tendría un gasto aproximado de 1,314 MWh/año³⁶.

Por lo tanto,

$$PE_{y,power} = 4,699E-1 * 1,314$$

$$PE_{y,power} = 6,174E-1 [tCO_2e/año]$$

³⁵ Valor para el SIC (Sistema Interconectado Central), este sistema cubre más del 75% del territorio nacional. Para el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) se puede utilizar 6,277E-1 [tCO₂e/MWh]. Referencias: (10) y (33).

³⁶ Fuente: Valor entregado por el proveedor vía e-mail (www.emison.com).

PE_{y,ww,treated}**Ecuación N° 22**

$$\frac{PE_{y,ww,treated}}{[tCO_2e/año]} = \frac{Q_{y,ww}}{[m^3/año]} * \frac{DBO_{5y,ww,Treated}}{[tDBO_5/m^3]} * \frac{Bo_{,ww}}{[tCH_4/tDBO_5]} * \frac{MCF_{ww,final}}{[tCO_2e/tCH_4]} * GWP_{CH_4}$$

Donde:

$Q_{y,ww}$: Volumen de agua residual tratada. Este es el nivel de actividad que se desea conocer;

$DBO_{5y,ww,Treated}$: DBO_5 del agua residual tratada. En esta sección se busca el nivel de actividad (caudal) para una concentración de materia orgánica en el agua residual no tratada de $1,2E-3$ t DBO_5 /m³. La remoción de DBO_5 en una laguna anaerobia cubierta es del 60% (ver sección 4.5.4), por lo tanto, la DBO_5 del agua residual tratada será de $4,8E-4$ t DBO_5 /m³;

$Bo_{,ww}$: Capacidad de producción de metano del agua residual. Según el IPCC se puede utilizar un valor de $5,040E-1$ t CH_4 /t DBO_5 ³⁷;

$MCF_{ww,final}$: Factor de corrección del metano (fracción) basado en el tipo de tratamiento y descarga del agua residual (la metodología AMS III.H indica que se debe usar un valor de 0,2);

GWP_{CH_4} : Potencial de calentamiento global del metano (21 t CO_2e /t CH_4).

Entonces,

$$PE_{y,ww,treated} = Q_{y,ww} * 4,8E-4 * 5,040E-1 * 0,2 * 21$$

$$PE_{y,ww,treated} = 1,016E-3 * Q_{y,ww} [tCO_2e/m^3]$$

PE_{y,s,final}**Ecuación N° 23**

$$\frac{PE_{y,s,Final}}{[tCO_2e/año]} = \frac{S_{y,Final}}{[t_s/año]} * \frac{DOC_{y,s,final}}{[tDOC/t_s]} * \frac{MCF_{s,Final}}{[tCH_4/tDOC]} * \frac{DOC_F}{[tCH_4/tDOC]} * F * \frac{16/12}{[tCO_2e/tCH_4]} * GWP_{CH_4}$$

Donde:

$S_{y,Final}$: Cantidad de lodo final generado por el tratamiento de agua residual;

$DOC_{y,s,final}$: Contenido orgánico degradable del lodo final generado por el tratamiento de agua residual (fracción);

³⁷ De acuerdo a "Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas" [Ref.: (31)], disponible en http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/5_Waste.pdf

$MCF_{s,Final}$:	Factor de corrección del metano para el relleno sanitario que recibe el lodo final;
DOC_F :	Fracción del contenido orgánico degradable que se convierte en biogás;
F :	Fracción de metano en el biogás.

La metodología AMS III.H señala que el término $PE_{y,s,final}$ puede ser omitido si el lodo se aplica en suelo. Como se mencionó anteriormente, se considera que el lodo extraído de la laguna anaerobia en la situación de proyecto es secado y aplicado en suelo, luego:

$$PE_{y,s,Final} = 0$$

$PE_{y,fugitive}$

Ecuación N° 24

$PE_{y,fugitive} = PE_{y,fugitive,ww} + PE_{y,fugitive,s}$ $[tCO_2e/año] = [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año]$

Donde:

$PE_{y,fugitive,ww}$: Emisiones por la ineficiencia en la captura y quema del biogás en el tratamiento de agua. Estas emisiones se determinan mediante la Ecuación N° 25.

$PE_{y,fugitive,s}$: Emisiones por la ineficiencia en la captura y quema del biogás en el tratamiento de lodos. Estas emisiones se determinan mediante la Ecuación N° 27.

Cálculos para $PE_{y,fugitive,ww}$:

Ecuación N° 25

$$PE_{y,fugitive,ww} = (1 - CFE_{ww}) * MEP_{y,ww,treatment} * GWP_{CH_4}$$

Donde:

CFE_{ww} : Eficiencia en la captura y quema de metano en el sistema de tratamiento de agua. Según la metodología AMS III.H se puede utilizar un valor de 0,9.

$MEP_{y,ww,treatment}$: Potencial de emisión de metano del tratamiento de agua. Se calcula según la Ecuación N° 26:

Ecuación N° 26

$$MEP_{y,ww,treatment} = Q_{y,ww} * DBO_{5y,ww,untreated} * B_{o,ww} * MCF_{ww,treatment}$$

Donde:

$DBO_{5y,ww,untreated}$: DBO_5 del agua residual que ingresa a la laguna anaerobia. En esta sección se considera que el agua residual que ingresa a la laguna anaerobia tiene una concentración de materia orgánica de $1,2E-3$ $tDBO_5/m^3$.

$MCF_{ww,treatment}$: Factor de corrección de metano para el sistema de tratamiento en que se implementará un sistema de recuperación y combustión de metano. De acuerdo a la metodología se debe utilizar el mayor valor para MCF de la tabla III.H.1 (ver Anexo IX), en consecuencia, el valor correspondiente para una laguna anaerobia profunda es igual a 1.

Conforme a la Ecuación N° 26 el $MEP_{y,ww,treatment}$ será:

$$MEP_{y,ww,treatment} = Q_{y,ww} * 1,2E-3 * 5,04E-1 * 1$$

$$MEP_{y,ww,treatment} = 6,048E-4 * Q_{y,ww} [tCH_4/m^3]$$

Reemplazando el valor de $MEP_{y,ww,treatment}$ en la Ecuación N° 25 se tiene que las emisiones por la ineficiencia en la captura y quema del biogás en el tratamiento de agua serán:

$$PE_{y,fugitive,ww} = (1 - 9E-1) * 6,048E-4 * Q_{y,ww} * 21$$

$$PE_{y,fugitive,ww} = 1,270E-03 * Q_{y,ww} [tCO_2e/m^3]$$

Cálculos para $PE_{y,fugitive,s}$ **Ecuación N° 27**

$$PE_{y,fugitive,s} = (1 - CFE_s) * MEP_{y,s,treatment} * GWP_{CH_4}$$

Donde:

CFE_s : Eficiencia en la captura y quema de biogás del sistema de tratamiento de lodo.

$MEP_{y,s,treatment}$: Potencial de emisión de metano del tratamiento de lodo.

Al igual que para la estimación de $PE_{y,s,final}$ (Ecuación N° 23), se considera que el lodo final es aplicado en suelo, en consecuencia:

$$PE_{y,fugitive,s} = 0$$

Se sustituye los valores obtenidos para $PE_{y,fugitive,ww}$ y $PE_{y,fugitive,s}$ en la Ecuación N° 24:

$$PE_{y,fugitive} = 1,270E-3 * Q_{y,ww} + 0$$

$$PE_{y,fugitive} = 1,270E-3 * Q_{y,ww} [tCO_2e/m^3]$$

 $PE_{y,dissolved}$ **Ecuación N° 28**

$\begin{aligned} PE_{Y,Dissolved} &= Q_{y,ww} * [CH_4]_{y,ww,Treated} * GWP_{CH_4} \\ [tCO_2e/año] &= [m^3/año] * [tCH_4/m^3] * [tCO_2e/tCH_4] \end{aligned}$

Donde:

$[CH_4]_{y,ww,Treated}$: Contenido de metano disuelto en el agua residual tratada. Se puede utilizar un valor por defecto de $10E-4$ tCH_4/m^3 .

Por consiguiente,

$$PE_{Y,Dissolved} = Q_{y,ww} * 10E-4 * 21$$

$$PE_{Y,Dissolved} = 2,1E-2 * Q_{y,ww} [tCO_2e/m^3]$$

Los valores de los componentes de la Ecuación N° 20 se resumen en la Tabla N° 18.

Tabla N° 18 Componentes de las emisiones atribuibles al proyecto, AMS III.H; caso (iv)

Parámetro	Unidad	Valor
$PE_{y,power}$	tCO ₂ e/año	6,174E-01
$PE_{y,ww,treated}$	tCO ₂ e/m ³	2,540E-03 * $Q_{y,ww}$
$PE_{y,s,final}$	tCO ₂ e/año	0
$PE_{y,fugitive}$	tCO ₂ e/m ³	3,175E-03 * $Q_{y,ww}$
$PE_{Y,Dissolved}$	tCO ₂ e/m ³	2,100E-02 * $Q_{y,ww}$

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.H

De acuerdo a la Ecuación N° 20 y a los valores presentados en la Tabla N° 18, las emisiones totales atribuibles al proyecto son:

$$PE_y = 6,174E-01 + 1,016E-03 * Q_{y,ww} + 1,270E-03 * Q_{y,ww} + 2,100E-02 * Q_{y,ww}$$

$$PE_y = 6,174E-01 \text{ [tCO}_2\text{e/año]} + 2,329E-02 * Q_{y,ww} \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

III.1.1.1.2. Emisiones de la línea de Base

De acuerdo a la metodología AMS III.H, en este caso la línea de base es la emisión de metano desde “el sistema de tratamiento anaerobio de agua residual existente sin recuperación y combustión de metano”.

Debido a que en la situación de proyecto se extrae una cantidad de lodos muy reducida con respecto a la línea de base³⁸, se asume que los lodos generados en la laguna anaerobia en la línea de base son transportados a un relleno sanitario.

Las emisiones de la línea de base son calculadas según las fórmulas para las emisiones del proyecto, con excepción de que se usa los valores más bajos de la Tabla III.H.1 para el MCF (Anexo IX):

Ecuación N° 29

$BE_y = MEP_{y,ww,Treatment} * GWP_{CH_4} + MEP_{y,s,Treatment} * GWP_{CH_4}$ $[tCO_2e/año] = [tCH_4/año] * [tCO_2e/tCH_4] + [tCH_4/año] * [tCO_2e/tCH_4]$
--

³⁸ En una laguna anaerobia cubierta se produce entre 0,048 y 0,096 kg lodo/m³ de sólidos volátiles al día, en comparación con los digestores anaerobios en los que se genera entre 2,7 y 17 kg lodo/m³ de sólidos volátiles al día [Ref.: (27)].

MEP_{y,ww,Treatment}

Para estimar este valor se debe utilizar la Ecuación N° 26:

$$\text{MEP}_{y,ww,\text{treatment}} = Q_{y,ww} * \text{DBO}_{5y,ww,\text{untreated}} * B_{o,ww} * \text{MCF}_{ww,\text{treatment}}$$

Donde:

MCF_{ww,treatment}: Factor de corrección de metano para el sistema de tratamiento de agua de la línea de base. De acuerdo a la metodología se debe utilizar el menor valor para MCF de la tabla III.H.1 (ver Anexo IX), por ende, el valor correspondiente para una laguna anaerobia profunda es 0,8.

Luego:

$$\text{MEP}_{y,ww,\text{treatment}} = Q_{y,ww} * 1,20\text{E-}03 * 5,04\text{E-}01 * 8\text{E-}01$$

$$\text{MEP}_{y,ww,\text{treatment}} = 4,838\text{E-}04 * Q_{y,ww} [\text{tCH}_4/\text{m}^3]$$

MEP_{y,s,Treatment}

Para estimar este valor se debe utilizar la siguiente ecuación:

Ecuación N° 30

$\text{MEP}_{y,s,\text{Treatment}} = S_{y,\text{untreated}} * \text{DOC}_{y,s,\text{untreated}} * \text{DOC}_F * F * 16/12 * \text{MCF}_{s,\text{treatment}}$ $[\text{tCH}_4/\text{año}] = [\text{t}_{\text{lodo}}/\text{año}] * [\text{tDOC}/\text{t}_{\text{lodo}}] * [\text{t}_{\text{biogás}}/\text{tDOC}] * [\text{tCH}_4/\text{t}_{\text{biogás}}]$

Donde:

S_{y,untreated}: Cantidad de lodo no tratado generado en un año. De acuerdo a estimaciones generales, en un reactor anaerobio se produce un 10% de lodo con respecto a la DBO₅ que ingresa³⁹. En consecuencia, si el agua residual a tratar contiene 1,2E-3 tDBO₅/m³, se tendrán 1,2E-4 toneladas de lodo por m³. Es necesario conocer el valor anual de producción de lodos, por lo que se multiplica por el caudal (nivel de actividad [m³/año]), entonces,

Ecuación N° 31

$$S_{y,\text{untreated}} = 1,2\text{E-}4 * Q_{y,ww} [\text{tDBO}_5/\text{m}^3]$$

DOC_{y,s,untreated}: Contenido orgánico degradable del lodo no tratado (fracción). De acuerdo a la metodología AMS III.H, el valor por defecto del IPCC es de 0,09 para lodos industriales (en base húmeda, asumiendo un contenido de materia seca del 35%);

³⁹ [Fuente: (30)]. En este caso se asume proporcionalidad entre la DQO y la DBO₅ con respecto a la producción de lodos.

DOC _F :	Fracción del contenido orgánico degradable que se convierte en biogás (valor por defecto del IPCC: 0,5);
F:	Fracción de metano en el biogás (valor por defecto del IPCC: 0,5);
MCF _{s,treatment} :	Factor de corrección de metano para el tratamiento de lodo. Se utilizará un valor de 0,8, considerando “digestión anaerobia de lodo sin recuperación de metano” (según la tabla III:H, Anexo IX).

Reemplazando los parámetros definidos anteriormente en la Ecuación N° 30 se tiene:

$$MEP_{y,s,Treatment} = 1,2E-4 * Q_{y,ww} * 9E-02 * 5E-01 * 5E-01 * (16/12) * 0,8$$

$$MEP_{y,s,Treatment} = 2,880E-06 * Q_{y,ww} [tCH_4/m^3]$$

Para estimar las emisiones de la línea de base se reemplaza los valores de MEP_{y,ww,Treatment} y MEP_{y,s,Treatment} en la Ecuación N° 29:

$$BE_y = 4,838E-04 * Q_{y,ww} * 21 + 2,880E-06 * Q_{y,ww} * 21$$

$$BE_y = 1,022E-02 * Q_{y,ww} [tCO_2e/m^3]$$

III.1.1.1.3. Leakage

Según la metodología, se debe considerar los efectos del leakage (fugas o emisiones fugitivas) generado por el traslado de equipos desde otros sitios, es decir, la ausencia de los equipos en un lugar no debe implicar emisiones de GEI en otro. Sin embargo, en este caso se asume que todos los equipos utilizados para la implementación del proyecto son nuevos, por lo tanto, no se genera emisiones por el término del funcionamiento de los equipos en alguna otra actividad. En consecuencia, el leakage es igual a cero.

III.1.1.1.4. Reducción de emisiones

Conforme a la metodología AMS III.H, para el caso (iv) (ver pág. 73) la reducción de emisiones se calcula en base al monitoreo *ex post* del metano que es recuperado del sistema de tratamiento y que posteriormente es quemado. Para calcular *ex ante* las ER se puede utilizar la siguiente ecuación:

Ecuación N° 32

$$ER = BE - PE$$

Donde:

- ER: Reducción de emisiones.
 BE: Emisiones de la línea de base;
 PE: Emisiones atribuibles al proyecto.

Reemplazando los valores de BE (ver sección III.1.1.1.2) y PE (ver sección III.1.1.1.1) en la Ecuación N° 32, se obtiene la reducción de emisiones:

$$ER = 1,022E-02 * Q_{y,ww} - (6,174E-01 + 2,329E-02 * Q_{y,ww})$$

III.1.1.1.5. Estimación del Nivel de actividad: Caudal

Se considera que 4.000 tCO₂e/año es una “cantidad interesante” de reducción de emisiones, por lo tanto, se calculó cuál debe ser el nivel de actividad, es decir, el caudal, para que las ER indicadas en la sección anterior tengan un valor de 4.000 tCO₂e/año considerando una concentración de DBO₅ en el agua residual a tratar de 1.200 mg/L:

$$4.000 = 1,022E-02 * Q_{y,ww} - (6,174E-01 + 2,329E-02 * Q_{y,ww})$$

$$Q_{y,ww} = -306.208 \text{ [m}^3\text{/año]} = -839 \text{ [m}^3\text{/día]}$$

III.1.1.2. Nivel de actividad (caudal) para una concentración de DBO₅ = 3.000 mgO₂/L

El nivel de actividad (caudal) necesario para obtener 4.000 tCO₂/año de reducción de emisiones, considerando una concentración de DBO₅ del efluente a tratar de 3.000 mg/L (3E-3 tDBO₅/m³), se determinó mediante un procedimiento similar al realizado en la sección III.1.1.1. Las modificaciones que se realizaron fueron las siguientes:

- ⌘ La DBO_{5y,ww,Treated} queda expresada como 1,20E-03 tDBO₅/m³ (ver estimación de PE_{y,ww,treated} en la sección III.1.1.1.1);
- ⌘ DBO_{5y,ww,untreated} tiene un valor de 3E-3 tDBO₅/m³ (Ecuación N° 26);
- ⌘ S_{y,untreated} (Ecuación N° 30) se calcula como el 10% de la DBO₅, por lo tanto:

$$S_{y,untreated} = 3E-4 * Q_{y,ww} \text{ [tDBO}_5\text{/m}^3\text{]}.$$

Teniendo en cuenta los puntos anteriores, se obtiene un caudal de -3.441.214 m³/año, equivalentes a -9.428 m³/día.

III.1.2. Nivel de Actividad: DBO₅ [mg/L]**III.1.2.1. Nivel de actividad (DBO₅) para un caudal de 500 [m³/día]**

Para determinar la concentración de DBO₅ necesaria para alcanzar una ER de 4.000 tCO₂e/año, bajo las indicaciones de la metodología AMS III.H (caso iv) y considerando un caudal anual de 182.500 m³ (500 m³/día), se realizó un procedimiento parecido al expuesto en la sección III.1.1, estableciendo como incógnita la DBO₅ y reemplazando el valor de $Q_{y,ww}$ por 182.500 m³/año (Ecuación N° 22, Ecuación N° 26, Ecuación N° 28 y Ecuación N° 31). La concentración que se obtuvo es de 6,491E-03 [tDBO₅/m³] equivalentes a 6.491 [mgO₂/L].

III.1.2.2. Nivel de actividad (DBO₅) para un caudal de 2.000 [m³/día]

Siguiendo el mismo procedimiento de la sección anterior se determinó la concentración de DBO₅ necesaria para alcanzar una ER de 4.000 tCO₂e/año, según las indicaciones de la metodología AMS III.H (caso iv), considerando un caudal anual de 730.000 m³. La concentración que se obtuvo es 4,005E-03 [tDBO₅/m³] equivalentes a 4.005 [mgO₂/L].

III.2. Cálculo del Nivel de Actividad para proyectos descritos en la metodología AMS III.H, caso (vi).

El caso (vi) de la metodología AMS III.H describe a proyectos que incorporan un paso secuencial de tratamiento de agua residual con recuperación y combustión de metano, con o sin tratamiento de lodo, en un sistema de tratamiento de agua sin recuperación de metano.

En esta evaluación se considera la incorporación de un reactor UASB con recuperación de metano como un paso secuencial en el tratamiento de agua residual que es tratada en una laguna anaerobia existente de más de dos metros de profundidad sin recuperación de metano.

Para determinar los niveles de actividad en este ítem se siguen los mismos pasos de las secciones anteriores (ver III.1.1 y III.1.2), con excepción de que se consideran gastos energéticos adicionales por el uso de bombas. Se asume la utilización de una bomba con capacidad de 1.300 L/min y consumo eléctrico de 4KWh⁴⁰, durante 16 h/día, lo que equivale a un consumo anual de 23,36 MWh. Por otra

⁴⁰ Datos entregados por el proveedor (www.ingebomba.cl).

parte, el agua residual se depura mediante el UASB y la laguna anaerobia, tratamientos cuyas eficiencias de remoción son del 70 y 40%⁴¹ de la DBO₅, respectivamente. Por lo tanto, la concentración de DBO₅ del agua residual tratada (Ecuación N° 22) será de un 12% de la DBO₅ de entrada al sistema, es decir:

$$DBO_{5y,ww,Treated} = 0,12 * DBO_{5y,ww,untreated}$$

III.2.1. Nivel de Actividad: Caudal [m³/día]

III.2.1.1. Nivel de actividad (caudal) para una concentración de DBO₅ = 1.200 mgO₂/L

Teniendo presente las consideraciones mencionadas arriba, se estimó que para alcanzar un ER de 4.000 tCO₂/año bajo las indicaciones de la metodología AMS III.H caso (vi), al tratar un agua residual con una concentración de 1.200 mgO₂/L, se necesita -324.676 m³/año, es decir, -890 m³/día.

III.2.1.2. Nivel de actividad (caudal) para una concentración de DBO₅ = 3.000 mgO₂/L

Para alcanzar una ER de 4.000 tCO₂/año, considerando una DBO₅ de 3.000 mgO₂/L, se requiere 6.516.065 m³/año, equivalentes a 17.852 m³/día.

III.2.2. Nivel de Actividad: DBO₅ [mg/L]

III.2.2.1. Nivel de actividad (DBO₅) para un caudal de 500 [m³/día]

Para determinar la concentración de DBO₅ necesaria para alcanzar una ER de 4.000 tCO₂e/año, según las indicaciones de la metodología AMS III.H (caso vi) y considerando un caudal anual de 182.500 m³ (500 m³/día), se realizó un procedimiento similar al expuesto en la sección III.2.1, estableciendo como incógnita la DBO₅ y reemplazando el valor de Q_{y,ww} por 182.500 m³/año (Ecuación N° 22, Ecuación N° 26, Ecuación N° 28 y Ecuación N° 31). La concentración que se obtuvo es de 5,965E-03 [tDBO₅/m³] equivalentes a 5.965 [mgO₂/L].

⁴¹ Ref.: (26) y (35).

III.2.2.2. Nivel de actividad (DBO₅) para un caudal de 2.000 [m³/día]

Siguiendo el mismo procedimiento de la sección anterior se determinó la concentración de DBO₅ necesaria para alcanzar una ER de 4.000 tCO₂e/año, bajo las indicaciones de la metodología AMS III.H, considerando un caudal anual de 730.000 m³ (2.000 m³/día). La concentración que se obtuvo es 3,677E-03 [tDBO₅/m³] equivalentes a 3.677 [mgO₂/L].

En la Tabla N° 19 se resumen los niveles de actividad (caudal y DBO₅) obtenidos en la evaluación de la metodología AMS III.H, casos (iv) y (vi).

Tabla N° 19 Resumen de niveles de actividad obtenidos, AMS III.H

Dato de entrada Situación	Caudal [m ³ /día]		DBO ₅ [mgO ₂ /L]	
	DBO ₅ = 1.200[mg/L]	DBO ₅ = 3.000[mg/L]	Q= 500[m ³ /día]	Q= 2.000[m ³ /día]
Caso (iv)	-839	-9.428	6.491	4.005
Caso (vi)	-890	17.852	5.965	3.677

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.H

IV. Determinación del Nivel de Actividad para proyectos descritos en la metodología AMS III.I, versión 6⁴² (Anexo X)

IV.1. Nivel de Actividad a determinar: Caudal [m³/día]

IV.1.1. Nivel de actividad (caudal) para una DBO₅ de 1.200 mg/L

IV.1.1.1. Emisiones del Proyecto

En este caso, el proyecto consiste en el reemplazo de una laguna anaerobia por un sistema aerobio. De acuerdo a la metodología AMS III.I, las emisiones del proyecto son calculadas mediante las siguientes fórmulas:

Ecuación N° 33

$PE_y = PE_{y,power} + PE_{y,ww,treatment} + PE_{y,sludge}$ $[tCO_2e/año] = [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año]$

⁴² Versión válida desde el 10/08/07 en adelante. Para conocer la versión actualizada de esta metodología visitar el sitio:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/R705Y67UCNJ9O6O9JGHC3MF4CD2Q0G/view.html>

Donde:

- PE_y: Emisiones atribuibles al proyecto.
- PE_{y,power}: Emisiones por el consumo de electricidad o combustible.
- PE_{y,ww,treatment}: Emisiones desde el tratamiento aerobio.
- PE_{y,sludge}: Emisiones por la descomposición anaerobia del lodo.

PE_{y,power}

Ecuación N° 34

$\begin{aligned} PE_{y,power} &= FE * EC \\ [tCO_2e/año] &= [tCO_2e/MWh] * [MWh/año] \end{aligned}$

Donde:

- FE: Factor de emisión de la red eléctrica en Chile. Se utilizará un valor de 4,699E-1 [tCO₂e/MWh]⁴³;
- EC: Energía consumida por el sistema aerobio. En un sistema aerobio se requiere 1 KWh/Kg DQO eliminada [Ref:(Lorna guerrero UTFSM)]. En este caso, la evaluación se realiza para una concentración de materia orgánica de 1,2E-3 tDBO₅/m³. Debido a que la referencia está dada en relación a la DQO, es necesario expresar la materia orgánica en términos de dicho parámetro. Para ello, se asumirá que el RIL es biodegradable, por ende, la razón DBO₅/DQO es alrededor de 0,4 (Tabla N° 5). En consecuencia, en cuanto a DQO, el RIL a tratar tiene una concentración de 3E-3 tDQO/m³. Ya que el caudal es el nivel de actividad que se desea conocer, la DQO queda en función de este dato. Por lo tanto, la energía consumida quedará expresada de la siguiente manera:

Ecuación N° 35

$$EC = 3E-3 * Q [MWh/m^3]$$

⁴³ Valor para el SIC, este sistema cubre más del 75% del territorio nacional. Para el SING se puede utilizar 6,277E-1 [tCO₂e/MWh]. Ref.: (10) y (33).

Reemplazando el valor de EC en la Ecuación N° 34, se obtiene las emisiones por el consumo de electricidad:

$$\begin{aligned} PE_{y,power} &= FE * EC \\ PE_{y,power} &= 4,699E-1 * 3E-3 * Q \\ PE_{y,power} &= 1,41E-3 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]} \end{aligned}$$

PE_{y,ww,treatment}

Ecuación N° 36

$\begin{aligned} PE_{y,ww,treatment} &= Q_{ww,y} * DBO_{5y} * Bo * MCF_{aerobic} * GWP_{CH_4} \\ [tCO_2e/año] &= [m^3/año] * [tDBO_5/m^3] * [tCH_4/tDBO_5] * [tCO_2e/tCH_4] \end{aligned}$
--

- Q_{ww,y}:** Volumen de agua residual tratada. Este es el nivel de actividad que se desea conocer;
- DBO_{5y}:** DBO₅ del efluente que entra en el sistema aerobio. En esta sección se busca el nivel de actividad (caudal) para una concentración de materia orgánica en el agua residual no tratada de de 1,2E-3 tDBO₅/m³.
- Bo:** Capacidad de producción de metano del agua residual. La metodología AMS III.I indica que se puede utilizar un valor de 0,504 tCH₄/tDBO₅.
- MCF_{aerobic}:** Factor de corrección del metano para el tratamiento aerobio. Valor alto según la tabla III.H.1 de la metodología AMS III.H (Anexo IX). Dicha tabla señala que para un sistema aerobio bien manejado el MCF es 0,1.
- GWP_{CH₄}:** Potencial de calentamiento global del metano (21 tCO₂e/tCH₄).

Entonces, según la Ecuación N° 36 y los datos anteriores, las emisiones desde el tratamiento aerobio serán:

$$\begin{aligned} PE_{y,ww,treatment} &= Q * 1,20E-03 * 5,040E-01 * 1E-01 * 21 \\ PE_{y,ww,treatment} &= 1,270E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]} \end{aligned}$$

PE_{y,slugde}**Ecuación N° 37**

PE_{y,slugde}	=	S_y	*	DOC_{y,s}	*	MCF_s	*	DOC_F	*	F	*	16/12	*	GWP_{CH₄}
[tCO ₂ e/año]	=	[t _{lodo} /año]	*	[tDOC/t _{lodo}]	*		*	[t _{biogás} /tDOC]	*	[tCH ₄ /t _{biogás}]	*		*	[tCO ₂ e/tCH ₄]

Donde:

S_y: Cantidad de lodo generado por el tratamiento aerobio de agua residual. En comparación con los sistemas anaerobios, en los procesos aerobios se produce grandes cantidades de lodos con contenidos de humedad muy altos. En consecuencia, se considerará que, antes de la disposición final de los lodos en un relleno sanitario, éstos serán sometidos a algún tratamiento de espesado⁴⁴ y secado⁴⁵ con el fin de disminuir su contenido de humedad. La generación típica de lodo por un tratamiento aerobio (lodos activados por ejemplo) es de 8,4 gr de sólidos secos por m³ de agua residual tratada [(21) y (26)]. Por lo tanto, S_y quedará en función del caudal y se expresará de la siguiente manera:

$$S_y = 8,4E-6 * Q [t_{lodo}/m^3]$$

DOC_{y,s}: Contenido orgánico degradable del lodo generado en el tratamiento de agua residual (fracción). Este valor debe ser medido mediante muestras y análisis al lodo generado. Se puede estimar *ex ante* utilizando un valor de 0,09 para lodos industriales (en base húmeda, asumiendo un contenido de materia seca del 35%);

MCF_s: Factor de corrección del metano para el relleno sanitario que recibe el lodo final. Basado en la cantidad de proyectos MDL chilenos relacionados con sitios de disposición de residuos sólidos, la tendencia es la implementación de rellenos sanitarios⁴⁶. La JE del MDL establece que para un relleno sanitario manejado de manera anaerobia, el MCF será 1,0⁴⁷.

DOC_F: Contenido orgánico degradable que es convertido a biogás (el valor por defecto del IPCC es de 0,5);

F: Fracción de CH₄ en el biogás (el valor por defecto del IPCC es de 0,5).

⁴⁴ Por ejemplo: sedimentación por gravedad [Ref.: (34)].

⁴⁵ Entre los métodos que existen están el secado al aire y el secado por calor [Ref.: (34)].

⁴⁶ Ref.: (9).

⁴⁷ Ref.: (32).

Según los datos anteriores y la Ecuación N° 37, las emisiones por la descomposición anaerobia del lodo serán:

$$PE_{y,slugde} = 8,4E-6 * Q * 9E-02 * 1,0 * 5E-01 * 5E-01 * 16/12 * 21$$

$$PE_{y,slugde} = 5,292E-06 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

Los valores de los componentes de la Ecuación N° 33 se resumen en la Tabla N° 20.

Tabla N° 20 Componente de las emisiones atribuibles al proyecto, AMS III.I

Parámetro [tCO ₂ e/m ³]	Valor
PE _{y,power}	1,410E-03 * Q
PE _{y,ww,treatment}	1,270E-03 * Q
PE _{y,slugde}	5,292E-06 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

De acuerdo a la Ecuación N° 33 y a los valores presentados en la Tabla N° 20, las emisiones totales atribuibles al proyecto son:

$$PE_y = 1,410E-03 * Q + 1,270E-03 * Q + 5,292E-06 * Q$$

$$PE_y = 2,685E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2. Línea de Base:

Según la metodología, en este caso la línea de base es la situación donde, en ausencia del proyecto, el agua residual es tratada en una laguna anaerobia y el metano es emitido a la atmósfera. Las emisiones de la línea de base son calculadas como la cantidad de metano producido en el sistema anaerobio que es reemplazado por un sistema aerobio, y se estima usando los procedimientos descritos en la categoría AMS III.H, de acuerdo a la siguiente fórmula:

Ecuación N° 38

$$BE_y = \sum (Q_{ww,y,m} * DBO_{5y,m}) * Bo * MCF_{lagoon} * GWP_{CH_4}$$

$$[tCO_2e/año] = ([m^3/mes] * [tDBO_5/m^3]) * [tCH_4/tDBO_5] * [tCO_2e/tCH_4]$$

Donde:

- BE_y : Emisiones de la línea de base;
- $Q_{ww,y,m}$: Volumen de agua residual tratada durante un mes “m” en el que el promedio de temperatura media mensual es superior a 15 °C. Este es el nivel de actividad que se desea conocer;
- $DBO_{5y,m}$: DBO_5 del efluente que entra en la laguna anaerobia en los meses con temperaturas medias mensuales superiores a 15°C. En esta sección se busca el nivel de actividad (caudal) para una concentración de DBO_5 en el agua residual no tratada de de $1,2E-3 \text{ t}DBO_5/m^3$;
- MCF_{lagoon} : Factor de corrección del metano para el tratamiento de agua residual en la laguna anaerobia (0,8 según la tabla AMS III.H.1, Anexo IX).

De acuerdo a las definiciones anteriores, las emisiones de la línea de base dependen de las temperaturas medias mensuales (T), por este motivo se realizarán cálculos para cada región del país, considerando las temperaturas medias mensuales del Anexo VI. Según el anexo mencionado, en las regiones X, XI y XII no se registra meses con temperaturas medias superiores a 15°C, por lo que no se generaría emisiones en la línea de base y, en consecuencia, no tiene sentido implementar un proyecto bajo la metodología AMS III.I en estas regiones, por lo que no se las incluirán en los cálculos.

Conforme a la Ecuación N° 38 y al número de meses con temperaturas medias mensuales superiores a 15°C, las emisiones de la línea de base para cada región son las siguientes:

IV.1.1.2.1. I Región, $T > 15^\circ\text{C}$ en los 12 meses del año:

$$BE_y = 12 * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 1,016E-02 * Q [\text{tCO}_2\text{e}/m^3]$$

IV.1.1.2.2. II Región, $T > 15^\circ\text{C}$ en 8 meses del año:

$$BE_y = (8/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 6,774E-03 * Q [\text{tCO}_2\text{e}/m^3]$$

IV.1.1.2.3. III Región, $T > 15^\circ\text{C}$ en 6 meses del año:

$$BE_y = (6/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 5,080E-03 * Q [\text{tCO}_2\text{e}/m^3]$$

IV.1.1.2.4. IV Región, T>15°C en 4 meses del año:

$$BE_y = (4/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 3,387E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2.5. V Región, T>15°C en 4 meses del año:

$$BE_y = (4/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 3,387E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2.6. Región Metropolitana, T>15°C en 5 meses del año:

$$BE_y = (5/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 4,234E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2.7. VI Región, T>15°C en 2 meses del año:

$$BE_y = (2/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 5,080E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2.8. VII Región, T>15°C en 5 meses del año:

$$BE_y = (5/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 4,234E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2.9. VIII Región, T>15°C en 3 meses del año:

$$BE_y = (3/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 2,540E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

IV.1.1.2.10. IX Región, T>15°C en 2 meses del año:

$$BE_y = (2/12) * (Q_{ww,y,m} * 1,2E-3) * 5,040E-01 * 0,8 * 21$$

$$BE_y = 1,693E-03 * Q \text{ [tCO}_2\text{e/m}^3\text{]}$$

En la Tabla N° 21, se resume los valores obtenidos (por región) para las emisiones de la línea de base.

Tabla N° 21 Resumen de BE_y por región, AMS III.I

Región	BE _y [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	1,016E-02 * Q
II Antofagasta	6,774E-03 * Q
III Copiapó	5,080E-03 * Q
IV La Serena	3,387E-03 * Q
V Valparaíso	3,387E-03 * Q
RM Santiago	4,234E-03 * Q
VI Rancagua	5,080E-03 * Q
VII Talca	4,234E-03 * Q
VIII Concepción	2,540E-03 * Q
IX Temuco	1,693E-03 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

IV.1.1.3. Leakage

Según la metodología, se debe considerar los efectos del leakage (fugas o emisiones fugitivas) generado por el traslado de equipos desde otros sitios, es decir, la ausencia de los equipos en un lugar no debe implicar emisiones de GEI en otro. Sin embargo, en este caso se asume que todos los equipos utilizados para la implementación del proyecto son nuevos, por lo tanto, no se genera emisiones por el término del funcionamiento de los equipos en alguna otra actividad. En consecuencia, el leakage es igual a cero.

IV.1.1.4. Reducción de emisiones:

La reducción de emisiones alcanzadas por el proyecto será la diferencia entre las emisiones de la línea de base, y la suma de las emisiones del proyecto y del leakage:

Ecuación N° 39

$$ER_y = BE_y - (PE_y + Leakage)$$

$$[tCO_2e/año] = [tCO_2e/año] - [tCO_2e/año] + [tCO_2e/año]$$

Donde:

ER_y: Reducción de emisiones del proyecto.

Conforme a la estimación de PE_y en la sección IV.1.1.1 ($PE_y = 2,685E-03 * Q$ tCO₂e/m³), a los valores para BE_y indicados en la Tabla N° 21 y a la Ecuación N° 39, se calculó la reducción de emisiones para cada región presentadas en la Tabla N° 22.

Tabla N° 22 Reducción de emisiones, AMS III.I

Región	PE [tCO ₂ e/m ³]	BE [tCO ₂ e/m ³]	ER [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	2,685E-03 * Q	1,016E-02 * Q	7,476E-03 * Q
II Antofagasta	2,685E-03 * Q	6,774E-03 * Q	4,089E-03 * Q
III Copiapó	2,685E-03 * Q	5,080E-03 * Q	2,395E-03 * Q
IV La Serena	2,685E-03 * Q	3,387E-03 * Q	7,018E-04 * Q
V Valparaíso	2,685E-03 * Q	3,387E-03 * Q	7,018E-04 * Q
RM Santiago	2,685E-03 * Q	4,234E-03 * Q	1,549E-03 * Q
VI Rancagua	2,685E-03 * Q	5,080E-03 * Q	2,395E-03 * Q
VII Talca	2,685E-03 * Q	4,234E-03 * Q	1,549E-03 * Q
VIII Concepción	2,685E-03 * Q	2,540E-03 * Q	-1,449E-04 * Q
IX Temuco	2,685E-03 * Q	1,693E-03 * Q	-9,916E-04 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

IV.1.1.5. Estimación del nivel de actividad: Caudal

Se considera que 4.000 tCO₂e/año es una “cantidad interesante” de ER (ver sección 7.3), en consecuencia, se calculó cuál debe ser el nivel de actividad, es decir, el caudal, para que las ER indicadas en la Tabla N° 22 tengan un valor de 4.000 tCO₂e/año considerando una concentración de materia orgánica en el agua residual a tratar de 1,20E-03 tDBO₅/m³. La Tabla N° 23 presenta los niveles de actividad obtenidos para las diferentes zonas del país. En esta tabla, el caudal observado para cada región representa la suma de los caudales de aquellos meses con T>15°C, por lo que es

necesario dividir este valor por el número de meses correspondiente para obtener el flujo mensual.

Tabla N° 23 Caudal para una DBO₅ de 1.200mg/L, AMS III.I⁴⁸

Región	Caudal		
	[m ³ /año*]	[m ³ /mes]	[m ³ /día]
I Iquique	535.076	44.590	1.466
II Antofagasta	978.309	81.526	2.680
III Copiapó	1.669.973	139.164	4.575
IV La Serena	5.699.565	474.964	15.615
V Valparaíso	5.699.565	474.964	15.615
RM Santiago	2.583.098	215.258	7.077
VI Rancagua	1.669.973	139.164	4.575
VII Talca	2.583.098	215.258	7.077
VIII Concepción	-27.602.959	-2.300.247	-75.625
IX Temuco	-4.033.754	-336.146	-11.051

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

⁴⁸ Por ejemplo, para los cálculos de la I región:

$$ER = 7,476E-03 * Q \text{ (Tabla N° 22)}$$

$$4.000 = 7,476E-03 * Q$$

$$Q = 4.000 / 7,476E-03 = 535.076 \text{ [m}^3\text{/año]}$$

$$535.076 \text{ [m}^3\text{/año]} / 12 \text{ meses con } T > 15^\circ\text{C} = 44.590 \text{ [m}^3\text{/mes]}$$

$$44.590 \text{ [m}^3\text{/mes]} / 30 \text{ días} = 1.466 \text{ [m}^3\text{/día]} \text{ (Tabla N° 23).}$$

IV.1.2. Nivel de actividad (caudal) para una DBO₅ de 3.000 mg/L

Para conocer el nivel de actividad (caudal) que se requiere para obtener 4.000 tCO₂/año de reducción de emisiones, considerando una DBO₅ del efluente a tratar de 3.000 mg/L (3E-3 tDBO₅/m³), se realizó el mismo procedimiento que en la sección IV.1.1, teniendo en cuenta las siguientes modificaciones:

⌘ La Ecuación N° 35 (ver estimación de PE_{y,power} en la sección IV.1.1.1) queda expresada como:

Ecuación N° 40

$$EC = 7,5E-3 * Q [MWh/m^3]$$

⌘ Los valores de concentración de materia orgánica en el agua residual a tratar (Ecuación N° 36 y Ecuación N° 38) varían desde 1,2E-3 a 3E-3 tDBO₅/m³.

Los caudales que se necesita en cada región para alcanzar una reducción de emisiones de 4.000 tCO₂e/año bajo las indicaciones de la metodología AMS III.I, considerando una DBO₅ de 3E-3 tDBO₅/m³, se indican en Tabla N° 24.

Tabla N° 24 Caudal para una DBO₅ de 3.000mg/L, AMS III.I

Región	Caudal		
	[m ³ /año*]	[m ³ /mes]	[m ³ /día]
I Iquique	213.940	17.828	586
II Antofagasta	391.020	32.585	1.071
III Copiapó	667.105	55.592	1.828
IV La Serena	2.269.558	189.130	6.218
V Valparaíso	2.269.558	189.130	6.218
RM Santiago	1.031.125	85.927	2.825
VI Rancagua	667.105	55.592	1.828
VII Talca	1.031.125	85.927	2.825
VIII Concepción	-11.288.529	-940.711	-30.927
IX Temuco	-1.618.685	-134.890	-4.435

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

IV.2. Nivel de Actividad a determinar: DBO_5 [mgO_2/L]

IV.2.1. Nivel de actividad (DBO_5) para un caudal de $500 \text{ m}^3/\text{día}$

El nivel de actividad (DBO_5) que se necesita para alcanzar $4.000 \text{ tCO}_2\text{e/año}$ de reducción de emisiones para un caudal de $182.500 \text{ m}^3/\text{año}$ ($500 \text{ m}^3/\text{día}$), se determinó mediante un procedimiento similar al realizado en la sección IV.1, variando los siguientes valores:

- ⌘ El consumo energético del sistema aerobio (ver Ecuación N° 35 en la sección IV.1.1.1) queda expresado según la Ecuación N° 41. El EC está relacionado con la DQO, por lo tanto, la DBO_5 se multiplica por un factor de 2,5, ya que se asume que el RIL es biodegradable y por ende, la DBO_5 representa cerca del 40% de la DQO.

Ecuación N° 41

$$\text{EC} = 2,5 * \text{DBO}_5 * 182.500 [\text{MWh} * \text{m}^3 / \text{tDBO}_5 * \text{año}]$$

- ⌘ La cantidad de lodo generado por el sistema aerobio (ver estimación de $\text{PE}_{y,\text{slugde}}$ en la sección IV.1.1.1) se relaciona con el caudal y queda expresado de la siguiente manera:

$$S_y = 8,4\text{E-}6 * 182.500$$

$$S_y = 1,53 [\text{t}_{\text{lodo}}/\text{año}]$$

- ⌘ Tanto en la Ecuación N° 36 como en la Ecuación N° 38 la DBO_5 simboliza la incógnita y el caudal es reemplazado por $182.500 \text{ m}^3/\text{año}$.

Los niveles de actividad (DBO_5) para un caudal de $500 \text{ m}^3/\text{día}$, bajo las indicaciones de la metodología AMS III.I, se resumen en la Tabla N° 25.

Tabla N° 25 DBO₅ para un caudal de 500 m³/día, AMS III.I

Región	DBO ₅	
	[tDBO ₅ /m ³]	[mg/L]
I Iquique	3,517E-03	3.517
II Antofagasta	6,426E-03	6.426
III Copiapó	1,096E-02	10.959
IV La Serena	3,721E-02	37.205
V Valparaíso	3,721E-02	37.205
RM Santiago	1,693E-02	16.931
VI Rancagua	1,096E-02	10.959
VII Talca	1,693E-02	16.931
VIII Concepción	-1,884E-01	-188.424
IX Temuco	-2,667E-02	-26.672

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

Tabla N° 26 DBO₅ para un caudal de 2.000 m³/día, AMS III.I

Región	DBO ₅	
	[tDBO ₅ /m ³]	[mg/L]
I Iquique	8,798E-04	880
II Antofagasta	1,608E-03	1.608
III Copiapó	2,742E-03	2.742
IV La Serena	9,308E-03	9.308
V Valparaíso	9,308E-03	9.308
RM Santiago	4,236E-03	4.236
VI Rancagua	2,742E-03	2.742
VII Talca	4,236E-03	4.236
VIII Concepción	-4,714E-02	-47.140
IX Temuco	-6,673E-03	-6.673

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

La Tabla N° 27 resume los valores de caudal y DBO₅ necesarios para obtener 4.000 tCO₂e/año de reducción de emisiones, considerando una DBO₅ de 1.200 y 3.000 mg/L y un caudal de 500 y 2.000 m³/día, respectivamente, según las indicaciones de la metodología AMS III.I.

Tabla N° 27 Caudal y DBO₅ obtenidos bajo las indicaciones de la metodología AMS III.I

Región	Caudal [m ³ /día]		DBO ₅ [mg/L]	
	Para una DBO ₅ de 1.200 mg/L	Para una DBO ₅ de 3.000 mg/L	Para un caudal de 500 m ³ /día	Para un caudal de 2.000 m ³ /día
I Iquique	1.466	586	3.517	880
II Antofagasta	2.680	1.071	6.426	1.608
III Copiapó	4.575	1.828	10.959	2.742
IV La Serena	15.615	6.218	37.205	9.308
V Valparaíso	15.615	6.218	37.205	9.308
RM Santiago	7.077	2.825	16.931	4.236
VI Rancagua	4.575	1.828	10.959	2.742
VII Talca	7.077	2.825	16.931	4.236
VIII Concepción	-75.625	-30.927	-188.424	-47.140
IX Temuco	-11.051	-4.435	-26.672	-6.673

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

Luego de determinar los niveles de actividad para las metodologías MDL relacionadas con tratamiento de RILEs, se utilizó las planillas Excel del Anexo XI para apreciar la variación de Q con respecto a la DBO_5 y viceversa, considerando alcanzar reducción de emisiones de 4.000 tCO₂e/año. En las siguientes figuras se presenta dichas variaciones evaluadas para rangos de Q entre 400 y 3.000 m³/día y DBO_5 entre 1.000 y 5.000 mgO₂/L. Para las metodologías AM0013 y AMS III.I se indica a modo de ejemplo los casos de la I región (para la metodología AMS III.H no hay restricciones de temperatura, por lo tanto, es sólo un caso a nivel nacional).

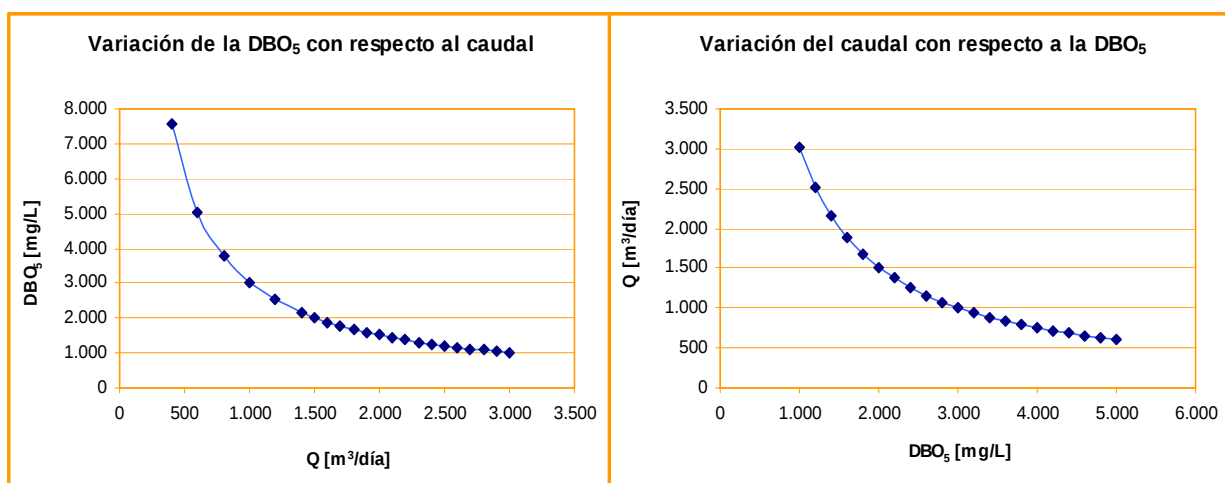


Figura N° 5 Comparación entre la variación del Q y la DBO_5 para la I región, considerando RE de 4.000 tCO₂e, según la metodología AM0013

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

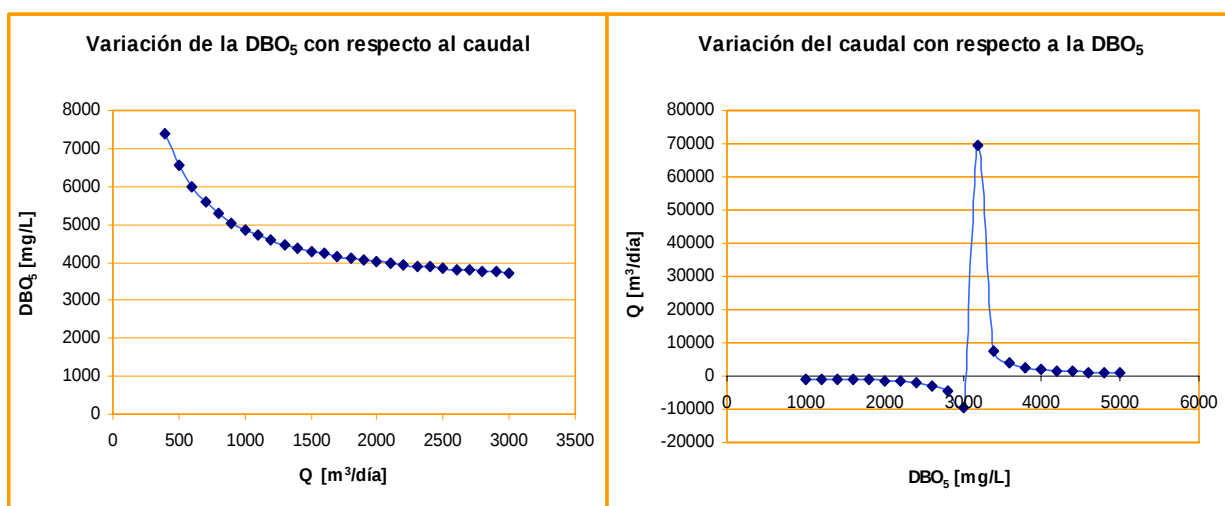


Figura N° 6 Comparación entre la variación del Q y la DBO_5 para el caso (iv) de la metodología AMS III.H, considerando RE de 4.000 tCO₂e

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.H

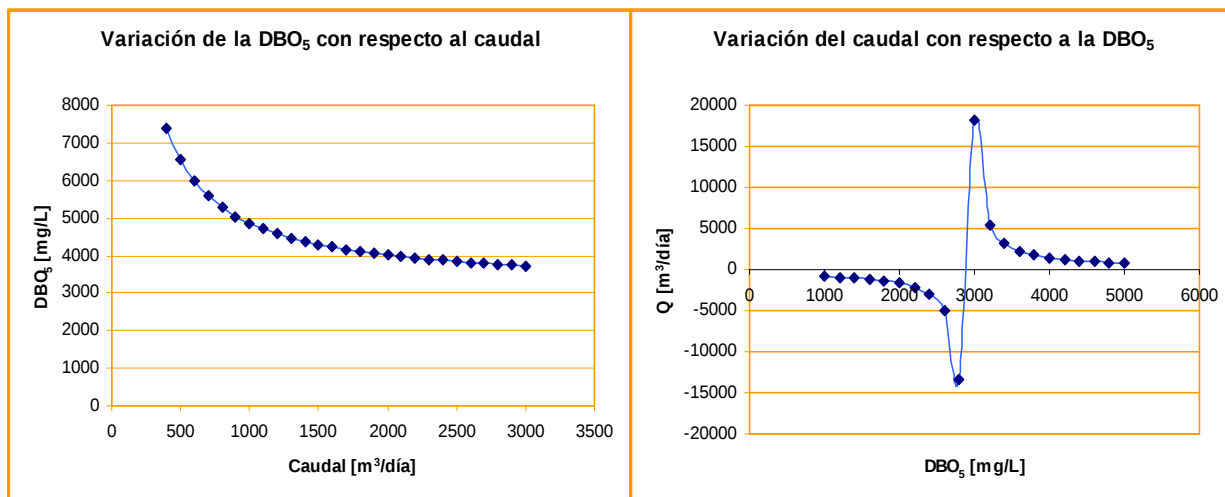


Figura N° 7 Comparación entre la variación del Q y la DBO5 para el caso (vi) de la metodología AMS III.H, considerando RE de 4.000 tCO₂e

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.H

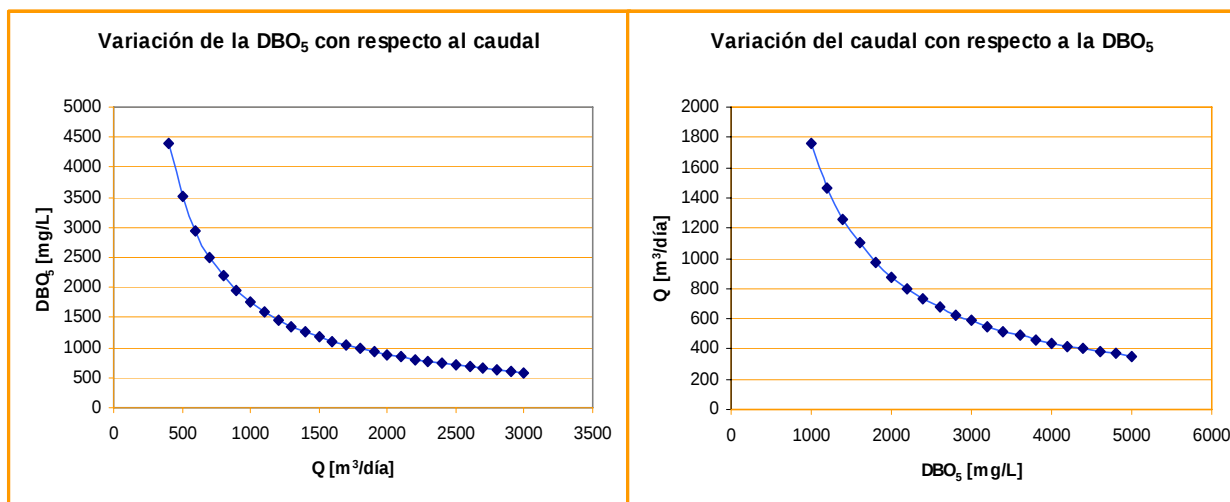


Figura N° 8 Comparación entre la variación del Q y la DBO5 para la I región, considerando RE de 4.000 tCO₂e, según la metodología AMS III.I

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

De acuerdo a las figuras anteriores, a excepción de las variaciones del caudal con respecto a la DBO₅ de las Figuras N° 6 y 7, en todos los casos se presenta la misma tenencia: el Q y la DBO₅ disminuyen exponencialmente al aumentar la DBO₅ y el Q, respectivamente.

No obstante, al comparar las figuras de las metodologías evaluadas se percibe que para la AMS III.H, el caudal que se requiere para alcanzar 4.000 tCO₂e disminuye más lentamente al aumentar la concentración de DBO₅. Esto se debe a que como se ya mencionó antes, la metodología considera muchas emisiones atribuibles al proyecto y

muy pocas en la línea de base, por lo tanto, en comparación con las otras metodologías evaluadas, se precisa niveles de actividad más altos (caudal y DBO_5) para obtener la misma cantidad de RE. En tanto, la metodología AM0013 necesita menores niveles de actividad que la AMS III.H y mayores que la AMS III.I.

La tendencia de variación del caudal con respecto a la DBO_5 es distinta en las Figuras N° 6 y 7. Esto ocurre porque a diferencia de las otras metodologías, en la AMS III.H se requiere de un valor mínimo de DBO_5 por debajo del cual, indiferente a los caudales que se consideren, las reducciones de emisión siempre serán negativas. En consecuencia, la metodología establece implícitamente que bajo cierto valor de DBO_5 las emisiones de la línea de base serán menores que las del proyecto, por lo tanto, para que las RE sean positivas se requiere un mínimo de $3.177 \text{ mgO}_2/\text{L}$ para el caso (iv) y de $2.916 \text{ mgO}_2/\text{L}$ para el caso (vi).

8.4 Resultados y discusiones para el Objetivo Específico N°4:

“Identificar actividades productivas en las que, mediante la implementación de proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio en el tratamiento de sus residuos industriales líquidos, se genere una cantidad interesante de reducción de emisiones, de manera que estos proyectos representen una alternativa económicamente viable en el cumplimiento de la legislación ambiental vigente”

A continuación se presenta los resultados de RE obtenidos para las industrias de la muestra disponible (datos facilitados por Hidrolab), bajo las indicaciones de las metodologías evaluadas en la sección anterior. Conforme al Anexo IV, se cuenta con información de 347 industrias - pertenecientes a 22 sectores productivos - mientras que, según la SISS, en Chile existen 3.040 industrias fiscalizadas⁴⁹; en consecuencia, la muestra con que se dispone representa alrededor del 11% del total de industrias a nivel nacional.

De acuerdo a los niveles de actividad obtenidos anteriormente, se necesita relativamente altos valores de caudal y concentración de DBO_5 para generar una cantidad interesante de RE, por lo tanto, en los siguientes resultados se señala sólo las industrias (del Anexo IV) con caudales mayores a $100 \text{ m}^3/\text{día}$ y concentración de DBO_5 superior a $500 \text{ mg O}_2/\text{L}$.

Según los resultados de RE para las diferentes industrias, se identificó los sectores productivos donde se podría implementar proyectos MDL, así en las siguientes tablas se indica en diferentes colores las RE que generaría cada industria según metodología MDL aplicada; en verde se resalta los casos en que las RE son mayores a $1.500 \text{ tCO}_2\text{e/año}$ por lo que se podría implementar proyectos MDL bajo la modalidad de bundling, y en rosado se señala los casos en que las RE son mayores a $4.000 \text{ tCO}_2\text{e/año}$.

⁴⁹ Información presentada por la superintendente de servicios sanitarios, Sra. Magaly Espinosa, en octubre del 2007 [Ref.: (36)].

8.4.1 Resultados y discusiones para la evaluación de la metodología AM0013

Como se observa en la Tabla N° 28, hay casos de RE superiores a 1.500 tCO₂e/año hasta la X región, aunque la mayoría de ellos se concentra entre las regiones I y III. Esta situación se relaciona directamente con la temperatura, ya que la metodología AM0013 señala que sólo se debe considerar aquellos meses con temperaturas medias superiores a 10°C, por lo tanto, a medida que las temperaturas disminuyen hacia el sur, también disminuyen las posibilidades de generar RE.

En consecuencia, existen notables diferencias entre las RE que generaría una industria en el norte, donde las temperaturas son relativamente altas todo el año, y las RE que generaría la misma industria en el sur, donde se registra bajas temperaturas y e importantes variaciones estacionales. Este hecho se ejemplifica en la Figura N° 9 donde se compara las temperaturas medias anuales de Chile y las RE de una industria tipo (la industria del ejemplo corresponde a la que genera RE superiores a 1.500 tCO₂e/año hasta la X región). En esta comparación se observa claramente que la tendencia de ambos gráficos es prácticamente la misma. Esto es así porque la cantidad de RE anuales que se genere en una industria depende de las temperaturas ambientales que se registre y del número de meses con temperaturas medias superiores a 10°C.

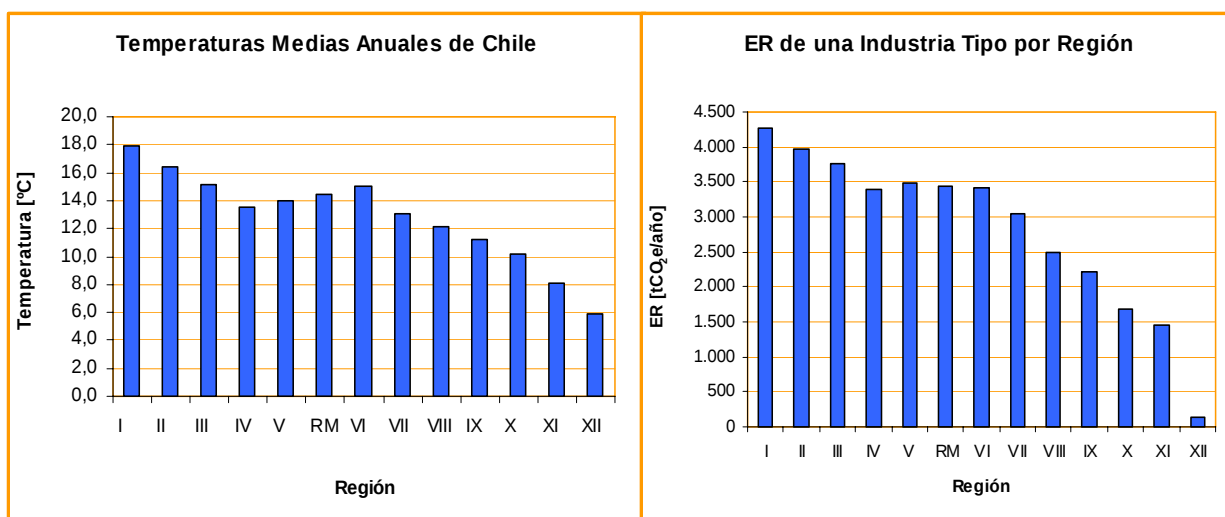


Figura N° 9 Comparación entre temperaturas medias anuales y generación de RE de una industria tipo

Fuente: Elaboración en base a la información de la Dirección Meteorológica de Chile, y de la Metodología AM0013

Tabla N° 28 Resultados para la evaluación de industrias bajo la metodología AM0013

Código CIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
621	Mercado	3.528,0	1.276,0	199	184	175	158	162	160	158	141	115	103	78	68	6
31111	Faenamiento de carnes	10.802,0	2.900,0	1.382	1.283	1.220	1.099	1.127	1.110	1.102	984	803	714	544	474	44
31121	Fabricación de productos lácteos	35.904,0	520,0	824	765	727	655	672	662	656	586	479	426	324	282	26
31121	Fabricación de productos lácteos	8.782,4	783,0	303	282	268	241	247	244	242	216	176	157	119	104	10
31121	Fabricación de productos lácteos	57.810,0	718,0	1.832	1.700	1.616	1.457	1.494	1.471	1.460	1.303	1.064	947	721	628	59
31141	Elaboración de productos marinos	9.412,0	750,0	311	289	275	248	254	250	248	222	181	161	123	107	10
31141	Elaboración de productos marinos	5.040,0	542,0	121	112	106	96	98	97	96	86	70	62	47	41	4
31141	Elaboración de productos marinos	19.944,0	640,0	563	523	497	448	459	452	449	401	327	291	222	193	18
31141	Elaboración de productos marinos	34.980,0	1.731,0	2.672	2.480	2.357	2.125	2.179	2.146	2.129	1.901	1.553	1.381	1.052	915	86
31141	Elaboración de productos marinos	16.312,9	2.300,0	1.656	1.537	1.461	1.317	1.350	1.330	1.319	1.178	962	856	652	567	53
31154	Pesquera	7.720,0	1.360,0	463	430	409	368	378	372	369	330	269	239	182	159	15
31154	Pesquera	3.345,0	1.500,0	221	206	195	176	181	178	176	158	129	114	87	76	7
31154	Pesquera	21.875,0	692,0	668	620	589	531	545	537	532	475	388	345	263	229	21
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	37.290,0	1.100,0	1.810	1.680	1.597	1.440	1.476	1.454	1.442	1.288	1.052	935	713	620	58
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	46.920,0	789,0	1.633	1.516	1.441	1.299	1.332	1.312	1.302	1.162	949	844	643	560	52
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	9.660,0	1.107,0	472	438	416	375	385	379	376	336	274	244	186	162	15
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	10.260,0	828,0	375	348	331	298	306	301	299	267	218	194	148	128	12
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	36.030,0	2.688,0	4.273	3.967	3.770	3.399	3.485	3.433	3.405	3.041	2.483	2.208	1.682	1.464	137
31341	Fábrica de bebidas	3.210,0	750,0	106	99	94	84	87	85	85	76	62	55	42	36	3
31341	Fábrica de bebidas	11.100,0	540,0	264	246	233	210	216	212	211	188	154	137	104	91	8
31341	Fábrica de bebidas	9.580,0	619,0	262	243	231	208	213	210	209	186	152	135	103	90	8
31341	Fábrica de bebidas	8.501,8	588,0	221	205	195	175	180	177	176	157	128	114	87	76	7
31341	Fábrica de bebidas	18.510,0	600,0	490	455	432	390	400	394	391	349	285	253	193	168	16
31341	Fábrica de bebidas	14.280,0	2.200,0	1.386	1.287	1.223	1.102	1.130	1.114	1.105	986	806	716	546	475	44
31341	Fábrica de bebidas	10.480,0	855,0	395	367	349	314	322	318	315	281	230	204	156	135	13
31341	Fábrica de bebidas	11.832,0	794,0	415	385	366	330	338	333	330	295	241	214	163	142	13
31341	Fábrica de bebidas	11.836,0	1.380,0	721	669	636	573	588	579	574	513	419	372	284	247	23
34201	Imprenta	3.213,0	559,0	79	74	70	63	65	64	63	56	46	41	31	27	3

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Las pequeñas diferencias en la comparación de la Figura N° 9 radican tanto en la relación entre las regiones V, VI y RM, como en la variación de la XII región. Por una parte, a pesar de que en el gráfico de la izquierda la VI región presenta una temperatura promedio superior a la V región y la RM, en el gráfico de la derecha parece tener la misma cantidad de RE, e incluso menos que en la V región. Esto ocurre porque (como se observa en la Figura N° 3) aunque en la V región el promedio de temperatura anual es menor que en la RM y en la VI región, estas dos últimas presentan 9 meses con temperaturas medias superiores a 10°C, en tanto que en la V región el promedio de temperatura es superior a 10°C todos los meses del año. Una situación similar se presenta en la XII región, su temperatura media anual es 5,9°C, pero sólo registra 2 meses con temperaturas medias superiores a 10°C, por lo tanto, en dicha región es muy poco probable, bajo la metodología AM0013, generar cantidades interesantes de RE.

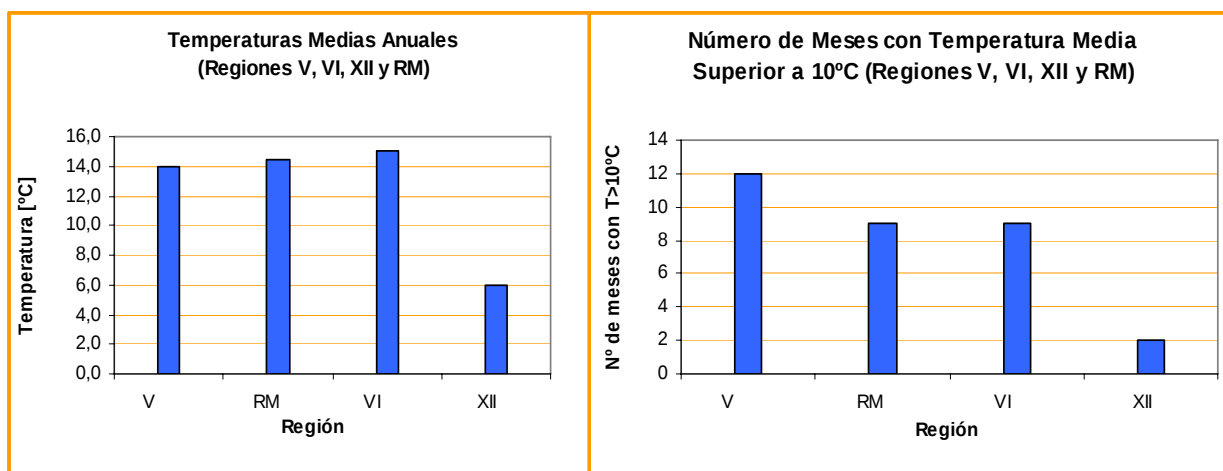


Figura N° 10 Comparación entre las temperaturas medias anuales y el número de meses con $T^*>10^{\circ}\text{C}$ (regiones V, VI, XII y RM)

*T: Temperatura Media Mensual

Fuente: Dirección Meteorológica de Chile

Por otra parte, aunque la mayoría de los proyectos destacados en la Tabla N° 28 por sí solos no generan grandes cantidades de RE, podrían ser parte de un proyecto MDL presentado mediante un bundling. Bajo esta modalidad es posible agrupar proyectos de pequeña escala con características similares en sólo una actividad MDL, de modo que se disminuye significativamente los costos de tramitación y, por lo tanto, aumenta la viabilidad económica de un proyecto.

De acuerdo a la Tabla N° 28 bajo la evaluación de la metodología AM0013, las actividades productivas que debido a los caudales y concentración de DBO_5 que presentan, poseen un potencial para la implementación de proyectos MDL en el tratamiento de RILES son:

- ⌘ Fabricación de productos lácteos;
- ⌘ Elaboración de productos marinos; y
- ⌘ Fabricación y comercialización de productos alimenticios.

De las 3 actividades productivas nombradas anteriormente, en “Fabricación y comercialización de productos alimenticios” se concentra más del 50% de los casos con RE superiores a 1.500 $\text{tCO}_2\text{e/año}$, por lo que se puede suponer que en este sector existe un mayor potencial de generar una cantidad interesante de RE.

Debido a las temperaturas predominantes, la mayor cantidad de casos con RE sobre 1.500 $\text{tCO}_2\text{e/año}$ se encuentran entre la I y la III regiones y, como se muestra en la Figura N° 11, en esta zona se ubica alrededor del 10% de las industrias que descargan al alcantarillado. En la figura mencionada se indica la distribución regional de los establecimientos industriales que deben cumplir con el DS 609. En la gráfica se excluye la RM, sólo en esta región se concentra más del 52% de las industrias que descargan al alcantarillado a nivel nacional.

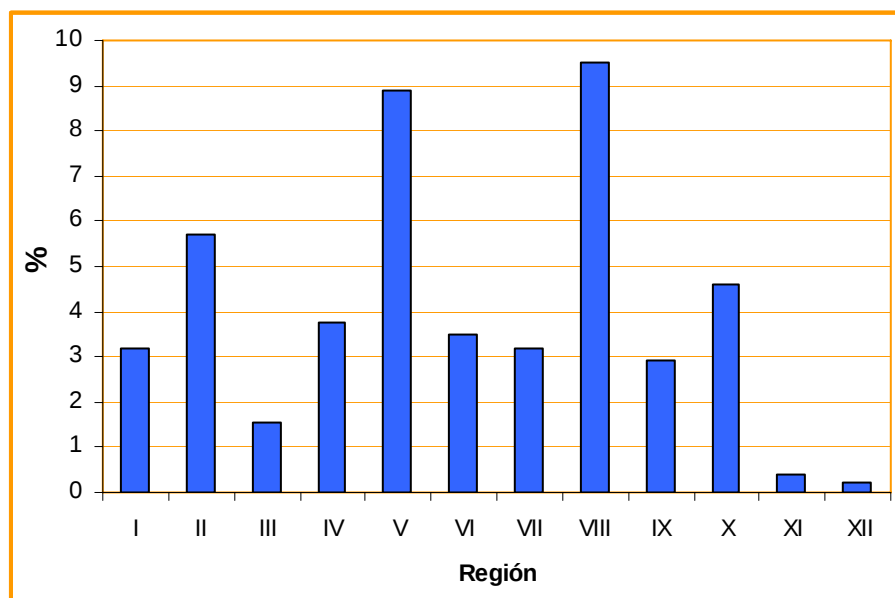


Figura N° 11 Distribución regional de industrias que descargan al alcantarillado. Se excluye la RM, en esta región se concentra más del 52% de las industrias que descargan al alcantarillado a nivel nacional.

Fuente (36)

8.4.2 Resultados y discusiones para la evaluación de la metodología AMS III.H

En la evaluación de esta metodología MDL no se identificó actividades productivas con potencialidad de implementar proyectos MDL ya que todas las RE obtenidas son negativas (Tabla N° 29). Esto se debe a que, aunque a diferencia de las otras dos metodologías evaluadas la AMS III.H no considera una temperatura ambiental mínima, otorga gran importancia a las emisiones atribuibles a la actividad de proyecto y muy baja ponderación a las emisiones de la línea de base, lo que hace que se necesite altos niveles de actividad para lograr una cantidad interesante de reducción de emisiones.

Efectivamente, bajo esta metodología existe sólo un proyecto registrado⁵⁰ cuyo periodo de acreditación se inició en abril del 2007, pero hasta la fecha, no ha solicitado CERs; por lo que se presume que no se ha generado las RE proyectadas inicialmente. No obstante, como se ha mencionado, las metodologías MDL están bajo constante revisión, por lo que es de esperar que ésta se analice y se haga las modificaciones pertinentes.

Según los resultados de la Tabla N° 29, las industrias de la muestra no alcanzan los niveles de actividad necesarios para obtener reducciones de emisiones bajo la evaluación de la metodología AMS III.H.

⁵⁰ Proyecto "Methane recovery from waste water generated from wheat straw wash at Paper manufacturing unit of Shreyans Industries Limited (SIL)", llevado a cabo en Ahmedgarh, India.

Tabla N° 29 Resultados para la evaluación de industrias bajo la metodología AMS III.H

Código CIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]	Caso (iv)	Caso (vi)
621	Mercado	3.528,0	1.276,0	-532	-511
31111	Faenamiento de carnes	10.802,0	2.900,0	-237	-25
31121	Fabricación de productos lácteos	35.904,0	520,0	-7.567	-7.445
31121	Fabricación de productos lácteos	8.782,4	783,0	-1.668	-1.630
31121	Fabricación de productos lácteos	57.810,0	718,0	-11.275	-10.990
31141	Elaboración de productos marinos	9.412,0	750,0	-1.812	-1.772
31141	Elaboración de productos marinos	5.040,0	542,0	-1.054	-1.045
31141	Elaboración de productos marinos	19.944,0	640,0	-4.014	-3.933
31141	Elaboración de productos marinos	34.980,0	1.731,0	-4.011	-3.591
31141	Elaboración de productos marinos	16.312,9	2.300,0	-1.134	-878
31154	Pesquera	7.720,0	1.360,0	-1.113	-1.049
31154	Pesquera	3.345,0	1.500,0	-445	-420
31154	Pesquera	21.875,0	692,0	-4.312	-4.215
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	37.290,0	1.100,0	-6.143	-5.861
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	46.920,0	789,0	-8.887	-8.634
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	9.660,0	1.107,0	-1.586	-1.521
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	10.260,0	828,0	-1.912	-1.862
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	36.030,0	2.688,0	-1.395	-717
31341	Fábrica de bebidas	3.210,0	750,0	-619	-612
31341	Fábrica de bebidas	11.100,0	540,0	-2.322	-2.290
31341	Fábrica de bebidas	9.580,0	619,0	-1.944	-1.912
31341	Fábrica de bebidas	8.501,8	588,0	-1.746	-1.721
31341	Fábrica de bebidas	18.510,0	600,0	-3.784	-3.715
31341	Fábrica de bebidas	14.280,0	2.200,0	-1.106	-893
31341	Fábrica de bebidas	10.480,0	855,0	-1.931	-1.877
31341	Fábrica de bebidas	11.832,0	794,0	-2.237	-2.180
31341	Fábrica de bebidas	11.836,0	1.380,0	-1.687	-1.581
34201	Imprenta	3.213,0	559,0	-668	-665

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.H

8.4.3 Resultados y discusiones para la evaluación de la metodología AMS III.I

Los resultados de la evaluación de industrias bajo las indicaciones de la metodología AMS III.I se presentan en la Tabla N° 30. Los valores obtenidos siguen una tendencia similar a la que ocurre en la evaluación de la metodología AM0013, ya que bajo la AMS III.I la mayoría de los casos con RE mayores a 1.500 tCO₂e/año se encuentran en la I y II regiones.

Sin embargo, ambas metodologías difieren en que mientras la AM0013 señala que no se debe considerar los meses con temperaturas medias mensuales inferiores a 10°C, la AMS III.I establece un mínimo 15 °C, por que las RE evaluadas bajo esta última metodología son mucho menores en las regiones del sur. De esta manera, desde las regiones X a la XII es imposible implementar un proyecto bajo esta metodología porque en esta zona no hay meses con temperaturas medias mensuales superiores a 15°C en ningún mes del año (ver Anexo VI), por lo que las emisiones de la línea de base se consideran nulas. Por su parte todas las RE obtenidas en las regiones VIII y IX son negativas porque se registra sólo 3 y 2 meses del año con promedio superiores a 15 °C, respectivamente. Considerando que, según el Anexo VI las regiones IV y V registran 4 meses del año con promedios mínimos de 15 °C y que en estas regiones se obtiene resultados positivos, se puede decir que para que un proyecto se pueda evaluar bajo la metodología AMS III.I es necesario que éste se lleve a cabo en una zona donde en al menos 4 meses del año se alcance promedios de temperatura sobre 15 °C.

Al igual que en los resultados de la metodología AM0013, los casos destacados en la Tabla N° 30 podrían constituir parte de un proyecto MDL presentado bajo la modalidad de bundling, disminuyendo así los costos de tramitación y aumentando el potencial económico de un proyecto que de otra manera no sería viable por generar una muy baja cantidad de RE.

De acuerdo a los resultados obtenidos para esta metodología, los sectores productivos en los que existe un potencial para implementar proyectos MDL son:

- ⌘ Faenamiento de carnes;
- ⌘ Fabricación de productos lácteos;
- ⌘ Elaboración de productos marinos;
- ⌘ Fabricación y comercialización de productos alimenticios; y
- ⌘ Fabricación de bebidas.

Tanto en los resultados de la metodología AM0013 y AMS III.I, la mayoría de los casos con RE superiores a 1.500 tCO₂e/año corresponden a los sectores productivos de “Elaboración de productos marinos” y “Fabricación y comercialización de productos alimenticios”. En general, se identificó 5 actividades industriales con potencial de implementar proyectos MDL correspondientes al 23% de la muestra.

Tabla N° 30 Resultados para la evaluación de industrias bajo la metodología AMS III.I

Código CIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX
621	Mercado	3.528,0	1.276,0	341	187	109	32	32	71	109	71	-7	-45
31111	Faenamiento de carnes	10.802,0	2.900,0	2.375	1.300	762	224	224	493	762	493	-45	-314
31121	Fabricación de productos lácteos	35.904,0	520,0	1.414	773	452	132	132	292	452	292	-29	-189
31121	Fabricación de productos lácteos	8.782,4	783,0	521	285	167	49	49	108	167	108	-10	-69
31121	Fabricación de productos lácteos	57.810,0	718,0	3.145	1.719	1.007	294	294	650	1.007	650	-62	-419
31141	Elaboración de productos marinos	9.412,0	750,0	535	292	171	50	50	111	171	111	-11	-71
31141	Elaboración de productos marinos	5.040,0	542,0	207	113	66	19	19	43	66	43	-4	-28
31141	Elaboración de productos marinos	19.944,0	640,0	967	529	309	90	90	200	309	200	-19	-129
31141	Elaboración de productos marinos	34.980,0	1.731,0	4.590	2.511	1.471	432	432	952	1.471	952	-88	-608
31141	Elaboración de productos marinos	16.312,9	2.300,0	2.845	1.556	912	268	268	590	912	590	-54	-376
31154	Pesquera	7.720,0	1.360,0	796	435	255	75	75	165	255	165	-15	-105
31154	Pesquera	3.345,0	1.500,0	380	208	122	36	36	79	122	79	-7	-50
31154	Pesquera	21.875,0	692,0	1.147	627	367	107	107	237	367	237	-23	-153
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	37.290,0	1.100,0	3.109	1.700	996	292	292	644	996	644	-60	-413
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	46.920,0	789,0	2.805	1.534	898	262	262	580	898	580	-55	-373
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	9.660,0	1.107,0	810	443	260	76	76	168	260	168	-16	-108
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	10.260,0	828,0	644	352	206	60	60	133	206	133	-13	-86
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	36.030,0	2.688,0	7.343	4.018	2.355	692	692	1.523	2.355	1.523	-139	-971
31341	Fábrica de bebidas	3.210,0	750,0	182	100	58	17	17	38	58	38	-4	-24
31341	Fábrica de bebidas	11.100,0	540,0	454	248	145	42	42	94	145	94	-9	-61
31341	Fábrica de bebidas	9.580,0	619,0	449	246	144	42	42	93	144	93	-9	-60
31341	Fábrica de bebidas	8.501,8	588,0	379	207	121	35	35	78	121	78	-8	-51
31341	Fábrica de bebidas	18.510,0	600,0	841	460	269	78	78	174	269	174	-17	-112
31341	Fábrica de bebidas	14.280,0	2.200,0	2.382	1.303	764	224	224	494	764	494	-45	-315
31341	Fábrica de bebidas	10.480,0	855,0	679	371	217	64	64	140	217	140	-13	-90
31341	Fábrica de bebidas	11.832,0	794,0	767	419	245	72	72	159	245	159	-15	-102
31341	Fábrica de bebidas	11.836,0	1.380,0	1.238	677	397	116	116	257	397	257	-24	-164
34201	Imprenta	3.213,0	559,0	136	74	44	13	13	28	44	28	-3	-18

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AMS III.I

9 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en presente trabajo de título permiten plantear las siguientes conclusiones:

- ☞ En Chile, las leyes N° 18.902 y N° 19.821 conforman el marco regulatorio general para las descargas de RILes, siendo la SISS la entidad responsable de controlar y fiscalizar dichas descargas. En el 2006 entraron en vigencia para las fuentes antiguas, las tres normas de emisión de residuos líquidos: el DS N° 46, que regula las descargas a aguas subterráneas; el DS N° 90, que establece límites de contaminantes de las descargas a aguas marinas y continentales superficiales; y el DS N° 609, que impone límites de contaminantes a las descargas al sistema de alcantarillado.
- ☞ Actualmente existen 4 metodologías MDL pertenecientes al sectoral scope N° 13 “Manejo y Disposición de Residuos” aplicables al tratamiento de RILes: AM0013; AM0022; AMS III.H y AMS III.I. Estas metodologías tienen distintas características y condiciones de aplicabilidad; sin embargo, en términos generales proponen una de las siguientes vías para disminuir las emisiones de GEI: 1) Instalación de un sistema de recuperación de metano en una planta existente de tratamiento anaerobio de agua; 2) Incorporación de un nuevo tratamiento anaerobio, con recuperación de metano, como un paso secuencial en el tratamiento existente; y 3) reemplazo de lagunas anaerobias, sin recuperación de metano, por sistemas aerobios.
- ☞ Las metodologías MDL están siendo revisadas constantemente, por lo que es normal que sufran ciertas modificaciones. Ejemplo de esta situación es la metodología AMS III.I que, en diciembre del 2006 incorporó la temperatura como uno de sus requisitos. A pesar de que estos cambios son válidos y se realizan con el fin de perfeccionar el MDL, en ciertos casos pueden resultar en una barrera para el desarrollador de un proyecto, ya que éste se inicia bajo ciertas premisas e indicaciones y, al modificarse la metodología, puede eventualmente alterar la viabilidad económica de una actividad MDL.

- ☞ En todas las metodologías evaluadas los niveles de actividad necesarios para alcanzar 4.000 tCO₂e disminuyen al aumentar el caudal o la DBO₅. La metodología que requiere niveles de actividad más altos es la AMS III.H, mientras que la AM0013 necesita menores niveles de actividad que la AMS III.H y mayores que la AMS III.I.
- ☞ De acuerdo a los resultados de la evaluación de las metodologías AM0013 y AMS III.I, en la mayoría de las regiones de Chile predominan temperaturas tales que no permiten la generación de grandes cantidades de metano en el tratamiento de aguas residuales mediante lagunas anaerobias. De esto se infiere que Chile no emite cantidades significativas de metano provenientes del tratamiento anaerobio de RILes como probablemente emitan países tropicales donde se registra altas temperaturas medias mensuales en la mayor parte del año.
- ☞ El cumplimiento de las condiciones de aplicabilidad de una metodología MDL y la cantidad de RE que se genere, así como la viabilidad técnico - económica de un proyecto dependen básicamente de la conceptualización y las características específicas de cada actividad, y deberán ser analizadas caso a caso.
- ☞ Las actividades industriales en las que existe potencial para implementar proyectos MDL en el tratamiento de RILes son: 1) Faenamiento de carnes, 2) Fabricación de productos lácteos, 3) Fabricación de bebidas, 4) Fabricación y comercialización de productos alimenticios y 5) Elaboración de productos marinos, existiendo en estos dos últimos sectores eventualmente más posibilidades de implementar proyectos MDL que en las otras áreas productivas.
- ☞ Si bien la mayoría de las RE obtenidas en la evaluación de industrias reales son menores a 4.000 tCO₂e/año, se identificó casos en los que se alcanza reducciones tales (superiores a 1.500 tCO₂e/año), que permitirían la implementación de proyectos MDL agrupados, por lo que se propone evaluar industrias pertenecientes a los sectores productivos identificados y gestionar proyectos MDL mediante la modalidad de bundling. Estos potenciales proyectos MDL representan una

interesante alternativa para el cumplimiento de la legislación ambiental vigente, la disminución de las emisiones de metano generadas en el tratamiento de RILes y el desarrollo sustentable del país.

10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Programa de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente/Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 2004. Cambio Climático, Carpeta de Información. Suiza.
- (2) Secretaría de la Convención Marco sobre Cambio Climático. 2007. El efecto invernadero y el ciclo del carbono.
http://unfccc.int/portal_espanol/essential_background/feeling_the_heat/items/3372.php [Consulta: 02-02-07].
- (3) Secretaría de la Convención Marco sobre Cambio Climático. 2007. Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático.
http://unfccc.int/portal_espanol/essential_background/feeling_the_heat/items/3375.php [Consulta: 08-01-2007].
- (4) Secretaría de la Convención Marco sobre el Cambio Climático. Edición revisada, 2005. Cuidar el Clima, Guía de la Convención Marco sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto. Bonn, Alemania.
- (5) Gateway to the UN System's Work on Climate Change. 2007. The UN Climate Change Convention and the Kyoto Protocol.
<http://www.un.org/climatechange/background/kyoto.shtml> [Consulta: 10-10-07].
- (6) Secretaría de la Convención sobre el Cambio Climático. 2007. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).
http://unfccc.int/portal_espanol/essential_background/feeling_the_heat/items/3385.php [Consulta: 14-18-06].
- (7) Centro de Colaboración del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en Energía y Ambiente. Risø National Laboratory. 2001. Introducción al Mecanismo de Desarrollo Limpio. Roskilde, Dinamarca.
- (8) Naciones Unidas. Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1998. Kyoto, Japón.
- (9) Capacity Development for the CDM. 2007. Publications & Papers. Overview of the CDM pipeline. <http://www.cd4cdm.org/publications.htm> [Consulta: 02-10-07].

- (10) DEUMAN. 2006. Desarrollo de un Instrumento para el Fortalecimiento de la Operación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en Chile para Proyectos del Sector Energía. Chile. Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía.
- (11) Bauer, Mariano; Belza, J. Carlos; Betz, Regina. Programa Synergy, Guía Latinoamericana del MDL. 2006. México.
- (12) Centro de Colaboración del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en Energía y Ambiente. Risø National Laboratory. 2004. Information and Guidebook. Roskilde, Dinamarca.
- (13) Programa de Fortalecimiento de Capacidades Nacionales para Manejar el Impacto del Cambio Climático y la Contaminación del Aire (PROCLIM). 2004. Elaboración de una Cartera de Proyectos que califiquen al Mecanismo de Desarrollo Limpio. Perú. FONAM.
- (14) General Principles for Bundling. Meeting EB N° 21 (28-30/09/2005), Anexo 21. Bonn, Alemania.
- (15) Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 2007. Approved Baseline and Monitoring Methodologies. <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html> (Consulta: 05-07-07).
- (16) Additional Guidance Related to Registration Fee for Proposed Clean Development Mechanism Project Activities. Meeting N° 23 (22-24/02/2006), Anexo 35. Bonn, Alemania.
- (17) División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos. 2004. El mecanismo de desarrollo limpio en actividades de uso de la tierra, cambio de uso y forestería (LULUCF) y su potencial en la región latinoamericana. Chile.
- (18) Point Carbon. 2007. CDM Host Country Rating. <http://www.pointcarbon.com/category.php?categoryID=323> [Consulta: 01-11-07].
- (19) Comisión Nacional de Medio Ambiente. 2007. Firman convenio para facilitar la compra de Bonos de Carbono en Chile. <http://www.conama.cl/portal/1255/article-30903.html> [Consulta: 14-12-06].
- (20) Ricardo Almenar Asensio. 2000. La sostenibilidad del desarrollo. Universidad de Valencia. España.
- (21) Hernández Muñoz, Aurelio. 2004. Sistemas para Depuración de Aguas Residuales en Núcleos de hasta 20.000 Habitantes. Madrid. Thomson.

- (22) Metcalf & Eddy. 1996. Ingeniería de las Aguas Residuales. Madrid. McGraw-Hill. V1.
- (23) Montalvo Martínez, Silvio; Guerrero Salda, Lorna. 2003. Tratamiento Anaerobio de Residuos. Valparaíso. Universidad Técnica Federico Santa María.
- (24) Chile. Comisión Nacional del Medio Ambiente. Anteproyecto de Reglamento para el Manejo de Lodos no Peligrosos Generados en Plantas de Tratamiento de Aguas. 2000.
- (25) Peralta A., José María. 2005. Recomendaciones Técnicas para la Gestión Ambiental en el Manejo de Purines de la Explotación Porcina. Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA).
- (26) Vives C., Carlos. 2003. Presentación y argumentación de un sistema de tratamiento de cerdo por fermentación anaerobia con recuperación de gas en Agrosuper. Gestión Ambiental. Chile.
- (27) González Sepúlveda, Yohana; Sandoval Bastida, Sebastián. 2005. Diseño de Sistema de Tratamiento y Aprovechamiento de Purines de Origen Bovino. Tesis para optar al grado de Licenciado en Ciencias de la Ingeniería. Temuco, Chile. Universidad Católica de Temuco. 204 Pgs.
- (28) PDD "Vinasse Anaerobic Treatment-Compañía Licorera de Nicaragua, S. A.", AM00013. 2003, Nicaragua.
- (29) Anaerobic Granular Sludge Bed Technology Pages. 2005. www.uasb.org [Consulta: 07-03-07].
- (30) B. Arrojo, 2002. Combinación de un filtro anaerobio y un sistema SBR para el tratamiento de las aguas generadas en un laboratorio de análisis de productos lácteos. Afinidad, Revista de Química Teórica y Aplicada Editada por la Asociación de Químicos e Ingenieros del Instituto Químico de Sarria, España. 60: 344-347.
- (31) Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2006. Intergovernmental Panel on Climate Change. Suiza.
- (32) Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site. Meeting EB N° 26 (26–29/09/2006), Anexo 14. Bonn, Alemania.
- (33) Centro de despacho económico de carga. 2007. www.cdec.cl [Consulta: 10-07-07].
- (34) Colombia. Ministerio de desarrollo económico; Dirección de agua potable y saneamiento básico. 2000. Reglamento técnico del sector de agua potable y saneamiento básico. Noviembre del 2000.

- (35) Gobierno de Chile, Ministerio de Agricultura, SAG. Condiciones básicas para la aplicación de RILes de agroindustria en riego. ATM Ingeniería. 2004.
- (36) Magaly Espinosa, Superintendente de Servicios Sanitarios. Situación de las descargas de RILes, a un año de plena vigencia del DS90. 17-20/10/2007. Ambiental 2007. Santiago, Chile. Consejo Nacional de Producción Limpia; Asociación de Empresas y Profesionales para el Medio Ambiente.

11 ANEXOS

ANEXO I

ABREVIATURAS

Tabla I.1 Abreviaturas

ACM	Approved Consolidated Methodological Metodologías Consolidadas Aprobadas
AM	Approved Methodologies Metodologías Aprobadas (de gran escala)
AMS	Approved Methodologies Small Scale Metodologías Simplificadas
BE	Baseline Emissions Emisiones de la Línea de Base
CER	Certificated Emission Reductions Reducciones Certificadas de Emisiones - RCE
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
CIN	Comité Intergubernamental de Negociación
CMC	Conferencia Mundial sobre el Clima
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONAMA	Comisión Nacional de Medio Ambiente
COP	Conference of the Parties Conferencia de las Partes
CH ₄	Metano
DBO ₅	Demanda Bioquímica de Oxígeno
DQO	Demanda Química de Oxígeno
DS	Decreto Supremo
ER	Emissions Reductions Reducción de Emisiones - RE
GEI	Gas de Evento Invernadero
GWP	Global Warming Potencial
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change Panel Intergubernamental en Cambio Climático
JE	Junta Ejecutiva Executive Board - EB
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio Clean Development Mechanism - CDM
N ₂ O	Óxido Nitroso
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos
PDD	Project Design Document Documento Diseño de Proyecto
PE	Project Emissions Emisiones del Proyecto

Identificación de Actividades Productivas con Potencial para Implementar Proyectos MDL

PK	Protocolo de Kyoto
Q	Caudal
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
RIL	Residuo Industrial Líquido
RM	Región Metropolitana
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
tCO ₂ e	Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente
UASB	Upflow Anaerobic Sludge Blanket

ANEXO II

METODOLOGÍAS MDL CONSOLIDADAS, APROBADAS Y DE PEQUEÑA ESCALA VIGENTES

Tabla II.1: Metodologías MDL consolidadas*

Metodología Nº	Título de la metodología	Versión actual*	Sectoral Scope
ACM0001	Consolidated methodology for landfill gas project activities	6	13
ACM0002	Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources	6	1
ACM0003	Emissions reduction through partial substitution of fossil fuels with alternative fuels or less carbon intensive fuels in cement manufacture	5	4
ACM0005	Consolidated Methodology for Increasing the Blend in Cement Production	3	4
ACM0006	Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues	6	1
ACM0007	Methodology for conversion from single cycle to combined cycle power generation	2	1
ACM0008	Consolidated methodology for coal bed methane and coal mine methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction by flaring	3	8, 10
ACM0009	Consolidated methodology for industrial fuel switching from coal or petroleum fuels to natural gas	3	1, 4
ACM0010	Consolidated methodology for GHG emission reductions from manure management systems	2	13, 15
ACM0011	Consolidated baseline methodology for fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation	1	1
ACM0012	Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions for waste gas or waste heat or waste pressure based energy system	1	1, 4
ACM0013	Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology	1	1

* Al 16 de octubre de 2007.

Fuente: Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (www.unfccc.org)

Tabla II.2: Metodologías MDL aprobadas*

Metodología Nº	Título de la metodología	Versión actual*	Sectoral Scope
AM0001	Incineration of HFC 23 Waste Streams	5.1	11
AM0002	Greenhouse gas emission reductions through landfill gas capture and flaring where the baseline is established by a public concession contract	3	13
AM0003	Simplified financial analysis for landfill gas capture projects	4	13
AM0007	Analysis of the least-cost fuel option for seasonally-operating biomass cogeneration plants	1	1, 4
AM0009	Recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared	2.1	10
AM0010	Landfill gas capture and electricity generation projects where landfill gas capture is not mandated by law	1	1, 13
AM0011	Landfill gas recovery with electricity generation and no capture or destruction of methane in the baseline scenario	3	13
AM0013	Avoided methane emissions from organic waste-water treatment	4	13
AM0014	Natural gas-based package cogeneration	4	1, 4
AM0017	Steam system efficiency improvements by replacing steam traps and returning condensate	2	3
AM0018	Steam optimization systems	1.1	3
AM0019	Renewable energy project activities replacing part of the electricity production of one single fossil-fuel-fired power plant that stands alone or supplies electricity to a grid, excluding biomass projects	2	1
AM0020	Baseline methodology for water pumping efficiency improvements	1	3
AM0021	Baseline Methodology for decomposition of N ₂ O from existing adipic acid production plants	1	5
AM0022	Avoided Wastewater and On-site Energy Use Emissions in the Industrial Sector	4	13
AM0023	Leak reduction from natural gas pipeline compressor or gate stations	2	10
AM0024	Methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants	1	1, 4
AM0025	Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes	9	1, 13
AM0026	Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid	2	1
AM0027	Substitution of CO ₂ from fossil or mineral origin by CO ₂ from renewable sources in the production of inorganic compounds	2.1	5

Tabla II.2: Metodologías MDL aprobadas (Continuación)

Metodología N°	Título de la metodología	Versión actual*	Sectoral Scope
AM0028	Catalytic N ₂ O destruction in the tail gas of Nitric Acid or Caprolactam Production Plants	4.1	5
AM0029	Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas	1	1
AM0030	PFC emission reductions from anode effect mitigation at primary aluminium smelting facilities	1	9
AM0031	Methodology for Bus Rapid Transit Projects	1	7
AM0033	Use of non-carbonated calcium sources in the raw mix for cement processing	2	4
AM0034	Catalytic reduction of N ₂ O inside the ammonia burner of nitric acid plants	2	5
AM0035	SF ₆ Emission Reductions in Electrical Grids	1	1, 11
AM0036	Fuel switch from fossil fuels to biomass residues in boilers for heat generation	2	1, 4
AM0037	Flare reduction and gas utilization at oil and gas processing facilities	1.1	5, 10
AM0038	Methodology for improved electrical energy efficiency of an existing submerged electric arc furnace used for the production of SiMn	1	9
AM0039	Methane emissions reduction from organic waste water and bioorganic solid waste using co-composting	1	13
AM0040	Baseline and monitoring methodology for project activities using alternative raw materials that contain carbonates in clinker manufacturing in cement kilns	1.1	4
AM0041	Mitigation of Methane Emissions in the Wood Carbonization Activity for Charcoal Production	1	4
AM0042	Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations	1	1, 14
AM0043	Leak reduction from a natural gas distribution grid by replacing old cast iron pipes with polyethylene pipes	1	10
AM0044	Energy efficiency improvement projects: boiler rehabilitation or replacement in industrial and district heating sectors	1	1
AM0045	Grid connection of isolated electricity systems	1.1	1
AM0046	Distribution of efficient light bulbs to households	1	3
AM0047	Production of biodiesel based on waste oils and/or waste fats from biogenic origin for use as fuel	2	1, 5

Tabla II.2: Metodologías MDL aprobadas (Continuación)

Metodología Nº	Título de la metodología	Versión actual*	Sectoral Scope
AM0048	New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels	1	1
AM0049	Methodology for gas based energy generation in an industrial facility	1	1, 4
AM0050	Feed switch in integrated Ammonia-urea manufacturing industry	1	5
AM0051	Secondary catalytic N ₂ O destruction in nitric acid plants	1	5
AM0052	Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System optimization	1	1
AM0053	Biogenic methane injection to a natural gas distribution grid	1	1, 5
AM0054	Energy efficiency improvement of a boiler by introducing oil/water emulsion technology	1	1
AM0055	Baseline and Monitoring Methodology for the recovery and utilization of waste gas in refinery facilities 1	1.1	1, 4
AM0056	Efficiency improvement by boiler replacement or rehabilitation and optional fuel switch in fossil fuel-fired steam boiler systems	1	1
AM0057	Avoided emissions from biomass wastes through use as feed stock in pulp and paper production	1	4, 13

* Al 16 de octubre de 2007.

Fuente: Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (www.unfccc.org)

Tabla II.3: Metodologías MDL de pequeña escala*

Metodología N°	Título de la metodología	Versión actual*	Sectoral Scope
AMS-I.A	Electricity generation by the user	12	1
AMS-I.B	Mechanical energy for the user with or without electrical energy	10	1
AMS-I.C	Thermal energy for the user with or without electricity	12	1
AMS-I.D	Grid connected renewable electricity generation	12	1
AMS-II.A	Supply side energy efficiency improvements – transmission and distribution	9	2
AMS-II.B	Supply side energy efficiency improvements – generation	9	1
AMS-II.C	Demand-side energy efficiency activities for specific technologies	9	3
AMS-II.D	Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities	10	4
AMS-II.E	Energy efficiency and fuel switching measures for buildings	9	3
AMS-II.F	Energy efficiency and fuel switching measures for agricultural facilities and activities	9	3
AMS-III.A	Agriculture	7	
AMS-III.B	Switching fossil fuels	11	1
AMS-III.C	Emission reductions by low-greenhouse gas emitting vehicles	11	7
AMS-III.D	Methane recovery in agricultural and agro industrial activities	13	15
AMS-III.E	Avoidance of methane production from biomass decay through controlled combustion	13	13
AMS-III.F	Avoidance of methane production from decay of biomass through composting	5	13
AMS-III.G	Landfill methane recovery	5	13
AMS-III.H	Methane recovery in wastewater treatment	6	13
AMS-III.I	Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic lagoons by aerobic systems	6	13
AMS-III.J	Avoidance of fossil fuel combustion for carbon dioxide production to be used as raw material for industrial processes	3	5
AMS-III.K	Avoidance of methane release from charcoal production by shifting from pit method to mechanized charcoaling process	2	4
AMS-III.L	Avoidance of methane production from biomass decay through controlled pyrolysis	2	13
AMS-III.M	Reduction in consumption of electricity by recovering soda from paper manufacturing process	2	5
AMS-III.N	Avoidance of HFC emissions in rigid Poly Urethane Foam (PUF) manufacturing	2	4

* Al 16 de octubre de 2007.

Fuente: Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (www.unfccc.org)

ANEXO III

PROYECTOS MDL

Tabla III.1 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la modalidad de Bundling

Titulo	País	Estado	Metodología
Cascade Credit small-scale hydro bundled project	Armenia	At Validation	AMS-I.D.
Bundled addition of renewable energy units to existing biomass based co-generation systems in Constitución and Laja	Chile	At Validation	AMS-I.D.
Gongqiao Hydroelectric Projects Bundle	China	At validation	AMS-I.D.
Jiuxiaohe and Sanhekou Small Hydroelectric Bundle Project	China	At validation	AMS-I.D.
12.8 MW Bundled Small Hydropower Project in Nasha and Nabin	China	At Validation	AMS-I.D.
14 MW Bundled Small Hydropower Project in Xiping and Puhe	China	At Validation	AMS-I.D.
Yunnan Yingjiang Mulong River Hydropower Station Bundle	China	At validation	ACM2
Changpinghe Yiji and Erji 10.4 MW Bundled Small Hydropower Project	China	At Validation	AMS-I.D.
Hunan Yanling Bundled Hydropower Project	China	At Validation	AMS-I.D.
Bundled project of Guangxi Laibin Dishui river hydro power stations	China	At Validation	ACM2
Mujianghe and Hediping 8.87 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province,	China	At Validation	ACM2+AMS-I.D.
Dazijing, Jiulongba and Huanghuayuan 9.33 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	ACM2+AMS-I.D.
Niutoujiang 9.475 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	ACM2+AMS-I.D.
Zhulongmen 12.06MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	ACM2+AMS-I.D.
Shangdong, Xiadong and Xinfeng 14.24 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	ACM2+AMS-I.D.
Project: Fugong County Small-scale Hydropower Bundled Project	China	At Validation	AMS-I.D.
Liuyang Shuangjiangkou, Renzhiqiao and Hedong 6.4MW Bundled Hydropower Project	China	At Validation	AMS-I.D.
Sichuan Leshan Ebian Xingfu Bundled Hydro Power Project	China	At Validation	ACM2
Sichuan Liangshan Huidong Yanba Bundled Hydro Power Project	China	At Validation	ACM2
Shaanxi Hongchun and Shangba 11.4MW Hydropower Project Bundle	China	At Validation	AMS-I.D.
Shaanxi Ziyang County Small-scale Hydropower Bundled Project	China	At Validation	AMS-I.D.
Bage and MengZhai 8.58 MW Bundled Small Hydropower Project in Guizhou Province	China	At Validation	AMS-I.D.
Majing'ao and Matou 15 MW Bundled Small Hydropower Project in Guizhou Province	China	At Validation	AMS-I.D.

Tabla III.1 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la modalidad de Bundling (Continuación)

Titulo	País	Estado	Metodología
Bundled wind energy power projects (2004 policy) in Rajasthan	India	Request review	ACM2
Bundled wind energy power projects (2003 policy) in Rajasthan	India	Request review	ACM2
Bundled Wind power project in Jaisalmer, Rajasthan (58,2 MW)	India	Registered	ACM2
Bundled wind power project in Chitradurga (Karnataka in India) managed by Enercon (India) Ltd. (16,8 MW)	India	Registered	ACM2
37.6 MW bundled wind power project in Nagercoil, Tamilnadu	India	Registered	ACM2
21 MW Bundled Wind Power Project in Vankuswade, Maharashtra	India	Registered	ACM2
13.4 MW bundled wind power project in Chithradurga, Karnataka	India	Registered	AMS-I.D.
12 MW Bundled Wind Power Project in Tenkasi, Tamilnadu	India	Registered	AMS-I.D.
25.70 MW Bundled Wind Power Project in Udumalpet, Tamilnadu	India	Registered	ACM2
56.25 MW bundled wind energy project in Tirunelveli and Coimbatore districts in Tamilnadu	India	Registered	ACM2
Bundled wind power projects in Satara & Supa (Maharashtra in India) managed by TATA Motors Ltd.	India	Registered	ACM2
Bundled 3.0 MW Wind Energy Project in Tamilnadu	India	Registered	AMS-I.D.
7.85 MW Bundled Wind Power Project in Southern India	India	Registered	AMS-I.D.
Bundled 15 MW Wind Power Project in India	India	Registered	AMS-I.D.
3.7 MW Bundled Wind Power Project at Priyadarshini Polysacks Ltd. Dhulia District Maharashtra	India	Registered	AMS-I.D.
Bundled Wind power project in Tamilnadu, India co-ordinated by the TamilNadu Spinning Mills Association (TASMA)	India	Registered	ACM2
8.75 MW Bundle Wind Power Project in Maharashtra	India	Registered	AMS-I.D.
Enercon Wind Farms in Karnataka Bundled Project – 30.40 MW	India	Reg. request	ACM2
Enercon Wind Farms in Karnataka Bundled Project - 73.60 MW	India	Reg. request	ACM2
Kaliganga Small Hydroelectric projects in Uttaranchal, India – 10 MW bundled SSC CDM Project.	India	At validation	AMS-I.D.
10 MW bundled Luni-2 & Luni-3 hydroelectric projects for a grid system, Himachal Pradesh, India	India	At Validation	AMS-I.D.
Bundled Microhydel Projects (3.115 MW) in Uttaranchal	India	At Validation	AMS-I.A.
22.3 MW Bundled grid connected Wind Power based electricity generation project in Gujarat.	India	At validation	ACM2

Tabla III.1 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la modalidad de Bundling (Continuación)

Titulo	País	Estado	Metodología
4 MW Bundled Grid Connected Wind Power Project in Tamilnadu, India.	India	At Validation	AMS-I.D.
Enercon Wind Farms in Karnataka Bundled Project- 33 MW	India	At validation	ACM2
8.55 MW bundled wind project	India	At Validation	AMS-I.D.
3.05 MW Bundled Wind Power Project	India	At Validation	AMS-I.D.
4.9 MW Bundled Wind Power Project	India	At Validation	AMS-I.D.
9.9 MW Bundled Wind Power Project in Maharashtra by REI Agro Limited	India	At Validation	ACM2
Bundled wind power project in Tamil Nadu managed by Enercon India Limited	India	At Validation	ACM2
19.80 MW bundled wind energy project in Tirunelveli and Coimbatore districts in Tamilnadu	India	At Validation	ACM2
10.5 MW bundled grid connected renewable energy project in Rajasthan	India	At Validation	AMS-I.D.
38.40 MW Bundled wind power project in Maharashtra	India	At Validation	ACM2
Sigrun group bundled wind power	India	At Validation	AMS-I.D.
Bundled Landfill gas recovery project Indonesia	Indonesia	At Validation	ACM1
Johor Bundled Biomass Steam Plant in Malaysia	Malaysia	Registered	AMS-I.C.+AMS-III.E.
SIME Bundled Methane Extraction and Combustion Projects	Malaysia	At Validation	AM22
Anaerobic Digestion Swine Wastewater treatment with on-site power bundled project (ADSW RP1001)	Philippines	At validation	AMS-I.D.+AMS-III.D.
Bundled Wind Power Project of Jeju Special Self Governing Province(Haengwon, Sinchang)	South Korea	At Validation	AMS-I.D.
Landfill Gas Recovery and Flaring for 9 bundled landfills in Tunisia	Tunisia	Registered	ACM1
Cascade Credit small-scale hydro bundled project	Armenia	At Validation	AMS-I.D.

Fuente: Capacity Development for the CDM (www.cd4cdm.org)

Tabla III.2 Proyectos MDL en Chile*

Título	Estado	Tipo
Coronel landfill gas capture project	Request review	Landfill gas
Ramirana Emission Reduction Project of Agrícola Super Limitada	Rejected	Agriculture
Methane capture and combustion from swine manure treatment for Peralillo (NM22)	Registered	Agriculture
Methane capture and combustion from swine manure treatment for Pocillas and La Estrella	Registered	Agriculture
Methane capture and combustion from swine manure treatment for Corneche and Los Guindos	Registered	Agriculture
Advanced swine manure treatment in Maitenlahue and La Manga	Registered	Agriculture
Trupan Biomass Power Plant in Chile	Registered	Biomass energy
Nueva Aldea Biomass Power Plant Phase 1	Registered	Biomass energy
Nueva Aldea Biomass Power Plant Phase 2	Registered	Biomass energy
Russfin Biomass CHP Plant Project.	Registered	Biomass energy
Metrogas Package Cogeneration Project	Registered	EE supply side
Graneros Plant Fuel Switching Project (NM16)	Registered	Fossil fuel switch
La Higuera (155 MW) Hydroelectric Project	Registered	Hydro
Chacabuquito Hydroelectric Power Project	Registered	Hydro
Ojos de Agua Hydroelectric Project	Registered	Hydro
Puclaro Hydroelectric Power Plant	Registered	Hydro
Copiulemu landfill gas project	Registered	Landfill gas
Cosmito landfill gas project (Improvement of Gas Extraction System in Old Cosmito Dump)	Registered	Landfill gas
Lepanto Landfill Gas Management Project	Registered	Landfill gas
El Molle – Landfill gas (LFG) capture project	Registered	Landfill gas
Loma Los Colorados Landfill Gas Project	Registered	Landfill gas
Santa Marta Landfill Gas (LFG) Capture Project	Registered	Landfill gas
Catalytic N ₂ O destruction project in the tail gas of the nitric acid plant PANNA 3 of Enaex S.A.	Reg. request	N ₂ O
Nerquihue Small-Scale CDM Afforestation Project using Mycorrhizal Inoculation in Chile	At Validation	Afforestation
Advanced swine manure treatment in Las Palmas and Santa Rosa	At validation	Agriculture

Tabla III.2 Proyectos MDL en Chile (Continuación)

Título	Estado	Tipo
AWMS Methane Recovery Project CL06-S-01, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, Chile.	At validation	Agriculture
Advanced swine manure treatment for the Huasco Valley Agroindustry	At validation	Agriculture
De Martino WWTP upgrade	At validation	Biogas
Ramirana Emission Reduction Project of Agrícola Super Limitada	At Validation	Biogas
Forestal y Papeleira Concepción Biomass Residues Cogeneration Plant in Chile	At Validation	Biomass energy
Bundled addition of renewable energy units to existing biomass based co-generation systems in Constitución and Laja	At Validation	Biomass energy
Valdivia biomass power plant	At Validation	Biomass energy
Metrogas methane recovery from pipeline rehabilitation	At validation	Fugitive
Cuchildeo Hydroelectric Project	At validation	Hydro
Quilleco 70 MW Run-of-River Hydropower Project	At Validation	Hydro
Chile: Hornitos Hydroelectric Project	At validation	Hydro
Chile: Chiburgo Run-Of-River Project	At Validation	Hydro
Pullihue Composting Project, Chile	At validation	Landfill gas
El Panul – EcoMethane Landfill Gas to Energy Project	At Validation	Landfill gas
Regional landfill projects in Chile	At Validation	Landfill gas
Mianyang Landfill Gas Utilisation Project	At validation	Landfill gas
El Empalme Landfill Gas Recovery Project	At Validation	Landfill gas
Canela Wind Farm Project Project, Version 1, 15th of July, 2007	At Validation	Wind

* Al 1 de octubre del 2007

Fuente: Capacity Development for the CDM (www.cd4cdm.org)

Tabla III.3 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la metodología AM0013

Título del proyecto	Estado	País
Fedepalma sectoral CDM umbrella project for methane capture, fossil fuel displacement, and cogeneration of renewable energy	At Validation	Colombia
Methane Extraction and Fuel Conservation Project at Tamil Nadu Newsprint and Papers Limited (TNPL), Kagithapuram, Karur District	Registered	India
Forced methane extraction from organic wastewater treatment plant for generation of electricity	At validation	India
Methane recovery and utilisation project at TSH Kunak Oil Palm Mill, Sabah	Request review	Malaysia
Methane recovery and utilisation project at United Plantations Berhad, Jendarata Palm Oil Mill	Reg. request	Malaysia
Vinasse Anaerobic Treatment Project	Registered	Nicaragua
Wastewater treatment using a Thermophilic Anaerobic Digestor at a ethanol plant in the Philippines	Registered	Philippines
Chumporn applied biogas technology for advanced waste water management	At validation	Thailand
Advanced waste water management at Rajburi Sugar & Ethanol Plant	At validation	Thailand

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la UNFCCC (www.unfccc.org)

Tabla III.4 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la metodología AM0022

Título del proyecto	Estado	País
TTY Cambodia Biogas Project	At Validation	Cambodia
PT. BUDI ACID JAYA Tapioca Starch Production Facilities Effluent Methane Extraction And On-site Power Generation Project in Lampung Province, Republic of Indonesia	Reg. request	Indonesia
Kim Loong Methane Recovery for Onsite Utilization Project at Kota Tinggi, Johor, Malaysia	Registered	Malaysia
Tradewinds Methane Extraction and Power Generation Project	Reg. request	Malaysia
Methane Recovery for Onsite Utilisation Project at Desa Kim Loong Palm Oil Mill, Sook, Keningau, Sabah, Malaysia	At validation	Malaysia
SIME Bundled Methane Extraction and Combustion Projects	At Validation	Malaysia
Korat Waste To Energy	Registered	Thailand
Jiratpattana Biogas Energy Project	At validation	Thailand
Kitroongruang Biogas Energy Project	At validation	Thailand
Chao Khun Agro Biogas Energy Project	At validation	Thailand
Cassava Waste To Energy Project, Kalasin, Thailand (CWTE project)	At Validation	Thailand
Univanich Lamthap POME Biogas Project	At Validation	Thailand

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la UNFCCC (www.unfccc.org)

Tabla III.5 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la metodología AMS III.H

Título del proyecto	Metodología	Estado	País
Biogas energy plant from palm oil mill effluent- Extractora del Atlantico, S.A., Champona	AMS-I.A.+AMS-I.D.+AMS-III.H.	At Validation	Guatemala
KULIM Sedenak Biogas Energy Project, Project BCM07_KLM_01	AMS-I.A.+AMS-III.H	At Validation	Malaysia
Codana Biogas Project	AMS-I.C.+AMS-I.D.+AMS-III.H	At Validation	Ecuador
Avoidance of Wastewater and On-site Energy Use Emissions and Renewable Energy Generation in IFB Agro Distillery unit	AMS-I.C.+AMS-III.D.+AMS-III.H.+AMS-III.I.	Registered	India
Cervecería Hondureña Methane Capture Project	AMS-I.C.+AMS-III.H.	Registered	Honduras
Energeticos Jaremar – Biogas recovery from Palm Oil Mill Effluent (POME) ponds, and heat & electricity generation	AMS-I.C.+AMS-III.H.	At Validation	Honduras
Methane Capture and use as fuel at Rajaram Maize Products, Chattisgarh	AMS-I.C.+AMS-III.H.	Registered	India
Methane Recovery from waste water treatment in Seafood Industry in Maharastra, India	AMS-I.C.+AMS-III.H.	At validation	India
Methane Recovery and its use as a fuel at Rajaram & Brothers, Mandsaur, Madhya Pradesh, India	AMS-I.C.+AMS-III.H.	At Validation	India
PAA Biogas Extraction Project for Heat Generation	AMS-I.C.+AMS-III.H.	At Validation	Indonesia
Palmas del Espino – Biogas recovery and heat generation from Palm Oil Mill Effluent (POME)	AMS-I.C.+AMS-III.H.	Registered	Peru
Kalasin Wastewater Treatment to Energy	AMS-I.D.+AMS-I.C.+AMS-III.H	At Validation	Thailand
Eecopalsa – biogas recovery and electricity generation from Palm Oil Mill Effluent ponds, Honduras	AMS-I.D.+AMS-III.H.	Registered	Honduras
SIDPL Methane extraction and Power generation project	AMS-I.D.+AMS-III.H.	Registered	India
Methane recovery and power generation in a distillery plant	AMS-I.D.+AMS-III.H.	Registered	India
Methane recovery and electricity generation from starch wastewater	AMS-I.D.+AMS-III.H.	At Validation	India
Methane capture from POME for electricity generation in Batu Pahat	AMS-I.D.+AMS-III.H.	At Validation	Malaysia
MAKATI SOUTH SEWAGE TREATMENT PLANT UPGRADE WITH ON-SITE POWER	AMS-I.D.+AMS-III.H.	At Validation	Philippines
Thachana Palm Oil Company Wastewater Treatment Project	AMS-I.D.+AMS-III.H.	At Validation	Thailand
Santa Cruz de la Sierra Wastewater Methane Capture Project	AMS-III.H	At Validation	Bolivia
Project JBS S/A – Slaughterhouse Effluent Treatment – Andradina Unit	AMS-III.H	At Validation	Brazil
Methane recovery from waste water generated from wheat straw wash at Paper manufacturing unit of Shreyans Industries Limited (SIL)	AMS-III.H	Registered	India
Methane recovery from waste water generated from wheat straw wash at paper manufacturing unit of Shreyan Industries Limited (SIL), Ahmedgarh, District Sangrur, Punjab.	AMS-III.H	At validation	India

Tabla III.5 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la metodología AMS III.H (Continuación)

Título del proyecto	Metodología	Estado	País
Forced methane extraction from organic wastewater treatment plant for generation of steam & electricity at Sri Chamundeswari Sugars Ltd	AMS-III.H	At validation	India
"Methane recovery and power generation in distillery plant" by Upper Ganges Sugar & industries Ltd, Seohara Distillery.	AMS-III.H	At validation	India
Methane Recovery From Waste Water Generated at Paper Manufacturing Unit of Sree Sakthi Paper Mills Ltd., Kerala	AMS-III.H	At Validation	India
Methane recovery from wastewater treatment at Dwarikesh Sugar Industries Limited (DSIL)	AMS-III.H	At Validation	India
Methane Recovery in Wastewater Treatment, Project AIN07-W-01, Sumatera Utara (North Sumatera)	AMS-III.H	At Validation	Indonesia
Methane Recovery in Wastewater Treatment, Project AMA07-W-01, Perak	AMS-III.H	At validation	Malaysia
KULIM Sindora Biogas Project, Project BCM07_KLM_02	AMS-III.H	At Validation	Malaysia
Methane Recovery in Wastewater Treatment, Project MX07-W-21, Sonora	AMS-III.H	At Validation	Mexico
Green to Energy Wastewater Treatment Project in Thailand	AMS-III.H	At validation	Thailand
Wastewater Treatment with Biogas System (AFFR) in a Starch Plant for Energy & Environment at Chachoengsao (Sima 2)	AMS-III.H.+AMS-I.C.	At Validation	Thailand
SDPL Methane Capture and Power generation project	AMS-III.H.+AMS-I.D.	At Validation	India
Methane recovery in waste water treatment at kibbutz Lahav, Israel	AMS-III.H.+AMS-I.D.	At Validation	Israel
Wastewater Treatment with Biogas System (UASB) in a Starch Plant for Energy & Environment (Sima 1)	AMS-III.H.+AMS-I.D.	At Validation	Thailand
Utilization of Biogas and Power Generation on Wastewater from Ethanol Factory in the Kingdom of Thailand	AMS-III.H.+AMS-I.D.	At Validation	Thailand

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la UNFCCC (www.unfccc.org)

Tabla III.6 Proyectos MDL presentados a la JE bajo la metodología AMS III.I

Título del proyecto	Estado	País
Granja Tres Arroyos Methane Avoidance in Slaughterhouse Effluents Project	At Validation	Argentina
Irani Wastewater Methane Avoidance Project	At Validation	Brazil
De Martino WWTP upgrade	At validation	Chile

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la UNFCCC (www.unfccc.org)

ANEXO IV

CARACTERÍSTICAS DE RILES DE DIFERENTES INDUSTRIAS Y SECTORES PRODUCTIVOS

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos

Código CIU	Actividad	Q [m ³ /mes]	DBO ₅ [mg/L]
621	Mercado	611,0	1.400,0
621	Mercado	583,0	1.220,0
621	Mercado	540,8	675,0
621	Mercado	4.550,0	323,0
621	Mercado	181,0	480,0
621	Mercado	379,2	400,0
621	Mercado	203,0	1.600,0
621	Mercado	904,8	427,0
621	Mercado	3.528,0	1.276,0
621	Mercado	145,0	540,0
3513	Curtiembre	30,0	1.060,0
3513	Curtiembre	1.504,0	580,0
3513	Curtiembre	75,0	560,0
3513	Curtiembre	75,0	420,0
3513	Curtiembre	2.120,0	1.529,0
3513	Curtiembre	9,6	63,0
3523	Industria de jabones	327,0	1.208,0
3523	Industria de jabones	327,0	1.026,0
3523	Industria de jabones	1.521,6	1.230,0
31111	Faenamiento de carnes	57,6	2.400,0
31111	Faenamiento de carnes	10.802,0	2.900,0
31111	Faenamiento de carnes	104,3	789,0
31111	Faenamiento de carnes	809,6	1.406,0
31111	Faenamiento de carnes	169,4	1.085,0
31111	Faenamiento de carnes	169,0	1.800,0
31111	Faenamiento de carnes	216,0	640,0
31111	Faenamiento de carnes	129,6	2.880,0
31111	Faenamiento de carnes	1.030,0	764,0
31111	Faenamiento de carnes	963,0	1.440,0
31112	Mayorista de aves	613,0	170,0
31112	Mayorista de aves	160,0	50,0
31112	Mayorista de aves	4,8	453,0
31112	Mayorista de aves	484,8	22,4
31112	Mayorista de aves	115,8	528,0
31112	Mayorista de aves	247,1	277,0
31115	Fábrica de cecinas	114,0	480,0
31115	Fábrica de cecinas	300,0	140,0
31115	Fábrica de cecinas	55,4	832,0
31115	Fábrica de cecinas	2.360,0	156,0
31115	Fábrica de cecinas	160,0	1.020,0
31115	Fábrica de cecinas	22,0	580,0
31115	Fábrica de cecinas	380,0	480,0
31115	Fábrica de cecinas	23,8	705,0
31115	Fábrica de cecinas	94,8	290,0
31115	Fábrica de cecinas	72,8	4.350,0
31115	Fábrica de cecinas	56,8	160,0
31115	Fábrica de cecinas	581,8	662,0
31115	Fábrica de cecinas	170,0	1.900,0
31115	Fábrica de cecinas	552,0	940,0
31115	Fábrica de cecinas	33,1	1.493,0
31115	Fábrica de cecinas	55,2	1.427,0

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos (Continuación)

Código CIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]
31115	Fábrica de cecinas	138,2	1.256,0
31115	Fábrica de cecinas	84,0	220,0
31115	Fábrica de cecinas	67,0	940,0
31115	Fábrica de cecinas	168,0	180,0
31115	Fábrica de cecinas	588,0	192,0
31115	Fábrica de cecinas	79,4	431,0
31115	Fábrica de cecinas	17,0	536,0
31115	Fábrica de cecinas	10,0	2.600,0
31115	Fábrica de cecinas	58,0	1.280,0
31115	Fábrica de cecinas	347,6	608,0
31121	Fabricación de productos lácteos	48.818,0	480,0
31121	Fabricación de productos lácteos	35.904,0	520,0
31121	Fabricación de productos lácteos	646,8	720,0
31121	Fabricación de productos lácteos	8.782,4	783,0
31121	Fabricación de productos lácteos	57.810,0	718,0
31141	Elaboración de productos marinos	44,0	740,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.728,0	2.047,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.968,0	101,0
31141	Elaboración de productos marinos	950,8	605,0
31141	Elaboración de productos marinos	2.700,0	99,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.306,0	585,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.020,0	480,0
31141	Elaboración de productos marinos	475,2	293,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.064,5	525,0
31141	Elaboración de productos marinos	478,0	1.056,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.071,4	741,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.656,0	322,0
31141	Elaboración de productos marinos	30.456,4	110,0
31141	Elaboración de productos marinos	21.346,0	380,0
31141	Elaboración de productos marinos	291,2	661,0
31141	Elaboración de productos marinos	9.412,0	750,0
31141	Elaboración de productos marinos	5.040,0	542,0
31141	Elaboración de productos marinos	19.944,0	640,0
31141	Elaboración de productos marinos	10.780,0	170,0
31141	Elaboración de productos marinos	5.698,0	395,0
31141	Elaboración de productos marinos	34.980,0	1.731,0
31141	Elaboración de productos marinos	16.312,9	2.300,0
31141	Elaboración de productos marinos	1.988,8	59,2
31141	Elaboración de productos marinos	1.182,0	58,0
31141	Elaboración de productos marinos	150,0	50,0
31154	Pesquera	194,0	114,0
31154	Pesquera	1.500,0	269,0
31154	Pesquera	7.720,0	1.360,0
31154	Pesquera	3.345,0	1.500,0
31154	Pesquera	20.664,0	219,0
31154	Pesquera	21.875,0	692,0
31173	Panadería	36,0	3.100,0
31173	Panadería	48,0	765,0
31173	Panadería	31,7	956,0
31173	Panadería	31,2	315,0
31173	Panadería	23,0	820,0

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos (Continuación)

Código CIIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]
31173	Panadería	207,0	1.500,0
31173	Panadería	420,0	600,0
31173	Panadería	1.406,6	1.870,0
31173	Panadería	93,6	2.525,0
31173	Panadería	74,9	331,0
31173	Panadería	274,0	780,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	37.290,0	1.100,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	33,6	1.728,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	9,0	3.616,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	295,5	6.336,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	24,6	1.824,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	1.323,0	768,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	46.920,0	789,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	48.480,0	126,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	9.660,0	1.107,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	51.840,0	166,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	10.260,0	828,0
31181	Fabricación y comercialización de productos alimenticios	36.030,0	2.688,0
31341	Fábrica de bebidas	3.210,0	750,0
31341	Fábrica de bebidas	11.100,0	540,0
31341	Fábrica de bebidas	9.580,0	619,0
31341	Fábrica de bebidas	8.501,8	588,0
31341	Fábrica de bebidas	7.820,0	327,0
31341	Fábrica de bebidas	7.027,0	49,0
31341	Fábrica de bebidas	18.510,0	600,0
31341	Fábrica de bebidas	14.280,0	2.200,0
31341	Fábrica de bebidas	10.920,0	449,0
31341	Fábrica de bebidas	10.480,0	855,0
31341	Fábrica de bebidas	11.832,0	794,0
31341	Fábrica de bebidas	11.836,0	1.380,0
32113	Textil	9.600,0	284,0
32113	Textil	5.712,0	181,0
32113	Textil	6.672,0	441,0
32113	Textil	6.672,0	331,0
32113	Textil	9.144,0	198,0
32113	Textil	2.071,0	10,0
34201	Imprenta	383,0	535,0
34201	Imprenta	208,0	1.800,0
34201	Imprenta	26,6	1.237,0
34201	Imprenta	1.331,0	46,0
34201	Imprenta	151,2	443,0
34201	Imprenta	145,0	395,0
34201	Imprenta	824,3	528,0
34201	Imprenta	3.213,0	559,0
34201	Imprenta	2.850,0	988,0
34201	Imprenta	247,0	303,0
36101	Fábrica de sanitarios	2.004,0	236,0
36101	Fábrica de sanitarios	648,0	638,0
36101	Fábrica de sanitarios	4.230,0	32,0
36101	Fábrica de sanitarios	3.177,0	45,0
36101	Fábrica de sanitarios	2.580,0	245,0

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos (Continuación)

Código CIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]
36101	Fábrica de sanitarios	3.840,0	21,0
36101	Fábrica de sanitarios	1.433,0	40,0
38196	Galvanizadora	117,4	46,4
38196	Galvanizadora	144,0	53,0
38196	Galvanizadora	4.368,0	32,6
38196	Galvanizadora	380,0	7,0
61561	Venta y reparación de vehículo	209,0	22,0
61561	Venta y reparación de vehículo	271,2	65,0
61561	Venta y reparación de vehículo	4,4	273,0
61561	Venta y reparación de vehículo	42,5	265,0
62103	Supermercado	197,0	1.300,0
62103	Supermercado	511,0	680,0
62103	Supermercado	134,2	1.952,0
62103	Supermercado	134,4	1.016,0
62103	Supermercado	845,6	749,0
62103	Supermercado	115,0	313,0
62103	Supermercado	132,0	385,0
62103	Supermercado	3,2	40,0
62103	Supermercado	2,5	400,0
62103	Supermercado	1.572,0	576,0
62103	Supermercado	293,7	443,0
62103	Supermercado	401,0	286,0
62103	Supermercado	77,8	1.900,0
62103	Supermercado	248,2	415,0
62103	Supermercado	153,0	834,0
62103	Supermercado	110,6	522,0
62103	Supermercado	129,6	109,0
62103	Supermercado	6,0	220,0
62103	Supermercado	21,6	570,0
62103	Supermercado	1.277,4	180,0
62103	Supermercado	1.139,2	365,0
62103	Supermercado	13,8	750,0
62103	Supermercado	492,6	381,0
62103	Supermercado	1.260,0	96,1
62103	Supermercado	600,0	200,0
62103	Supermercado	209,0	1.060,0
62103	Supermercado	172,8	1.050,0
62103	Supermercado	519,0	759,0
62103	Supermercado	34,0	860,0
62103	Supermercado	2.190,0	600,0
62103	Supermercado	2.130,0	465,0
62103	Supermercado	2.556,0	512,0
62103	Supermercado	4.620,0	316,0
62103	Supermercado	2.868,0	825,0
62536	Estación de servicios	79,0	30,0
62536	Estación de servicios	408,0	220,0
62536	Estación de servicios	21,0	672,0
62536	Estación de servicios	69,1	191,0
62536	Estación de servicios	282,0	30,0
62536	Estación de servicios	32,6	17,0
62536	Estación de servicios	386,2	200,0

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos (Continuación)

Código CIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]
62536	Estación de servicios	180,7	70,0
62536	Estación de servicios	151,9	82,0
62536	Estación de servicios	64,8	224,0
62536	Estación de servicios	16,8	82,3
62536	Estación de servicios	276,0	11,0
62536	Estación de servicios	95,0	51,0
62536	Estación de servicios	145,2	73,6
62536	Estación de servicios	62,4	180,0
62536	Estación de servicios	93,4	10,0
62536	Estación de servicios	18,7	128,0
62536	Estación de servicios	189,0	9,0
62536	Estación de servicios	36,9	384,0
62536	Estación de servicios	26,4	70,0
62536	Estación de servicios	40,0	160,0
62536	Estación de servicios	19,7	560,0
62536	Estación de servicios	374,4	19,0
62536	Estación de servicios	24,0	400,0
62536	Estación de servicios	68,0	120,0
62536	Estación de servicios	7,2	672,0
62536	Estación de servicios	156,0	95,0
62536	Estación de servicios	74,9	75,0
62536	Estación de servicios	58,9	20,0
62536	Estación de servicios	30,5	813,0
62536	Estación de servicios	42,2	813,0
62536	Estación de servicios	270,0	130,0
62536	Estación de servicios	76,8	106,0
62536	Estación de servicios	735,0	91,4
62536	Estación de servicios	45,6	113,0
62536	Estación de servicios	31,2	80,0
62536	Estación de servicios	27,8	166,0
62536	Estación de servicios	269,6	97,0
62536	Estación de servicios	262,6	72,6
62536	Estación de servicios	25,9	200,0
62536	Estación de servicios	2,6	40,0
62536	Estación de servicios	193,4	89,8
62536	Estación de servicios	87,0	270,0
62536	Estación de servicios	174,0	310,0
62536	Estación de servicios	120,0	688,0
63111	Restaurante	31,2	40,0
63111	Restaurante	4,2	124,0
63111	Restaurante	60,0	780,0
63111	Restaurante	312,0	580,0
63111	Restaurante	2,0	1.080,0
63111	Restaurante	27,6	973,0
63111	Restaurante	134,0	740,0
63111	Restaurante	22,0	1.300,0
63111	Restaurante	109,0	140,0
63111	Restaurante	21,3	610,0
63111	Restaurante	44,8	350,0
63111	Restaurante	44,8	350,0
63111	Restaurante	12,0	928,0

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos (Continuación)

Código CIIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]
63111	Restaurante	8,0	740,0
63111	Restaurante	167,2	386,0
63111	Restaurante	519,0	546,0
63111	Restaurante	42,0	704,0
63111	Restaurante	390,0	462,0
63111	Restaurante	88,8	1.500,0
63111	Restaurante	81,0	360,0
63111	Restaurante	26,4	1.376,0
63111	Restaurante	28,8	457,0
63111	Restaurante	690,0	134,0
63111	Restaurante	133,0	460,0
63111	Restaurante	1.616,0	495,0
63111	Restaurante	660,0	1.520,0
63111	Restaurante	48,3	384,0
63111	Restaurante	450,0	266,0
63111	Restaurante	1.038,0	214,0
63111	Restaurante	304,0	900,0
63111	Restaurante	208,8	1.700,0
63111	Restaurante	208,8	85,0
63111	Restaurante	208,8	150,0
63111	Restaurante	15,9	768,0
63111	Restaurante	63,0	1.145,0
63111	Restaurante	86,4	261,0
93312	Hospital	282,0	370,0
93312	Hospital	990,0	22,0
93312	Hospital	5.442,0	230,0
93312	Hospital	323,0	55,0
93312	Hospital	4.976,0	205,0
93312	Hospital	381,0	256,0
93312	Hospital	1.089,0	181,0
93312	Hospital	6.012,0	63,5
93312	Hospital	5.340,0	10,7
93312	Hospital	5.553,0	135,0
93312	Hospital	96,0	768,0
93312	Hospital	1.200,0	60,0
93312	Hospital	132,0	95,0
93312	Hospital	32,3	53,0
93312	Hospital	400,0	270,0
93312	Hospital	149,4	62,0
93312	Hospital	161,2	94,0
93312	Hospital	504,0	300,0
93312	Hospital	840,0	360,0
93312	Hospital	303,0	501,0
93312	Hospital	86,4	412,0
93312	Hospital	1.296,0	117,0
93312	Hospital	1.046,0	175,0
93312	Hospital	664,4	83,2
93312	Hospital	750,0	126,0
93312	Hospital	1.209,6	18,5
93312	Hospital	240,0	33,0
93312	Hospital	21,0	190,0

Tabla IV.1 Características de RILes de diferentes industrias y sectores productivos (Continuación)

Código CIIU	Actividad	Q [m³/mes]	DBO ₅ [mg/L]
93312	Hospital	122,0	385,0
93312	Hospital	12,9	576,0
93312	Hospital	132,0	22,4
93312	Hospital	798,0	24,0
93312	Hospital	798,0	180,0
93312	Hospital	16.260,0	120,0
93312	Hospital	12,9	608,0
93312	Hospital	1.270,2	342,0
93312	Hospital	4.410,0	6,1
93312	Hospital	27,0	118,0
93312	Hospital	270,0	150,0
93312	Hospital	26,1	122,0
93312	Hospital	5.705,0	82,0
93312	Hospital	642,0	30,0
93312	Hospital	626,7	76,0
93312	Hospital	42,3	800,0
93312	Hospital	10,5	298,0
93312	Hospital	1.038,0	30,0
93312	Hospital	1.094,0	460,0
93312	Hospital	5.598,6	82,7
93312	Hospital	3.120,0	120,0
93312	Hospital	3.621,0	75,0
93312	Hospital	662,6	170,0
93312	Hospital	400,8	65,0
93312	Hospital	80,4	320,0
93312	Hospital	5.820,0	334,0
93312	Hospital	11.910,0	35,0
93312	Hospital	1.015,0	75,0
93312	Hospital	49,2	495,0
93312	Hospital	489,9	95,6
93312	Hospital	6.060,0	74,0
93312	Hospital	1.254,0	136,0
93312	Hospital	1.174,9	170,0
93312	Hospital	1.523,1	155,0
93312	Hospital	723,0	125,0
93315	Laboratorio	88,0	672,0
93315	Laboratorio	138,2	224,0
93315	Laboratorio	2.490,0	3,0
93315	Laboratorio	766,6	120,0
93315	Laboratorio	279,4	117,0
93315	Laboratorio	113,5	256,0

Fuente: Laboratorio Hidrolab

ANEXO V

TABLAS CORRESPONDIENTES A LA EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA AM0013

Tabla V.1 Valores de f_t según región, AM0013

Región	$f_{t,E}$	$f_{t,F}$	$f_{t,M}$	$f_{t,A}$	$f_{t,M}$	$f_{t,J}$	$f_{t,J}$	$f_{t,A}$	$f_{t,S}$	$f_{t,O}$	$f_{t,N}$	$f_{t,D}$
I Iquique	4,668E-01	4,668E-01	4,272E-01	3,638E-01	3,205E-01	2,926E-01	2,745E-01	2,770E-01	2,926E-01	3,205E-01	3,670E-01	4,235E-01
II Antofagasta	4,235E-01	4,197E-01	3,771E-01	3,176E-01	2,745E-01	2,457E-01	2,324E-01	2,390E-01	2,526E-01	2,821E-01	3,205E-01	3,771E-01
III Copiapó	3,908E-01	4,014E-01	3,509E-01	2,795E-01	2,281E-01	1,927E-01	1,909E-01	2,039E-01	2,281E-01	2,645E-01	3,063E-01	3,638E-01
IV La Serena	3,264E-01	3,205E-01	2,847E-01	2,390E-01	2,097E-01	1,838E-01	1,804E-01	1,838E-01	1,964E-01	2,218E-01	2,526E-01	2,980E-01
V Valparaíso	3,235E-01	3,176E-01	2,847E-01	2,503E-01	2,302E-01	2,039E-01	1,927E-01	1,982E-01	2,058E-01	2,281E-01	2,621E-01	3,008E-01
RM Santiago	4,586E-01	4,197E-01	3,415E-01	2,503E-01	1,873E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,945E-01	2,573E-01	3,324E-01	4,197E-01
VI Rancagua	4,050E-01	5,561E-01	4,388E-01	3,091E-01	2,239E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	2,020E-01	2,621E-01	3,008E-01	3,839E-01
VII Talca	4,197E-01	3,839E-01	2,926E-01	2,058E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,704E-01	2,239E-01	2,926E-01	3,771E-01
VIII Concepción	3,119E-01	2,873E-01	2,434E-01	2,039E-01	1,821E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,945E-01	2,346E-01	2,821E-01
IX Temuco	2,900E-01	2,795E-01	2,346E-01	1,856E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,787E-01	2,177E-01	2,621E-01
X Puerto Montt	2,526E-01	2,368E-01	2,058E-01	1,704E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,964E-01	2,324E-01
XI Coyhaique	2,368E-01	2,281E-01	1,891E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,856E-01	2,157E-01
XII Punta Arenas	1,770E-01	1,704E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00

Nota: Para los meses en que la temperatura media es inferior a 10°C F_t es cero.

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.2 MCF_{baseline} mensual por región, AM0013

Región	MCF _E	MCF _F	MCF _M	MCF _A	MCF _M	MCF _J	MCF _J	MCF _A	MCF _S	MCF _O	MCF _N	MCF _D
I Iquique	2,077E-01	2,077E-01	1,901E-01	1,619E-01	1,426E-01	1,302E-01	1,221E-01	1,233E-01	1,302E-01	1,426E-01	1,633E-01	1,884E-01
II Antofagasta	1,884E-01	1,868E-01	1,678E-01	1,414E-01	1,221E-01	1,093E-01	1,034E-01	1,063E-01	1,124E-01	1,255E-01	1,426E-01	1,678E-01
III Copiapó	1,739E-01	1,786E-01	1,561E-01	1,244E-01	1,015E-01	8,575E-02	8,494E-02	9,073E-02	1,015E-01	1,177E-01	1,363E-01	1,619E-01
IV La Serena	1,453E-01	1,426E-01	1,267E-01	1,063E-01	9,332E-02	8,179E-02	8,026E-02	8,179E-02	8,738E-02	9,871E-02	1,124E-01	1,326E-01
V Valparaíso	1,439E-01	1,414E-01	1,267E-01	1,114E-01	1,025E-01	9,073E-02	8,575E-02	8,821E-02	9,159E-02	1,015E-01	1,166E-01	1,338E-01
RM Santiago	2,041E-01	1,868E-01	1,520E-01	1,114E-01	8,336E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	8,656E-02	1,145E-01	1,479E-01	1,868E-01
VI Rancagua	1,802E-01	2,475E-01	1,952E-01	1,375E-01	9,963E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	8,988E-02	1,166E-01	1,338E-01	1,708E-01
VII Talca	1,868E-01	1,708E-01	1,302E-01	9,159E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	7,581E-02	9,963E-02	1,302E-01	1,678E-01
VIII Concepción	1,388E-01	1,279E-01	1,083E-01	9,073E-02	8,102E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	8,656E-02	1,044E-01	1,255E-01
IX Temuco	1,290E-01	1,244E-01	1,044E-01	8,257E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	7,950E-02	9,688E-02	1,166E-01
X Puerto Montt	1,124E-01	1,054E-01	9,159E-02	7,581E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	8,738E-02	1,034E-01
XI Coyhaique	1,054E-01	1,015E-01	8,415E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	8,257E-02	9,598E-02
XII Punta Arenas	7,875E-02	7,581E-02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.3 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la I Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	2,077E-01	9,600E-01 * Q	1,005E-01 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	2,077E-01	1,721E+00 * Q	1,801E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,901E-01	2,323E+00 * Q	2,226E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,619E-01	2,842E+00 * Q	2,318E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	1,426E-01	3,342E+00 * Q	2,402E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	1,302E-01	3,825E+00 * Q	2,510E-01 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	1,221E-01	4,287E+00 * Q	2,639E-01 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	1,233E-01	4,723E+00 * Q	2,934E-01 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	1,302E-01	5,101E+00 * Q	3,348E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	1,426E-01	5,397E+00 * Q	3,880E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,633E-01	5,587E+00 * Q	4,599E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,884E-01	5,634E+00 * Q	5,351E-01 * Q
Total				4,574E+01 * Q	3,501E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.4 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la II Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,884E-01	9,600E-01 * Q	9,117E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,868E-01	1,739E+00 * Q	1,637E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,678E-01	2,374E+00 * Q	2,008E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,414E-01	2,936E+00 * Q	2,092E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	1,221E-01	3,481E+00 * Q	2,143E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	1,093E-01	4,016E+00 * Q	2,213E-01 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	1,034E-01	4,537E+00 * Q	2,365E-01 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	1,063E-01	5,028E+00 * Q	2,694E-01 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	1,124E-01	5,453E+00 * Q	3,089E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	1,255E-01	5,800E+00 * Q	3,670E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,426E-01	6,032E+00 * Q	4,336E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,678E-01	6,131E+00 * Q	5,185E-01 * Q
TOTAL				4,849E+01 * Q	3,234E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.5 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la III Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,739E-01	9,600E-01 * Q	8,414E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,786E-01	1,753E+00 * Q	1,578E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,561E-01	2,400E+00 * Q	1,889E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,244E-01	2,985E+00 * Q	1,872E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	1,015E-01	3,574E+00 * Q	1,828E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	8,575E-02	4,171E+00 * Q	1,803E-01 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	8,494E-02	4,773E+00 * Q	2,044E-01 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	9,073E-02	5,328E+00 * Q	2,436E-01 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	1,015E-01	5,804E+00 * Q	2,970E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	1,177E-01	6,175E+00 * Q	3,664E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,363E-01	6,408E+00 * Q	4,402E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,619E-01	6,495E+00 * Q	5,299E-01 * Q
			TOTAL	5,083E+01 * Q	3,063E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.6 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la IV Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,453E-01	9,600E-01 * Q	7,028E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,426E-01	1,781E+00 * Q	1,280E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,267E-01	2,487E+00 * Q	1,588E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,063E-01	3,132E+00 * Q	1,678E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	9,332E-02	3,759E+00 * Q	1,768E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	8,179E-02	4,368E+00 * Q	1,801E-01 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	8,026E-02	4,971E+00 * Q	2,011E-01 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	8,179E-02	5,532E+00 * Q	2,280E-01 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	8,738E-02	6,039E+00 * Q	2,660E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	9,871E-02	6,471E+00 * Q	3,219E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,124E-01	6,793E+00 * Q	3,849E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,326E-01	6,989E+00 * Q	4,672E-01 * Q
			TOTAL	5,328E+01 * Q	2,751E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.7 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la V Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,439E-01	9,600E-01 * Q	6,964E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,414E-01	1,782E+00 * Q	1,269E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,267E-01	2,490E+00 * Q	1,590E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,114E-01	3,134E+00 * Q	1,760E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	1,025E-01	3,745E+00 * Q	1,934E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	9,073E-02	4,322E+00 * Q	1,976E-01 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	8,575E-02	4,890E+00 * Q	2,113E-01 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	8,821E-02	5,430E+00 * Q	2,414E-01 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	9,159E-02	5,911E+00 * Q	2,729E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	1,015E-01	6,330E+00 * Q	3,238E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,166E-01	6,647E+00 * Q	3,908E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,338E-01	6,832E+00 * Q	4,609E-01 * Q
TOTAL				5,247E+01 * Q	2,824E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.8 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la VI Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,802E-01	9,600E-01 * Q	8,720E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	2,475E-01	1,747E+00 * Q	2,179E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,952E-01	2,275E+00 * Q	2,238E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,375E-01	2,791E+00 * Q	1,935E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	9,963E-02	3,367E+00 * Q	1,691E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	3,991E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,951E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,911E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	8,988E-02	6,871E+00 * Q	3,113E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	1,166E-01	7,214E+00 * Q	4,241E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,338E-01	7,332E+00 * Q	4,946E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,708E-01	7,311E+00 * Q	6,294E-01 * Q
TOTAL				5,472E+01 * Q	2,751E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.9 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la VII Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,868E-01	9,600E-01 * Q	9,037E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,708E-01	1,741E+00 * Q	1,499E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,302E-01	2,403E+00 * Q	1,577E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	9,159E-02	3,050E+00 * Q	1,408E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	3,731E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,691E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,651E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,611E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	7,581E-02	7,571E+00 * Q	2,893E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	9,963E-02	7,957E+00 * Q	3,996E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,302E-01	8,124E+00 * Q	5,332E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,678E-01	8,026E+00 * Q	6,788E-01 * Q
TOTAL				6,052E+01 * Q	2,440E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.10 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la VIII Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,388E-01	9,600E-01 * Q	6,716E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,279E-01	1,787E+00 * Q	1,151E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,083E-01	2,518E+00 * Q	1,375E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	9,073E-02	3,205E+00 * Q	1,466E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	8,102E-02	3,875E+00 * Q	1,582E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,521E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,481E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,441E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	7,401E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	8,656E-02	8,361E+00 * Q	3,648E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,044E-01	8,597E+00 * Q	4,523E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,255E-01	8,660E+00 * Q	5,479E-01 * Q
TOTAL				6,181E+01 * Q	1,990E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.11 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la IX Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,290E-01	9,600E-01 * Q	6,243E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,244E-01	1,796E+00 * Q	1,126E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,044E-01	2,533E+00 * Q	1,332E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	8,257E-02	3,228E+00 * Q	1,343E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	3,922E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,882E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,842E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,802E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	7,762E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	7,950E-02	8,722E+00 * Q	3,495E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	9,688E-02	8,988E+00 * Q	4,389E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,166E-01	9,078E+00 * Q	5,336E-01 * Q
			TOTAL	6,451E+01 * Q	1,765E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.12 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la X Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,124E-01	9,600E-01 * Q	5,439E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,054E-01	1,812E+00 * Q	9,622E-02 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	9,159E-02	2,581E+00 * Q	1,191E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	7,581E-02	3,305E+00 * Q	1,263E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,014E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,974E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,934E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,894E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	7,854E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	8,814E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	8,738E-02	9,774E+00 * Q	4,305E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,034E-01	9,880E+00 * Q	5,150E-01 * Q
			TOTAL	6,680E+01 * Q	1,341E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.13 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la XI Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	1,054E-01	9,600E-01 * Q	5,098E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,015E-01	1,819E+00 * Q	9,305E-02 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	8,415E-02	2,594E+00 * Q	1,100E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	3,336E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,296E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,256E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,216E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	7,176E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	8,136E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	9,096E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	8,257E-02	1,006E+01 * Q	4,185E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	9,598E-02	1,019E+01 * Q	4,927E-01 * Q
TOTAL				6,913E+01 * Q	1,165E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.14 DBO_{5available} y CH_{4,m} para la XII Región, AM0013

Mes	DBO _{5Baseline} [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO _{5available} [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	7,875E-02	9,600E-01 * Q	3,810E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	7,581E-02	1,844E+00 * Q	7,047E-02 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	2,665E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	3,625E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,585E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,545E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,505E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	7,465E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	8,425E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	9,385E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	1,034E+01 * Q	0,000E+00 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	1,130E+01 * Q	0,000E+00 * Q
TOTAL				7,265E+01 * Q	1,086E-01 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.15 DBO₅available y CH_{4,m} para la RM Región, AM0013

Mes	DBO ₅ Baseline [kgDBO ₅ /m ³]	AD (%)	MCF _{baseline}	DBO ₅ available [kgDBO ₅ /m ³]	CH _{4,m} [kgCH ₄ /m ³]
Enero	1,200E+00 * Q	80	2,041E-01	9,600E-01 * Q	9,874E-02 * Q
Febrero	1,200E+00 * Q	80	1,868E-01	1,724E+00 * Q	1,623E-01 * Q
Marzo	1,200E+00 * Q	80	1,520E-01	2,362E+00 * Q	1,809E-01 * Q
Abril	1,200E+00 * Q	80	1,114E-01	2,963E+00 * Q	1,663E-01 * Q
Mayo	1,200E+00 * Q	80	8,336E-02	3,593E+00 * Q	1,509E-01 * Q
Junio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	4,254E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Julio	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	5,214E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Agosto	1,200E+00 * Q	80	0,000E+00	6,174E+00 * Q	0,000E+00 * Q
Septiembre	1,200E+00 * Q	80	8,656E-02	7,134E+00 * Q	3,112E-01 * Q
Octubre	1,200E+00 * Q	80	1,145E-01	7,476E+00 * Q	4,315E-01 * Q
Noviembre	1,200E+00 * Q	80	1,479E-01	7,580E+00 * Q	5,651E-01 * Q
Diciembre	1,200E+00 * Q	80	1,868E-01	7,419E+00 * Q	6,983E-01 * Q
TOTAL				5,685E+01 * Q	2,765E+00 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.16 Emisiones desde la laguna anaerobia en la línea de base, AM0013

Región	DBO ₅ availableanual [kgDBO ₅ /m ³]	CH ₄ anual [kgCH ₄ /m ³]	MCF _{anual}	Emisiones desde la laguna	
				[KgCH ₄ /m ³]	[tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	45,741 * Q	3,501 * Q	1,519E-01	3,501E+00 * Q	7,353E-02 * Q
II Antofagasta	48,486 * Q	3,234 * Q	1,324E-01	3,234E+00 * Q	6,792E-02 * Q
III Copiapó	50,827 * Q	3,063 * Q	1,196E-01	3,063E+00 * Q	6,431E-02 * Q
IV La Serena	53,279 * Q	2,751 * Q	1,024E-01	2,751E+00 * Q	5,777E-02 * Q
V Valparaíso	52,473 * Q	2,824 * Q	1,068E-01	2,824E+00 * Q	5,930E-02 * Q
RM Santiago	56,852 * Q	2,765 * Q	9,651E-02	2,765E+00 * Q	5,807E-02 * Q
VI Rancagua	54,721 * Q	2,751 * Q	9,974E-02	2,751E+00 * Q	5,777E-02 * Q
VII Talca	60,517 * Q	2,440 * Q	7,999E-02	2,440E+00 * Q	5,123E-02 * Q
VIII Concepción	61,805 * Q	1,990 * Q	6,387E-02	1,990E+00 * Q	4,178E-02 * Q
IX Temuco	64,514 * Q	1,765 * Q	5,427E-02	1,765E+00 * Q	3,706E-02 * Q
X Puerto Montt	66,798 * Q	1,341 * Q	3,985E-02	1,341E+00 * Q	2,817E-02 * Q
XI Coyhaique	69,126 * Q	1,165 * Q	3,345E-02	1,165E+00 * Q	2,447E-02 * Q
XII Punta Arenas	72,650 * Q	0,109 * Q	2,965E-03	1,086E-01 * Q	2,280E-03 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.17 Volumen de biogás extraído y electricidad Generada por el proyecto, AM0013

Región	Biogás extraído [m ³ _{Biogas} /m ³ _{afuente}]	EG _y [MWh/m ³]
I Iquique	8,150E+00 * Q	5,510E-03 * Q
II Antofagasta	7,529E+00 * Q	5,089E-03 * Q
III Copiapó	7,129E+00 * Q	4,819E-03 * Q
IV La Serena	6,403E+00 * Q	4,328E-03 * Q
V Valparaíso	6,573E+00 * Q	4,443E-03 * Q
RM Santiago	6,437E+00 * Q	4,351E-03 * Q
VI Rancagua	6,403E+00 * Q	4,329E-03 * Q
VII Talca	5,679E+00 * Q	3,839E-03 * Q
VIII Concepción	4,631E+00 * Q	3,131E-03 * Q
IX Temuco	4,108E+00 * Q	2,777E-03 * Q
X Puerto Montt	3,123E+00 * Q	2,111E-03 * Q
XI Coyhaique	2,712E+00 * Q	1,834E-03 * Q
XII Punta Arenas	2,527E-01 * Q	1,709E-04 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.18 Emisiones desde la laguna anaerobia en la situación de proyecto, AM0013

Región	MCF _{dig_out}	Emisiones desde la Laguna [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	1,519E-01	4,630E-03 * Q
II Antofagasta	1,324E-01	4,034E-03 * Q
III Copiapó	1,196E-01	3,644E-03 * Q
IV La Serena	1,024E-01	3,123E-03 * Q
V Valparaíso	1,068E-01	3,254E-03 * Q
RM Santiago	9,651E-02	2,942E-03 * Q
VI Rancagua	9,974E-02	3,040E-03 * Q
VII Talca	7,999E-02	2,438E-03 * Q
VIII Concepción	6,387E-02	1,947E-03 * Q
IX Temuco	5,427E-02	1,654E-03 * Q
X Puerto Montt	3,985E-02	1,215E-03 * Q
XI Coyhaique	3,345E-02	1,020E-03 * Q
XII Punta Arenas	2,965E-03	9,039E-05 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.19 Emisiones fugitivas desde el biodigestor, AM0013

Región	Biogás extraído [m ³ _{Biogás} /m ³ _{afluente}]	Emisiones Fugitivas (15%)	
		[m ³ _{metano} /m ³ _{afluente}]	[tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	8,150E+00 * Q	1,223E+00 * Q	1,838E-02 * Q
II Antofagasta	7,529E+00 * Q	1,129E+00 * Q	1,698E-02 * Q
III Copiapó	7,129E+00 * Q	1,069E+00 * Q	1,608E-02 * Q
IV La Serena	6,403E+00 * Q	9,605E-01 * Q	1,444E-02 * Q
V Valparaíso	6,573E+00 * Q	9,859E-01 * Q	1,482E-02 * Q
RM Santiago	6,437E+00 * Q	9,655E-01 * Q	1,452E-02 * Q
VI Rancagua	6,403E+00 * Q	9,605E-01 * Q	1,444E-02 * Q
VII Talca	5,679E+00 * Q	8,518E-01 * Q	1,281E-02 * Q
VIII Concepción	4,631E+00 * Q	6,947E-01 * Q	1,045E-02 * Q
IX Temuco	4,108E+00 * Q	6,161E-01 * Q	9,264E-03 * Q
X Puerto Montt	3,123E+00 * Q	4,684E-01 * Q	7,043E-03 * Q
XI Coyhaique	2,712E+00 * Q	4,069E-01 * Q	6,118E-03 * Q
XII Punta Arenas	2,527E-01 * Q	3,791E-02 * Q	5,700E-04 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

Tabla V.20 Emisiones de metano por generación de energía, AM0013

Región	Biogás extraído [m ³ _{Biogás} /m ³ _{afuente}]	Emisiones por el equipo de generación [tCO ₂ e/m ³]
I Iquique	8,150E+00 * Q	1,717E-04 * Q
II Antofagasta	7,529E+00 * Q	1,586E-04 * Q
III Copiapó	7,129E+00 * Q	1,502E-04 * Q
IV La Serena	6,403E+00 * Q	1,349E-04 * Q
V Valparaíso	6,573E+00 * Q	1,385E-04 * Q
RM Santiago	6,437E+00 * Q	1,356E-04 * Q
VI Rancagua	6,403E+00 * Q	1,349E-04 * Q
VII Talca	5,679E+00 * Q	1,196E-04 * Q
VIII Concepción	4,631E+00 * Q	9,757E-05 * Q
IX Temuco	4,108E+00 * Q	8,654E-05 * Q
X Puerto Montt	3,123E+00 * Q	6,578E-05 * Q
XI Coyhaique	2,712E+00 * Q	5,714E-05 * Q
XII Punta Arenas	2,527E-01 * Q	5,324E-06 * Q

Fuente: Elaboración propia en base a la metodología AM0013

ANEXO VI

TEMPERATURAS MEDIAS MENSUALES DE CHILE

Tabla VI.1 Temperaturas medias mensuales de Chile

Región	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Nº Meses T>15°C	Nº Meses T>10°C
I Iquique	21,1	21,1	20,1	18,3	16,9	15,9	15,2	15,3	15,9	16,9	18,4	20,0	12	12
II Antofagasta	20,0	19,9	18,7	16,8	15,2	14,0	13,4	13,7	14,3	15,5	16,9	18,7	8	12
III Copiapó	19,1	19,4	17,9	15,4	13,2	11,4	11,3	12,0	13,2	14,8	16,4	18,3	6	12
IV La Serena	17,1	16,9	15,6	13,7	12,3	10,9	10,7	10,9	11,6	12,9	14,3	16,1	4	12
V Valparaíso	17,0	16,8	15,6	14,2	13,3	12,0	11,4	11,7	12,1	13,2	14,7	16,2	4	12
RM Santiago	20,9	19,9	17,6	14,2	11,1	8,5	8,1	9,5	11,5	14,5	17,3	19,9	5	9
VI Rancagua	19,5	23,1	20,4	16,5	13,0	9,4	7,5	9,2	11,9	14,7	16,2	18,9	6	9
VII Talca	19,9	18,9	15,9	12,1	9,5	7,4	7,2	8,2	10,1	13,0	15,9	18,7	5	8
VIII Concepción	16,6	15,7	13,9	12,0	10,8	9,2	8,8	9,1	9,7	11,5	13,5	15,5	3	8
IX Temuco	15,8	15,4	13,5	11,0	9,4	7,5	7,2	7,7	8,8	10,6	12,7	14,7	2	7
X Puerto Montt	14,3	13,6	12,1	10,1	8,8	6,7	6,6	6,8	7,8	9,6	11,6	13,4	0	6
XI Coyhaique	13,6	13,2	11,2	8,2	5,2	2,6	2,0	3,8	5,9	8,4	11,0	12,6	0	5
XII Punta Arenas	10,5	10,1	8,2	6,0	3,4	1,5	1,1	2,0	4,0	6,4	8,2	9,7	0	2

Fuente: "Climatología de Chile". Dirección Meteorológica de Chile, 2001.

ANEXO VII

METODOLOGÍA AM0013

Versión 4



Revision to the approved baseline methodology AM0013

“Avoided methane emissions from organic waste-water treatment”

Source

This methodology is based on the Bumibiopower Methane Extraction and Power Generation Project, Malaysia, whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by Mitsubishi Securities on behalf of Bumibiopower, the Vinasse Anaerobic Treatment Project whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by Compañía Licorera de Nicaragua, S. A. and the Methane Gas Capture and Electricity Production at Chisinau Wastewater Treatment Plant project, Moldova whose baseline methodology, monitoring methodology and project design document were prepared by COWI A/S, Denmark.

For more information regarding the proposals and its considerations by the Executive Board please refer to cases NM0039: “Bumibiopower Methane Extraction and Power Generation Project”, NM0085 “Vinasse Anaerobic Treatment Project”, on <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>.

The methodology also refers to the latest version of the “*Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane¹*”.

Selected approach from paragraph 48 of the CDM modalities and procedures

“Existing actual or historical emissions as applicable.”

Applicability

The methodology is applicable to methane avoidance project activities involving organic wastewater treatment plants with the following applicability conditions:

- The existing waste water treatment system is an open lagoon system with an 'active' anaerobic condition, which is characterized as follows:
 - The depth of the open lagoon system is at least 1 m;
 - The temperature of the anaerobic lagoons is higher than 10°C. If monthly average temperature in a particular month is less than 10 °C, this month is not included in the estimations, as it is assumed that no anaerobic activity occurs below such temperature.
 - The residence time of the organic matter should be at least 30 days.
- Sludge produced during project activity is not be stored onsite before land application to avoid any possible methane emissions from anaerobic degradation.

This baseline methodology shall be used in conjunction with the approved monitoring methodology AM0013 (“Avoided methane emissions from organic waste-water treatment”).

Project activity

The project activity involves the avoidance of methane emissions from open lagoons through one or combination of the following treatment options:

¹ Please refer to < <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html> >



- Installation of an anaerobic digester with biogas extraction capacity at an existing organic wastewater treatment plant to treat the majority of the degradable organic content in the wastewater. In this case, there is a process change from open lagoon to accelerated CH₄ generation in a closed tank digester or similar technology. Therefore, depending only on the amount of captured methane emissions to establish baseline emissions will not be adequate as the project activity may extract more CH₄ than would be emitted in the baseline case. The extracted biogas may be flared or used to generate electricity and/or heat. The project activity therefore reduces the amount of CH₄ allowed to dissipate into the atmosphere. By also utilizing the biogas, instead of flaring the CH₄, the project will also contribute to the displacement of grid electricity or fossil fuel consumption, further reducing GHG emissions. The residual from the anaerobic digester after treatment is either dewatered and applied to land or directed to anaerobic lagoons.
- Treatment of the sludge in aerobic conditions through dewatering and land application.

Project Boundary

This project boundary includes existing waste water treatment plant, where sludge is degraded in open sludge lagoons under mainly anaerobic conditions. The following emission sources are included:

	Source	Gas		Justification / Explanation
Baseline	Direct emissions from the waste treatment processes.	CH ₄	Included	The major source of emissions in the baseline
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
		CO ₂	Excluded	CO ₂ emissions from the decomposition of organic waste are not accounted.
	Emissions from electricity consumption / generation	CO ₂	Included	Electricity may be consumed from the grid or generated onsite in the baseline scenario.
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
	Emissions from thermal energy generation	CO ₂	Included	If thermal energy generation is included in the project activity
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
Project Activity	On-site fossil fuel consumption due to the project activity	CO ₂	Included	May be an important emission source
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Emissions from on-site electricity use	CO ₂	Included	May be an important emission source. If electricity is generated from collected biogas, these emissions are not accounted for.
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Direct emissions from the waste	N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. Not an important emission source.
		CO ₂	Excluded	CO ₂ emissions from the decomposition of organic waste are not accounted.



	treatment processes.	CH ₄	Included	The emission from uncombusted methane and also leakage in case of anaerobic digesters. In case of dewatering and land application, conservative estimates of methane are included.
--	----------------------	-----------------	----------	--

Identification of baseline Scenario

Project participants shall determine the most plausible baseline scenario through the application of the following steps.

Step 1: Draw up a list of possible realistic and credible alternatives for the treatment of the sludge.

This list shall include commonly used treatment methods such as:

- Sludge is brought to sludge pits (BAU)
- Methane recovery and flaring
- Methane recovery and utilization for electricity or heat generation
- Landfilling
- Aerobic composting
- Mineralization
- Composting
- Land application of the sludge

Step 2: Eliminate alternatives that are not complying with applicable laws and regulations

Eliminate alternatives that are not in compliance with all applicable legal and regulatory requirements. Apply Sub-step 1b of the latest version of the “Tool for demonstration assessment and of additionality” agreed by the CDM Executive Board.

Step 3: Eliminate alternatives that face prohibitive barriers

Scenarios that face prohibitive barriers should be eliminated by applying step 3 of the latest version of the “Tool for demonstration assessment and of additionality” agreed by the CDM Executive Board.

Step 4: Compare economic attractiveness of remaining alternatives

Compare the economic attractiveness without revenues from CERs for all alternatives that are remaining by applying Step 2 of the latest version of the “Tool for demonstration assessment and of additionality” agreed by the CDM Executive Board. The economic investment analysis shall use the IRR analysis, and explicitly state the following parameters:

- Incremental investment costs
- O&M costs and;
- All other costs of implementing the technology of the each alternative option.
- All revenues generated by the implementation of the technology except carbon revenues.
-

Compare the IRR of the different scenarios and select the most cost-effective scenario (i.e. with the highest IRR) as the baseline scenario. Include a sensitivity analysis applying Sub-step 2d of the latest version of the “Tool for demonstration assessment and of additionality” agreed by the CDM Executive Board. The investment analysis provides a valid argument that the most cost-effective scenario is the baseline scenario if it consistently supports (for a realistic range of assumptions) this conclusion. In



case the sensitivity analysis is not fully conclusive, select the baseline scenario alternative with least emissions among the alternatives that are the most economically attractive according to the investment analysis and the sensitivity analysis.

This methodology is only applicable if the continuation of the use of open anaerobic lagoons for the treatment of the wastewater throughout the crediting period is the most plausible baseline scenario.

**Additionality**

Additionality is addressed:

Option A) By determining the most likely course of action, taking into account economic attractiveness and barriers or

Option B) Using the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality” agreed by the CDM Executive Board, which is available on the UNFCCC CDM web site².

Option A)

The additionality of a project can be established in the following manner.

Investment barriers

In the context of meeting discharge limits, there is no incentive to change to a more costly technology unless stricter discharge limits are imposed or more incentives are provided. The project activity, however, involves not only the extraction and subsequent destruction of CH₄ or land application of sludge, but also electricity generation, which is either sold to the grid or used on site as a replacement for electricity currently purchased, or heat production and displacement of fossil fuel.

Therefore, in order to establish that the project will not occur in the absence of the project activity, it is necessary to show that the return on investment or the saved cost of grid electricity or to the displacement of fossil fuel is too low to justify a change in the treatment system. A financial analysis involving such concepts as the IRR, NPV and cost comparison should be conducted and show that the project is not more economically/financially attractive than the current waste water treatment system or other feasible alternatives. The analysis should include, as a minimum, the variables below:

- Engineering, Procurement and Construction cost;
- Labor cost;
- Operation and Maintenance cost;
- Administration cost;
- Fuel cost;
- Capital cost and interest;
- Revenue from electricity sales.

Data sources used should be identified in the CDM-PDD, and can include either project-specific or typical industry values. Where project-specific data are used, this should not deviate from the range of accepted industry values. Should a deviation be identified, this should be justified so as to ensure conservatism. The basis of the calculation will be provided to the DOE during validation.

It is noted that both Project and Equity IRRs are acceptable, depending on which is more relevant to the investment decision of the project's investors.

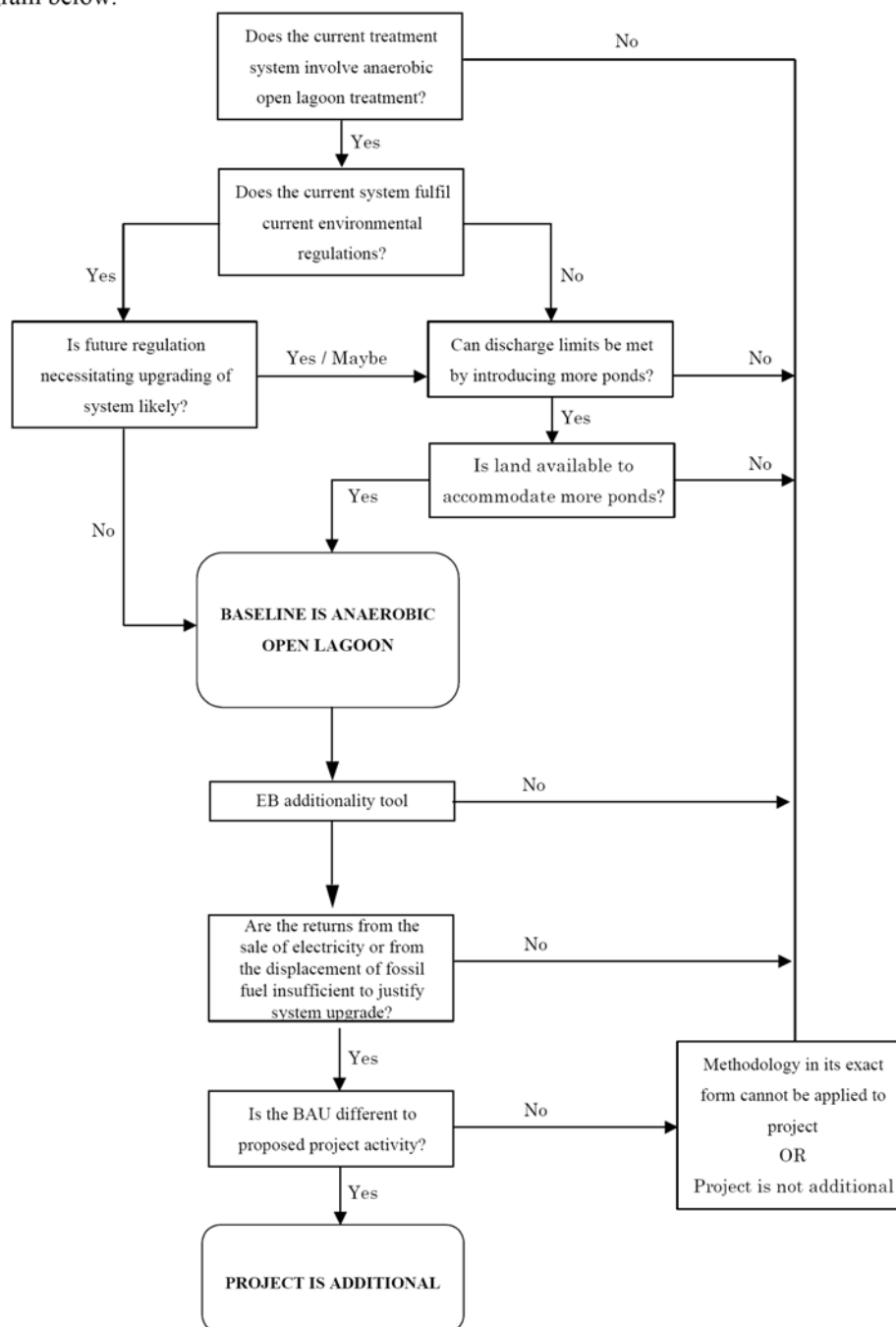
Current prevalent mode of organic wastewater treatment

Current practices for organic wastewater treatment in the relevant host country should be discussed and it should be established that similar anaerobic digestion and/or land application of sludge as proposed for the project activity does not constitute a common practice. Where this technology is already in use, a difference in circumstances must be shown to exist and documented. An example of these circumstances is a different locality, leading to differing regional regulations/incentives, (vicinity to residential populations and land availability) among others. If a less GHG emitting treatment system is seen as the most common method, the additionality of the project cannot be established through the use of this methodology.

² Please refer to: < <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html> >



The steps for establishing the baseline scenario and project additionality in Option A are simplified in the diagram below.





Baseline Emissions

Baseline emissions are the CH₄ emissions from open lagoon wastewater treatment systems, the CO₂ emissions associated with grid electricity generation that is displaced by the project, and the CO₂ emissions associated with fossil fuel combustion in the industrial process heating equipment.

(i) Lagoon baseline emissions

The baseline emissions from the lagoon are estimated based on the chemical oxygen demand (COD) of the effluent that would enter the lagoon in the absence of the project activity, the maximum methane producing capacity (B_o) and a methane conversion factor (MCF) that expresses what proportion of the effluent would be anaerobically digested in the open lagoons.

These CH₄ emissions from wastewater should be calculated according to the IPCC Guidelines as follows:

$$\text{CH}_4 \text{ emissions (kg/yr)} = \frac{\text{Total COD}_{\text{available,m}} \text{ (kg COD/month)}}{\text{COD}_{\text{available,m}} \text{ (kg COD/month)}} \times \text{B}_o \text{ (kg CH}_4\text{/kg COD)} \times \text{MCF}_{\text{baseline}}$$

where:

COD _{available,m}	Is the monthly Chemical Oxygen Demand available for conversion which is equal to the monthly COD entering the digester or directed to land application COD _{baseline,m} plus COD carried on from the previous month.
COD _{baseline,m}	Is the monthly Chemical Oxygen Demand of effluent entering lagoons or directed to land application (measured)
B _o	Is the maximum methane producing capacity
MCF _{baseline}	Is the monthly methane conversion factor (fraction)

COD_{baseline,m} is to be directly measured by the project as the baseline activity level since the effluent that goes into the lagoon in the baseline situation is the same as the one that goes into the digester or to land application treatment in the project situation. COD_{baseline,m} is calculated as the product of COD_{c,baseline} concentration (kg COD/m³) in the wastewater input to the digester or directed to land application and the flow rate F_{dig} (m³/month)

In case there is an effluent from the lagoons in the baseline, COD_{baseline} values should be adjusted by multiplying COD_{baseline} by the following factor AD:

$$AD = 1 - \left(\frac{COD_{a,out}}{COD_{a,in}} \right)$$

where:

COD _{a,out}	is the COD that leaves the lagoon with the effluent
COD _{a,in}	is the COD that enters the lagoon

COD_{out} and COD_{in} should be based on one year historical data

The amount of organic matter available for conversion to methane COD_{available,m} is assumed to be equal to the amount of organic matter produced during the month (COD_{baseline,m} input to the digesters or to the land application treatment) plus the organic matter that may remain in the system from previous months.



The amount of organic matter consumed during the month is equal to the amount available for conversion $COD_{available,m}$ multiplied by $MCF_{monthly}$.

The amount of organic matter carried over from one month to the next equals to the amount available for conversion minus the amount consumed and minus the amount removed from the sludge pit. In the case of the emptying of the sludge pit, the accumulation of organic matter restarts with the next inflow.

Carry on calculations are limited to a maximum of one year. In case the residence time is less than one year carry-on calculations are limited to this period where the sludge resides in the lagoon. Project participants should provide evidence of the residence time of the organic matter in the lagoon.

The default IPCC value for B_0 , the maximum amount of CH_4 that can be produced from a given quantity of wastewater, is 0.25 kg CH_4 /kg COD. Taking into account the uncertainty of this estimate, project participants should use a value of 0.21 kg CH_4 /kg COD³ as a conservative assumption for B_0 .

$MCF_{baseline,m}$ is estimated as the product of the fraction of anaerobic degradation due to depth (f_d) and the fraction of anaerobic degradation due to temperature (f_t):

$$MCF_{baseline,m} = f_d * f_{t,monthly} * 0.89$$

Where:

f_d is the fraction of anaerobic degradation due to depth as per table 1

f_t is the fraction of anaerobic degradation due to temperature

0.89 is an uncertainty conservativeness factor (for an uncertainty range of 30% to 50%) to account for the fact that the equation used to estimate $f_{t,monthly}$ assumes full anaerobic degradation at 30 °C.

Table 1 default values of fraction due to depth (f_d)

	Deep > 5m	Medium depth 1-5 m	Small depth <1m
Fraction of degradation under anaerobic conditions due to depth of sludge pit	70%	50%	0

$f_{t,monthly}$ is calculated as follows:

$$f_{t,monthly} = \exp\left[\frac{E * (T_2 - T_1)}{R * T_1 * T_2}\right]$$

Where:

$f_{t,monthly}$ anaerobic degradation factor due to temperature.

E Activation energy constant (15,175 cal/mol).

T2 Ambient temperature (Kelvin) for the climate.

T1 303.16 (273.16° + 30°).

³ Lowest value provided by IPCC Good Practice guidance, 2000, Page 5.19



R Ideal gas constant (1.987 cal/ K mol).

The factor ' $f_{t,monthly}$ ' represents the proportion of organic matter that are biologically available for conversion to methane based upon the temperature of the system. The assumed temperature is equal to the ambient temperature. The value of f_t to be used cannot exceed unity.

Monthly values for $f_{t,monthly}$ is calculated as follows:

(1) The monthly average temperature for the area is obtained from published national weather service information .

(2) Monthly temperatures are used to calculate a monthly van't Hoff – Arrhenius ' $f_{t,monthly}$ ' factor above. A minimum temperature of 10 °C is used. Months where the average temperature is less than 10 °C, $f_{t,monthly} = 0$. The value of $f_{t,monthly}$ to be used cannot exceed unity.

It is possible to calculate the MCF both monthly and annual.

Annual MCF can be estimated from the following equation:

$$MCF_{\text{annual}} = \frac{\sum_{m=1}^{12} CH_{4,m}}{B_0 * \sum_{m=1}^{12} COD_{\text{baseline},m}}$$

$$CH_{4,m} = B_0 * COD_{\text{available},m} * MCF_{\text{monthly}}$$

Where:

$CH_{4,m}$	estimated monthly methane production
B_0	is the maximum methane producing potential of organic waste
$COD_{\text{baseline},m}$	monthly COD entering the digester or directed to land application.
$COD_{\text{available},m}$	Monthly COD available for conversion (monthly COD entering the digester or directed to land application plus COD carried on from the previous month)
MCF_{monthly}	Monthly conversion efficiency of organic matter to CH_4 .

The total baseline CH_4 emissions are translated into CO_2 equivalent emissions by multiplying by its global warming potential (GWP) of 21.

(ii) Electricity baseline emissions

$$BE_{\text{elec/heat}} = EG_y * CEF_{\text{Bl,elec},y} + EG_{d,y} * CEF_{\text{grid}} + HG_{\text{Bl},y} * CEF_{\text{Bl,therm},y}$$

where,

EG_y	is the amount of electricity in the year y that would be consumed at the project site in the absence of the project activity (MWh).
$CEF_{\text{Bl,elec},y}$	is the CO_2 emission factor for electricity consumed at the project site in the absence of the project activity (tCO_2/MWh)
$EG_{d,y}$	is the amount of electricity generated utilizing the biogas collected during project activity and exported to the grid during the year y (MWh)
CEF_{grid}	is the CO_2 emission factor for the grid where electricity is exported (tCO_2/MWh)



$HG_{Bl,y}$ is the quantity of thermal energy that would be consumed in year y at the project site in the absence of the project activity (MJ) using fossil fuel.

$CEF_{Bl, therm}$ is the CO₂ emissions intensity for thermal energy generation (tCO₂ e/MJ)

Note: Project proponents need to estimate electricity component only if the captured methane is used for generation of electricity, which is at least as much as the project requirement, and the Project participants wish to claim emissions reduction due to the same. Similarly if the Heat in project case is completely met by biogas and project participants do not wish to claim the credits, the CO₂ emission from heat can be ignored.

Determination of $CEF_{Bl,elec}$:

- In cases where electricity would in the absence of the project activity be generated in an on-site fossil fuel fired power plant, project participants should use for $CEF_{Bl,elec}$, the default emission factor for a diesel generator with a capacity of more than 200 kW for small-scale project activities (0.8 tCO₂/MWh, see AMS 1.D.1 in the simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories).
- In cases where electricity would in the absence of the project activity be purchased from the grid, the emission factor $CEF_{Bl,elec}$ should be calculated according to methodology ACM0002 (“Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”). If electricity consumption is less than small scale threshold (15 GWh/yr), AMS. 1.D.1 may be used.

Determination of CEF_{grid} :

- CEF_{grid} should be calculated according to methodology ACM0002 (“Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”).

Determination of $CEF_{Bl,therm}$: The emission factor is estimated as product of (i) CO₂ emission factor for fuel used (tCO₂/MJ), and (ii) oxidation factor for the thermal device.

Baseline electricity and thermal energy consumptions should be estimated as the average of the historical 3 years consumption.

Project Emissions

The physical delineation of the project is defined as the plant site. Project emissions mainly consist of methane emissions from the lagoons, physical leakage from the digester system, stack emissions from flaring and energy generating equipment, emissions related with the consumption of electricity in the digester auxiliary equipment, emissions from land application of sludge, and emissions from wastewater removed in the dewatering process.

(i) Methane emissions from lagoons

After the majority of the COD is treated and reduced by anaerobic digestion, the effluent will pass through the ponds prior to release. A significant majority of the COD load will have been reduced by anaerobic digestion and the ponds are expected to operate under largely aerobic conditions. The MCF value for fully aerobic systems is 0, as no methane is produced.



However, due to the uncertainty regarding the exact extent of aerobic/anaerobic digestion after project implementation, the calculation of these CH₄ emissions is conservatively carried out in the same way as for the baseline, using the same values for B₀ and the methane conversion factor (MCF):

$$\text{CH}_4 \text{ emissions from the lagoons (kg/yr)} = \text{COD}_{\text{dig_out}} \text{ (kg COD/yr)} \times \text{B}_0 \text{ (kg CH}_4\text{/kg COD)} \times \text{MCF}_{\text{dig_out}}$$

Where:

COD_{dig_out} Is Chemical Oxygen Demand of effluent entering lagoons (measured)

B₀ Is maximum methane producing capacity

MCF_{dig_out} Is methane conversion factor (fraction) estimated as described in the baseline section above

The CH₄ emissions are translated into CO₂ equivalent emissions by multiplying by its global warming potential (GWP) of 21.

(ii) Physical Leakage from biodigesters

The emissions directly associated with the digesters involve the physical leakage from the digester system. IPCC guidelines specify physical leakage from anaerobic digesters as being 15% of total biogas production. Where project participants use lower values for percentage of physical leakage, they should provide measurements proving that this lower value is appropriate for the project.

(iii) Stack emissions from the flare or energy generation

Methane may be released as a result of incomplete combustion either in the flaring option or in case of biogas use for electricity and/or heat production.

To calculate project emissions from flaring of a residual gas stream containing methane (PE_{flare,y}) the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane” should be used.

These emissions are estimated by monitoring the:

- (i) The amount of biogas collected in the outlet of the Biodigester using a continuous flow meter, CH₄_{bio}.
- (ii) Percentage of biogas that is methane (P_{CH₄})⁴, which should be measured either with continuous analyzer or alternatively with periodical measurement at 95% confidence level using calibrated portable gas meters and taking a statistically valid number of samples.
- (iii) parameters related for flare efficiency and projects emissions due to flaring as per the monitoring requirements in the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”

(iv) Emissions from heat use and electricity use due to the project activity (PE_{elec/heat}):



$$PE_{\text{elec/heat}} = EL_y * CEF_d + HG_{Pr,y} * CEF_{Pr,therm,y}$$

where,

- $EL_{Pr,y}$ is the amount of electricity in the year y that is consumed at the project site for the project activity (MWh).
- $CEFd$ is the CO₂ emissions factor for electricity consumed at the project site during the project activity (tCO₂/MWh), estimated as described below. Factor is zero if biogas is used to produce electricity.
- $HG_{Pr,y}$ is the quantity of thermal energy consumed in year y at the project site due to the project activity (MJ).
- $CEF_{Pr,therm,y}$ is the CO₂ emissions intensity for thermal energy generation (tCO₂e/MJ), estimated as per method described for baseline thermal energy use. Factor is zero if biogas is used for generating thermal energy.

Determination of $CEFd$: Where the project activity involves electricity generation from biogas, $CEFd$ should be chosen as follows:

- In case the generated electricity on-site fossil fuel fired power plant, the default emission factor for a diesel generator with a capacity of more than 200 kW for small-scale project activities (0.8 tCO₂/MWh, see AMS 1.D.1 in the simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories).
- In case the generated electricity is sourced the grid in the baseline, $CEFd$ should be calculated according to methodology ACM0002 (“Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”). If electricity consumption is less than small scale threshold (15 GWh/year), AMS 1.D.1 may be used.

(v) Emissions from land application of sludge

For conservativeness, an MCF of 0.05 is to be used to estimate possible methane emissions from the land application treatment process to account for any possible anaerobic pockets. These emissions are to be estimated from the following equation:

$$\text{CH}_4 \text{ emissions (kg/yr)} = \text{Total COD}_{la} \text{ (kg COD/yr)} \times \frac{B_o}{(\text{kg CH}_4/\text{kg COD})} \times \text{MCF}_{la}$$

Where:

- COD_{la} Is Chemical Oxygen Demand of the sludge used for land application after dewatering (measured)
- B_o Is maximum methane producing capacity
- MCF_{la} Is methane conversion factor (fraction) assumed to be equal to 0.05

Nitrous oxide emissions from land application of sludge are to be estimated as follows:

$$\text{N}_2\text{O emissions (kg/yr)} = S_a \text{ (kg sludge/yr)} \times \text{NC (kg N/kg sludge)} \times \text{EF}_{\text{N}_2\text{O}}$$

Where:

- S_a Is the amount of sludge applied to land in kg per year
- NC Is the nitrogen content in the sludge in (Kg N/Kg sludge)



EF_{N2O} Is the emission factor of nitrogen from sludge applied to land to be assumed 0.016 kg N₂O/ Kg N⁵

(vi) Emissions from wastewater removed in the dewatering process

The wastewater removed from the dewatering process may contain some organic matter that has not been degraded/removed. Emissions from such wastewater should be estimated from the following equation:

$$\text{CH}_4 \text{ emissions (kg/yr)} = \text{Total COD}_{\text{dw}} \text{ (kg COD/yr)} \times \text{B}_o \text{ (kg CH}_4\text{/kg COD)} \times \text{MCF}_{\text{dw}}$$

Where:

COD_{dw} Is Chemical Oxygen Demand in the wastewater from the dewatering process (measured)

B_o Is maximum methane producing capacity

MCF_{dw} Is methane conversion factor (fraction) estimated as described in the baseline section above

Leakage

No leakage is associated with the project activity.

Emission Reductions

Emission reductions are calculated as the difference between baseline and project emissions, taking into account any adjustments for leakage.

The calculation based on ex ante information is the following:

$$\begin{array}{lclclcl} \text{Baseline} & = & \text{Baseline} & + & \text{Baseline} & + & \text{Baseline emissions from the} \\ \text{emissions} & & \text{emissions from} & & \text{emissions from} & & \text{portion of fossil fuel} \\ \text{(tCO}_2\text{/yr)} & & \text{open lagoons} & & \text{grid electricity} & & \text{displaced by biogas used in} \\ & & \text{(t CO}_2\text{e/yr)} & & \text{generation} & & \text{heating equipment} \\ & & & & \text{(tCO}_2\text{/yr)} & & \text{(tCO}_2\text{/yr)} \end{array}$$

$$\begin{array}{lclclcl} \text{Emission} & = & \text{Baseline} & - & \text{Leakage} & - & \text{Project} \\ \text{reductions} & & \text{emissions} & & & & \text{emissions} \\ \text{(tCO}_2\text{/yr)} & & \text{(tCO}_2\text{e/yr)} & & \text{(t CO}_2\text{e/yr)} & & \text{(t CO}_2\text{e/yr)} \end{array}$$

The ex-ante estimate of methane emissions reductions is the difference between “Baseline emissions from open lagoons” and “Project emission” (=ER_CH_{4exante}).

Ex-post monitoring of the actual amount of CH₄ captured and fed to the flare or fed to the electricity generator and/or to the heating equipment leads to an ex-post estimate of methane emissions reductions (= ER_CH_{4expost}). The value of the actual methane captured and flared should be calculated as the difference of the value of the actual methane captured and fed to the flare less the value of the project

⁵ Based on Stehfest, E. and Bouwman, A.F. N₂O and NO emission from agricultural fields and soils under natural vegetation: summarizing available measurement data and modelling of global annual emissions. Nutr. Cycl. 29 Agroecosyst., in press. The average emission factor used is 0.01 kg N₂O-N / kg N.



emissions from flaring of a residual gas stream containing methane ($PE_{\text{flare},y}$). PE_{flare} is estimated using the *“Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”*.

The ex-ante baseline and project methane emissions and to be reported in the CDM-PDD are based on estimation equations defined earlier. Whereas, for the purpose of claiming emissions reductions, the lower of the two shall be assumed as the baseline emissions:

- (i) baseline methane emissions less the physical leakage
- (ii) the actual methane captured and flared/used for energy generation

If (ii) above is the baseline emissions then physical leakage from anaerobic digester for estimating emissions reduction shall be taken as zero.

**Revision to the approved monitoring methodology AM0013****“Avoided methane emissions from Organic Wastewater Treatment”****Source**

This methodology is based on the Bumibiopower Methane Extraction and Power Generation Project, Malaysia, whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by Mitsubishi Securities on behalf of Bumibiopower, the Vinasse Anaerobic Treatment Project whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by Compañía Licorera de Nicaragua, S. A. and the Methane Gas Capture and Electricity Production at Chisinau Wastewater Treatment Plant project, Moldova whose baseline methodology, monitoring methodology and project design document were prepared by COWI A/S, Denmark.

For more information regarding the proposals and its considerations by the Executive Board please refer to cases NM0039: “Bumibiopower Methane Extraction and Power Generation Project”, NM0085 “Vinasse Anaerobic Treatment Project” on

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>.

The methodology also refers to the latest version of the *“Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane⁶”*.

Applicability

The methodology is applicable to methane avoidance project activities involving organic wastewater treatment plants with the following applicability conditions:

- The existing waste water treatment system is an open lagoon system with an 'active' anaerobic condition, which is characterized as follows:
 - The depth of the open lagoon system is at least 1 m;
 - The temperature of the anaerobic lagoons is higher than 10°C. If monthly temperatures are less than 10 °C, this month is not included in the estimations, as it is assumed that no anaerobic activity occurs below such temperature.
- Sludge produced during project activity should not be stored onsite before land application to avoid any possible methane emissions from anaerobic degradation.

This monitoring methodology shall be used in conjunction with the approved baseline methodology AM0013 (“Avoided methane emissions from organic waste-water treatment”).

⁶ Please refer to < <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html> >

ANEXO VIII

METODOLOGÍA AM0022

Versión 4

**Revision to the approved baseline and AM0022****“Avoided Wastewater and On-site Energy Use Emissions in the Industrial Sector”****Source**

This methodology is based on the Korat Waste To Energy Project, Thailand, whose Project Design Document, New Baseline and Monitoring Methodology were prepared by EcoSecurities Ltd on behalf of Korat Waste To Energy Company, Sangan Wongse Industries Co Ltd, Clean Technologies Thailand, Waste Solutions Ltd and EcoSecurities Ltd. For more information regarding the proposal and its consideration by the Executive Board please refer to case NM0041-rev2: “Korat Waste To Energy Project, Thailand” on <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>.

The methodology also refers to the latest version of the “*Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane¹*”.

Selected approach from paragraph 48 of the CDM modalities and procedures

“Existing actual or historical emissions, as applicable”

Applicability

This methodology is applicable to projects that introduce anaerobic treatment systems in existing industrial lagoon-based water treatment facilities under the following conditions:

- Project is implemented in existing lagoon-based industrial waste water treatment facilities for wastewater with high organic loading;
- The organic wastewater contains simple organic compounds (mono-saccharides). If the methodology is used for waste water containing materials not akin to simple sugars a CH₄ emissions factor different from 0.21 kgCH₄/kgCOD has to be estimated and applied;
- The methodology is applicable only to the improvement of existing wastewater treatment facilities. It is not applicable for new facilities to be built or new build to extend current site capacity;
- It can be shown that the baseline is the continuation of a current lagoon system for managing waste water. In particular, the current lagoon based system is in full compliance with existing rules and regulations;
- The depth of the anaerobic lagoons should be at least 1m²;
- The temperature of the wastewater in the anaerobic lagoons is always at least 15 °C;
- In the project, the biogas recovered from the anaerobic treatment system is flared and/or used on-site for heat and/or power generation, surplus biogas is flared;
- Heat and electricity needs per unit input of the water treatment facility remain largely unchanged before and after the project;
- Data requirements as laid out in the related Monitoring Methodology are fulfilled. In particular, organic materials flow into and out of the considered lagoon based treatment system and the contribution of different removal processes can be quantified (measured or estimated).

¹ Please refer to < <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html> >

² In particular, loading in the waste water streams has to be high enough to assure that the lagoon develops an anaerobic bottom layer and that algal oxygen production can be ruled out.



This baseline methodology shall be used in conjunction with the approved monitoring methodology AM0022 (“Avoided Wastewater and On-site Energy Use Emissions in the Industrial Sector”).

Project activity

The project activity foresees the introduction of a new anaerobic treatment facility into an existing lagoon-based treatment system for industrial organic waste water treatment. The output of partially treated water of the new anaerobic treatment facility will be fed into the existing lagoon system. With this, the methane emissions from the overall treatment system are reduced. The biogas collected in the anaerobic treatment facility is used for the generation of heat and/or electrical power, thus substituting the use of fossil fuels for heating and/or power generation or reducing the demand of power from the electricity grid, reducing CO₂ emissions. Surplus biogas from anaerobic treatment is flared.

Project Boundaries

Project boundaries should be drawn encompassing (as appropriate):

- Methane emissions from the existing lagoon-based waste water treatment system up to, and including, the point at which organic material flows can be quantified or estimated into and out of the wastewater treatment facility;
- Potential methane emissions from the newly introduced anaerobic waste water treatment facility (or demonstration that they are negligible);
- CO₂ emissions from displaced fossil fuel use for on site heat and/or power generation;
- CO₂ emissions from displaced fossil fuel use for offsite/grid generation of electricity that would otherwise have been produced;
- Methane emissions from incomplete combustion of biogas in heat and/or power generation or in flare systems, or from leakage in piping.

Ignored emissions include: nitrous oxide from the waste treatment system, and nitrous oxide from biogas combustion and/or destruction.

Decision trees supporting the boundary setting are provided in the section on *Baseline Boundaries* (please refer to page 9 below).

Project Emissions

Total estimated project emissions are the sum of fugitive methane emissions from the existing lagoon-based water treatment system, from possible methane emissions from the new anaerobic waste water treatment facility, from incomplete biogas combustion, biogas leaks.

Total Project emissions:

$$E_{project} = E_{CH_4_lagoons} + E_{CH_4_NAWTF} + E_{CH_4_IC+Leaks} \quad (1)$$

Where:

$E_{project}$ are the Total Project Emissions (tCO₂e)

$E_{CH_4_lagoons}$ are the fugitive methane emissions from lagoons from equations 2 (tCO₂e)

$E_{CH_4_NAWTF}$ are the fugitive methane emissions from the new anaerobic waste water treatment facility (tCO₂e)

$E_{CH_4_IC+Leaks}$ are the methane emissions from inefficient combustion and leaks (tCO₂e)



Fugitive Methane Emissions From Lagoons

Fugitive Methane Emissions From Lagoons are:

$$E_{CH_4_lagoons} = M_{lagoon_anaerobic} \cdot EF_{CH_4} \cdot GWP_{CH_4} / 1000 \quad (2)$$

Where:

$E_{CH_4_lagoons}$ is the methane emissions from the lagoons (tCO₂e)

$M_{lagoon_anaerobic}$ is the amount of organic material removed by anaerobic processes in the lagoon system (kg COD³)

EF_{CH_4} is the methane emission factor (kg CH₄ / kg COD). A default COD to Methane conversion factor of 0.21kg CH₄/kgCOD is used⁴. If the methodology is used for waste water containing materials not akin to simple sugars a CH₄, a different emissions factor different has to be estimated and applied. Where a metric for organic wastewater flows other than COD is to be applied, the developer should set out the case for a relevant carbon emission factor.

GWP_{CH_4} is the Global Warming Potential of methane ($GWP_{CH_4} = 21$)

The total removal of COD from individual lagoons is a function of:

- Aerobic surface oxidation of COD;
- Chemical oxidation in lagoons (where oxidative species such as sulphate are present);
- Sedimentation of material that microbes are unable to degrade before they form a bottom sediment; and,
- COD degradation as a result of anaerobic micro bacterial activity.

Because individual ponds act in unique manner the total removal and its components must be characterized on a project specific basis.

The mass balance in the considered lagoon system provides the amount of organic material removed by anaerobic processes:

$$M_{lagoon_anaerobic} = M_{lagoon_total} - M_{lagoon_aerobic} - M_{lagoon_chemical_ox} - M_{lagoon_deposition} \quad (3)$$

Where:

M_{lagoon_total} is the total amount of organic material removed in the lagoon system from equation 5 (kg COD)

$M_{lagoon_aerobic}$ is the amount of organic material degraded aerobically in the lagoon system (kg COD). Surface aerobic losses of organic material in pond based systems equal to 254 kg COD per hectare of pond surface area and per day is assumed to be lost through aerobic processes. Where other more project specific losses can be determined, these should be applied.

$M_{lagoon_chemical_ox}$ is the amount of organic material lost through chemical oxidation in the lagoon system (kg COD)

$M_{lagoon_deposition}$ is the amount of organic material lost through deposition in the lagoon system from equation 6 (kg COD)

³ The manner in which organic material load is quantified is not specified here. It is left to the project developer to justify an appropriate choice of wastewater concentration metric depending upon local circumstances. However, in line with IPCC quantification of industrial wastewater treatment a recommendation is made to apply COD (Chemical Oxygen Demand) as the measure of wastewater organic material load.

⁴ Source: IPCC, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, page 5.16.



A sensitivity analysis should be carried out for the surface aerobic losses of organic material to assess its applicability under individual project situations.

Deposition, total removal as well as chemical oxidation are project specific factors that must be quantified on a project by project basis.

In order to assess the amount of COD actually entering the anaerobic system (the lagoons) the amount of COD removed as a result of the new waste water treatment facility must be determined. This is set out in Equation 4

Project Organic Material Entering Lagoon System from New Anaerobic Water Treatment System is:

$$M_{lagoon_input} = M_{input_total} \cdot (1 - R_{NAWTF}) \quad (4)$$

Where:

M_{lagoon_input} is the input of organic material from the new project anaerobic waste water treatment facility into the lagoon system (kg COD)

M_{input_total} is the total amount of organic material fed into the new project water treatment facility (kg COD)

R_{NAWTF} is the total organic material removal efficiency of the new project water treatment facility (-). It is a project specific factor used to estimate how much COD will be removed from the system. The most appropriate manner to estimate this factor is to undertake pilot plant trials with a pilot scale digester system prior to project implementation. Where this is not possible, manufacturers estimates as to equipment removal efficiencies may be applied. This factor will be used to determine estimates of COD flows to the project lagoon system, and the related monitoring methodology (AM0022 “Avoided Wastewater and On-site Energy Use Emissions in the Industrial Sector”) sets out how the actual amount of COD can be monitored to allow calculation of actual project emissions.

Total Material Removed In Lagoon System is:

$$M_{lagoon_total} = M_{lagoon_input} \cdot R_{lagoon} \quad (5)$$

Where:

M_{lagoon_total} is the total amount of organic material removed in the lagoon system through various routes (kg COD)

R_{lagoon} is the total organic material removal ratio of the lagoon (-). It is a project specific factor, and is equal to the proportion of organic material removed (through all routes) within the boundaries of the lagoon system under consideration. This factor should be determined by carrying out a series of biochemical tests prior to project implementation. These tests will determine the COD flows into the system, and the COD flows out of the system at the system boundary. The relative difference of COD flowing in and out of the system over a period of time will allow determination of the Total Organic Material Removal Ratio.

Material Deposition In Lagoon System is:

$$M_{lagoon_deposition} = M_{lagoon_input} \cdot R_{deposition} \quad (6)$$

Where:

$R_{deposition}$ is the organic material deposition ratio of the lagoon. It is equal to the proportion of organic material physically sedimented in lagoons within the project boundaries. It is a project



specific factor derived by assessing the relative ability of COD in the waste water stream to sediment in the project boundaries, through pre project analysis.

Details on the determination of Organic Removal Ratio, Aerobic Decomposition of COD at Lagoon Surfaces, Determining Rates of Sedimentation and Chemical Oxidation are given in Appendices 1, 2 and 3.

Methane emissions from new anaerobic waste water treatment facility

Methane emissions from the specific anaerobic waste water treatment facility that is implemented with the project, should be assessed and estimated based on measurements, technology supplier data and expert estimates. They may be neglected if documented evidence for their insignificance is given.

Methane emissions from Inefficient Combustion Emissions

The combustion of biogas methane may give rise to significant methane emissions as a result of incomplete, or inefficient combustion. The three predominant potential routes for the destruction of methane are:

- Biogas flaring;
- Biogas use in heating systems;
- Biogas use for on site electricity generation.

This methane should be quantified through equation 7.

$$E_{CH_4_IC+Leaks} = \left(\sum_r V_r \cdot C_{CH_4_r} \cdot (1 - f_r) \cdot GWP_{CH_4} \right) + PE_{flare} \quad (7)$$

Where:

the sum is made over two routes r for methane destruction (heating and power generation);

V_r is the biogas combustion process volume in route r (Nm³)

C_{CH_4} is the methane concentration in biogas (tCH₄/Nm³) to be measured on wet basis.

f_r is the proportion of biogas destroyed by combustion (-)

PE_{flare} are the project emissions from flaring of the residual gas stream (tCO₂e) calculated following the procedures described in the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”. PE_{flare} can be calculated on an annual basis or for the required period of time using this tool.

Methane Emissions From Leaks in Biogas System

Leaks in the biogas system include leaks from any anaerobic digester and leaks from the biogas pipeline delivery system.

Although no proposal is set out here as to how biogas leaks from any anaerobic digester system is to be quantified, as this is a purely project specific factor, the project developer must provide, justify and take into account specific data required to calculate related emissions when applying this methodology. In addition, the amount of biogas leaking from the biogas delivery system (pipeline) shall be calculated. Where these pipelines are short (i.e, less than 2km, and for on site delivery only) there may be limited leakage where high quality materials are utilised in construction. To test this assertion, tests should be carried out annually to determine how much biogas (and finally methane) leaks.

**Baseline*****Baseline Determination***

The baseline determination methodology consists of a six-step process in order to define the baseline and to demonstrate that the continuation of current practices (existing lagoon based waste water treatment system without biogas use or flaring of the biogas) is the baseline:

1. **Listing** a range of potential baseline options; i.e. option(s) available to the project participants or similar project developers that provide waste water disposal services comparable with the proposed CDM project activity. Options that might be considered include: Direct release of wastewaters to a nearby water body; new anaerobic digestion or aerobic treatment facilities (activated sludge or filter bed type treatment), continuation of the current situation and the proposed anaerobic treatment facility not undertaken as a CDM project activity;
2. **Select** the barriers from the range of potential barriers that can be demonstrated to be significant in the context of the particular project under consideration i.e. that may prevent the implementation of any of the considered options. Identify barriers expected to be the most significant, where any difference in their relative impacts occurs. The most significant barriers should be documented and their impact on the particular options under consideration explained. Barriers that are considered absolute must be drawn out and identified. Where an absolute barrier is identified the option can not be considered the baseline. An example of this would be a legal barrier to the continuation of the baseline scenario- no further assessment of this option will be carried out;
3. **Score** the barrier. This can be done by addressing a range of potential questions, as set out in Table 1 below. Where a barrier exists Select **Y**, Where a barrier does not exist select **N**, where the question is not relevant select **NA**. Where a barrier is identified, the project proponent shall provide transparent and documented evidence, and offer conservative interpretations of this documented evidence, as to how it demonstrates the existence and significance of the identified barriers. Anecdotal evidence can be included, but alone is not sufficient proof of barriers. In scoring the barriers, factors mitigating barriers such as the existence of programmes for technology support in the host country or subsidies available should be taken into consideration;
4. **Compare**, through assessment of the barriers results, which is the most plausible baseline option and determine whether, on balance, it can be shown that particular barriers drive a particular baseline option;
5. **Investment Analysis:** In situations where more than one baseline option results from the barrier analysis in steps 2 to 4, the financial viability of each these options should be assessed as described in Step 2 (Investment Analysis) of the “*Tool for the demonstration and assessment of additionality*” (EB16 Annex 1) to differentiate between options and determine the most likely baseline scenario;
6. **Conclusion:** The baseline determination should demonstrate that the current and historic practices (and emissions) on the site would continue in the absence of the CDM project activity (i.e. are the baseline). If any of the other alternative baseline options is more likely, this conclusion cannot be drawn and the present methodology is not applicable for the specific project activity.

Table 1: Barrier Test Framework⁵

Barrier Tested	Plausible Baseline Alternative	Alternative 1	Alternative 2	Alternative 3
Legal				
Does the practice violate any host country laws or regulations or is it not in compliance with them?				
Technical				
Is this technology option currently difficult to purchase through local equipment suppliers?				
Are skills and labour to operationalize and maintain this technology in country insufficient?				
Is this technology outside common practice in similar industries in the country?				
Is performance certainty not guaranteed within tolerance limits?				
Is there real, or perceived, technology risk associated with the technology?				
Financial				
Is the technology intervention financially less attractive in comparison to other technologies (taking into account potential subsidies, soft loans or tax windows available)?				
Is equity participation difficult to find locally?				
Is equity participation difficult to find internationally?				
Are site owners/ project beneficiaries carrying any risk?				
Is technology currency (country) denomination a risk?				
Is the proposed project exposed to commercial risk?				
Social				
Is the understanding of the technology low in the host country/industry considered?				
Business Culture				
Is there a reluctance to change to alternative management practices in the absence of regulation?				
Other				
...				

Key – Y: barrier exists; N: barrier does not exist; NA: question is not relevant

⁵ Note: The list of potential questions and related barriers in Table 1 is not exhaustive, and project developers are encouraged to identify and justify other potential barriers preventing any of the project options identified.



Baseline Boundaries

Baseline boundaries are almost identical to the project boundaries mentioned above, but do not include potential methane emissions from the project anaerobic waste water treatment facility, or from biogas (incomplete combustion, leaks).

Baseline boundaries should be drawn encompassing (as appropriate):

- Methane emissions from the existing lagoon-based waste water treatment system up to, and including, the point at which organic material flows can be quantified or estimated into and out of the wastewater treatment facility;
- CO₂ emissions from fossil fuel use for on site heat and/or power generation;
- CO₂ emissions from fossil fuel use for offsite/grid generation of electricity that would otherwise have been produced.

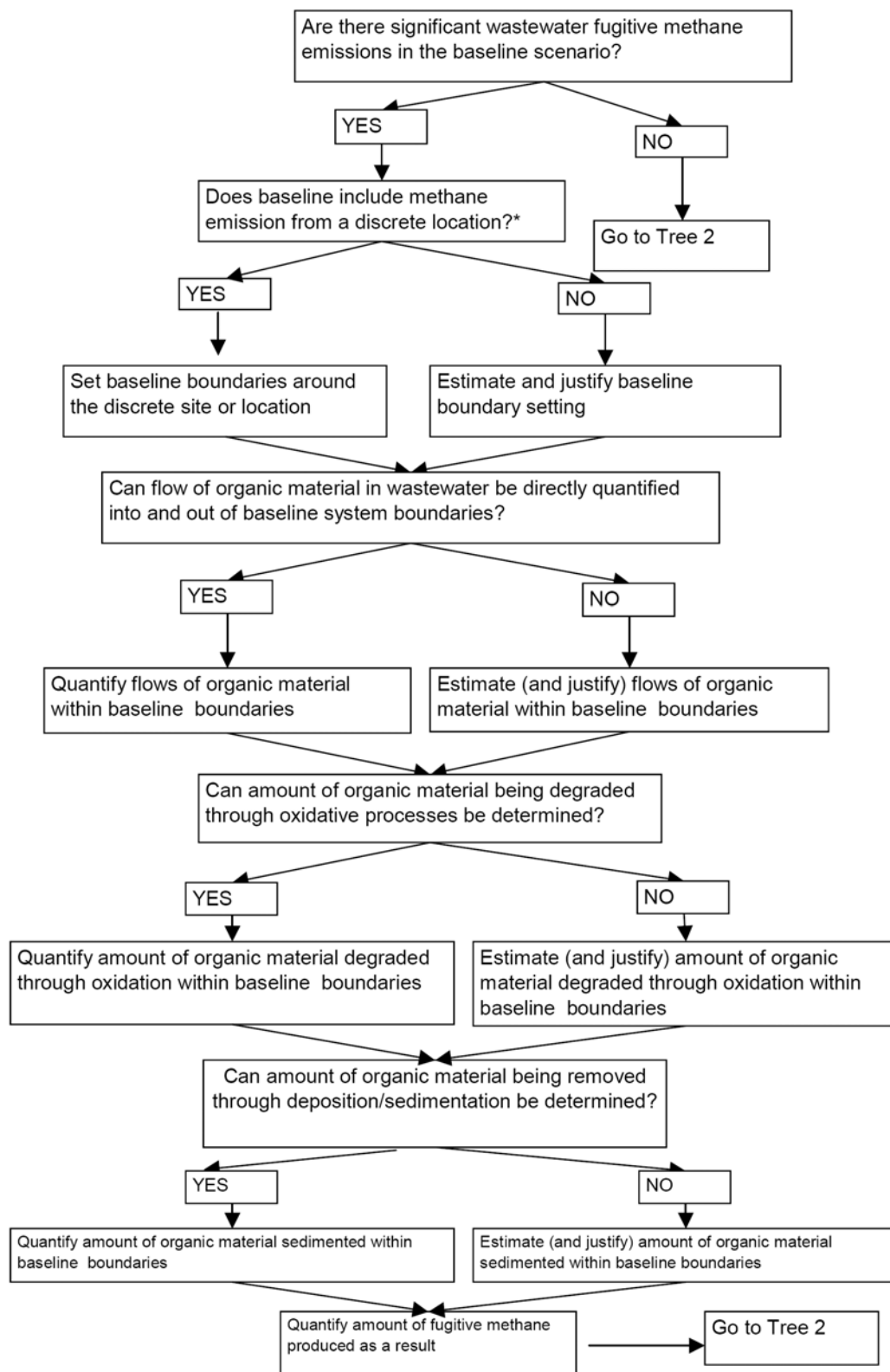
Ignored emissions are: nitrous oxide from the waste treatment system, nitrous oxide and methane from fossil energy use in heat and/or electricity generation.

The following decision trees aim to both guide boundary setting and also determine what elements must be considered to quantify baseline emissions:

- Decision Tree 1 supports the developer identifying the elements relevant to fugitive methane emissions quantification. It aims to guide the developer through understanding some of the primary elements to consider when setting baseline boundaries and emissions;
- Decision Tree 2 supports the developer identifying whether the baseline includes on or offsite energy related emissions, and where to draw boundaries. Where biogas energy is to be produced and used in the project scenario the emissions in the baseline that are to be materially affected must be identified.

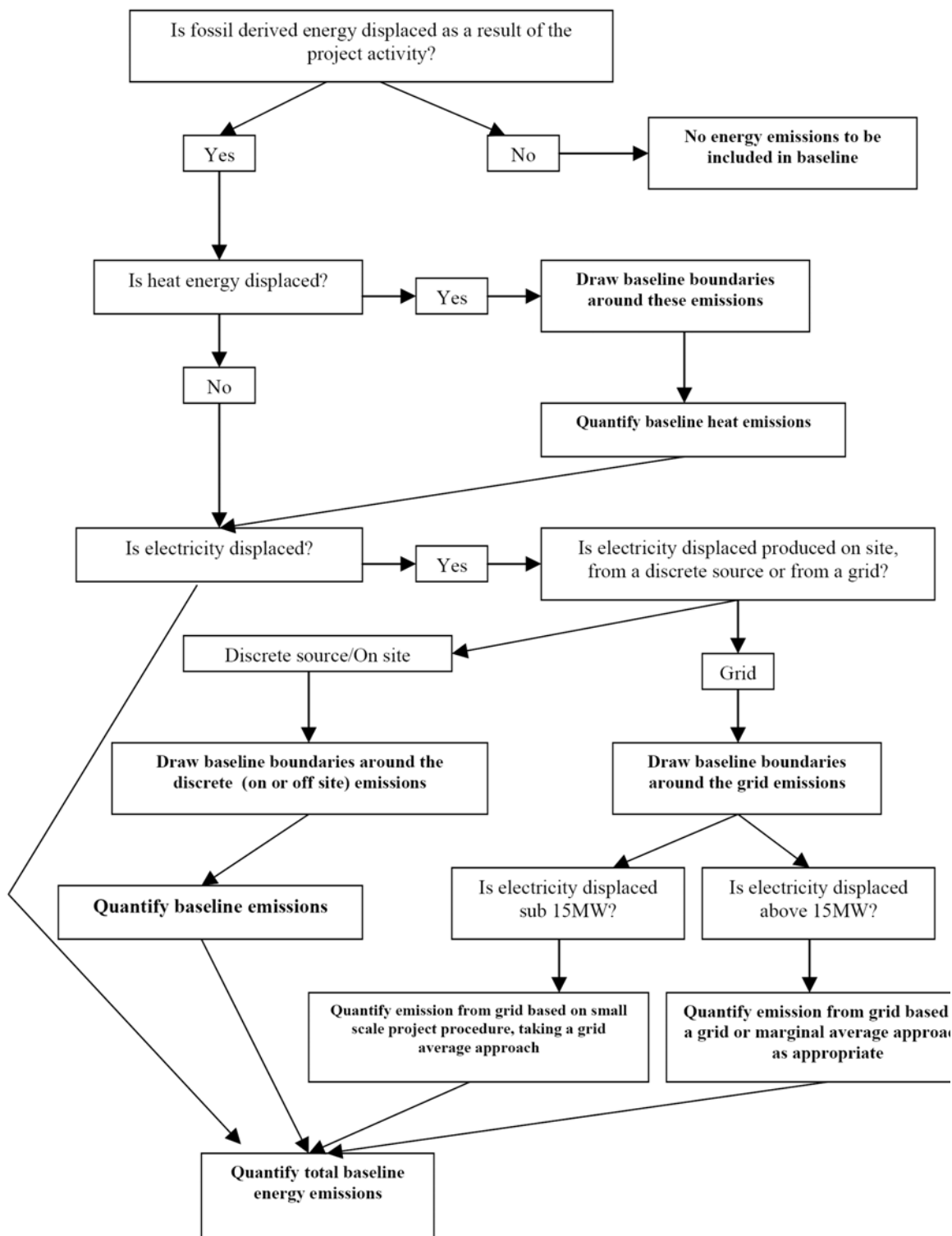


Decision Tree 1, Baseline Boundaries & Fugitive Methane Quantification





Decision Tree 2- Determine Baseline Boundaries and Energy Emissions⁶



⁶ For electricity installations greater than 15MW, ACM 0002 must be applied.

**Baseline Emissions**

Total estimated baseline emissions are the sum of fugitive methane emissions from the existing lagoon-based water treatment system and, if relevant, CO₂ emissions from the generation of heat on site and/or the generation of power on site or off site.

Total Baseline Emissions:

$$E_{BL} = E_{CH_4_lagoons_BL} + E_{CO_2_heat_BL} + E_{CO_2_power_BL} \quad (8)$$

Where:

E_{BL} are the Total Baseline Emissions (tCO₂e)

$E_{CH_4_lagoons_BL}$ are the fugitive methane emissions from lagoons in the baseline case (tCO₂e). They are calculated with baseline data based on equation 2 in the section on project emissions.

$E_{CO_2_heat+powers_BL}$ are the CO₂ emissions from on site fossil heat and/or power generation in the baseline case (tCO₂) that are displaced by generation based on biogas collected in the anaerobic treatment facility.

$E_{CO_2_grid_BL}$ are the CO₂ emissions related to electricity supplied by the grid in the baseline case (tCO₂) that are displaced by generation based on biogas collected in the anaerobic treatment facility.

On Site Heat Generation Emissions displaced by generation based on biogas collected in the anaerobic treatment facility

In calculating CO₂ emissions from on site heat displaced by biogas collected in the anaerobic treatment, the use of fossil fuels is considered:

$$E_{CO_2_heat} = F \cdot NCV \cdot EF \quad (9)$$

Where:

F is the corresponding amount of fossil fuel displaced by the use of biogas for the generation of on site heat (unit). This is estimated as product of : (1) Average specific fuel consumption for the output of the facility, estimated using 3 years historical data; and (2) the annual production
 NCV is the net calorific value of the fossil fuel considered (TJ/unit). Site specific local NCV values should be applied where available; however, should this information not be available, IPCC data may suffice for that specific country.⁷

EF is the carbon emission factor of the fossil fuel considered (tCO₂/TJ).

⁷ IPCC (1996) Revised Guidelines for National GHG Inventories. Table 1.3, IPCC Reference Approach, steps 3-6.



On site and/or off site Grid Power Generation Emissions displaced by generation based on biogas collected in the anaerobic treatment facility

For displaced electricity generated off site different quantification processes for carbon emission factors (CEF) may be applied⁸:

- Sub 15MW Generation: Where the project will have sub 15MW of installed capacity the small scale procedures for sub 15MW electricity generation for export to a grid, as set out by the CDM Executive Board, may be applied (under 1D, Renewable Energy Projects for a Grid).
- 15MW+ Generation: Where the project will have more than 15MW of installed capacity the approved consolidated methodology ACM 002 should be applied.

Displaced electricity CO₂ emissions are:

$$E_{CO_2_power} = EL \cdot CEF \quad (10)$$

Where:

EL is the amount of electricity displaced by the electricity generated from the biogas collected from the anaerobic treatment facility. This is estimated as product of : (1) Average specific electricity consumption for the output of the facility, estimated using 3 years historical data; and (2) the annual production .

CEF is the carbon emission factor for the electricity displaced by the electricity generated from the biogas. If in the baseline situation only one source of power is used (onsite production or grid), then apply the corresponding carbon emission factor. If the two sources are used in the baseline situation, apply the lowest among (i) carbon emission factor of the grid as discussed above (tCO₂e/MWh) and (ii) carbon emission factor of the on site electricity generation equipment displaced (tCO₂e/MWh).

Prior to the beginning of the project activity the characteristics of the fossil fuel used instead of the biogas, should be determined in a conservative way, including emission factors when used: (i) for on site heat production, and (ii) for on site electricity generation.

In the baseline case, without the new anaerobic treatment facility, no material is degraded from the waste water before entering the lagoon system and all the organic material to be treated enters the lagoon system. Equation (4) in the project case has to be changed for the baseline into:

Baseline Organic Material Entering Lagoon System from New Anaerobic Water Treatment System is:

$$M_{lagoon_input_BL} = M_{input_total} \quad (11)$$

Where:

M_{lagoon_input_BL} is the input of organic material from the new project anaerobic waste water treatment facility into the lagoon system (kg COD)

M_{input_total} is the total amount of organic material fed into the baseline water treatment facility (kg COD). It is the same amount as fed into the project water treatment facility.

⁸ The CER methodologies currently apply only to the *generation* of electricity for export to a grid systems. However, this methodology seeks to extend available methodology to activities where electricity is also to be *used* on site, but where current (baseline) supply is drawn from a grid system. The rationale for this is that the impact of such activities (displacing capacity from a grid where electricity is to be alternatively generated on site and generation for export grid and displacement of current grid capacity) have exactly the same implications in terms of the impact on displacing other generating capacity from the grid.



All emission factors, surface aerobic losses of organic material, aerobic degradation, deposition or removal as well as chemical oxidation are determined in the same way as described for the project scenario in the section on project emissions above.

Leakage

Leakage is considered to be negligible.

Emission Reductions

Emission reductions, ER (t CO₂e) are calculated as the difference between baseline (equation 8) and project (equation 1) emissions (see equation 12 below). Leakage is considered to be negligible.

$$ER = E_{BL} - E_{project} \quad (12)$$

Nevertheless it has to be verified that this equation delivers a conservative estimate of emission reductions i.e. that the emissions of CH₄ from the lagoons in the baseline situation are not higher than the total emissions of biogas from the digester and the lagoons in the project situation. Therefore calculate:

$$E_{CH4_lagoon_BL} - (E_{CH4_lagoon} + E_{CH4_nawtf} + E_{CH4_coll}) \quad (13)$$

Where:

E_{CH4_coll} is the amount of methane expressed in (tCO₂e) contained in the biogas collected from the anaerobic treatment facility (i.e. the sum of the biogas sent to heaters, the biogas sent to the gen sets and the biogas sent to the flare).

If this difference is positive, it has to be deducted from the result obtained through the equation (12) in order to obtain the final estimation of the emissions reductions.

Additionality

If the baseline determination in this methodology (see section "Baseline" above) demonstrates that the baseline is different from the proposed project activity not undertaken as a CDM project activity, it may be concluded that the project is additional.

ANEXO IX

METODOLOGÍA AMS III.H

Versión 6



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

TYPE III - OTHER PROJECT ACTIVITIES

Project participants shall take into account the general guidance to the methodologies, information on additionality, abbreviations and general guidance on leakage provided at <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.

III.H. Methane Recovery in Wastewater Treatment

Technology/measure

1. This project category comprises measures that recover methane from biogenic organic matter in wastewaters by means of one of the following options:
 - (i) Substitution of aerobic wastewater or sludge treatment systems with anaerobic systems with methane recovery and combustion.
 - (ii) Introduction of anaerobic sludge treatment system with methane recovery and combustion to an existing wastewater treatment plant without sludge treatment.
 - (iii) Introduction of methane recovery and combustion to an existing sludge treatment system.
 - (iv) Introduction of methane recovery and combustion to an existing anaerobic wastewater treatment system such as anaerobic reactor, lagoon, septic tank or an on site industrial plant.
 - (v) Introduction of anaerobic wastewater treatment with methane recovery and combustion, with or without anaerobic sludge treatment, to an untreated wastewater stream.
 - (vi) Introduction of a sequential stage of wastewater treatment with methane recovery and combustion, with or without sludge treatment, to an existing wastewater treatment system without methane recovery (e.g. introduction of treatment in an anaerobic reactor with methane recovery as a sequential treatment step for the wastewater that is presently being treated in an anaerobic lagoon without methane recovery).
2. If the recovered methane is used for heat and or electricity generation that component of the project activity can use a corresponding category under type I.
3. Measures are limited to those that result in emission reductions of less than or equal to 60 kt CO₂ equivalent annually.

Boundary

4. The project boundary is the physical, geographical site where the wastewater and sludge treatment takes place.

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories*III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)***Project Activity Emissions**

5. Project activity emissions consist of:

- (i) CO₂ emissions on account of power used by the project activity facilities. Emission factors for grid electricity or diesel fuel use as the case may be shall be calculated as described in category AMS I.D;
- (ii) Methane emissions on account of inefficiency of the wastewater treatment and presence of degradable organic carbon in treated wastewater;
- (iii) Methane emissions from the decay of the final sludge generated by the treatment systems;
- (iv) Methane fugitive emissions on account of inefficiencies in capture and flare systems;
- (v) Methane emissions resulting from dissolved methane in the treated wastewater effluent.

$$PE_y = PE_{y, power} + PE_{y, ww, treated} + PE_{y, s, final} + PE_{y, fugitive} + PE_{y, dissolved}$$

Where:

- PE_y** project activity emissions in the year “y” (tCO₂e)
- PE_{y, power}** emissions from electricity or diesel consumption in the year “y”
- PE_{y, ww, treated}** emissions from degradable organic carbon in treated wastewater in year “y”
- PE_{y, s, final}** emissions from anaerobic decay of the final sludge produced in the year “y”. If the sludge is controlled combusted, disposed in a landfill with methane recovery, or used for soil application, this term can be neglected, and the final disposal of the sludge shall be monitored during the crediting period.
- PE_{y, fugitive}** emissions from methane release in capture and flare systems in year “y”.
- PE_{y, dissolved}** emissions from dissolved methane in treated wastewater in year “y”

$$PE_{y, ww, treated} = Q_{y, ww} * COD_{y, ww, treated} * B_{o, ww} * MCF_{ww, final} * GWP_{CH_4}$$

Where:

- Q_{y, ww}** volume of wastewater treated in the year “y” (m³)
- COD_{y, ww, treated}** chemical oxygen demand of the treated wastewater in the year “y” (tonnes/m³)¹

¹ The IPCC default value of 0.25 kg CH₄/kg COD was corrected to take into account the uncertainties. For domestic waste water, a COD based value of B_{o, ww} can be converted to BOD₅ based value by dividing it by 2.4 i.e. a default value of 0.504 kg CH₄/kg BOD can be used.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)

- B_{o,ww}** methane producing capacity of the wastewater (IPCC default value for domestic wastewater of 0.21 kg CH₄/kg.COD)¹
- MCF_{ww,final}** methane correction factor based on type of treatment and discharge pathway of the wastewater (fraction) (MCF Higher Value in table III.H.1 for sea, river and lake discharge i.e. 0.2).
- GWP_{CH4}** Global Warming Potential for methane (value of 21 is used)

Table III.H.1. IPCC default values¹⁾ for Methane Correction Factor (MCF)

Type of wastewater treatment and discharge pathway or system	MCF lower values	MCF higher values
Discharge of wastewater to sea, river or lake	0.0	0.2
Aerobic treatment, well managed	0.0	0.1
Aerobic treatment, poorly managed or overloaded	0.2	0.4
Anaerobic digester for sludge without methane recovery	0.8	1.0
Anaerobic reactor without methane recovery	0.8	1.0
Anaerobic shallow lagoon (depth less than 2 metres)	0.0	0.3
Anaerobic deep lagoon (depth more than 2 metres)	0.8	1.0
Septic system	0.5	0.5

1) Default values from chapter 6 of volume 5. Waste in 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

$$PE_{y,s,final} = S_{y,final} * DOC_{y,s,final} * MCF_{s,final} * DOC_F * F * 16/12 * GWP_{CH_4}$$

Where:

PE_{y,s,final} Methane emissions from the anaerobic decay of the final sludge generated in the wastewater system in the year “y” (tCO₂e)

S_{y,final} Amount of final sludge generated by the wastewater treatment in the year y (tonnes)

DOC_{y,s,final} Degradable organic content of the final sludge generated by the wastewater treatment in the year y (fraction). It shall be measured by sampling and analysis of the sludge produced, and estimated ex-ante using the IPCC default values of 0.05 for domestic sludge (wet basis, considering a default dry matter content of 10 percent) or 0.09 for industrial sludge (wet basis, assuming dry matter content of 35 percent).

MCF_{s,final} Methane correction factor of the landfill that receives the final sludge, estimated as described in category AMS III.G.

DOC_F Fraction of DOC dissimilated to biogas (IPCC default value of 0.5)

F Fraction of CH₄ in landfill gas (IPCC default of 0.5).

$$PE_{y,fugitive} = PE_{y,fugitive,ww} + PE_{y,fugitive,s}$$

Where:

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories*III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)*

PE_{y,fugitive,ww} Fugitive emissions through capture and flare inefficiencies in the anaerobic wastewater treatment in the year “y” (tCO₂e)

PE_{y,fugitive,s} Fugitive emissions through capture and flare inefficiencies in the anaerobic sludge treatment in the year “y” (tCO₂e)

$$PE_{y,fugitive,ww} = (1 - CFE_{ww}) * MEP_{y,ww,treatment} * GWP_{CH_4}$$

Where:

CFE_{ww} capture and flare efficiency of the methane recovery and combustion equipment in the wastewater treatment (a default value of 0.9 shall be used, given no other appropriate value)

MEP_{y,ww,treatment} methane emission potential of wastewater treatment plant in the year “y” (tonnes)

$$MEP_{y,ww,treatment} = Q_{y,ww} * COD_{y,ww,untreated} * B_{o,ww} * MCF_{ww,treatment}$$

Where:

COD_{y,ww,untreated} Chemical oxygen demand of the wastewater entering the anaerobic treatment reactor/system with methane capture in the year “y” (tonnes/m³)

MCF_{ww,treatment} methane correction factor for the wastewater treatment system that will be equipped with methane recovery and combustion (MCF higher values in table III.H.1).

$$PE_{y,fugitive,s} = (1 - CFE_s) * MEP_{y,s,treatment} * GWP_{CH_4}$$

Where:

CFE_s capture and flare efficiency of the methane recovery and combustion equipment in the sludge treatment (a default value of 0.9 shall be used, given no other appropriate value)

MEP_{y,s,treatment} methane emission potential of the sludge treatment system in the year “y” (tonnes)

$$MEP_{y,s,treatment} = S_{y,untreated} * DOC_{y,s,untreated} * DOC_F * F * 16/12 * MCF_{s,treatment}$$

Where:

S_{y,untreated} amount of untreated sludge generated in the year “y” (tonnes)

DOC_{y,s,untreated} Degradable organic content of the untreated sludge generated in the year y (fraction). It shall be measured by sampling and analysis of the sludge produced, and estimated ex-ante using the IPCC default values of 0.05 for domestic sludge (wet basis, considering a default dry matter content of 10 percent) or 0.09 for industrial sludge (wet basis, assuming dry matter content of 35 percent)

MCF_{s,treatment} methane correction factor for the sludge treatment system that will be equipped with methane recovery and combustion (MCF Higher value of 1.0 as per table III.H.1).

$$PE_{y,dissolved} = Q_{y,ww} * [CH_4]_{y,ww,treated} * GWP_{CH_4}$$

Where:



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)

$[\text{CH}_4]_{y, \text{ww, treated}}$ dissolved methane content in the treated wastewater (tonnes/m³). In aerobic wastewater treatment default value is zero, in anaerobic treatment it can be measured, or a default value of 10e-4 tonnes/m³ can be used².

Baseline

6. The baseline scenario will be one of the following situations:
 - (i) The existing aerobic wastewater or sludge treatment system, in the case of substitution of one or both of these systems for anaerobic ones with methane recovery and combustion.
 - (ii) The existing sludge disposal system, in the case of introduction of anaerobic sludge treatment system with methane recovery and combustion to an existing wastewater treatment plant.
 - (iii) The existing sludge treatment system without methane recovery and combustion.
 - (iv) The existing anaerobic wastewater treatment system without methane recovery and combustion.
 - (v) The untreated wastewater being discharged into sea, river, lake, stagnant sewer or flowing sewer, in the case of introducing the anaerobic treatment to an untreated wastewater stream.
 - (vi) The existing anaerobic wastewater treatment system without methane recovery for the case of introduction of a sequential anaerobic wastewater treatment system with methane recovery.
7. The baseline emissions are calculated as follows:
 - (a) For the cases 6 (i) and 6 (ii) the baseline emissions (BE_y) are calculated as:

$$\text{BE}_y = \text{BE}_{y, \text{power}} + \text{BE}_{y, \text{ww, treated}} + \text{BE}_{y, \text{s, final}}$$

Where:

BE_y	Baseline emissions in the year “y” (tCO ₂ e)
$\text{BE}_{y, \text{power}}$	emissions on account of electricity or diesel consumed in the year “y” by the replaced aerobic wastewater or sludge treatment system
$\text{BE}_{y, \text{ww, treated}}$	emissions from degradable organic carbon in treated wastewater in year “y”, calculated using the same formula as that used for calculating the project emissions ($\text{PE}_{y, \text{ww, treated}}$). The value of this term is zero for the case 6 (ii).

² Value calculated using approach given by Greenfield, P.F. and Batstone, D.J. Anaerobic digestion: impact of future GHG mitigation policies on methane generation and usage. In: Proceedings of Anaerobic Digestion Congress, Montreal, Canada, 2004

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories*III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)*

BE_{y,s,final} emissions on account of anaerobic decay of the final sludge produced in the year “y”, calculated using the formula as for the project emission (PE_{y,s,final}). If the sludge is controlled combusted, disposed in a landfill with methane recovery, or used for soil application, this term shall be neglected, and the end-use of the final sludge will be monitored during the crediting period.

(b) For the cases 6 (iii) and 6 (iv) the baseline emissions are calculated as per the formulas provided for calculating the project emissions, with the exception that MCF lower values in Table III.H.1 are used:

$$BE_y = MEP_{y,ww,treatment} * GWP_{CH4} + MEP_{y,s,treatment} * GWP_{CH4}$$

(c) For the case of 6 (v) since the MCF lower value for discharge of wastewater to sea, river or lake is 0.0 as per Table III.H.1, but may vary up to 0.2, the project participants shall demonstrate by measurements or by mathematical modelling of the impact of the discharge on the receiving water body, that anaerobic conditions do appear and the baseline emissions occur (a positive MCF is found). This MCF is used to determine the baseline emission scenario:

$$BE_y = Q_{y,ww} * COD_{y,ww,untreated} * B_{0,ww} * MCF_{ww,final} * GWP_{CH4}$$

(d) For the case 6 (vi) the baseline emissions are calculated as:

$$BE_y = Q_{y,ww} * COD_{y,ww,untreated} * B_{0,ww} * MCF_{ww,treatment} * GWP_{CH4}$$

Where:

MCF_{ww,treatment} Methane correction factor for the existing wastewater treatment system to which the sequential anaerobic treatment step is being introduced (MCF lower value in Table III.H.1.)

For the above cases (a), (b) and (c) the methane generation capacity of the treated wastewater (B_{0,ww}) shall be IPCC lower value of 0.21 kg CH₄/kg .COD.

Leakage

8. If the used technology is equipment transferred from another activity or if the existing equipment is transferred to another activity, leakage effects at the site of the other activity are to be considered.

Monitoring

9. For the cases listed in paragraph 1 as:

(i) Substitution of aerobic wastewater or sludge treatment system by an anaerobic treatment system with methane recovery and combustion, or

(v) Introduction of an anaerobic wastewater treatment system with methane recovery and combustion to an untreated wastewater stream

The emission reduction achieved by the project activity will be the difference between the baseline emission and the sum of the project emission and leakage.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)

$$ER_y = BE_y - (PE_y + Leakage_y)$$

The existing records of electricity consumption, COD content of treated wastewater, and quantity of sludge produced by the replaced aerobic units will be used for the baseline calculation in case (i). The project emissions will be monitored by regular measurements and recording of:

- the flow of wastewater and/or sludge treated ($Q_{y,ww}$ and $S_{y,untreated}$);
- their initial and final content of degradable carbon ($COD_{y,ww,untreated}$, $COD_{y,ww,treated}$, $DOC_{y,s,untreated}$, $DOC_{y,s,treated}$);
- and the dissolved methane in the wastewater just leaving the anaerobic reactor (if the default value for dissolved methane is not used), for the case (i).

10. For the cases of (ii) introduction of anaerobic sludge treatment with methane recovery and combustion to untreated sludge; (iii) and (iv) introduction of methane recovery and combustion unit to an existing anaerobic wastewater or sludge treatment system, and (vi) introduction of a sequential stage of wastewater treatment with methane recovery and combustion to an existing wastewater treatment, the calculation of emission reductions shall be based on the amount of methane recovered and fuelled or flared, that is monitored ex-post. Also for these cases, the project emissions and leakage will be deducted from the emission reductions calculated from the methane recovered and combusted.

11. In all cases, the amount of methane recovered, fuelled or flared shall be monitored ex-post, using continuous flow meters. The fraction of methane in the gas should be measured with a continuous analyser or, alternatively, with periodical measurements at a 95% confidence level. Temperature and pressure of the gas are required to determine the density of methane combusted.

12. Regular maintenance should ensure optimal operation of flares. The flare efficiency, defined as the fraction of time in which the gas is combusted in the flare, multiplied by the efficiency of the flaring process, shall be monitored. One of the two following options shall be used to determine the efficiency of the flaring process in an enclosed flare:

- (a) To adopt a 90% default value, or
- (b) To perform a continuous monitoring of the efficiency³.

If option (a.) is chosen continuous check of compliance with the manufacturers specification of the flare device (temperature, biogas flow rate) should be done. If in any specific hour any of the parameters is out of the range of specifications 50% of default value should be used for this specific hour. For open flare 50% default value should be used, as it is not possible in this case to monitor the efficiency. If at any given time the temperature of the flare is below 500°C, 0% default value should be used for this period.

³ The procedures described in the Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane shall be used.



CDM – Executive Board

UNFCCC/CCNUCC



III.H./Version 06
Sectoral Scope: 13
EB 33

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.H. Methane recovery in wastewater treatment (cont)

13. If the methane emissions from anaerobic decay of the final sludge were to be neglected because the sludge is controlled combusted, disposed in a landfill with methane recovery, or used for soil application, then the end-use of the final sludge will be monitored during the crediting period.

Project activity under a programme of activities

The following conditions apply for use of this methodology in a project activity under a programme of activities:

14. In case the project activity involves the replacement of equipment, and the leakage effect of the use of the replaced equipment in another activity is neglected, because the replaced equipment is scrapped, an independent monitoring of scrapping of replaced equipment needs to be implemented. The monitoring should include a check if the number of project activity equipment distributed by the project and the number of scrapped equipment correspond with each other. For this purpose scrapped equipment should be stored until such correspondence has been checked. The scrapping of replaced equipment should be documented and independently verified.

ANEXO X

METODOLOGÍA AMS III.I

Versión 6



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

TYPE III - OTHER PROJECT ACTIVITIES

Project participants shall take into account the general guidance to the methodologies, information on additionality, abbreviations and general guidance on leakage provided at <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.

III.I. Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic lagoons by aerobic systems

Technology/measure

1. This project category comprises measures that avoid the production of methane from biogenic organic matter in wastewaters being treated in anaerobic lagoons. Due to the project activity, the anaerobic lagoons¹ (without methane recovery), are substituted by aerobic systems. The project activity does not recover or combust methane in wastewater treatment facilities (unlike III.H).
2. Measures are limited to those that result in emission reductions of less than or equal to 60 kt CO₂ equivalent annually.

Boundary

3. The project boundary is the physical, geographical site where the wastewater treatment takes place.

Project Activity Emissions

4. Project activity emissions consists of:
 - (i) CO₂ emissions related to the power used by the project activity facilities. Emission factors for grid electricity or diesel fuel use shall be calculated as described in category I.D;
 - (ii) Methane emissions during the aerobic wastewater treatment;
 - (iii) Methane emissions from the decay of the sludge generated by the aerobic systems, if the sludge is disposed to decay anaerobically in a landfill without methane recovery.

$$PE_y = PE_{y,power} + PE_{y,ww,treatment} + PE_{y,sludge}$$

Where:

PE_y project activity emissions in the year “y” (tCO₂e)

PE_{y,power} emissions on account of electricity or diesel consumption in the year “y”

¹ Anaerobic lagoons are ponds deeper than 2 meters, without aeration, ambient temperature above 15°C, at least during part of the year, on a monthly average basis, and with a volumetric loading rate of Chemical Oxygen Demand above 0.1 kg COD.m⁻³.day⁻¹.

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories*III.I. Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic lagoons by aerobic systems (cont)***PE_{y,ww,treatment}** emissions from the aerobic wastewater treatment in the year “y”¹**PE_{y,sludge}** emissions from anaerobic decay of the sludge produced in the year “y”

$$PE_{y,ww,treatment} = Q_{ww,y} * COD_y * B_o * MCF_{aerobic} * GWP_{CH_4}$$

Where:

Q_{ww,y} Volume of the wastewater treated during the year “y” (m³)**COD_y** Chemical oxygen demand of effluent entering the lagoons in the year y (tonnes).**B_o** methane producing capacity for the wastewater (IPCC default value for domestic wastewater of 0.21 kg CH₄/kg.COD)²**MCF_{aerobic}** methane correction factor for the wastewater treatment in aerobic systems (MCF higher value of 0.1 for well managed systems, or 0.4 for poorly managed or overloaded systems as per table III.H.1 in category III.H)**GWP_{CH₄}** Global Warming Potential for CH₄ (value of 21)

$$PE_{y,sludge} = S_y * DOC_{y,s} * MCF_s * DOC_F * F * 16/12 * GWP_{CH_4}$$

Where:

PE_{y,sludge} Methane emissions from the anaerobic decay of the final sludge generated in the wastewater system in the year “y” (tCO₂e)**S_y** Amount of sludge generated by the wastewater treatment in the year y (tonnes).**DOC_{y,s}** Degradable organic content of the sludge generated by the wastewater treatment in the year y (fraction). It shall be measured by sampling and analysis of the sludge produced, and estimated ex-ante using the IPCC default values of 0.05 for domestic sludge (wet basis, considering a default dry matter content of 10 percent) or 0.09 for industrial sludge (wet basis, assuming dry matter content of 35 percent).**MCF_s** Methane correction factor of the landfill that receives the final sludge, estimated as described in category AMS III.G.**DOC_F** Fraction of DOC dissimilated to biogas (IPCC default value is 0.5).**F** Fraction of CH₄ in landfill gas (IPCC default is 0.5).

¹ These methane emissions occur due to anaerobic pockets that may occur in aerobic systems, and are considered in 2006 IPCC Guidelines. Methane emissions through inefficiency of the wastewater treatment and presence of degradable organic carbon in treated wastewater will be neglected, since they would also be accounted for in the baseline scenario, and would approximately cancel each other.

² The IPCC default value of 0.25 kg CH₄/kg COD was corrected to take into account the uncertainties. For domestic waste water, a COD based value of B_{o,ww} can be converted to BOD₅ based value by dividing it by 2.4 i.e. a default value of 0.504 kg CH₄/kg BOD can be used.

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories*III.I. Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic lagoons by aerobic systems (cont)***Baseline**

5. The baseline scenario is the situation where, in the absence of the project activity, degradable organic matter in wastewater is treated in anaerobic lagoons and methane is emitted to the atmosphere. Baseline emissions are calculated as the amount of methane produced in the anaerobic system that was replaced with aerobic system.

6. The baseline emissions from the lagoon are estimated using the procedure defined under category AMS III.H.:

$$BE_y = \sum(Q_{ww,y,m} * COD_{y,m}) * Bo * MCF_{lagoon} * GWP_{CH_4}$$

Where:

BE_y Baseline emissions in the year “y” (tCO₂e).

Q_{ww,y,m} Volume of the wastewater treated during the months m, during year “y”, for the months with ambient average temperature above 15°C (m³).

COD_{y,m} Chemical oxygen demand of effluent entering the lagoons in the year y (tonnes/m³) for the months with ambient average temperature above 15°C.

MCF_{lagoon} methane correction factor for the wastewater treatment in anaerobic lagoons (MCF lower value of 0.8 as per table III.H.1 under AMS III.H).

Leakage

7. If the aerobic treatment technology is equipment transferred from another activity or if the existing equipment is transferred to another activity, leakage effects at the site of the other activity are to be considered.

Monitoring

8. The emission reduction achieved by the project activity will be measured as the difference between the baseline emission and the sum of the project emission and leakage.

$$ER_y = BE_y - (PE_y + Leakage_y)$$

Where:

ER_y Emission reduction in the year “y” (tCO₂e)

The amount of COD treated in the wastewater treatment plant shall be measured regularly. The wastewater flow shall be recorded.

9. The yearly amount of sludge produced (Sy) shall be directly measured by weight or indirectly by its volume and density. Its degradable organic content (DOC_{y,s}) will be measured by representative sampling and analysis, in case the default value is not used.



CDM – Executive Board

UNFCCC/CCNUCC



III.1./Version 06
Sectoral Scope: 13
EB 33

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.1. Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic lagoons by aerobic systems (cont)

Project activity under a programme of activities

The following conditions apply for use of this methodology in a project activity under a programme of activities:

10. In case the project activity involves the replacement of equipment, and the leakage effect of the use of the replaced equipment in another activity is neglected, because the replaced equipment is scrapped, an independent monitoring of scrapping of replaced equipment needs to be implemented. The monitoring should include a check if the number of project activity equipment distributed by the project and the number of scrapped equipment correspond with each other. For this purpose scrapped equipment should be stored until such correspondence has been checked. The scrapping of replaced equipment should be documented and independently verified.

ANEXO XI

Metodologías AM0013, AMS III.H y AMS III.I Automatizadas en Excel (Formato Digital)