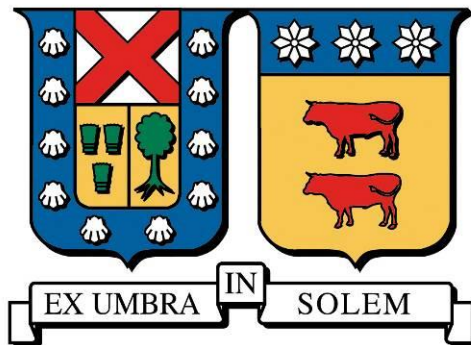




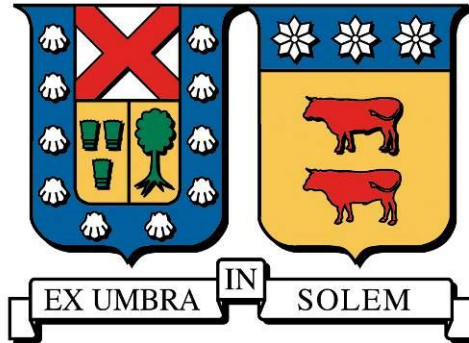
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA**

**“Metodología práctica de evaluación técnico-
económico-ambiental y gestión de utilización de
desechos orgánicos en industria de ganado para la
producción de energía eléctrica”**

Sebastián Ortiz Medina

MAGISTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2017



**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA**

**“Metodología práctica de evaluación técnico-
económico-ambiental y gestión de utilización de
desechos orgánicos en industria de ganado para la
producción de energía eléctrica”**

Tesina de grado presentada por

Sebastián Andrés Ortiz Medina

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui

Profesor Correferente
MBA, Ing. Gerardo Muñoz Chacón

Julio 2017

TITULO DE LA TESINA:

METODOLOGÍA PRÁCTICA DE EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO-AMBIENTAL Y GESTIÓN DE UTILIZACIÓN DE DESECHOS ORGÁNICOS EN INDUSTRIA DE GANADO PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

AUTOR:

Sebastián Andrés Ortiz Medina

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui.....

MBA, Ing. Gerardo Muñoz Chacón.....

Msc. Ing. Manuel Meneses Zuñiga.....

Santiago, Chile. Julio de 2017

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios y a la Mater, por todo el apoyo espiritual, especialmente en esos momentos de agotamiento mental y físico, en que la fe me dio la fuerza necesaria para seguir adelante.

A mi señora Natalya, por su apoyo incondicional, motivación, cuidados y compañía en momentos que fueron muy complicados de abordar.

A mis padres, Gloria y Enrique, por su constante apoyo, palabras de ánimo y cuidados brindados en los momentos en que más los necesite.

A mi hermano Mauricio, que no pude ir a visitar a México en los últimos años y con quien no pude compartir como me hubiera gustado durante sus visitas a Chile.

A mis suegros, Yuba y Omar, por el apoyo a mi persona y la compañía y contención que brindaron a Natalya en los momentos en que no podía estar con ella mientras debía estudiar.

A mis compañeros del Magister, y por sobre todo amigos, François Peralta y Oscar Gálvez, el “Team Mentix”, con los que pasamos varios fines de semana, feriados y noches de largo estudiando para cumplir éste objetivo, y que sin duda con los cuales formamos un notable equipo.

A mi profesor Guía Wilfredo Jara y Correferente Gerardo Muñoz, por su dedicación y profesionalismo en el trabajo de guiarme en este proceso.

A mi profesor Correferente Externo Manuel Meneses, por su ayuda desinteresada, consejos y la motivación entregada para seguir adelante con el desarrollo de la Tesina.

A Enel Generación, por el apoyo económico para realizar este Magister.

Muchas gracias a todos.

DEDICATORIA

A mi esposa Natalya

A mis padres, Gloria y Enrique

Por su apoyo incondicional para realizar este MEE

RESUMEN

La realización de proyectos de generación de energía a través de plantas de biogás (Potencia < 100 kW), en la actualidad se puede tornar una tarea compleja, en especial para un desarrollador que se inicia en este rubro. El objetivo de esta tesina, es servir como herramienta para futuros proyectos como el expuesto en este artículo, ayudando en el desarrollo del proceso comenzando desde la idea del proyecto hasta su decisión de inversión. Este, debe considerar distintos aspectos, tales como consideraciones tecnológicas, fundamentos físicos, situación actual en Chile, aspectos técnicos, costos, relación con el medioambiente, regulación aplicada, incentivos para el desarrollador, comercialización del producto, financiamiento del proyecto y en general, variables de importancia a considerar en la evaluación. Además, se plantea mostrar los pasos que se deben dar para lograr una evaluación y gestión genérica de un proyecto de este tipo, aportando con un ejemplo práctico de evaluación y financiamiento.

Para lograr el objetivo se realizó una recopilación y análisis de información, de los distintos ámbitos indicados anteriormente, con los cuales se pudo obtener una visión global de lo que implica desarrollar un proyecto de biogás. De acuerdo a lo indicado se constató que existe un desarrollo tecnológico probado y a disposición del mercado, pero con una escasa aplicación. Además, se determinó que los biodigestores de geomembrana de flujo horizontal son los más recomendados para la realidad nacional, debido al menor costo de inversión que otras tecnologías, su instalación modular y componentes de fácil instalación y recambio.

Respecto de la situación en Chile existe poca experiencia en proyectos de biogás a partir de estiércol de vaca. Además, hay un escaso conocimiento por parte de los ganaderos de los beneficios de su desarrollo como el manejo de residuos, olores, la posibilidad de generar biogás, energía e incluso calor para proceso de la planta o realizar la venta de electricidad y

abono orgánico a terceros.

En esta visión global, se concluye que el número de cabezas de ganado, la disponibilidad de agua y el tiempo de retención hidráulico, determinarán la dimensión y/o número de biodigestores a instalar, lo cual tiene implicancias sobre los requerimientos de espacio, obras civiles a considerar, equipamiento de la planta, grupo electrógeno e instrumentos de medición y control.

Para completar dicha visión, se analizaron los costos del proyecto determinándose que el componente con mayor peso relativo dentro de las inversiones son las obras civiles y que el costo por kilowatt (kW) instalado es de MM\$ 2 aproximadamente.

La mayoría de los proyectos de generación de biogás corresponden a proyectos de magnitud mediana o pequeña, con capacidad instalada menor a 3 megawatts (MW). Por ser estos proyectos de baja escala deberían presentar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), salvo que existiese alguna situación particular relacionada con la localización del proyecto, impacto adverso sobre la población o recursos naturales, el paisaje o el patrimonio cultural o ser mayor a 3 MW, lo que obligaría a presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Por otra parte, se analizaron las alternativas de financiamiento, en donde actualmente no existen subsidios para etapas de preinversión o desarrollo, existiendo créditos con garantía estatal como alternativas al financiamiento bancario, que solicita elevados requisitos para proporcionar los recursos.

Para efecto de estimar los ingresos del proyecto, existen dos alternativas de comercialización de la electricidad que puede optar el desarrollador, en el mercado spot, al costo marginal de la energía y precio nudo de la potencia, o mediante el precio estabilizado.

Finalmente, se plantea una metodología de evaluación en la cual se

mencionan todas las variables de importancia que es necesario dimensionar en la evaluación, ya sea estimaciones para la etapa de pre factibilidad o valores más exactos para la evaluación de factibilidad. La metodología planteada utiliza toda la información comentada en los párrafos anteriores, integrándola para obtener un resultado y recomendación, en el caso de la Pre factibilidad de seguir avanzando o no, y en el caso de la factibilidad de decidir construir el proyecto o no.

A modo de ejemplo, se evalúa un proyecto de una planta de biogás para 500 cabezas de ganado estabuladas, con una potencia instalada de 51,6 kW, con el objetivo de visualizar las variables de importancia que lo pueden hacer posible. Determinándose un umbral de 437 animales como el mínimo en que el proyecto se hace rentable. Para complementar esta evaluación, se analizó su financiamiento, llegando a la conclusión que la modalidad óptima es a través de un crédito de fondo general de garantía de inversiones (FOGAIN), el cual agrega valor al proyecto puro.

ABSTRACT

The execution of power generation projects through biogas plants (Power <100 kW), could be a complex task, especially for a developer who starts in this field. The objective of this thesis is to serve as a tool for future projects like the one exposed in this article, helping in the development process starting from the type of project until the investment decision. This must consider different kind of aspects, like technological considerations, physical fundamentals, current situation in Chile, technical aspects, costs, relation with the environment, applied regulation, incentives for the developer, trading energy in the market and financing, important variables to consider in the evaluation. In addition, it is proposed to show the steps that must be taken to achieve a generic evaluation and management of a project of this type, providing a practical example of evaluation and financing.

In order to achieve the objective, a collection and analysis of information was carried out from the different areas indicated above, which makes possible to obtain a global vision of what involves to develop a biogas project. According to the above, it has been found that technological development is proven and available to the market, but with a little application. In addition, it was determined that horizontal flow geomembrane biodigesters are the most recommended for the national reality, due to the lower cost of investment than other technologies, its modular and easy installation and replacement components.

Regarding current situation in Chile, there is little experience in biogas projects from cow dung. Also there is a poor knowledge from farmers about benefits of their development such as waste management, bad odors, the possibility to generate biogas, energy and even heat to process the plant or to sale electricity and organic fertilizer to third parties.

With this global vision, it is concluded that the number of livestock and the hydraulic retention time, will determine the size and / or number of biodigestors to be installed, which has implications on the space requirements, civil works to be considered, equipment of the plant, generator set and measuring and control instruments.

To complete this vision, the costs of the project was analyzed, determining that the component with the highest relative weight within the investments are civil works. The cost per installed kW is approximately \$ 2,000,000.

Most of biogas generation projects correspond to medium or small magnitude projects, with installed capacity of less than 3 MW. Because these low-scale projects should present a DIA, unless there is a particular situation related to the location of the project, adverse impact on the population or natural resources, landscape or cultural heritage or greater than 3 MW, which would force to submit an EIA.

On the other hand, financing alternatives were analyzed, where there are currently no subsidies for preinvestment or development stages, with state guaranteed loans as alternatives to bank financing, which requires high requirements to provide the resources.

In order to estimate the project income, there are two alternatives for trading the electricity that the developer can choose in the spot market (the marginal energy and power node price), or the stabilized price.

Finally, an evaluation methodology is proposed, in which all the important variables that need to be dimensioned in the evaluation are mentioned, either estimates for the pre-feasibility stage or more accurate values for the feasibility evaluation. The exposed methodology uses all the information discussed in the previous paragraphs, in order to get a result and suggestions. In the case of Pre feasibility of continuing to progress or not, and in the case of feasibility of deciding to build the project.

For example, a biogas project plant is evaluated for 500 livestock units, with an installed power of 51.6 kW, in order to visualize important variables that can make it possible. Determining a threshold of 437 animals as the minimum in which the project becomes profitable. To complement this evaluation, financing alternatives were analyzed, concluding that the optimal modality is through a FOGAIN credit, which adds value to the pure project.

GLOSARIO

CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional.
CIFES:	Centro Nacional para la innovación y fomento de energías sustentables.
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CORFO:	Corporación de Fomento de la Producción
DIA:	Declaración de Impacto Ambiental
DS:	Decreto Supremo
EIA:	Estudio de Impacto Ambiental
FOGAIN:	Fondo de garantía de Inversiones
HDPE:	Polietileno de alta densidad
H₂S:	Sulfuro de hidrógeno
INE:	Instituto Nacional de Estadística
kV:	Kilo Volt
MDL:	Mecanismo de desarrollo limpio
Mj:	Mega Joule
MMBTU:	Millones de “british thermal unit”
MS:	Materia seca
M³:	Metros cúbicos
MW:	Mega Watt
NH₄⁺:	Amonio
NTCO:	Norma Técnica de Conexión y Operación
NTSyCs:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
kW:	Kilo Watt
OCCC:	Obras Civiles
PMGD:	Pequeño medio de generación distribuida
PVC:	Policloruro de vinilo

GLOSARIO

RMC:	Biodigestor de mezcla completa
SCR:	Solicitud de conexión a la red
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA:	Sistema de evaluación de Impacto Ambiental
SIC:	Sistema Interconectado Central
ST:	Sólidos totales
SV:	Sólidos volátiles
TIR:	Tasa interna de retorno
TRH:	Tiempo de retención hidráulico
UASB:	“Upflow anaerobic sludge blanket”
VAN:	Valor actual Neto

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	4
DEDICATORIA.....	5
RESUMEN	6
ABSTRACT	9
GLOSARIO.....	12
TABLA DE CONTENIDO	14
INDICE DE FIGURAS	18
INDICE DE TABLAS	19
1. INTRODUCCIÓN	20
2. OBJETIVOS	22
2.1 Objetivo general:	22
2.2 Objetivos específicos:.....	22
3. MARCO GENERAL DE CONTEXTO	23
3.1 Definición general:	23
3.2 Producción y utilidad del biogás:	24
3.3 Sustrato:	25
3.4 Conceptos básicos en la producción de biogás	26
3.5 Fases de la digestión anaeróbica.....	27
3.6 Factores que afectan el proceso	29
3.6.1 Temperatura	29
3.6.2 Tiempo de retención y velocidad de carga orgánica.	30
3.6.3 Tipo de materia prima.....	32
3.6.4 pH y alcalinidad.....	32
3.6.5 Tóxicos e inhibidores de la metanogénesis.....	33
3.7 Agitación – Mezclado	34
3.8 Tipo de biodigestores.....	34
3.8.1 Biodigestor de mezcla completa sin recirculación.....	34
3.8.2 Biodigestor de mezcla completa con recirculación.....	35
3.8.3 Biodigestor de flujo pistón.....	36
3.8.4 Biodigestor con retención de biomasa, sin recirculación	36
3.8.5 Biodigestor de lecho de lodos.....	38
3.8.6 El lecho fluidizado.	39
3.9 Sistema de calefacción	41
3.10 Sistemas de agitación	41
3.11 Almacenamiento del Biogás.....	41
3.12 Tratamiento del biogás.....	42

3.13	Equipos de generación de energía eléctrica.....	44
3.13.1	Turbinas y microturbinas	44
3.13.2	Motores de combustión interna	45
3.13.3	Comparación entre las tecnologías expuestas.....	45
4.	ESTADO DEL ARTE DEL PROBLEMA CON ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPILADA	47
4.1	Realidad Bovina nacional	47
4.2	Proyectos construidos	49
4.2.1	Ejemplos plantas biogás existentes en Chile	51
4.3	Potencial de Biogás en Chile	53
4.3.1	Iniciativas de desarrollo de biogás en Pymes	54
4.4	Mirada de futuro (dimensionar el potencial desarrollo esperado)	55
4.5	Realidad bovina internacional	56
4.5.1	Situación actual.....	56
4.5.2	Perspectiva de futuro de la industria de biogás.....	57
4.5.3	Nuevas tendencias en la Industria del Biogás	58
5.	LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE EVALUACIÓN Y GESTIÓN GENÉRICA DE PROYECTOS.....	59
5.1	Prefactibilidad	59
5.1.1	Existencia título de dominio	60
5.1.2	Estimación potencial de generación de Biogás.....	61
5.1.3	Estimación del tamaño del biodigestor	61
5.1.4	Estimación de inversión en transporte de energía	62
5.2	Factibilidad	63
6.	LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN RELACIONADA AL ESTUDIO ECONÓMICO	64
6.1	Gastos previos a la inversión	64
6.2	Equipamiento de la planta de biogás	65
6.3	Instalación de la planta de biogás	67
6.4	Costo de las inversiones requeridas	77
6.4.1	Construcción del biodigestor	77
6.4.2	Sistema de captación y salida de estiércol, digestato y biogás	77
6.4.3	Conexión de tuberías de PVC	78
6.4.4	Equipos de medición y control.....	79
6.4.5	Equipos eléctricos.....	79
6.4.6	Equipos para conexión a la red de distribución.....	80
6.5	Costos de operación del sistema	81
6.5.1	Costos de operación.....	81
6.5.2	Costos de mantenimiento y reparaciones	83
6.5.3	Otros costos.....	85
6.5.4	Mantenimiento preventivo.....	86

6.5.2 Mantenimiento correctivo (supervisión proceso)	86
7. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN RELATIVO A ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO.	88
7.1 Financiamiento mediante capital propio.....	88
7.2 Financiamiento mediante crédito de terceros	88
7.2.1 Créditos Bancarios	88
7.2.2 Fondo de Garantía para el pequeño empresario (FOGAPE)	89
7.2.3 Fondo de Garantía para la Inversión y el Capital de Trabajo (FOGAIN)	89
7.2.4 Garantía Corfo Proinversión	90
7.3 Financiamiento mediante subsidios	90
7.3.1 Postulación a Capital Semilla año 2017	91
8. LEVANTAMIENTO SOBRE TRAMITACIONES LEGALES DE ACUERDO A LA NORMATIVA VIGENTE.	92
8.1 Diagnóstico General	92
8.2 Regulación en Materias Técnicas, de Seguridad y Sanitaria.	93
8.3 Normativa Ambiental	94
8.3.1 Permisos ambientales sectoriales para proyectos de biogás	96
8.4 Permisos para la conexión a la red de plantas de biogás.....	97
8.4.1 Conexión a nivel de distribución	98
8.4.2 Conexión a sistemas de transmisión	100
8.4.3 Otras obligaciones previas a la conexión	100
9. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE ESTRATEGIA DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA.....	101
9.1 Contrato bilateral entre privados	101
9.2 Venta de energía y potencia al mercado Spot	102
9.3 Precio estabilizado (precio nudo)	102
10. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	104
10.1 Barreras al desarrollo de la tecnología.....	104
10.1.1 Barreras Regulatorias.....	104
10.1.2 Barreras Económicas – Financieras.....	105
10.1.3 Barreras Tecnológicas.....	107
10.1.4 Otras barreras identificadas.....	107
10.2 Ventajas en relación al desarrollo de la tecnología.....	108
10.2.1 Ventajas en relación al biogás.....	108
10.2.2 Sobre los biodigestores utilizados	108
10.2.3 Sobre el desarrollo de un PMGD a partir de Biogás	109
11. SÍNTESIS DE LA INFORMACIÓN.	110
11.1 Discusión del análisis realizado.	110
11.1.1 Selección del biodigestor	110
11.1.2 Diseño del biodigestor	111

11.1.3 Tamaño del biodigestor	112
11.1.4 Distribución de las instalaciones.....	113
11.1.5 Pozos de captación y salida	114
11.1.6 Selección del grupo electrógeno.	114
11.1.7 Manejo de residuos del proceso	115
11.2 Discusión de los resultados parciales obtenidos	115
11.2.1 Requerimientos de espacio	115
11.2.2 Dimensionamiento del biodigestor	116
11.2.3 Biodigestor seleccionado	117
11.2.4 Costos de la planta de biogás	118
11.2.5 Generación de Biogás del Biodigestor	121
11.2.6 Generación de electricidad del biodigestor	122
11.2.7 Producción de abono (tipo compost)	124
12. APLICACIÓN DE INFORMACIÓN (Evaluación económica y financiamiento).....	126
12.1 Principales supuestos y consideraciones.....	126
12.2 Evaluación económica.....	133
12.3 Financiamiento	136
13. CONCLUSIONES	138
14. BIOBLOGRAFÍA	147
Anexo N°1 Equipos de generación de energía eléctrica	153
Anexo N°2 Cotizaciones	161
Anexo N°3 DS 244	175
Anexo N°4: Tablas y Evaluación y cálculos asociados	194
Anexo N°5 Análisis de sensibilización con @Risk.....	198

INDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Esquema general planta de biogás.....	27
Figura 3.2: Fases del proceso de digestión anaeróbica.	29
Figura 3.3: Producción de biogás en función de la temperatura.	30
Figura 3.4: Composición del biogás en función del pH.	33
Figura 3.5: Biodigestor de mezcla completa (RMC) sin recirculación.	35
Figura 3.6: Biodigestor RMC con recirculación.....	35
Figura 3.7: Biodigestor de flujo Pistón.	36
Figura 3.8: Biodigestor con Retención biomasa Lecho Fijo.	37
Figura 3.9: Biodigestor Retención biomasa Filtro Anaeróbico.....	38
Figura 3.10: Biodigestor de lecho de lodo granular (UASB).....	38
Figura 3.11: Biodigestor Retención biomasa Lecho Fluidizado.	39
Figura 3.12: Almacenamiento Externo biogás:	42
Figura 3.13: Modelo planta con turbina a gas.	45
Figura 4.1: Gráfico Distribución cabezas de ganado en Chile.....	47
Figura 4.2: Gráfico porcentaje ganado bovino engorda por Región.	48
Figura 4.3: Rendimiento bovino engorda.	49
Figura 4.4: Gráfico consumo unitario aparente carne bovina.....	49
Figura 4.5: Planta biogás Fundo El Maqui, Purrenque.....	51
Figura 4.6: Planta biogás Fundo El Anima, Purrenque.	52
Figura 4.7: Planta biogás Fundo El Cohihue, Purrenque.	52
Figura 4.8: Gráfico Producción biogás Europa.	57
Figura 6.1: Componentes biodigestor.	66
Figura 6.2: Instalación biodigestores.	68
Figura 6.3: Construcción zanja biodigestor.....	68
Figura 6.4: Planta biogás Fundo El Cohihue, Purrenque.	69
Figura 6.5: Geomembrana caucho EPDM.....	69
Figura 6.6: Instalación cúpula biodigestor.	70
Figura 6.7: Instalación paredes internas biodigestor.	71
Figura 6.8: Disposición final piscina del biodigestor.	71
Figura 6.9: Detalles en juntas del biodigestor.....	72
Figura 6.10: Detalles en juntas del biodigestor.....	72
Figura 6.11: Pozo captación estiércol.	73
Figura 6.12: Pozo captación estiércol.	74
Figura 6.13: Filtro H ₂ S y trampa de agua.	75
Figura 6.14: Equipos eléctricos planta 12 kVa El Coigue. Osorno (50 vacas).	76
Figura 6.15: Equipos eléctricos planta 27 kVa Fundo El Coigue. Osorno (250-300 vacas).	76
Figura 8.1: Modalidad de obtención de permisos ambientales.	95
Figura 8.2: Procedimiento conexión y puesta en servicio PMGD.....	99
Figura 9.1: Remuneración en el mercado eléctrico.	101
Figura 11.1: Dimensionamiento biodigestor tipo.	112
Figura 11.2: Disposición en paralelo biodigestores.	113
Figura 12.1: Precio estabilizado v/s costo marginal histórico.	131
Figura 12.2: Proyección Costo Marginal Alto Jahuel 220 kV.....	131
Figura 12.3: Gráfico VAN por cabezas de ganado.	135
Figura 12.4: Gráfico VAN escenario pesimista.....	135
Figura 12.5: Gráfico VAN escenario largo plazo	136

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Equivalencia de biogás con otras fuentes de energía.	23
Tabla 3.2: Rendimiento biogás por sustratos.	26
Tabla 3.3: Cifras importantes de equivalencia.	26
Tabla 3.4: Tiempos de Retención Hidráulicos (TRH).	31
Tabla 3.5: Residuos orgánicos de diversos orígenes.	32
Tabla 3.6: Comparación biodigestores- de Biogás.	40
Tabla 3.7: Componentes del biogás y su efecto en las propiedades	43
Tabla 3.8: Comparación reactores de Biogás.	46
Tabla 4.2: Potencial técnico de biogás en Chile. (GWh/año).	53
Tabla 5.1: Rendimiento energético diario planta Biogás.	61
Tabla 6.2: Sistema de captación y salida.	78
Tabla 6.3.: Tuberías y conectores de PVC 1 de 2	78
Tabla 6.5: Equipos de medición y control.	79
Tabla 8.1: Permisos Ambientales Sectoriales que aplicarían a los proyectos de biogás	97
Tabla 12.1: Costo planta biogás	127
Tabla 12.3: Sensibilización precio energía vs cantidad energía	134

1. INTRODUCCIÓN

La producción de energía eléctrica a partir del uso de gas es un proceso posible a través de la operación de una turbina o motor de combustión interna que transforma la energía química del gas en energía mecánica, a través de la producción de una importante cantidad de calor en forma de gases y con un alto porcentaje de oxígeno.

El biogás es un gas combustible, producto de la descomposición de la materia orgánica (sustrato orgánico) en condiciones de ausencia de oxígeno (digestión anaeróbica). El biogás producido está compuesto fundamentalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), su valor energético depende del contenido de metano que varía entre 50% y 75 % (18 y 27 MJ/m³ ó 0,017 y 0,026 MMBTU/m³). Ref.[1]

El reactor de digestión anaeróbica es el componente central de toda planta que funcione con biogás, para la cual existen diversos tipos y configuraciones posibles, con sus sistemas auxiliares de calefacción, agitación del sustrato y almacenamiento del biogás producido.

A través de la combustión de la fracción de metano, el biogás puede utilizarse para la generación de energía térmica, eléctrica, para la generación simultánea de ambas, mediante la cogeneración y, menos frecuentemente, para energía mecánica. Además, puede ser utilizado como sustituto de otros combustibles como el gas natural o gas de ciudad.

Para una planta de este tipo, se deben contemplar ingresos por venta de energía y potencia, energía térmica de cogeneración y abono orgánico. En materia de costos de operación se debe considerar los costos asociados al sustrato, la energía requerida por la planta, personal, disposición de residuos e insumos de operación y la distancia entre las líneas de distribución, transmisión y la planta.

Como una forma de aprovechamiento de los residuos biodegradables en la industria de ganado bovino, se plantea el objetivo de evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de generar energía eléctrica, considerando aspectos técnicos, económicos, ambientales, regulatorios, financiamiento y de comercialización de energía eléctrica.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general:

“Metodología práctica de evaluación técnico-económico-ambiental y gestión de utilización de desechos orgánicos en industria de ganado para la producción de energía eléctrica”.

2.2 Objetivos específicos:

- Verificar el Estado del Arte con respecto a esta tecnología a nivel nacional e internacional.
- Determinar el potencial teórico de generación de biogás y el potencial energético técnico que es factible de producir.
- Búsqueda y desempeño de los principales digestores existentes en la actualidad en Chile.
- Análisis técnico asociado a la instalación de los biodigestores, considerando los trabajos de obras civiles, montaje eléctrico, operación y mantenimiento.
- Realizar el estudio legal y ambiental requerido para el desarrollo del proyecto.
- Desarrollar estudio económico, considerando ingresos por venta de energía, costos de operación, mantenimiento de la planta, definición del tamaño económico del proyecto y análisis de sensibilidad para hacer factible este tipo de planta generadora de energía.
- Realizar estudio financiero con el propósito de evaluar las alternativas de financiamiento disponibles.
- Aplicación de la metodología a la industria de engorda de ganado para el desarrollo de un proyecto de producción de energía como pequeño medio de generación distribuida (PMGD).
- Realizar recomendaciones en base a las barreras y oportunidades mejor detectadas.

3. MARCO GENERAL DE CONTEXTO

3.1 Definición general:

El biogás es un gas combustible producto de la descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. Este proceso se conoce como digestión anaerobia y es realizado por distintos tipos de bacterias. El biogás producido por la degradación de la biomasa se compone principalmente de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). Su valor energético depende directamente del contenido de metano el cual fluctúa entre 50% y 75%. Existe un pequeño porcentaje de agua (de 2 a 7 por ciento) y gases en trazas como ácido sulfhídrico, oxígeno, nitrógeno, amoníaco e hidrógeno, que hacen necesario su retiro dependiendo de su uso final.

El proceso está mediado por la acción de un grupo de bacterias específicas, que en ausencia de oxígeno, transforman la materia orgánica, principalmente en metano y CO_2 (biogás) y en un residuo denominado digestato, que es una mezcla de productos minerales como el nitrógeno, fósforo, potasio, calcio y otros elementos (N, P, K, Ca, etc.). En tabla 3.1 se muestra la equivalencia del Biogás con otros combustibles Ref.[2]:

Tabla 3.1: Equivalencia de biogás con otras fuentes de energía. Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás en Chile

Fuente de energía	Equivalencia 1 M3 biogás (60% CH_4 + 40% CO_2)
Fuel oil	0,6 litros
Carbón	0,3 kg
Energía bruta	6 kwh
Gas natural	0,6 m3
Electricidad	2,4 kwh
Madera	1,3 kg
gasolina	0,7 litros
Alcohol	1 litro

3.2 Producción y utilidad del biogás:

La producción de biogás se realiza en reactores herméticos llamados biodigestores, los cuales son alimentados con materia orgánica (residuos como purines, restos vegetales y animales, etc.), y en los que se mantienen condiciones ambientales controladas de temperatura, nivel de acidez y cantidad de materia orgánica dosificada en el tiempo, a fin de favorecer su descomposición y el crecimiento bacteriano.

A través de la combustión de la fracción de metano el biogás puede utilizarse para la generación de energía térmica, eléctrica, para la generación simultánea de ambas (cogeneración) y, menos frecuentemente, para energía mecánica. Además, puede ser utilizado como sustituto de otros combustibles como el gas natural o gas de ciudad Ref.[3]

El biogás se utiliza en calderas, para producir calor, como combustible para vehículos en el transporte, en motores o turbinas para generar electricidad, purificado para introducirlo en redes de gas natural, o como material base para la síntesis de metanol, un producto de alto valor agregado.

Las tecnologías para la utilización de biogás no difieren significativamente de las usadas para otros combustibles, siempre y cuando haya sido tratado adecuadamente. Por su parte, la cogeneración es en la actualidad la manera más eficiente de aprovechamiento energético del biogás.

Un subproducto importante es el digestato, material líquido o sólido que queda al terminar el proceso. Contiene nitrógeno, fósforo, potasio, calcio y otros elementos. Se emplea como fertilizante y mejorador del suelo.

No existe un único modo para producir biogás, la biomasa que se puede utilizar en el proceso es variada y por la diversidad de diseños de los sistemas de producción. Los tipos y tamaños de los sistemas van desde muy avanzados y de gran tamaño hasta otros muy simples y pequeños, del tamaño de un estanque de 200 litros o menos. Entre otras materias, el

tamaño depende del objetivo del proyecto, de la cantidad, calidad de la biomasa disponible y de la tecnología a usar.

Una aplicación estándar de estos sistemas se puede encontrar en plantas de ganado bovino y porcino de gran tamaño, como solución al gran problema que generan los purines. En este caso una planta de biogás puede contribuir al autoabastecimiento energético de las actividades económicas señaladas Ref.[2].

En general, los equipos de generación y cogeneración están disponibles en un rango de potencias eléctricas de 20 kW a 4 MW Ref.[2].

La tecnología apropiada para la producción de biogás depende fuertemente del tipo de sustrato empleado, de sus condiciones, características y cantidad disponible. El reactor de digestión anaerobia es el componente central de toda planta de generación de biogás, para el cual existen diversos tipos y configuraciones posibles con sus sistemas auxiliares de calefacción, agitación del sustrato y almacenamiento del biogás producido.

3.3 Sustrato:

El sustrato corresponde a la materia prima de la producción de biogás y está conformado de agua y una fracción sólida llamada sólidos totales (ST).

El porcentaje de sólidos totales, contenidos en la mezcla con que se carga el digestor es un factor importante a considerar para asegurar que el proceso se efectúa satisfactoriamente, siendo el rango entre 8% y 12% el ideal para asegurar el buen funcionamiento del proceso.

El rendimiento de biogás por tonelada de materia prima variará de acuerdo a la composición de la materia prima (proporciones de grasas, carbohidratos y proteínas). En la tabla 3.2 se presenta el rendimiento para algunos tipos de desechos:

Tabla 3.2: Rendimiento biogás por sustratos. Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás en Chile

Tipo	Rendimiento de gas (m ³ /ton)
Purines de vacuno	25
Purines de cerdo	36
Suero de Leche	55
Desechos cerveceros	75
Desechos de poda	110
Desechos alimentarios	220
Aceites usados	600

En la tabla 3.3 se presentan a modo de referencia los siguientes valores a tener en cuenta en el desarrollo del proyecto Ref.[2]:

Tabla 3.3: Cifras importantes de equivalencia. Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás en Chile

Unidad	Equivalencia	Energía
1 vaca lechera	330-500 m ³ /a biogás	0.09-1.5 KWh _e
1 vaca lechera	1.5-2.2 m ³ digestor	
1 cerdo de crianza	70-130 m ³ /a biogás	0.02-0.05 KWh _e
1 cerdo de crianza	0.3-0.8 m ³ digestor	
1 t ensilaje de maíz	170-200 m ³ /a biogás	0.04-0.06 KWh _e
1 m ³ biogás	5-7.5 KWh	1.5-3.0 KWh _e

3.4 Conceptos básicos en la producción de biogás

El proceso de generación de biogás se producirá cada vez que se reúnan las condiciones de existencia biomasa, humedad y ausencia de oxígeno. Un alto contenido de humedad favorece el proceso.

En la figura 3.1 se presenta el esquema general de una planta de biogás, en la cual es posible identificar cinco componentes principales:

1. Recepción y manejo de la biomasa: Se mezcla estiércol y agua constituyendo la dieta del biodigestor.
2. Digestión anaerobia: Al interior de biodigestor.
3. Almacenamiento de biogás.

4. Almacenamiento y manejo del digestato: El cual puede ser procesado mediante separador que permite obtener abono sólido más agua de riego.
5. Utilización del biogás (generación térmica, eléctrica, cogeneración u otro).

Para la generación de electricidad es posible utilizar un grupo electrógeno o motor de combustión de gas metano y un generador eléctrico.

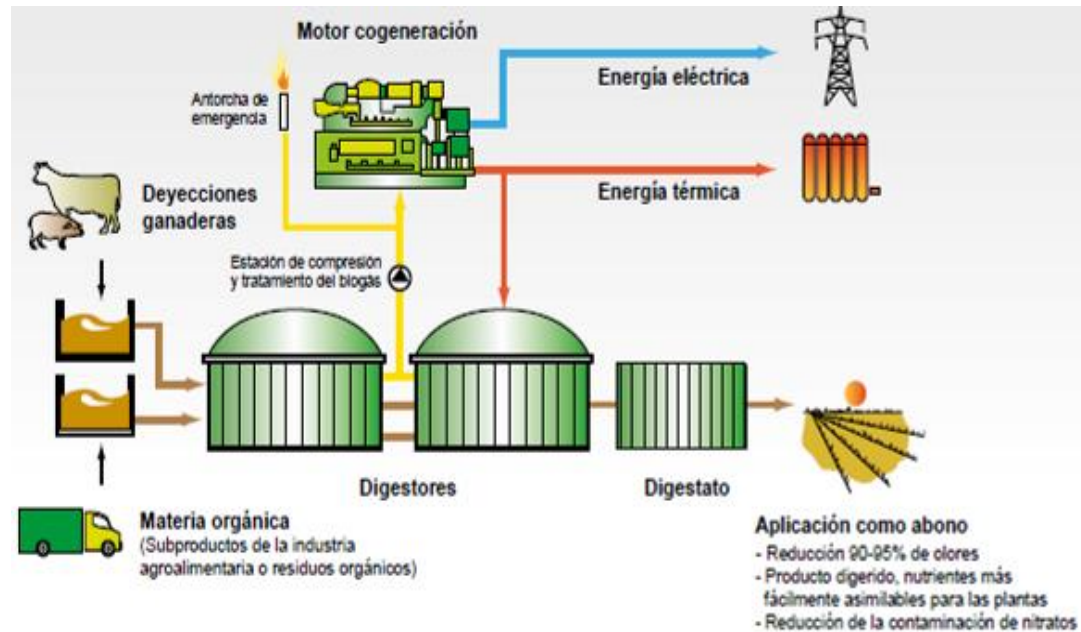


Figura 3.1: Esquema general planta de biogás. Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás en Chile

3.5 Fases de la digestión anaeróbica

El proceso de digestión anaerobia involucra un amplio número de reacciones bioquímicas y de microorganismos, y se divide en cuatro fases:

- Hidrólisis.

Transformación controlada por enzimas extracelulares, en donde moléculas orgánicas complejas y no disueltas se rompen en compuestos susceptibles de emplearse como fuente de materia y energía para las células de los microorganismos Ref.[4]. Este proceso depende de la temperatura, tiempo de retención hidráulico, composición bioquímica del sustrato, tamaño de

partículas, del nivel de pH, concentración de amonio (NH_4^+) y de la concentración de los productos de la hidrólisis.

- Etapa fermentativa o acidogénica

Ocurre la fermentación de las moléculas orgánicas solubles en compuestos que puedan ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas (acético, fórmico y dihidrógeno) y compuestos orgánicos de peso molecular intermedio (propiónico, butírico, valérico, láctico y etanol principalmente) que tienen que ser oxidados por bacterias acetogénicas en la siguiente etapa del proceso.

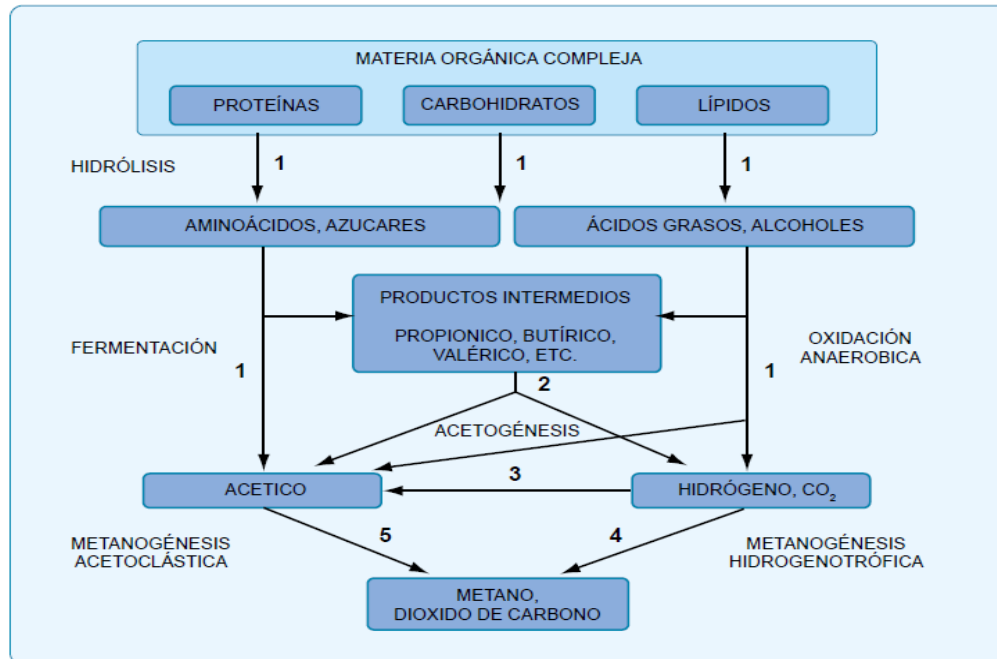
- Etapa acetogénica.

En la etapa de acetogénesis, los ácidos y alcoholes que provienen de la acidogénesis se van transformando por la acción de bacterias en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono Ref.[2]

- Etapa metanogénica.

Los microorganismos metanogénicos son los encargados de la formación de metano y de la eliminación del medio de los productos de los grupos anteriores.

En la figura 3.2 se presenta el esquema de las distintas fases del proceso de digestión anaeróbica y los productos intermedios generados.



(Pavlostathis y Giraldo-Gómez, 1991).

Los números indican la población bacteriana responsable del proceso: 1: bacterias fermentativas; 2: bacterias acetogénicas que producen hidrógeno; 3: bacterias homoacetogénicas; 4: bacterias metanogénicas hidrogenotróficas; 5: bacterias metanogénicas acetoclásticas.

Figura 3.2: Fases del proceso de digestión anaeróbica.
Fuente IDAE Ref.[4]

3.6 Factores que afectan el proceso

3.6.1 Temperatura

A medida que aumenta la temperatura en el biodigestor aumenta la velocidad de crecimiento de los microorganismos y se acelera el proceso de digestión, dando lugar a mayores producciones de biogás.

La temperatura de operación del digestor, es considerada uno de los principales parámetros de diseño, por su influencia en la velocidad de digestión anaeróbica. Las variaciones bruscas de temperatura en el digestor pueden desestabilizar el proceso.

La actividad biológica se duplica con cada incremento en 10°C dentro del rango de temperatura óptima con se indica en la figura 3.3. Para un óptimo

funcionamiento del digestor, se recomienda que el tratamiento anaeróbico se diseñe para que opere con variaciones de temperatura que no excedan los $0.6 - 1.2 \text{ }^{\circ}\text{C} / \text{día}$.

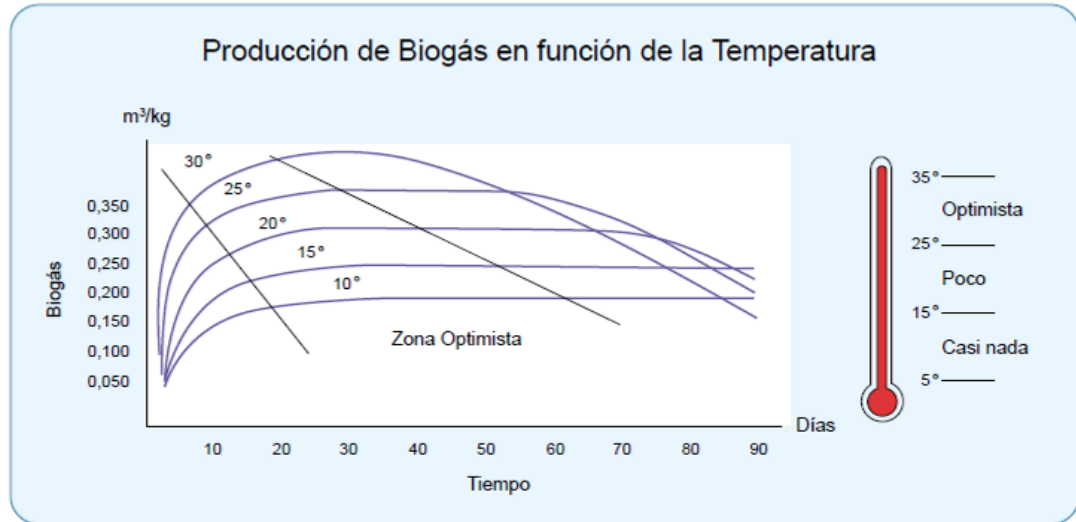


Figura 3.3: Producción de biogás en función de la temperatura.
Fuente: Varnero 1991 Ref.[5]

3.6.2 Tiempo de retención y velocidad de carga orgánica.

El tiempo de retención, junto con la velocidad de carga orgánica determinada por el tipo de sustrato, son los principales parámetros de diseño, definiendo el volumen del digestor, a medida que se incrementa la carga volumétrica disminuye el tiempo de retención.

La materia orgánica o sólidos volátiles (SV) se refiere a la parte de la materia seca (MS) o sólidos totales (ST), que se volatilizan durante la incineración a temperaturas superiores a 550°C .

Los residuales de animales pueden tener un contenido de MS mayor del 10% de la mezcla agua estiércol. Según los requerimientos operacionales para un reactor anaerobio, el contenido de MS no debe exceder el 10 % de la mezcla agua estiércol en la mayoría de los casos. Por eso, los residuales de granjas se deben diluir antes de ser tratados.

La eficiencia de la producción de biogás se determina generalmente expresando el volumen de biogás producido por unidad de peso de MS o SV. La fermentación de biogás requiere un cierto rango de concentración de MS que es muy amplio, usualmente desde 1% al 30%. La concentración óptima depende de la temperatura.

Las bacterias requieren de un cierto tiempo para degradar la materia orgánica. La velocidad de degradación depende en gran parte de la temperatura; mientras mayor sea la temperatura, menor es el tiempo de retención o fermentación para obtener una buena producción de biogás.

Si se toma como ejemplo típico el uso de estiércol de ganado, los tiempos de retención hidráulicos (TRH) varían con la temperatura media de cada región, con la variación diaria estacional. La tabla 3.4 Ref.[5] ilustra lo anterior:

Tabla 3.4: Tiempos de Retención Hidráulicos (TRH). Fuente: Varnero, Desarrollo de substratos: Compost y Bioabonos

Tiempo de Retención	Características
30-40 días	Clima tropical con regiones planas Ej.: Indonesia, Venezuela, América Central
40-60 días	Regiones cálidas con inviernos fríos cortos. Ej.: India, Filipinas, Etiopía.
60-90 días	Clima temperado con inviernos fríos. Ej.: China, Corea, Turquía.

En un sistema de carga diaria (régimen semicontinuo), el tiempo de retención va a determinar el volumen diario de carga que será necesario para alimentar al digestor, ya que se tiene la siguiente relación:

$$\frac{\text{Volumen del digestor (m}^3\text{)}}{\text{Tiempo de retención (días)}} = \text{Volumen de carga diaria m}^3\text{/día}$$

La cantidad de biogás producido por un digestor dependerá, entre otros, de la cantidad de residuo cargado diariamente. Generalmente se trabaja con tiempos de retención entre 20 y 55 días y con cargas diarias de 1 a 5 kg de

sólidos totales por metro cúbico de digestor. Por lo tanto, mientras menor sea el tiempo de retención, el tamaño del digestor se reduce y también los costos.

La selección de una mayor temperatura implicará una disminución en los tiempos de retención requeridos y consecuentemente serán menores los volúmenes de reactor necesarios para digerir un determinado volumen de material.

La relación costo beneficio es el factor que finalmente determinará la optimización entre la temperatura y el TRH, ya varían los volúmenes, los sistemas paralelos de control, la calefacción y la eficiencia.

3.6.3 Tipo de materia prima

Las diversas materias primas que se pueden utilizar en la fermentación metanogénica, pueden ser residuos orgánicos de origen vegetal, animal, agroindustrial, forestal, doméstico u otros. La tabla 3.5 Ref.[5] muestra residuos orgánicos de distintos orígenes.

Tabla 3.5: Residuos orgánicos de diversos orígenes. Fuente: Varnero, 2001. Desarrollo de substratos: Compost y Bioabonos

Residuos de origen animal	Estiércol, orina, guano, residuos de mataderos (sangre y otros), residuos de pescado
Residuos de origen vegetal	Malezas, rastrojos de cosechas, paja, forraje en mal estado.
Residuos de origen humano	Heces, basura, orina.
Residuos agroindustriales	Salvado de arroz, orujos, coquetas, melazas, residuos de semillas.
Residuos forestales	Hojas, vástagos, ramas, cortezas
Residuos de cultivos acuáticos	Algas marinas, jacintos y malezas acuáticas

3.6.4 pH y alcalinidad

El proceso anaeróbico es afectado adversamente con pequeños cambios en los niveles de pH. El óptimo es entre 5.5 y 6.5 para microorganismos

acidogénicos y entre 7.8 y 8.2 para metanogénicos. El pH óptimo para cultivos mixtos se encuentra en el rango entre 6.8 y 7.4, siendo el pH neutro el ideal.

Para que el proceso se desarrolle satisfactoriamente, el pH no debe bajar de 6.0 ni subir de 8.0.

El valor del pH en el digestor no sólo determina la producción de biogás sino también su composición. Una de las consecuencias de que se produzca un descenso del pH a valores inferiores a 6 es que el biogás generado es muy pobre en metano y, por tanto, tiene menores cualidades energéticas, como se indica en figura 3.4 siguiente:

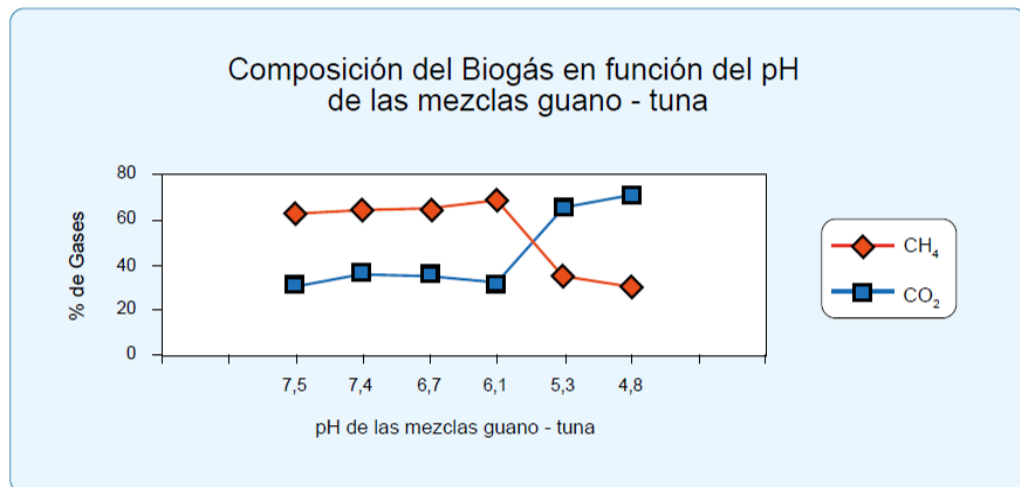


Figura 3.4: Composición del biogás en función del pH.
Fuente: Varnero y Arellano, 1991.

3.6.5 Tóxicos e inhibidores de la metanogénesis

El proceso de digestión anaeróbica es inhibido por la presencia de sustancias tóxicas en el sistema, tales como amoníaco, metales pesados, compuestos halogenados, cianuro y fenoles.

3.7 Agitación – Mezclado

Los objetivos buscados con la agitación son: remoción de los metabolitos producidos por las bacterias metanogénicas, mezclado del sustrato fresco con la población bacteriana, evitar la formación de costra que se forma dentro del digestor, uniformar la densidad bacteriana y evitar la formación de espacios “muertos” sin actividad biológica que reducirían el volumen efectivo del reactor y prevenir la formación de espumas y la sedimentación en el reactor.

Se distinguen 3 tipos de agitación, estas son:

- Mecánica: a través de agitadores manuales o con motores eléctricos.
- Hidráulica: a través de bombas de flujo lento se hace recircular la biomasa.
- Burbujeo de biogás: se recircula el biogás producido al fondo del biodigestor por medio de cañerías, para producir burbujeo y de esta manera movimiento de la biomasa.

3.8 Tipo de biodigestores.

Los diseños utilizados para digestión anaerobia pueden clasificarse en función de su capacidad para mantener altas concentraciones de microorganismos en el reactor, siguiendo diferentes métodos. Uno de los biodigestores más frecuentemente utilizados para residuos orgánicos de la agroindustria es el biodigestor de mezcla completa (RMC), que se describen a continuación Ref.[4]

3.8.1 Biodigestor de mezcla completa sin recirculación

Se trata de estanques circulares herméticos, que pueden ser de acero u hormigón armado, en los que el sustrato es mezclado, de manera regular y no violenta, mediante agitadores. En estos biodigestores, los agitadores mantienen el régimen de mezcla completa, permitiendo que el sustrato que

ingresa entre en contacto con la población bacteriana y con el sustrato en degradación. El sistema de agitación puede ser mecánico (agitador de hélice o palas, de eje vertical u horizontal) o neumático (recirculación de biogás a presión). La figura 3.5 ilustra un biodigestor de este tipo.

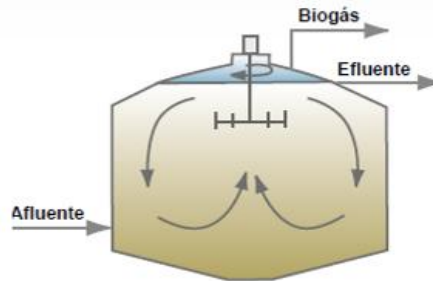


Figura 3.5: Biodigestor de mezcla completa (RMC) sin recirculación.
Fuente: IDAE

3.8.2 Biodigestor de mezcla completa con recirculación

Se ha comprobado que regulando la recirculación es posible conseguir tiempos de retención hidráulica más bajos que en un biodigestor simple de mezcla completa. Esto es debido a que el tiempo de retención de los microorganismos aumenta, gracias a su confinamiento en el sistema mediante la separación en el decantador y recirculación. Debido a la necesaria separación de microorganismos en el decantador, este sistema sólo es aplicable a aguas residuales de alta carga orgánica (aguas residuales de azucareras, cerveceras, etc.), para las que sea posible una separación de fases líquido-sólido, con la fracción sólida consistente básicamente en flóculos biológicos. La figura 3.6 muestra el circuito de un biodigestor de mezcla completa con recirculación:

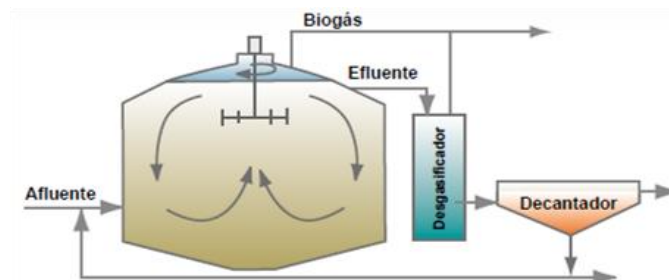


Figura 3.6: Biodigestor RMC con recirculación. Fuente: IDAE

3.8.3 Biodigestor de flujo pistón

Utiliza el empuje producido por la incorporación de nuevo sustrato para generar el flujo longitudinal del material. La mezcla se produce generalmente en planos paralelos perpendiculares a la dirección de flujo a través de agitadores especiales contruidos para ello.

Son apropiados para la digestión de sustratos con alto contenido de sólidos y pueden presentar un proceso microbiológico más estable. Su fundamento se basa en que las fases del proceso de digestión, si bien ocurren al interior del mismo estanque, se presentan a lo largo del flujo, concentrándose las primeras fases de hidrólisis y acidogénesis en las áreas de entrada de la biomasa, y las fases de acetogénesis y metanogénesis, en las secciones cercanas a la salida del flujo. La figura 3.7 muestra un biodigestor de este tipo.

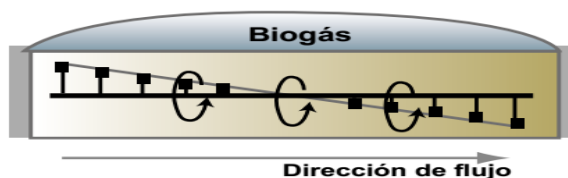


Figura 3.7: Biodigestor de flujo Pistón. Fuente: IDAE

3.8.4 Biodigestor con retención de biomasa, sin recirculación

Si se consigue retener bacterias en el interior del reactor, evitando la configuración de biodigestor de mezcla completa (RMC), es posible reducir el tiempo de retención por debajo del reactor RMC tomado como referencia. La figura 3.8 muestra este tipo de biodigestor:

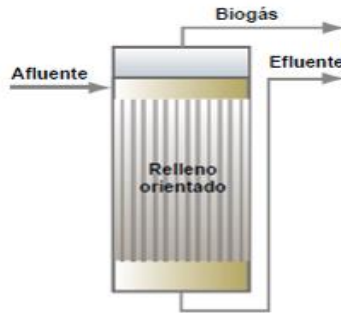


Figura 3.8: Biodigestor con Retención biomasa Lecho Fijo. Fuente IDAE

Los métodos de retención de biomasa son básicamente dos:

- inmovilización sobre un soporte (filtros anaerobios y lechos fluidizados);
- agregación o floculación de biomasa y su retención por gravedad (reactores de lecho de lodos).

Filtro anaerobio: En este sistema las bacterias anaerobias están fijadas a la superficie de un soporte inerte, formando biopelículas, columna de relleno (torre empacada), o atrapadas en los intersticios de éste, con flujo vertical. El soporte puede ser de material cerámico o plástico. Su distribución puede ser irregular (filtro anaerobio propiamente dicho, con flujo ascendente), en cuyo caso las bacterias se encuentran mayoritariamente atrapadas en los intersticios; o regular y orientado verticalmente, caso en el cual la actividad es básicamente debido a las bacterias fijadas, y recibe el nombre de lecho fijo con flujo descendente como se indica en figura 3.9. En caso de utilizar un soporte orientado verticalmente con flujo ascendente y un sustrato lentamente degradable, con elevado tiempo de retención, la retención por sedimentación de los fragmentos de biopelícula desprendidos adquiere un efecto de importancia en la actividad del biodigestor.

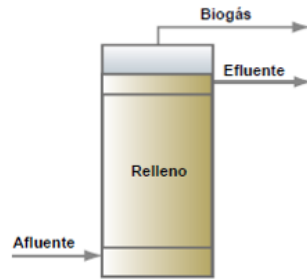


Figura 3.9: Biodigestor Retención biomasa Filtro Anaeróbico. Fuente IDAE

Este sistema ha sido extensamente aplicado en el tratamiento de aguas residuales de la industria agroalimentaria y existen experiencias piloto para la fracción líquida de residuos ganaderos. El costo de inversión es una limitante importante para su implementación.

3.8.5 Biodigestor de lecho de lodos.

En este sistema se favorece la floculación o agregación de bacterias entre ellas, para formar gránulos o consorcios, de forma que por sedimentación se mantienen en el interior del reactor, con la velocidad ascendente adecuada del fluido, siempre que en la parte superior exista un buen separador sólido/líquido/gas. El diseño más común es el “Upflow Anaerobic Sludge Blanket” (UASB), el cual está siendo extensamente aplicado al tratamiento de aguas residuales de la agroindustria. Es el diseño más simple de los sistemas con retención de biomasa y la única limitante para su aplicación es que la biomasa activa granule. Para ello es determinante la composición del agua a tratar y mantener una operación adecuada. Lo anterior de acuerdo a lo indicado en figura 3.10 siguiente:

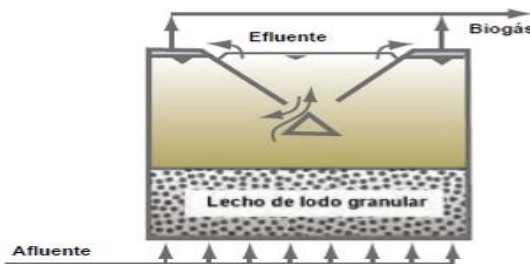


Figura 3.10: Biodigestor de lecho de lodo granular (UASB). Fuente IDAE

3.8.6 El lecho fluidizado.

En este sistema, las bacterias se encuentran fijas – formando una biopelícula –sobre pequeñas partículas de material inerte que se mantienen fluidizadas mediante el flujo ascendente del fluido. Para mantener un caudal adecuado que permita la expansión y fluidización del lecho, se recurre a la recirculación. Igual que en el caso del filtro anaerobio, este sistema puede ser aplicado a aguas residuales, especialmente de la agroindustria, y a fracciones líquidas o sobrenadante de residuos de la producción animal, aunque las experiencias en este ámbito son limitadas, como se indica en figura 3.11 siguiente:

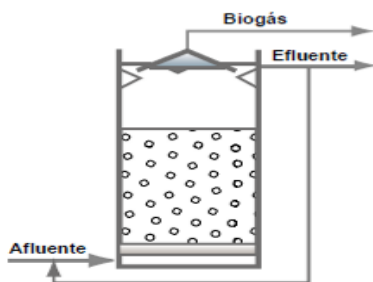


Figura 3.11: Biodigestor Retención biomasa Lecho Fluidizado. Fuente IDAE

De acuerdo a los tipos de biodigestores existentes por el tipo de sustrato utilizado los más usados para producción de biogás son los reactores de mezcla completa y flujo pistón. La comparación principal entre ambos se describe en tabla 3.6 siguiente:

Tabla 3.6: Comparación biodigestores- de Biogás. Fuente: Elaboración propia a partir de Ref.[4]

MEZCLA COMPLETA	FLUJO PISTON
CARACTERÍSTICAS	
- Verticales de sección circular. - Acero u hormigón armado. - Vol Max > 3.000 m³, NO recomendable. - Vel carga 1 a 3 kg SV/m³d.	- Horizontales, circulares o cuadrados. - Acero u hormigón armado. - Vol Max 800 a 1.000 m³. - Vel de carga superiores a 5 kg SV/m³d.
ÁREAS DE APLICACIÓN	
- Para sustratos bombeables, de sólidos medios/bajos a bajos (< 12%): purines, residuos orgánicos con purines, restos pulposos, aguas residuales de alto contenido orgánico, etc.	- Para sustratos de sólidos medios a medios/altos (> 12%) : estiércoles, residuos agroindustriales con alto contenido de fibras, fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU), cultivos energéticos, etc.
VENTAJAS	
- Operación variable para procesos continuos, discontinuos y semi-continuos. - Mantenimiento sin necesidad de vaciado completo del reactor. - Posibilidad de cubrir con membrana y ahorrarse un gasómetro.	- Configuración compacta y bajo uso de terreno. - Separación de fases de digestión anaerobia. - Prevención de formación de costras debido a su forma de construcción y agitación. - Tiempos de retención hidráulicos menores por la separación de las fases (mayor eficiencia). - Calefacción más efectiva debido a su forma compacta.
DESVENTAJAS	
- Cubierta compleja para tanques de gran tamaño. - Puede producirse un régimen de mezcla no ideal y, con ello, flujos de corto circuito (entrada y salida de material en corto tiempo) y formación de costras. - Dificultad para mantener temperatura homogénea y controlada.	- Grandes plantas => varios reactores paralelos. - Mantenimiento o reparación requiere el vaciado del reactor.

3.9 Sistema de calefacción

Uno de los sistemas más utilizados es la instalación de un serpentín radiador al interior de los biodigestores. Otro sistema utilizado frecuentemente es el de superficies radiantes, que utiliza las paredes del reactor (hormigón armado) para el transporte de calor (losa radiante). En ambos casos se utiliza agua caliente para el transporte de la energía térmica desde la caldera o el motor de cogeneración hasta el reactor.

3.10 Sistemas de agitación

Un elemento importante para la reacción microbiológica es el mezclado del sustrato. A través de éste se garantiza el contacto del mismo con las colonias bacterianas que degradan la materia orgánica y se evita la formación de costras flotantes en el biodigestor. Pero su función más importante es mantener homogénea la temperatura dentro del biodigestor para obtener un proceso estable.

Dependiendo de las características de la mezcla dentro del biodigestor, se pueden utilizar distintos tipos de agitadores en los estanques de digestión. Como por ejemplo: agitador de hélice sumergible, agitador axial de rotación lenta, agitador excéntrico o el agitador de paletas.

3.11 Almacenamiento del Biogás.

El biogás producido durante el proceso de digestión anaerobia debe ser almacenado a fin de contar con un respaldo suficiente para la operación de los equipos de generación. En general, se recomienda una capacidad de almacenamiento de entre un 25% y un 50% de la producción diaria de biogás.

Las formas habituales de almacenamiento de biogás en plantas de desarrollo comercial corresponden a sistemas de almacenamiento de baja presión. Éstos pueden ser integrados a los biodigestores en forma de cubierta o de tipo externo, es decir, ubicados en un lugar separado de los

estanques de digestión. En todos los casos se trata de sistemas de almacenamiento compuestos por láminas de materiales diversos que garanticen hermeticidad y resistencia, como se indica en figura 3.12 siguiente Ref.[6]:



Figura 3.12: Almacenamiento Externo biogás: Fuente: Consorcio lechero

3.12 Tratamiento del biogás

El biogás producido contiene algunos componentes que pueden interferir con el uso final proyectado, los cuales se describen en tabla 3.7 siguiente Ref.[7]:

Tabla 3.7: Componentes del biogás y su efecto en las propiedades: Fuente: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

Componente	Rango	Efecto
CO ₂	25-50%	Baja el poder calorífico Incrementa el número de metano Causa corrosión
H ₂ S	0-0,5%	Corrosión en equipos y piping Emisiones de SO ₂ después de los quemadores Emisión de H ₂ S en combustión imperfecta Inhibición de la catálisis
NH ₃	0 -0,05%	Emisión de Nox Daño en las celdas de combustibles
Vapor agua	1 -5%	Corrosión en equipos y piping Daños de instrumentación Riesgo de congelar y bloquear tuberías y válvulas
Polvo	> 5µm	Bloquea las boquillas
N ₂	0 -5%	Baja el poder calorífico
Siloxenos	0 - 50 [mg/m ³]	Actúan como abrasivos, daño en motores

Tal es el caso del sulfuro de hidrógeno (H₂S) que en contacto con el vapor de agua, también presente en el biogás, genera ácido sulfhídrico, el que tiene efectos corrosivos en los metales. Además, la presencia de vapor de agua en el biogás disminuye su poder calorífico y puede interferir con la operación de los sistemas de combustión.

Para la remoción del sulfuro de hidrógeno se aplica comúnmente un mecanismo microbiológico que consiste en la utilización de bacterias (Sulfobacter oxydans) capaces de transformar el sulfuro de hidrógeno, en presencia de oxígeno, en azufre elemental.

En caso de requerirse un biogás de mayor calidad puede utilizarse desulfurización química, aplicando sales de hierro al biogás producido.

Por su parte, el secado consiste en el enfriamiento del biogás para eliminar el vapor de agua a través de la condensación. Este proceso puede realizarse en las tuberías de distribución del biogás, asegurándose que la temperatura ambiental y la longitud de las tuberías sean suficientes para lograr el

enfriamiento del biogás. La utilización de tuberías de gas enterradas facilita el proceso de enfriamiento del biogás. En estos casos debe disponerse de una trampa de condensación desde donde será eliminada el agua acumulada.

En algunas situaciones puede ser necesaria la utilización de un pequeño intercambiador de calor para el enfriamiento de los gases, el que reduce la temperatura del biogás, separando el vapor de agua.

Luego de su tratamiento el biogás pasa por un compresor donde se eleva su presión a los niveles necesarios para su inyección, a través de tuberías de alimentación, en los equipos de combustión (calderas o motores) o para su transporte, por ejemplo, mediante gasoductos.

3.13 Equipos de generación de energía eléctrica

Las tecnologías que permiten usos de biogás son las turbinas a vapor, las turbinas a gas (incluidas micro turbinas), los motores de combustión interna y los ciclos combinados gas-vapor. En general, la decisión del uso entre una y otra tecnología, depende de las demandas eléctricas y térmicas a cubrir y del tamaño del proyecto. Los ciclos combinados son los más eficientes, sin embargo, son sólo para aplicaciones con alta producción de energía, ya que sus costos son mayores en escalas pequeñas. Por su parte, las turbinas de vapor son poco eficientes, a diferencia de los motores de combustión interna y las turbinas a gas. La elección de una u otra tecnología para la evaluación del proyecto sigue según lo siguiente: para proyectos con generación mayor a 2 [MWe] se utilizará turbina a gas y para proyectos menores se utilizará motor de combustión interna Ref.[8].

3.13.1 Turbinas y microturbinas

La turbina de gas es un tipo de turbina de combustión interna Ref.[9], la cual permite la conversión de la energía almacenada en el combustible en energía mecánica útil en forma de energía rotacional.

Los componentes básicos de una planta con turbina de gas son: un compresor, una cámara de combustión y una turbina, como se indica en figura 3.13 siguiente:

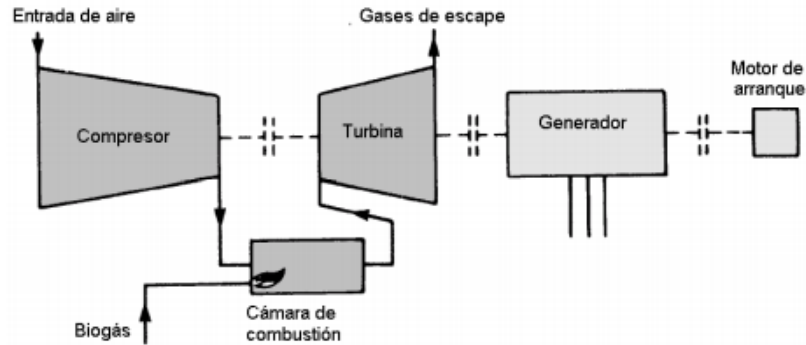


Figura 3.13: Modelo planta con turbina a gas. Fuente: UNAM

3.13.2 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna pueden ser de dos tipos: de encendido por chispa (ciclo Otto) y de encendido por compresión (Diesel). Su eficiencia normalmente no excede 30-45%.

3.13.3 Comparación entre las tecnologías expuestas

Aunque las turbinas responden con rapidez a las variaciones en la demanda por su relativa poca inercia, su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje de plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores Otto y Diesel.

El motor Diesel produce más potencia que el motor Otto y ocupa menos espacio que un el segundo con misma potencia. Los motores de encendido por compresión son más económicos y tiene una mayor eficiencia que los motores Otto. A continuación se presenta en tabla 3.8 una comparación entre las principales tecnologías mencionadas:

Tabla 3.8: Comparación reactores de Biogás.
Fuente: Elaboración propia a partir de Ref.[8]

Turbina de gas		
Combustible	100% Biogás	
Tamaño	100 kW – 50 MW	
Eficiencia (%)	25 -40%	
Microturbinas		
Combustible	100% Biogás	
Tamaño	20 -500 kW	
Eficiencia (%)	20-30%	
Motores combustión interna		
Combustible	<u>Diesel</u>	Biogás 60% <u>Diesel</u> 40%
	Otto	100% Biogás
Tamaño	5 kW-5 MW	
Eficiencia (%)	30-45%	

4. ESTADO DEL ARTE DEL PROBLEMA CON ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA

4.1 Realidad Bovina nacional

La distribución de cabezas de ganado bovino a nivel nacional de acuerdo a las estadísticas de la encuesta ganadera bovina (Ref.10) del año 2015 del Instituto Nacional de Estadística (INE) se concentran principalmente entre la región del Maule y de los Lagos, alcanzando un total de 2.735.857 unidades a nivel nacional, como se describe en gráfico de figura 4.1 siguiente:

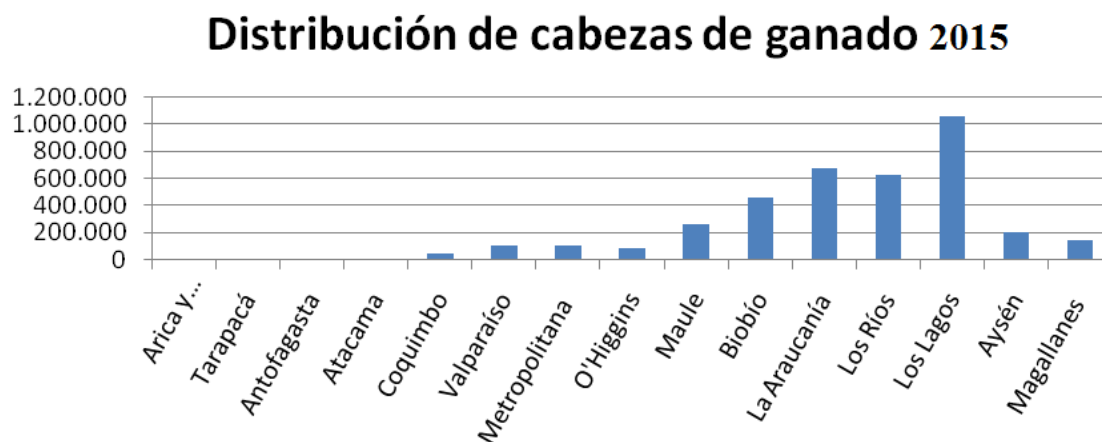


Figura 4.114: Gráfico Distribución cabezas de ganado en Chile.
Fuente: INE Elaboración propia

Del total anterior la relación entre vacas lecheras y de engorda es de un 30 % - 70%, alcanzando las 833.256 y 1.902.631 cabezas de ganado respectivamente.

Con respecto a la ubicación de las vacas de engorda a nivel nacional, un 78% se ubican entre las regiones del Maule y de Los Lagos, siendo la región de Los Lagos la que concentra casi un 25% de todas las cabezas de ganado

de este tipo, como se indica en figura 4.2 siguiente.

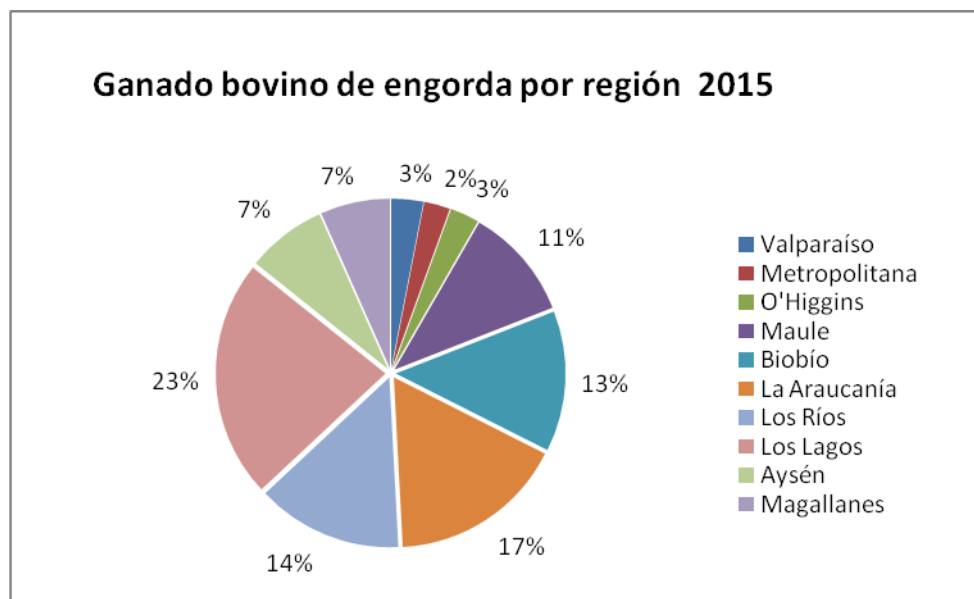


Figura 4.215: Gráfico porcentaje ganado bovino engorda por Región. Fuente: INE. Elaboración propia

En términos de porcentajes nacionales, en la zona central del país prevalecen los sistemas bajo confinamiento en aproximadamente 80% de los casos, debido al mayor valor de los terrenos, proporción que va disminuyendo hacia el sur del territorio Ref.[11]

Como una forma de llegar a una cifra promedio aproximada de producción de biogás y su contenido energético, de acuerdo a lo indicado en figura 16, el contenido de energía producido por los desechos de un bovino de carne de 360 kilogramos es de 4,86 kWh, a partir de una producción de 0,78 m³ de biogás al día; ahora bien, considerando un 40% de eficiencia del sistema de conversión quedan 2 kWh de energía eléctrica diaria por cabeza de ganado.

Considerando que en el país existen 1.902.631 bovinos de engorda y los rendimientos descritos en figura 4.3, el potencial de producción de biogás y energía eléctrica es el siguiente:

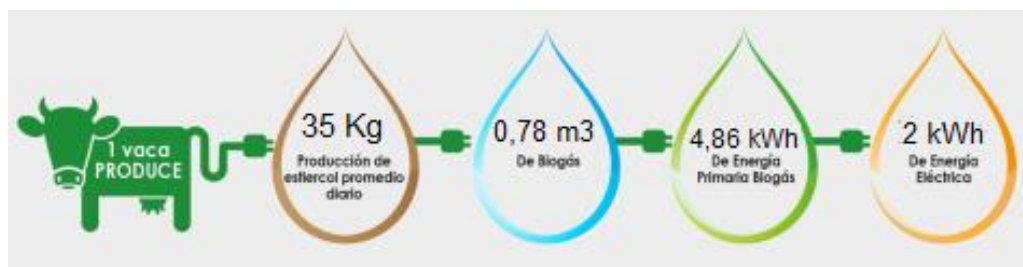
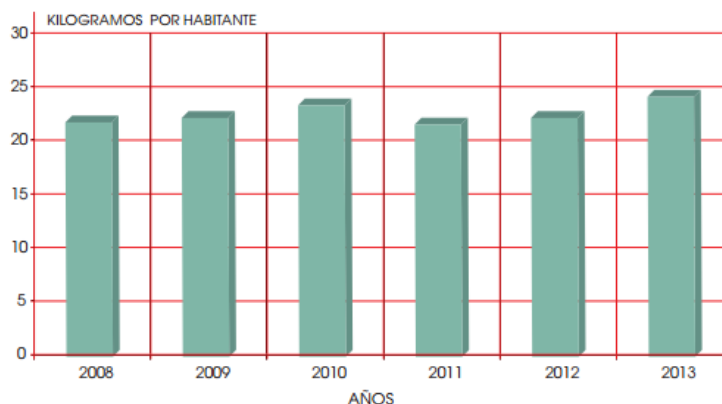


Figura 4.316: Rendimiento bovino engorda. Fuente: Biogás Lechero

- Potencial país producción biogás diario: 1.485.615 m³/día
- Potencial país generación energía: 3.805.262 kWh/día

Por último, la tendencia del consumo de carne bovina por habitante en Chile tiene un comportamiento estable en el tiempo, lo cual permitiría proyectar que el número de cabezas de ganado debería de cierto modo mantenerse en el tiempo, como se indica en figura 4.4 siguiente Ref.[10].



17

4.2 Proyectos construidos

En relación a las plantas principales de biogás en Chile de acuerdo a las estadísticas del Centro Nacional para la Innovación y Fomento de Energías Sustentables (CIFES), al mes de julio 2016 se cuenta con 53 MW instalados y 8 MW con RCA aprobada Ref.[12]. Las principales plantas existentes en Chile se muestran en la tabla 4.1 Ref.[13].

Tabla 4.1: Plantas de Biogás en Chile para generación de energía.
Fuente: Revista El.

Nombre Central	Tipo	Región	Potencia Neta MW
Loma Los Colorados	Relleno sanitario	RM	22
Santa Marta	Relleno sanitario	VI	15
Trebal Mapocho	Tratamiento agua	RM	5
El Molle	Relleno sanitario	V	4,5
HSB Los Ángeles	Estiércol res	VIII	2,2
Ancalí	Estiércol res	VIII	1,6
Viña San Pedro	Restos vegetales	VI	1
Total Generación			51,3

De la tabla 4.1 se aprecia que las plantas de mayor tamaño en biogás corresponden a rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de agua, debido al volumen de sustrato que disponen. Las plantas de biogás a partir de ganado bovino tienen potencias instaladas a nivel nacional inferiores a 1 MW, siendo las plantas de HSB Los Ángeles y Ancalí las excepciones.

El 90% de la industria agropecuaria donde se puede generar potencialmente el biogás son pequeñas y medianas empresas, que poco o nada de experiencia tienen en el ámbito de generación de energía, por lo que el potencial de biogás del país para la generación de energía no ha sido aprovechado en su totalidad Ref.[14].

Actualmente existen 25 biodigestores a nivel nacional en la fase de operación, de los cuales 10 se localizan en la Región de Los Lagos. De ellos, 2 están en Purranque, 2 en Puerto Octay, 3 en Osorno, 1 en Río Negro, 3 en Puyehue y uno en Chiloé.

También existen en Los Lagos y Los Ríos otros biodigestores que están en fase de proyecto y puesta en marcha Ref.[15].

En los proyectos con objetivo productivo, predomina la cogeneración (34%), seguida por energía térmica (11%) y energía eléctrica (6%); un 9% se orienta a otros usos diversos. En cuanto al tamaño, el rango es amplio: desde 5 mil a 55 millones de m³/año Ref.[16].

4.2.1 Ejemplos plantas biogás existentes en Chile

Planta Biogás Fundo El Maqui – Purrenque Ref.[17].

En la localidad de Purrenque, provincia de Osorno existe una planta de biogás a partir de los purines de 180 vacas y obtener 21 kVA, que son utilizados para autoconsumo y proceso de ordeña de vacas, que se puede apreciar en la figura 4.5 siguiente:



Figura 4.418: Planta biogás Fundo El Maqui, Purrenque.
Fuente: Biotecsur

Planta Biogás Fundo El Ánima– Purranque, Osorno REF.[18]

También localizada en Purranque, con una capacidad de 32 m³/día, con una disponibilidad de entre 150 a 250 vacas, que son utilizados para generar energía térmica, que se puede apreciar en la figura 4.6 siguiente:



Figura 4.519: Planta biogás Fundo El Anima, Purrenque.
Fuente: Biotecsur

Planta Biogás Fundo El Coihue– Puyehue, Osorno REF.[19]

Planta localizada en Puyehue, Osorno, con una dotación entre 250 a 300 vacas, potencia instalada de 27 kVA, que se puede apreciar en la figura 4.7 siguiente:



Figura 4.620: Planta biogás Fundo El Cohihue, Purrenque.
Fuente: Biotecsur

4.3 Potencial de Biogás en Chile

“En Chile hay un mercado tremendo para generar energía con biogás. Y no sólo en la agricultura, sino también en los vertederos, en la industria forestal, salmonera, alimentaria y en el mercado mayorista de alimentos”, de acuerdo a lo indicado por el empresario nacional Matías Errázuriz, de Genera Austral.

En tabla 4.2, el 42% del potencial técnico de energía obtenible a partir de un residuo, proviene de los excrementos de ganado Ref.[20]. No obstante, el total de excremento indicado considera a todas las fuentes de ganado existente en Chile.

Tabla 9: Potencial técnico de biogás en Chile. (GWh/año).
Biogás lechero

Fuente:

Tipo de sustrato	%	GWh/año
Rellenos sanitarios	10	972
Excremento ganado (líquido)	42	4.056
Lodos tratamiento aguas	17	1.611
Residuos agroindustriales	25	2.389
Otros	6	722
Total		9.750

Respecto al potencial energético de los purines de vacuno se tienen los valores indicados en la tabla 4.3 Ref.[20]

Tabla 4.3: Potencial técnico de purines de vacuno. (GWh/año).
Fuente: Biogás lechero

Purines vacunos	Energía GWh/año
Eléctrico	87
Térmico	202

Actualmente un 6% de los digestores se utiliza solo para la generación de electricidad, por lo que existe espacio de crecimiento, teniendo presente la existencia de 1.902.631 cabezas de ganado.

Hasta la fecha los proyectos han sido revisados caso a caso por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), a través de la figura de “Proyecto Especial”. Falta un buen marco regulatorio del biogás, lo cual se refleja en la inexistencia actual de una normativa específica de toda su cadena de producción, almacenamiento y uso. Por ejemplo, todavía se trabaja en una norma técnica de seguridad específica para las instalaciones de biogás.

Las plantas de generación eléctrica de biomasa y biogás bajo los 3 MW tienen la ventaja de no tener que ingresar al sistema de evaluación de impacto ambiental, salvo que existiese alguna situación particular principalmente relacionada con la localización del proyecto o mayor tamaño que obligaría presentar un EIA.

4.3.1 Iniciativas de desarrollo de biogás en Pymes

Actualmente no existen subsidios para el desarrollo de esta tecnología por parte de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) u otra organización.

Sin embargo, está culminando el proyecto “Promoviendo el Desarrollo de La Energía a Biogás en Pequeñas y Medianas Agroindustrias Seleccionadas”; mediante el cual el Gobierno busca impulsar la inversión y el desarrollo del mercado de tecnologías de energía a biogás en el sector lechero del sur del país. Este programa es piloto a nivel nacional, y comenzó el año 2015 con la industria agropecuaria en dos regiones de Chile: Los Ríos y Los Lagos, y cuenta con un financiamiento de aproximadamente 1,5 millones de dólares Ref.[14].

El proyecto que se encuentra en su fase final, considera aquellos productores lecheros en las regiones de Los Ríos y Los Lagos que posean entre 100 y 500 vacas, por ser este segmento mayoritario (cerca de un 40%), competitivo, con acceso a información y financiamiento. El potencial

de biogás a partir de los purines de 100 vacas es de 9 a 15 kW de electricidad, y para 500 vacas entre 45 a 75 kW de electricidad.

4.4 Mirada de futuro (dimensionar el potencial desarrollo esperado)

Analizando los antecedentes recopilados, se estima que en los próximos quince años el sector agrícola de Chile debiera liderar un crecimiento no visto en la generación de biogás a partir de estiércol bovino, y que eventualmente puede ocasionar un costo en su tratamiento para el empresario de ganadería. Evidencias de lo anterior son:

- Si bien el precio de la energía se ha reducido, igualmente su valor no es despreciable.
- Abunda la materia prima.
- La tecnología está disponible en el país.
- Resuelve problemas ambientales (control de olores, reducción de desecho orgánico, generación de abono natural, reutilización del agua en calidad de regadío.
- Tecnología aplicable a proyectos de pequeña o gran escala.

De acuerdo a la distribución y densidad de la masa ganadera en el país, se puede ver que el mayor potencial de desarrollo es entre las regiones la Quinta y la Décima.

Sin embargo, en dicho territorio no se desarrolla la crianza del ganado de la misma forma. Lo anterior dependerá del objetivo: engorda (carne) o para producción de leche.

Para la producción de leche, el ganado se mantiene confinado durante algunos meses del año, periodo en el cual es factible acumular y procesar los residuos, mientras que en el resto del año no.

En el caso de la engorda, en la zona sur, de la Novena región en adelante, ésta se desarrollada en praderas, dada la disponibilidad de terrenos no cultivables, mientras que de la octava al norte, es una crianza confinada debido a la disminución de terrenos cultivables y su valor del uso alternativo.

Por lo anterior, el mayor potencial para establecer plantas de producción de Biogás y electricidad para el caso de engorda, se da en la zona de la octava región al norte, y para el caso de lechería, es independiente de la ubicación.

Con respecto al digestato, como posibilidad de negocio, debe ser procesado mediante un separador de sólidos/líquidos, con el cual se obtiene un fertilizante natural y de calidad, lo cual se proyecta como un insumo fundamental para el creciente mercado de agricultura orgánica. Por lo anterior, su demanda aumentará y simultáneamente mejorará la rentabilidad de la planta y resolverá un problema medioambiental en beneficio del entorno.

4.5 Realidad bobina internacional

4.5.1 Situación actual

En relación a la producción de biogás en el contexto internacional, el continente europeo cuenta a diciembre del año 2016 con 17.376 plantas, las cuales generaron 60,6 TWh de energía, lo que es equivalente al consumo anual de 13,9 millones de hogares Europeos Ref.[21].

El 69,8% del biogás producido en la Unión Europea procede de plantas industriales, el 20,7% de los vertederos y el 9,5% restante se genera a partir de plantas depuradoras de aguas residuales, tanto urbanas como industriales. Esta distribución varía entre los distintos miembros de la Unión Europea Ref.[22], de acuerdo a lo indicado en gráfico figura 4.8 siguiente:

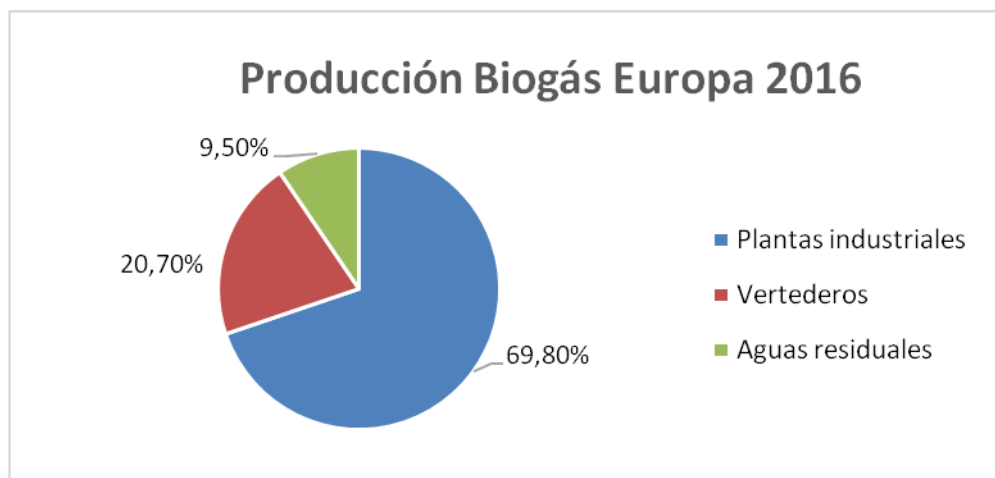


Figura 4.721: Gráfico Producción biogás Europa.
Fuente: Energynews. Elaboración propia

Destaca la producción de biogás con 7.400 MW instalados, a partir de residuos agrícolas y ganaderos, así como en la generación de biogás de depuradora. Al igual que Alemania, Italia, Austria y la República Checa han optado por promover el desarrollo de las plantas que tratan residuos agroindustriales y cultivos energéticos. En Reino Unido, España, Portugal e Irlanda la producción se basa en la generación de biogás de vertedero y en el caso de Suecia y Polonia la mayor producción de biogás procede de depuradoras.

4.5.2 Perspectiva de futuro de la industria de biogás

La construcción mundial de nuevas plantas de biogás continuará en los próximos años. Se estima que para el año 2025, la capacidad instalada aumentará entre 7.000 MW a 9.600 MW, mientras que el número de plantas de biogás crecerá entre 12.000 a 15.000 Ref.[23].

Los subsidios a las instalaciones de biogás seguirán siendo el principal motor de este desarrollo. Sin embargo, en algunos países de Europa disminuirán los esquemas de apoyo, por lo que este desarrollo no será tan dinámico como a principios de 2010. Estas reducciones muestran los impactos más significativos en el mercado alemán.

Muchos actores del mercado están explorando nuevas formas de hacer negocios. Aparte de aprovechar los nuevos mercados de ventas internacionales, muchos proveedores de tecnología están desarrollando actualmente su negocio de servicios relacionados con la optimización de las plantas existentes, mediante su repontenciamiento.

Los países que podrían destacar en los próximos años son Francia, Holanda, Italia, Polonia, Reino Unido y República Checa, gracias a los subsidios y las primas que funcionan en dichos países, una situación que difiere de países como España.

Fuera del continente europeo, existen también expectativas de crecimiento. La mayoría de las plantas se construirán en Estados Unidos, Canadá, China, India y Japón. El crecimiento en Estados Unidos se deberá principalmente al desarrollo de una gran red de distribución, considerada como una de las más grandes del mundo. De China y la India destacan sus grandes potenciales de biomasa disponible para producir biogás y los estándares de producción, cada vez más cercanos a los de Europa. Por último, Japón a partir del año 2012 cuenta con la aprobación de nuevas tarifas que benefician al biogás y su expansión Ref.[24].

4.5.3 Nuevas tendencias en la Industrial del Biogás

A nivel europeo existen diferentes iniciativas para optimizar el proceso de generación y mejorar el control en la generación de biogás. Para ello se está llevando a cabo un proyecto con financiación europea, llamado “AD-WISE”, diseñado para optimizar la digestión anaerobia del proceso. Gracias a esta iniciativa se podrán obtener en tiempo real “*on-line*” mediciones de ácidos grasos volátiles (AGV) e integrarlas en el sistema de control de la planta.

Por otra parte, es importante el desarrollo de una normativa que defina estándares de calidad para el biogás, para permitir su utilización mediante la inyección a redes de gas natural Ref.[25].

5. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE EVALUACIÓN Y GESTIÓN GENÉRICA DE PROYECTOS.

5.1 Prefactibilidad

La prefactibilidad busca obtener una evaluación general del tamaño del proyecto y diferenciar sus aspectos básicos principales. Esto permitirá en una primera instancia verificar si el proyecto es viable. Se recomienda realizar una recopilación general de antecedentes que permitirán formarse una visión general del proyecto que se pretende desarrollar, lo cual ayudará a identificar posibles factores delicados que podría presentar el proyecto en su desarrollo. Algunos de estos antecedentes son la verificación de la existencia de:

- a) Caminos,
- b) Estado de línea de conexión,
- c) Disponibilidad de agua,
- d) Comunidades cercanas,
- e) Comunidades indígenas,
- f) Flora y fauna local,
- g) Posibles impactos turísticos,
- h) Sitios arqueológicos,
- i) Tecnología disponible en el mercado doméstico.

La línea de conexión eléctrica tiene un impacto relevante en el desarrollo de un proyecto PMGD a partir de biogás. Disponer de un empalme a una distancia considerable o el costo de la conexión podría hacer que el proyecto no fuera rentable.

Contar con agua y a un costo razonable es relevante para este tipo de plantas, ya que el sustrato utilizado por los biodigestores tiene un elevado porcentaje líquido (alrededor de 90%).

Del punto de vista de las comunidades y medioambiente, podría tener un impacto positivo, ya que la planta de biogás procesa el sustrato, generando biogás, abono y agua en calidad de regadío, reduciendo la cantidad de desechos y olores emitidos.

Se deben tomar en cuenta el efecto sobre flora y fauna protegida que pudiera estar en el emplazamiento del proyecto.

5.1.1 Existencia título de dominio

Es importante conocer que derechos se posee sobre el terreno en el que se quiere situar el proyecto de biogás. Para ello se debe determinar bajo qué título se hará uso del terreno. Entre las figuras de uso más común están:

- a) Propiedad: Es cuando el terreno es de propiedad de quien pretende desarrollar el proyecto. Esta figura permite realizar todas las actividades que estime conveniente, dentro del marco legal.
- b) Arriendo: Mediante un contrato se autoriza al arrendatario a usar y gozar del bien según lo convenido en el contrato. Este contrato puede pactarse por instrumento privado ó escritura pública.
- c) Servidumbre: Es un derecho que se otorga a un tercero sobre un bien inmueble (terreno, predio, etc.) y que limita el libre uso del bien por parte de su dueño a favor de la otra persona. Esta puede ser natural, es decir, donde no es necesario que la mano del hombre contribuya a ello, voluntaria o legal. Las voluntarias, deberán ser escritas al margen de la inscripción de dominio en el Conservador de Bienes Raíces. Las legales, se establecen en cada ley de que se trate, y generalmente requerirán reconocimiento por vía judicial.
- d) Concesión: Mediante un negocio jurídico, una administración pública atribuye a uno o más sujetos, derechos o deberes de los que carecía sobre bienes del dominio público por plazo determinado, y bajo ciertas condiciones.

5.1.2 Estimación potencial de generación de Biogás.

Existen rendimientos esperados de acuerdo a número de cabezas de ganados consideradas para la planta de biogás. No obstante, estos rendimientos promedio pueden ser afectados por factores como la temperatura, tiempo de retención, condición de pH y alcalinidad y agitación del sustrato. Se podrían esperar los siguientes rendimientos diarios en función del número de cabezas de ganado, de acuerdo a lo indicado en tabla 5.1 siguiente:

Tabla 5.10: Rendimiento energético diario planta Biogás.
Fuente: Elaboración propia en base a tabla 11.7

Número Bovino engorda	Estiércol Lt/día	Biogás m ³ /día	Energía bruta kWh	Energía bruta kW	Potencia eléctrica kW
100	2.880	102	607	26	10,4
200	5.760	204	1.234	51	20,4
300	8.640	305	1.851	77	30,8
400	11.520	407	2.467	103	41,2

5.1.3 Estimación del tamaño del biodigestor

En un sistema de carga diaria, el tiempo de retención va a determinar el volumen diario de carga que será necesario para alimentar al digestor, mediante la siguiente relación:

$$\frac{\text{Volumen del digestor (m}^3\text{)}}{\text{Tiempo de retención (días)}} = \text{Volumen de carga diaria m}^3\text{/día}$$

La cantidad de biogás producido por un digestor dependerá de la cantidad de residuo cargado diariamente, por lo que de acuerdo al número de cabezas de ganado indicadas en tabla 12, y un tiempo de retención de 30 días esperado para la zona centro sur de Chile, el volumen del digestor es el indicado en la tabla 5.2 siguiente:

Tabla 5.2: Volumen de biodigestor m3.
Fuente: Elaboración propia en base a metodología descrita

Número Bovino engorda	Estiércol Lt/día	Tiempo retención días	Volumen biodigestor m³
50	1.440	30	230
100	2.880	30	460
150	4.320	30	690
200	5.760	30	920
250	7.200	30	1.150
300	8.640	30	1.380
350	10.080	30	1.610
400	11.520	30	1.840
450	12.960	30	2.070
500	14.400	30	2.300

El volumen del biodigestor tendrá un impacto en el nivel de inversión a realizar.

Es importante indicar, que a menor tiempo de retención el volumen del biodigestor requerido disminuye, por lo que existen ventajas en términos de inversión si se instala en una ciudad más cálida o si se utiliza el excedente de calor para mantener la temperatura del biodigestor estable.

5.1.4 Estimación de inversión en transporte de energía

El transporte de la energía es fundamental para permitir la conexión a la red de electricidad, siendo un punto relevante en materia de nivel de inversión dentro del total del proyecto. Entre los puntos relevantes a considerar destaca:

- a) Distancia al punto de conexión.
- b) Empresas propietarias de tendidos eléctricos
- c) Capacidad de evacuación del mismo.
- d) Servidumbres que deben obtenerse.
- e) Aspectos legales, ambientales, técnicos y económicos.
- f) Tipo de equipos requeridos para el empalme.

Por otra parte, se debe evaluar la conexión al sistema de Distribución o Transmisión. Si se trata de un proyecto menor a 9 MW que se conectará a una red de distribución, aplicará la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), en cambio para proyectos mayores aplicará la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

5.2 Factibilidad

En esta etapa se desarrolla una estimación de las variables involucradas similar a la Prefactibilidad, pero con mayor precisión. Esta etapa debe finalizar con la decisión de invertir o no, por lo tanto se debe reunir y evaluar la información necesaria para tomar tal decisión.

Esta etapa de evaluación consta de una serie de estudios que permiten determinar los focos relevantes para la toma de decisiones a través de información fundada que aporta los elementos monetarios necesarios para confeccionar los flujos de caja que permiten evaluar la viabilidad financiera de construir la planta de biogás.

Dentro de los principales estudios se destacan: estudio económico, estudio de financiamiento, estudio legal, estudio medioambiental y estudio de comercialización de la energía. Los aspectos más relevantes en cada uno de ellos relacionados con una planta de generación de electricidad a partir de biogás, los cuales se indican en los capítulos del 6 al 10 siguientes.

6. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN RELACIONADA AL ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo se identificarán las partidas de costos involucrados en el proyecto antes y después de la inversión.

6.1 Gastos previos a la inversión

- a) Estudios en terreno: El terreno debe tener la superficie requerida por el biodigestor, se debe emplazar en una superficie plana, sin raíces de árboles que puedan dañarlo. De preferencia ubicar el biodigestor cerca al sustrato para minimizar los costos de transporte.

Se recomienda un sitio que se encuentre a menos de 50 metros del punto de utilización del biogás.

Considerar por lo menos 1.50 metros de espacio para ubicar el pozo de captación del biodigestor, más una rampa si es necesario. A la salida del sistema dejar suficiente espacio para el pozo de salida del digestato.

Para darle mejor temperatura al biodigestor, el sitio debe estar expuesto al sol. En especial para zonas templadas o frías. Es necesario que el lugar elegido no interfiera con el trabajo diario de la granja. Por ejemplo, evitar lugares destinados al paso de vehículos, gente o animales.

Considere el manejo y disposición del fertilizante en la granja (digestato), donde haya suficiente espacio para almacenar por lo menos 10 a 20 días de producción.

Considere un espacio para levantar un cerco o una reja para limitar el acceso al recinto. Es recomendable la instalación de un techo para proteger el sistema.

- b) Ingeniería de diseño: Se deben considerar los siguientes aspectos de acuerdo al requerimiento de la planta, para determinar el tamaño del biodigestor y su disposición:
- Disponibilidad de Estiércol limpio (tipo y cantidad) según el número de animales existentes.
 - Disponibilidad de Agua. El sistema no se puede instalar si no se tiene acceso a agua durante todo el año.
 - Condiciones ambientales que influyen el tiempo de retención.
 - Demanda de Energía requerida por la granja. En caso que se quiera sustituir algún consumo mediante la energía o uso de biogás en la planta
 - Cantidad de fertilizante que podría generar de acuerdo al número de reses.
 - Espacios para el traslado de la mezcla de desechos, digestato y biogás.
- c) Estudios medioambientales y gestión ante la autoridad: Requeridos para la obtención de permisos

6.2 Equipamiento de la planta de biogás

Este ítem identifica las Obras Civiles (OO.CC.) que podrían conformar la planta de biogás, lo cual dependerá de la topografía de la zona de emplazamiento, la distancia a la fuente de sustrato, la ingeniería de diseño obtenida entre otros, que es definido en la etapa de estudio del proyecto. Las obras y equipamientos que debería tener una planta básica de biogás a partir de purines de bovinos es el que se indica en la figura 6.1 siguiente Ref.[26].

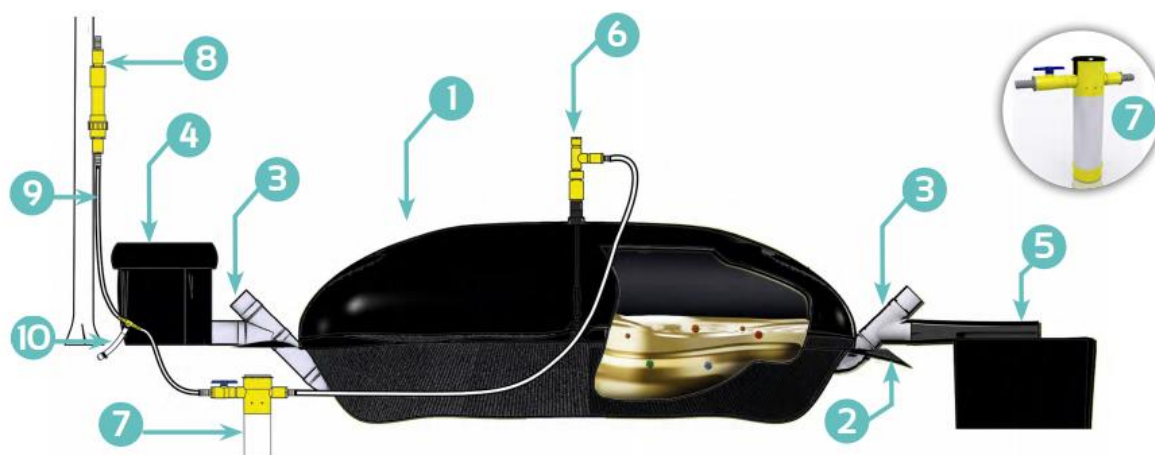


Figura 6.122: Componentes biodigestor. Fuente: Sistema Biobolsa

- 1) Biodigestor: Se estima utilizar un biodigestor de flujo horizontal, compuesto de una geomembrana de policloruro de vinilo (PVC) o de polietileno de alta densidad (HDPE). El tamaño del biodigestor dependerá de la cantidad de bovinos de la planta.
- 2) Geotextil protector: Para proteger el fondo del biodigestor en contacto con el suelo.
- 3) Tubería de ingreso de estiércol y tubería de salida de digestato.
- 4) Estanque de carga del estiércol: El cual recibe el estiércol de vaca, generalmente construido de hormigón
- 5) Estanque de descarga de digestato: Generalmente adyacente al biodigestor. Generalmente construido de hormigón.
- 6) Salida del biogás.
- 7) Válvula de alivio de presión (incluye válvula de paso)
- 8) Filtro para reducir sulfuro de hidrógeno (H_2S)
- 9) Línea de biogás de PVC.
- 10) Válvula de sobrepresión

Adicional al esquema básico del biodigestor debe considerarse:

- 11) Construcción de radier: Donde los bovinos se encuentran estabulados, teniendo en cuenta un cierto nivel de pendiente para que el estiércol fluya

en dirección a una canaleta conductora que transporte el estiércol foso de captación.

- 12) Tubería conductora del estiércol: Que conecta el radier con el estanque de carga del biodigestor.
- 13) Construcción de pozo de captación y salida del digestor: De acuerdo al tamaño del biodigestor.
- 14) Construcción de zanja del biodigestor: El foso se puede hacer mediante una retroexcavadora. Una vez compactado el piso y estabilizado los taludes se reviste de geomembrana de HDPE para evitar filtraciones. Con respecto a la cubierta del biodigestor es posible utilizar la misma geomembrana o también estructuras armadas de mayor firmeza en base a vigas de metal, en función del diseño del biodigestor y su tamaño.
- 15) Sistema de agitación electromecánico: Para el contenido del biodigestor para mantener el proceso de digestión anaeróbica uniforme del sustrato.
- 16) Depósito contenedor de biogás producido.
- 17) Instrumentos de medición: Sensor de temperatura, caudalímetro, compresor del gas, medición de pH.
- 18) Separador de sólidos/líquidos

En caso que el propósito sea la generación de electricidad debe incluirse además:

- 19) Grupo electrógeno.
- 20) Conexión PMGD incluido su empalme a la red de distribución en media tensión.

6.3 Instalación de la planta de biogás

Existen dos formas en la que el biodigestor horizontal puede ser instalado:

- ZANJA: El sistema puede instalarse dentro de una zanja, es decir, semi enterrado, en el cual se construye una piscina con forma trapezoidal, la cual es recubierta por una geomembrana HDPE que conforma parte del biodigestor.

- MURO DE CONTENCIÓN: El biodigestor se instala sobre el suelo contenido por una estructura construida con tabiques o ladrillos. El biodigestor en este caso es de tipo cilíndrico horizontal. Lo anterior de acuerdo a lo indicado en figura 6.2 Ref.[26].



Figura 6.223: Instalación biodigestores. Fuente: Sistema biobolsa

En particular, en las plantas que utilizan el sistema de zanjás, se debe realizar movimiento de tierra con retroexcavadora a modo de disponer de una piscina, la cual se le da la forma trapezoidal en sus extremos de acuerdo a lo indicado en la figura 6.3 siguiente Ref.[27].



Figura 6.324: Construcción zanja biodigestor. Fuente: Taller biogás

Una vez compactado el piso y estabilizado los taludes se procede a revestir con una geomembrana HDPE de espesor 1,0 mm la parte inferior de la

piscina y se utiliza equipos de termofusión para unir los extremos, evitando filtraciones y fugas desde la piscina, de acuerdo a figura 6.4 siguiente Ref.[19].



Figura 6.425: Planta biogás Fundo El Cohihue, Purrenque. Fuente: Biotecsur

A continuación, se instalan las tuberías de captación de estiércol y salida del digestato desde el biogestor.

Para el recubrimiento del biodigestor se ocupa la misma geomembrana HDPE, con que se recubre la piscina, la cual tiene resistencia a rayos ultravioleta y vida útil de hasta 35 años, como se muestra en figura 6.5 siguiente Ref.[28].



Figura 6.526: Geomembrana caucho EPDM. Fuente: Firestone

De este modo, el biodigestor queda enterrado en tres cuartas partes, para aprovechar el suelo para darle contención y conservar de mejor forma la temperatura. Este tipo de biodigestor se llena hasta un 75% de su capacidad con estiércol de bovino, ya que el gas que se va formando ocupa el resto de la capacidad.

Para biodigestores de mayor tamaño, es posible la instalación de una estructura más rígida como cúpula del biodigestor, como es el caso de vigas de metal sobre las cuales se puede revestir con madera y luego con la geomembrana, como se muestra en la figura 6.6 siguiente Ref.[19].



Figura 6.627: Instalación cúpula biodigestor. Fuente: biotecsul

En otros casos, para no construir la estructura indicada anteriormente, se refuerza el interior de la piscina con paredes de separación hechas con la misma geomembrana y sujetas con tubos de PVC y “tee” de PVC, como se muestra en la figura 6.7 siguiente Ref.[29].



Figura 6.728: Instalación paredes internas biodigestor.
Fuente: Taller biogás

Estas mamparas operan como corredores internos por donde fluye el estiércol por toda la piscina. Una vez terminado el montaje de los corredores indicados se dispone de una instalación como la que se indica en la figura 6.8 Ref.[29].



Figura 6.829: Disposición final piscina del biodigestor.
Fuente: Taller biogás

Una vez lleno el biodigestor se proceder a cubrirlo y ajustar sus extremos para evitar fugas de gas. Por otra parte se construyen canales de acceso para poder bombear ocasionalmente los lodos depositados en el fondo del biodigestor sin tener que descubrirlo, como se indica en la figura 6.9 siguiente Ref.[29].



Figura 6.930: Detalles en juntas del biodigestor. Fuente: Taller biogás

Con el paso de los días a medida que se va produciendo más biogás su volumen aumenta y comienza a ocupar el espacio superior del biodigestor como se muestra en la figura 6.10 Ref.[29].



Figura 6.1031: Detalles en juntas del biodigestor. Fuente: Taller biogás

Con respecto al sistema de captación del estiércol, si los desechos son conducidos directamente por canaletas desde los corrales, el sistema debe quedar en un nivel más bajo para que los desechos puedan drenar hacia la entrada del biodigestor por gravedad.

Generalmente, se construye un depósito en forma cúbica de albañilería armada de bloque de hormigón. En algunos casos se acompaña el depósito con una pequeña piscina contigua. Lo importante, es que sea de un tamaño adecuado en proporción a las excretas generadas de los animales de la planta con se muestra en figura 6.11 Ref.[19].



Figura 6.1132: Pozo captación estiércol. Fuente: Biotecsur

En relación al sistema de salida del biodigestor, se construye un depósito similar al de captación. No obstante, el digestato se deposita en la parte inferior del estanque, y aprovecha la presión que va generando el biogás al interior del biodigestor para salir por el ducto que se encuentra a una altura menor que la tubería de admisión.

El biogás generado sale del biodigestor a través de una o más válvulas de salida, las cuales se conectan a una manguera de tipo corrugado y luego a un sistema de tuberías de PVC, en el cual el diámetro seleccionado debe ser apropiado para el volumen de gas a conducir, como se muestra en figura 6.12 siguiente Ref.[19].



Figura 6.1233: Pozo captación estiércol. Fuente: Biotecsur

A través de la tubería de PVC se instalan llaves de paso, válvulas de presión, trampas de agua, medidor de temperatura, medidor de pH, para controlar los parámetros del biogás producido. Lo ideal es que se encuentren próximos los equipos de control mencionados para facilitar el monitoreo de las principales variables que afectan a la planta de biogás.

El biogás se encuentra a presión atmosférica, es decir, no está comprimido como el Propano o Gas Natural Licuado, por lo tanto utilizar tubería PVC es suficiente.

El biogás contiene un porcentaje de agua que se evapora y después condensa a lo largo de la línea de gas. Se debe evitar la generación de “valles” en el camino, donde el agua se pueda acumular. En caso de ser así, se debe instalar una trampa de agua que permita su evacuación.

Antes de utilizar el biogás es necesario extraer el agua y el sulfuro de hidrógeno (H_2S). Para ello es posible utilizar una trampa de agua y un filtro de H_2S , el cual evita la corrosión de equipos y reduce la emisión de olores, como se muestra en figura 6.13 Ref.[19].



Figura 6.1334: Filtro H₂S y trampa de agua. Fuente: Biotecsur

El gas generado puede ser almacenado en algún estanque para su posterior uso, ser quemado para generar calor para procesos de la planta o para generación de electricidad.

Para la generación de electricidad el biogás ingresa al compresor de gas, y luego al motor eléctrico o grupo electrógeno. En la mayoría de las plantas en Chile se utilizan motores a combustión interna de cilindradas entre 800 cc a 6.000 cc adaptados al biogás, con potencias que van desde los 2 kW a los 30 kW, además se utilizan sistemas de soplado y filtrado de gas e intercambiadores de calor Ref.[30]. No obstante, también es posible contar con grupos electrógenos importados con potencias entre 10kW y 200 kW, como se indica en figuras 6.14 y 6.15 siguientes Ref.[31]:



Figura 6.1435: Equipos eléctricos planta 12 kVa El Coigue. Osorno (50 vacas). Fuente: Biotecsur



Figura 6.1536: Equipos eléctricos planta 27 kVa Fundo El Coigue. Osorno (250-300 vacas). Fuente: Biotecsur

6.4 Costo de las inversiones requeridas

Los principales ítemes que se valorizan para la construcción de la planta de biogás son los que se indican a continuación.

La justificación de precios de las principales partidas se adjunta en Anexo N°2 mediante las estimaciones y cotizaciones recibidas.

6.4.1 Construcción del biodigestor

Para la construcción del biodigestor se distinguen las partidas de costos indicadas en tabla 6.1.

Tabla 6.1: Construcción del biodigestor. Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de proveedores del Anexo N°2

Item	Descripción	Unidad	Precio Unitario \$
1	Excavación piscina del biodigestor mediante retroexcavadora	m ³	3.284
2	Nivelación del talud de la piscina biodigestor	m ²	10.247
3	Compactación fondo excavación	m ²	1.884
3	Geomembrana HDPE de 1 mm	m ²	2.700
4	Instalación geomembrana incluido termofusión para piscina y cubierta del biodigestor	m2	1.690

6.4.2 Sistema de captación y salida de estiércol, digestato y biogás

Se distinguen las partidas de la tabla 6.2 siguiente.

Tabla 11: Sistema de captación y salida. Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de proveedores del Anexo N°2

Item	Descripción	Unidad	Precio Unitario \$
1	Excavación pozo captación y salida	m ³	9.112
2	Muro de albañilería armada de bloque de hormigón, para revestir pozo	m ²	20.945
3	Tubería conductora del estiércol desde establo al biodigestor	ml	10.000
4	Tubería de ingreso de estiércol	c/u	3.847
5	Tubería de salida de digestato.	c/u	3.847
6	Estanque para contención provisoria de biogás 75 m3	c/u	724.990
7	Estanque para contención de digestato 75 m3	c/u	724.990

6.4.3 Conexión de tuberías de PVC

Se identifican en tablas 6.3 y 6.4¹ los siguientes conectores de PVC los cuales podrían ser empleados para el sistema de transporte de biogás.

Tabla 12: Tuberías y conectores de PVC 1 de 2

					
MM	PVC x 6 mt	Codo	Llave	TEE PVC	Union americana
50	\$ 8.130	\$ 280	\$ 5.600	\$ 1000	\$ 2.499
63	\$ 9.890	\$ 400	\$ 9.520	\$ 3094	\$ 3.808
75	\$ 14.890	\$ 560	\$ 20.138	\$ 5290	\$ 11.880

¹ Elaboración propia en base a cotizaciones de proveedores del Anexo N°2

Tabla 6.4: Tuberías y conectores de PVC 2 de 2

				
MM	Salida estanque	Cemento PVC 473 mm	Mangueras corrugada mt	Tubo sanitario 3mt 110 mm
50	3.080		4.046	
63	5.190		6486	
75	8.270	14.160	8.925	3.847

Por otra parte, se debe considerar un costo de MM\$ 0,5 por la instalación del sistema de tuberías y conectores asociados.

6.4.4. Equipos de medición y control

Se distinguen en tabla 6.5 los siguientes equipos requeridos en la instalación.

Tabla 13: Equipos de medición y control. Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de proveedores del Anexo N°2

Item	Descripción	Unidad	Precio Unitario \$
1	Manómetro 0-6 bar	c/u	10.900
2	Medidor de pH	c/u	69.000
3	Medidor de temperatura	c/u	50.000
4	Filtro sulfuro de hidrogeno (H ₂ S)	c/u	200.000
5	Medidor de caudal	c/u	150.000
6	Válvula liberadora de presión	c/u	30.000
7	Trampa de agua	c/u	15.000

6.4.5 Equipos eléctricos

Se distinguen en tabla 6.6 los siguientes equipos requeridos en la instalación.

Tabla 6.6: Equipos eléctricos y casa de máquinas. Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de proveedores del Anexo N°2

Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario \$
1	Grupo electrógeno50 KVA , 380 V	c/u	8.391.518
2	Grupo electrógeno63 KVA , 380 V	c/u	11.239.672
3	Agitador electromecánico	c/u	400.000
4	Compresor de gas	c/u	300.000
5	Gabinete equipos	Gl	300.000
6	Montaje equipos	Gl	500.000
7	Casa de máquinas (3 x 3) metros	Gl	460.000
8	Armado casa de máquinas	Gl	100.000
9	Separador sólidos líquidos	Gl	20.100.000

6.4.6 Equipos para conexión a la red de distribución

Se distinguen en tabla 6.7 los siguientes equipos requeridos en la instalación.

Tabla 6.7: Conexión a red de distribución en MT. Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de proveedores del Anexo N°2

Item	Descripción	Unidad	Precio Unitario \$
1	Valor arranque empalme MT	Gl	2.130.406
2	Instalación equipo desconectador bajo carga 3F	Gl	10.426.169
3	Calibración de equipo reconectador	Gl	403.916
4	Calibración equipo compacto de medida	Gl	347.306
5	Calibración e instalación de medidor	Gl	249.871
6	Instalación de telemedida	Gl	416.435
7	Unión red MT	Gl	324.825
	Total		14.298.928
	IVA		2.716.793
	Total		17.015.724

La conexión se realiza a media tensión y estos costos cubren la conexión hasta 8 metros de distancia al empalme.

6.5 Costos de operación del sistema

Las tareas referentes a la operación del biodigestor deben procurar su correcto funcionamiento en el tiempo, permitir el procesamiento del estiércol ingresado, el control del proceso de digestión anaeróbica, el manejo del biogás y digestato producidos.

6.5.1 Costos de operación

Los aspectos más importantes a considerar respecto a los costos de operación corresponden a:

- costos asociados al sustrato.
- energía utilizada por la planta.
- Personal.
- disposición de residuos.
- insumos de operación.

En general, los proyectos de biogás se basan en la utilización de biomasa residual. De esta forma, no se consideran costos asociados a su uso, sino que pueden considerarse ingresos por concepto de disposición y tratamiento de residuos. De estos ingresos deben deducirse los costos incurridos en la recolección de la biomasa y su transporte desde su origen a la planta.

Sin embargo, puede haber situaciones en que el dueño de la biomasa o generador de residuos tiene un uso alternativo para ellos, como por ejemplo, su venta para alimentación animal. En tal caso, deberá considerarse la pérdida de dicho ingreso como costo asociado a la biomasa. También puede darse el caso de que la biomasa sea cedida por su dueño al operador de la planta de biogás. En tal caso, deben considerarse los costos asociados al transporte de la biomasa.

La energía utilizada por la planta dependerá de su grado de automatización, de las tecnologías seleccionadas, fundamentalmente para los agitadores y bombas; y del pretratamiento de los sustratos en plantas industriales.

De acuerdo a la experiencia recopilada en las plantas de biogás existentes en Europa, especialmente en Alemania, se considera que la demanda eléctrica del proceso fluctúa entre el 5% y 15% de la producción de energía de la planta. La demanda de energía térmica para calefacción dependerá de las condiciones climáticas del sitio de emplazamiento de la planta, del tipo de sistema de biodigestión y del aislamiento térmico utilizado. Esta demanda puede alcanzar valores entre un 10% y 35% de la energía térmica producida Ref.[2].

Los requerimientos de personal dependen del grado de automatización de la planta. Las principales labores son: recepción de sustrato, control y supervisión, carga y despacho del digestato y tareas administrativas. De acuerdo a la experiencia europea, para una planta de 500 kW se necesita una persona con nivel técnico en jornada completa más un ayudante en jornada completa a parcial. En general, puede considerarse una dedicación entre 2.000 a 3.000 horas/hombre por año, dependiendo del grado de automatización de la planta y la frecuencia de recepción de sustratos y de disposición de digestato.

Generalmente, el digestato puede ser utilizado como mejorador de suelo y abono líquido. Sin embargo, en caso que no se cumplan las condiciones necesarias para su uso en fertilización, debe disponerse en conformidad con la legislación sanitaria. En tal caso, será necesario consultar a empresas de residuos en la zona del proyecto, dado que los costos de disposición muestran una variabilidad local.

La siguiente tabla 6.8 resume las consideraciones descritas respecto de los costos de operación de una planta de biogás Ref.[2].

Tabla 6.8: Resumen costo de operación. Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás

Ítem	Rango	Notas
Consumo de electricidad (en % de la energía total generada)	5 -10	Dependiente del tipo y cantidad de equipamiento instalado (agitadores, bombas, etc)
Consumo de calor (en % de la energía total generada)	20 -40	Dependiente fundamentalmente de las condiciones climáticas de la zona y del sistema de biodigestión
Mano de obra (hh/año)	2.000-3.000	Valor referencial para plantas de 500 kW. Depende del grado de automatización de la planta, frecuencia de recepción de sustrato y de disposición de digestato, necesidad de pretratamiento
Sustrato	Determinar en cada caso	Considerar usos alternativos, eventuales costos de transporte a la planta o ingresos por disposición de residuos industriales
Disposición de digestato	Determinar en cada caso	Depende de su posible venta como fertilizante o mejorador de suelos. Debe cotizarse con empresas de residuos locales,

6.5.2 Costos de mantenimiento y reparaciones

Estos costos se concentran fundamentalmente en la mantención de los equipos especializados de la planta de biogás.

Normalmente, para equipos complejos como grupos electrógenos, es conveniente realizar el mantenimiento con la empresa proveedora del equipo o sus representantes en el país, para efecto de mantener la garantía y tener un mantenimiento confiable.

Para grupos electrógenos modulares es común contar con contratos de mantención que garanticen una cierta disponibilidad del equipo (por ejemplo 90%). Los costos de aquellos contratos que consideran un servicio de emergencia de 7 días por semana serán superiores a los contratos de mantención sin servicio de emergencia.

Una posibilidad para disminuir los costos es la realización de algunas tareas simples de mantención (cambios de aceite, bujías, etc.) con personal propio. La desventaja que presenta esta opción es que la empresa prestadora de servicios más complejos (cambios de filtros, ajustes de motor, recambios importantes, etc.) podría no ofrecer garantías de funcionamiento, aduciendo que no tiene el control sobre las actividades de mantención que realiza el operador de la planta.

El costo de mantenimiento para otro tipo de equipos, como filtros, bombas de cavidad progresiva, agitadores, sistema de transporte de material (tornillos sin fin) etc., pueden estimarse entre un 4% y 8% anual del valor de la inversión, como se indica en tabla 6.9 siguiente Ref.[2].

Tabla 6.9: Resumen posibles costos de mantención anuales. Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás

Ítem	Rango	Notas
Obras civiles (%)	0,5 -1	En % del costo total de inversión correspondiente
Maquinarias y equipos (%)	4 - 8	En % del costo total de inversión correspondiente
Electrotecnia y control (%)	2 - 4	En % del costo total de inversión correspondiente
Grupo electrógeno	0,5 -1	Depende de la existencia de contratos de mantención con proveedores y de sus coberturas

6.5.3 Otros costos

Otros costos importantes a considerar corresponden a los asociados a la administración de la planta y a los seguros involucrados.

Si el proyecto considera la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red, deben contemplarse costos asociados a su participación en el mercado eléctrico que dependen del modelo de negocio adoptado y del sistema al cual se interconecta el proyecto.

El costo principal está asociado a los pagos por el uso de las redes. En el caso de sistemas de transmisión troncal y subtransmisión corresponden a peajes regulados por la autoridad, tanto por la inyección de energía a los sistemas, como por los retiros de los eventuales clientes que tuviese el medio de generación. Los peajes en el sistema troncal de los proyectos ERNC, como los de biogás, se rigen por un régimen especial que contempla exenciones de pago dependiendo del tamaño del proyecto y de la capacidad acumulada en proyectos ERNC integrados al sistema eléctrico.

El costo por el uso de los sistemas de transmisión adicional se rige por contratos privados entre las partes los que, de acuerdo a la legislación, deben cautelar un trato no discriminatorio respecto de otros agentes que estén usando el sistema. Por su parte, a menos que se tenga un cliente libre dentro de una zona de distribución, la regulación no contempla pagos por el uso de las líneas de distribución a la cual esté conectado un PMGD. Los eventuales costos que la operación del medio de generación pudiese generar en la red de distribución deben ser valorizados al momento de la solicitud de conexión y tratados como inversiones.

Adicionalmente, las empresas eléctricas que participan en el mercado eléctrico deben aportar al financiamiento tanto del Panel de Expertos de la Ley Eléctrica, como del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) del sistema en el que esté interconectado el proyecto. En este último caso, si la capacidad instalada de los proyectos de la empresa es menor a 9 MW, podrá

abstenerse de ejercer su derecho de integrar el CEN y del pago para su mantención Ref.[32].

6.5.4 Mantenimiento preventivo

En relación a la operación de la planta, se debe efectuar las siguientes tareas relativas al mantenimiento preventivo de la planta de biogás:

- Revisión paredes del biodigestor: Con el propósito de evitar fugas de biogás.
- Revisión pozo de captación y salida: De modo que no se encuentren obstruidos.
- Revisión sistema de tuberías de gas: Evitar que se doblen tuberías, lo cual puede generar un aumento de presión. Verificar que no se produzcan rupturas que impliquen fugas de biogás. Evacuar el agua de las trampas de agua y evitar que se generen acumulación de agua en zonas de menor altura.
- Revisión de presión, mediante revisión de manómetro y control de temperatura y niveles de pH.
- Cambio mensual de filtro de H₂S
- Revisión de agitadores electromecánicos.
- Mantenimiento grupo electrógeno.
- Mantenimiento separador de sólidos/líquidos

6.5.2 Mantenimiento correctivo (supervisión proceso).

Si la producción de Biogás se detiene o se ve reducida, verificar y corregir si existen posibles entradas de aire al contenedor por los extremo, cambio o reducción de la temperatura o cambio del pH.

Si la producción de Biogás se detiene o se ve reducida por efecto de la entrada del aire por alguno de los extremos del digestor, llene con agua o con más biomasa liquida hasta sellar.

Si la producción de Biogás se detiene o se ve reducida por efecto de la reducción de la temperatura a causa de largos periodos de lluvia o baja temperatura en el ambiente, cubra el digestor con polietileno negro de tal modo que se reduzcan las corrientes de aire sobre el digestor.

Si la producción de Biogás se detiene o se ve reducida por efecto de la reducción de cambio del pH, medir la acidez o alcalinidad y realizar la acción requerida aplicando cal.

Si la producción de Biogás se detiene o se ve reducida, verifique que la llave de la válvula de Biogás está abierta; inspeccione si en la línea de Biogás hay perforaciones o fracturas, selle con soldadura y un trozo de tubo o manguera o si es necesario, cierre la llave de la válvula y cambie totalmente la pieza o sección.

7. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN RELATIVO A ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO.

Se entiende por financiamiento el mecanismo por el cual se obtiene dinero u otro instrumento representativo de dinero para el desarrollo del proyecto, ya sea por aporte directo, financiamiento externo, subsidio o una combinación de éstos.

7.1 Financiamiento mediante capital propio

El capital propio es una de las primeras fuentes de financiamiento en las que se puede pensar en el momento de ejecutar un proyecto. Sin embargo, en muchos casos las altas inversiones no permiten utilizar un cien por ciento de financiamiento propio, como es el que se realiza mediante aportes de capital por parte de los socios, uso de utilidades retenidas o emisión de acciones por parte de sociedades anónimas.

7.2 Financiamiento mediante crédito de terceros

7.2.1 Créditos Bancarios

Por otra parte, es posible acceder a financiamiento externo, mediante, la obtención de créditos bancarios, los cuales habitualmente se solicitan para proyectos por un monto superior a MM\$ 20 Ref.[33], y plazos variables que pueden llegar a los 10 años, en donde el proyecto deberá tener fundamentos sólidos que permitan sustentar sus factibilidad técnica y económica.

En general los bancos solicitan un estudio macro del sector industrial, la factibilidad técnica del proyecto, flujo de fondos y su proyección en el tiempo, además de información de los socios (situación patrimonial, avales, antecedentes crediticios y experiencia en la industria). Todos los aspectos

mencionados son considerados por el banco para conceder el financiamiento.

No obstante, debido a las dificultades para cumplir con las garantías exigidas por los bancos, existen fondos de garantía por parte de la CORFO para facilitar el acceso a financiamiento, entre los que destaca:

7.2.2 Fondo de Garantía para el pequeño empresario (FOGAPE)

No es específico para proyectos ERNC, pero permite acceder a financiamiento y operaciones de leasing. Las características del FOGAPE son las siguientes:

- Para empresas con ventas anuales no superiores a UF 25.000, cobertura máxima de hasta un 80% del monto de financiamiento, con tope máximo de financiamiento de UF 5.000.
- Para empresas exportadoras con cobertura máxima de hasta un 80% del monto de financiamiento, con tope máximo de financiamiento de UF 5.000.
- Monto máximo de financiamientos y Leasing: UF 5.000.
- Plazo de pago de hasta 10 años.
- Cobertura hasta de un 80% del financiamiento.
- Financiamientos en pesos, dólares o UF.

Algunos de los bancos que ofrecen créditos FOGAPE en la actualidad son: BCI, Banco de Chile, Santander y Banefe Ref.[34].

7.2.3 Fondo de Garantía para la Inversión y el Capital de Trabajo (FOGAIN)

Ayuda a acceder a financiamientos y operaciones de Leasing, entregando garantías a las personas naturales o jurídicas que no cuenten con garantías suficientes. Las características del FOGAIN son las siguientes:

- Para empresas con ventas anuales no superiores a UF 100.000, cobertura máxima de hasta un 80% del monto de financiamiento, con tope máximo de cobertura de UF 18.000.
- Cobertura diferenciada para operaciones de largo plazo (mayor a 60 meses).
- Plazo de pago de hasta 20 años.
- Financiamientos en pesos, dólares o UF.

Algunos de los bancos que ofrecen créditos FOGAPE en la actualidad son: BCI, Banco de Chile, Santander y Banefe.

7.2.4 Garantía Corfo Proinversión

Alternativa diseñada para grandes empresas, facilita el acceso al financiamiento de operaciones de crédito y leasing. Las características del crédito Proinversión son las siguientes Ref.[35].

- Para empresas con ventas hasta UF 600.000.
- Financiamiento según tamaño de empresa y operación.
- Plazo de pago desde 36 meses.
- Financiamientos en pesos, dólares o UF.

7.3 Financiamiento mediante subsidios

Actualmente no hay muchas alternativas de subsidio. La única existente es la postulación a Capital semilla, que será revisada en cláusula 7.3.1 siguiente.

Por otra parte, se revisó si anteriormente se habían otorgado subsidios a la tecnología, y se realizaron tres concursos para subsidio de Preinversión en ERNC, el último de ellos en noviembre 2015 y entregaba un subsidio entre UF 1000 y UF 2000. Podría presentarse a futuro un nuevo concurso.²

² Subsidio Preinversión ERNC CORFO. <http://cifes.gob.cl/financiamiento/todos/tercer-concurso-para-estudios-de-preinversion-de-proyectos-de-generacion-electrica-a-partri-de-fuentes-de-energias-renovables-no-convencionales-ernc/>

7.3.1 Postulación a Capital Semilla año 2017

Solo podría postular a este subsidio una empresa ganadera bovina con menos de dos años de existencia y que requiera de financiamiento para realizar la planta de biogás. Este subsidio tiene las siguientes características (Ref.36):

- Monto único de subsidio de MM\$ 25.
- El aporte de CORFO será de hasta el 75% del monto total del proyecto. El resto del aporte debe ser exclusivamente pecuniario.
- Debe existir entidad patrocinadora para el seguimiento del proyecto, quien recibe los recursos.

8. LEVANTAMIENTO SOBRE TRAMITACIONES LEGALES DE ACUERDO A LA NORMATIVA VIGENTE.

Para efectuar la construcción y operación de planta de biogás se deben solicitar distintos tipos de permisos, según sea el tipo de obra o actividad que se desee realizar. De ellos, por su extensión y relevancia, en esta sección se analizan los relacionados con exigencias ambientales e integración a los sistemas eléctricos de un proyecto de biogás.

8.1 Diagnóstico General

No existe una regulación específica para el biogás, lo cual hace necesario analizar las normas de carácter general que son aplicables a aquellas actividades que utilizan insumos (residuos orgánicos) y desarrollan actividades asociadas a su manejo (tratamiento, transporte, producción de combustible y/o energía), que si contienen estatutos jurídicos aplicables a este tipo de biocombustible.

Se distinguen normas asociadas a la producción y captura, transporte (fundamentalmente mediante ductos), y finalmente su uso (fuente de energía eléctrica, o como combustible industrial, doméstico o vehículos).

Respecto de las normas que regulan la **producción de biogás**, corresponden las disposiciones de carácter sanitario, urbanístico y/o ambiental aplicables al manejo de residuos sólidos y líquidos. Su control y fiscalización se encuentra radicado fundamentalmente en la autoridad sanitaria, la cual debe autorizar su tratamiento y establecer las condiciones necesarias para mitigar los impactos que éstos generan sobre el entorno. Tanto el Código Sanitario, como de los Reglamentos complementarios, buscan asegurar condiciones adecuadas para la salud de la población, por lo que cualquier norma relativa al biogás, está dirigido a este propósito y no necesariamente a su explotación.

En este sentido, se pudo advertir una ausencia de normas asociadas a las exigencias sanitarias, técnicas y de seguridad específicas para la producción de biogás en rellenos sanitarios, lodos asociados al tratamiento de aguas servidas y manejo de residuos orgánicos en general.

La ausencia de normas específicas, también se puede identificar para el caso del **transporte de biogás** mediante ductos, el **uso del biogás** para vehículos, y las instalaciones interiores, lo que dificulta o impone exigencias adicionales para el uso del biogás para dichos propósitos.

De este modo, la principal barrera consiste en la ausencia de normas que entregan un marco jurídico claro a los actores públicos y privados involucrados, lo que da pie a posibles dilaciones por desconocimiento o bien a una discrecionalidad poco fundada por parte de las autoridades encargadas de aprobar o regular la producción y/o uso de este combustible.

8.2 Regulación en Materias Técnicas, de Seguridad y Sanitaria.

La ausencia de regulación en la producción, transporte y uso de biogás, corresponde a materias asociadas a regulación técnica, de seguridad y sanitaria. En todos estos casos, sería posible regularlo a través de la dictación de reglamentos técnicos.

Materias específicas como la calidad del combustible inyectado al sistema de gas de red, el uso del biogás para vehículos, instalaciones interiores de gas o seguridad en el manejo de biogás debieran modificar normativas como el Decreto Supremo N° 254 de 1995, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba Reglamento de Seguridad de Transporte y Distribución de Gas Natural”; el Decreto Supremo N° 55/88 del Ministerio de Transportes “Establece requisitos para el empleo de gas natural comprimido como combustible en vehículos que indica” y Decreto Supremo N° 66/07, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba Reglamento de Instalaciones Interiores y medidores de Gas”.

8.3 Normativa Ambiental

En caso de que el proyecto requiera someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) debe determinarse la modalidad de su tramitación, esto es como declaración de impacto ambiental (DIA) o estudio de impacto ambiental (EIA). La forma de ingreso a tramitación de un proyecto se determina analizando si los potenciales impactos de éste, en cada una de sus fases, producen algún efecto adverso sobre la población o en los recursos naturales renovables, si implica reasentamiento o alteración significativa de las costumbres de comunidades existentes, si se emplaza en las cercanías de áreas silvestres protegidas, si altera significativamente el paisaje o el patrimonio cultural. En caso que exista por lo menos una de estas características, se deberá presentar un EIA.

Actualmente ingresan al SEIA proyectos asociados a la producción de biogás por dos causales: tratamiento y/o disposición de residuos sólidos o la generación de más de 3 MW. En el primer caso, no existe una distinción respecto de la cantidad mínima que debiera considerarse obligatorio a someter al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Por otra parte, la mayoría de los proyectos de generación de biogás corresponden a proyectos de magnitud mediana o pequeña, con capacidad instalada menor a 3 MW. Por ser estos proyectos de baja escala deberían presentar una DIA, salvo que existiese alguna situación particular principalmente relacionada con la localización del proyecto o mayor tamaño que obligaría presentar un EIA.

Tanto para un EIA como para una DIA deberán acompañarse la documentación y los antecedentes necesarios para acreditar el cumplimiento de la normativa de carácter ambiental, y de los requisitos y contenidos de los permisos ambientales sectoriales. La guía de apoyo para la presentación de Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), puede ser descargada de la

8.3.1 Permisos ambientales sectoriales para proyectos de biogás

El Decreto 40 del Ministerio de Medioambiente, Título VII del Reglamento del SEIA (Ref.39), relativo a los permisos y pronunciamientos ambientales sectoriales, presenta la lista de los permisos ambientales sectoriales (artículos 111 al 161), los requisitos para su otorgamiento y los requerimientos técnicos y formales para acreditar el cumplimiento.

Es importante destacar que la normativa de carácter ambiental y los permisos ambientales sectoriales aplicables a un proyecto o actividad específico deben determinarse caso a caso, siendo responsabilidad de cada titular evaluar su aplicación de acuerdo a las características y localización del proyecto.

Sin perjuicio de lo anterior, los permisos ambientales sectoriales que se indican a continuación podrían aplicar para proyectos de generación, producción y distribución de biogás y de energía eléctrica, usando biogás como combustible, de acuerdo a lo indicado en tabla 8.1³.

³ Reglamento SEIA (Título VII). Elaboración propia

Tabla 14: Permisos Ambientales Sectoriales que aplicarían a los proyectos de biogás. Fuente: Reglamento SEIA (Título VII). Elaboración propia

Permiso	Referido a	Órgano del Estado que lo otorga	Comentario
Artículo 126	Manejo de aguas residuales	Autoridad Sanitaria	Aplicaría si se necesita habilitar soluciones sanitarias para disposición de aguas residuales
Artículo 139	Manejo de residuos industriales	Autoridad Sanitaria	Aplicaría en caso de obras para el tratamiento o disposición final o evacuación de residuos industriales. Si se considera tratamiento de residuos para obtener biogás, o si se requiere la disposición de residuos como digestato.
Artículo 140	Calificación establecimiento industrial	Autoridad Sanitaria	Artículo 4.14.2 del D.S N°47/92 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, respecto de la calificación de establecimientos industriales o bodegaje. Definición necesaria, según ubicación del proyecto dentro del espacio urbano.
Artículo 152	Corta de bosque nativo	Corporación Nacional Forestal	Si proyecto se emplaza en zona de bosque nativo o necesita la corta o explotación de los mismos
Artículo 156	Cauces naturales	Dirección General de Aguas	En caso que proyecto considere obras o actividades que requieran intervenir cauces de agua.
Artículo 160	Cambio del uso del suelo	Seremi de Agricultura	Si proyecto se instala en zonas no planificadas o donde se requiera cambio de uso de suelo.

8.4 Permisos para la conexión a la red de plantas de biogás

Los permisos, procedimientos y trámites requeridos para la integración de un proyecto de generación al sistema eléctrico difieren según se trate de una conexión en distribución (menores 23 kV) o en los sistemas de transmisión (mayores 23 kV).

La decisión de conectarse en un sistema u otro, se debe realizar considerando aspectos comerciales como costo de conexión, costo de modificaciones y refuerzos a realizar, entre otros y técnicos como niveles de

tensión, pérdidas admisibles por ejemplo. En general, los pequeños medios de generación se conectan a instalaciones que se encuentren en tensiones iguales o inferiores a 66 kV (típicamente de subtransmisión) o a instalaciones de distribución, mientras que en casos muy puntuales lo realizan en instalaciones con niveles de tensión superiores.

8.4.1 Conexión a nivel de distribución

Por sus características, la mayoría de los proyectos de biogás tienen potencias inferiores a 9 MWe. Además, en el caso particular de proyectos asociados a residuos agrícolas, por razones de costos, probablemente su opción más viable de conexión es a las redes de distribución. De acuerdo a la regulación vigente, los proyectos de este tipo, los cuales cuentan con potencias no superiores a 9 MWe interconectados a instalaciones de distribución, reciben la denominación de pequeños medios de generación distribuidos (PMGD)⁴.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece la obligación de las empresas de distribución de permitir la conexión a sus instalaciones a los PMGD. Por su parte, el Decreto Supremo (D.S) N° 244 de 2005 denominado “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación en la ley general de servicios eléctricos” (adjunto como Anexo N°3), del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, establece los procedimientos para la integración de estos proyectos a los sistemas de distribución, así como los derechos y obligaciones que se deben respetar en la relación entre empresas distribuidoras y propietarios de PMGDs.

La figura 38 resume el procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD. En términos generales, se distinguen dos fases. En la primera se regula la forma de acceder a la información que permita hacer un diseño adecuado del proyecto, así como estimar los posibles costos de conexión.

⁴ Definición PMGD. <https://www.chilquinta.cl/mi-hogar/hogar/seccion/197/informacion-pmgd.html>

Una vez que se ha optimizado el diseño y se ha tomado la decisión de inversión en el proyecto, el propietario solicita formalmente una autorización de conexión a la red (SCR) a la empresa distribuidora.

En la segunda fase, la empresa distribuidora define las condiciones técnicas que debe cumplir el proyecto y los costos asociados a la conexión. Ambos aspectos pueden ser observados por el propietario del PMGD, y en última instancia, en caso de desacuerdo entre las partes, serán resueltos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), previo informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Una vez aceptada la SCR, o resueltas las discrepancias, el propietario del PMGD cuenta con 18 meses para concretar la conexión de su proyecto.

Por su parte, el detalle de los aspectos técnicos para la puesta en servicio y operación de un PMGD están establecidos en la NTCO y figura 8.2:

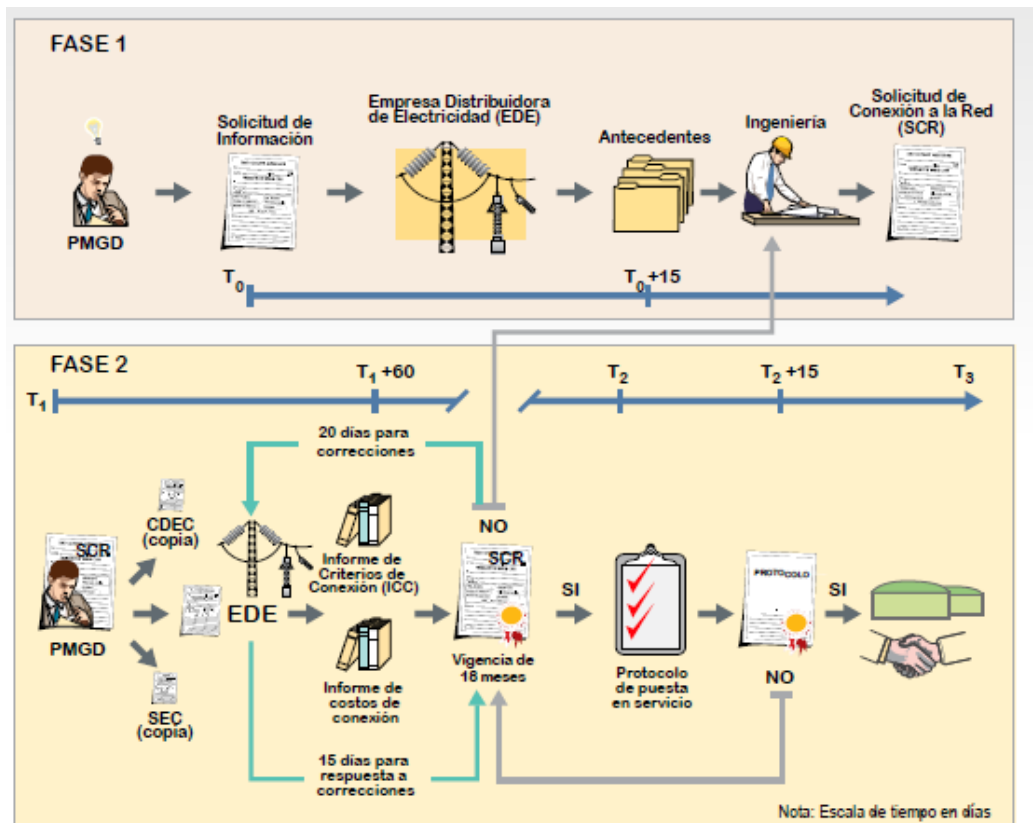


Figura 8.238: Procedimiento conexión y puesta en servicio PMGD. Fuente CNE

8.4.2 Conexión a sistemas de transmisión

Los proyectos conectados a sistemas de transmisión se rigen por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS y CS) Ref.[40]. Las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional y transmisión zonal están sometidas a un régimen de acceso abierto. En cambio, las de los sistemas dedicados se rigen bajo contratos privados entre partes, estando sometidos al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso en su trazado de servidumbres o bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas.

La conexión de un proyecto de biogás por sus características de PMGD se recomienda conectar a sistemas de distribución, descartando su conexión a sistemas de transmisión, por ser proyectos de potencia instalada reducida y por los elevados costos de conexión en alta tensión.

8.4.3 Otras obligaciones previas a la conexión

Toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses, tanto a la empresa distribuidora como el CEN.

Adicionalmente, las obras de generación no pueden entrar en servicio hasta que se comunique con quince días de anticipación a la SEC. En dicha comunicación se deberá indicar al menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados.

9. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE ESTRATEGIA DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA.

Las alternativas que dispone un generador PMGD para comercializar la energía producida se describen en la figura 9.1 y se detallan a continuación:

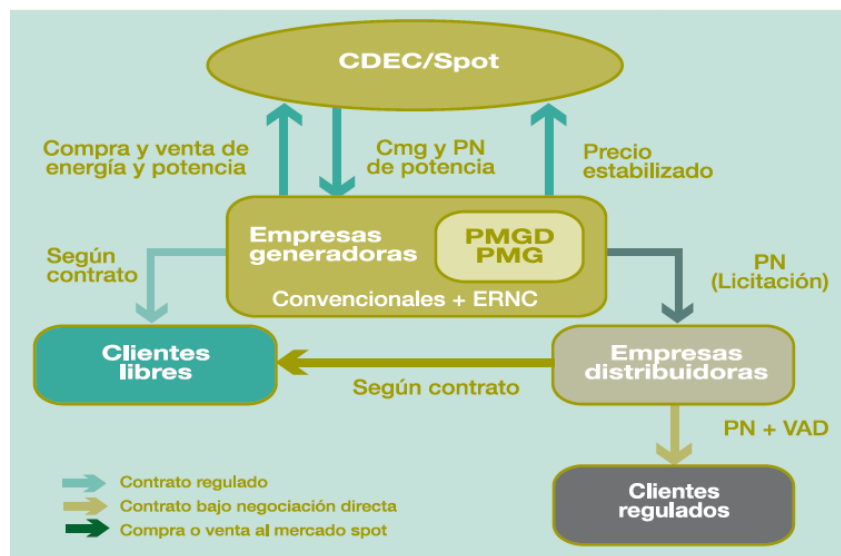


Figura 9.139: Remuneración en el mercado eléctrico. Fuente: www.cer.gob.cl

9.1 Contrato bilateral entre privados

Son totalmente libres, en cuanto a estructura, definición de precios, factores de indexación, vigencia, potencia y energía. Se puede comprometer toda la energía generada o una parte, a un solo cliente o a varios (o al mercado spot). Todo dependerá de lo pactado en el contrato. El precio se acuerda libremente entre las partes, excepto cuando se vende a un distribuidor regulado (precios de licitación).

Como la producción de biogás puede fluctuar en función del número de cabezas de ganado y de variables como la temperatura, pH, agua entre otros, los contratos para venta de energía deben estudiarse cuidadosamente

para no asumir riesgos innecesarios, pues existe una alta probabilidad de que en alguna época sea un generador deficitario y deberá cubrir la generación faltante comprometida adquiriéndola en el mercado Spot. Por otra parte, el tipo de planta de biogás en estudio posee una pequeña capacidad instalada para recomendar la suscripción de contratos bilaterales.

9.2 Venta de energía y potencia al mercado Spot

Es el precio a que se transa la energía en el Mercado Spot, el cual corresponde al costo marginal horario (valoración por producción horaria calculada por el CDEC) del nodo donde se inyecta o retira dicha energía. En este mercado, el generador vende o compra según lo que puede despachar y lo que ha comprometido en sus contratos fuera del Mercado Spot, no existiendo un acuerdo previo entre los oferentes ni demandantes. Como se puede ver, la rentabilidad no es cierta. Respecto al ingreso por potencia firme, esta se valoriza a precio nudo de potencia.

9.3 Precio estabilizado (precio nudo)

Es el precio al que pueden vender su energía los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) en el mercado Spot. Corresponde “al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el artículo 103 de la Ley” (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006). Este precio lo calcula cada semestre la CNE en los meses de abril y octubre y corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales esperados de corto plazo indexados a ciertos parámetros.

En vista de lo expuesto anteriormente, si la opción de comercialización es a través de un PMGD, se recomiendan dos sistemas de venta, el primero consiste en un sistema de venta de energía al mercado Spot a costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo y el segundo consiste en un régimen de precio estabilizado.

La decisión dependerá de las tarifas existentes en el mercado y del nivel de

riesgo que la empresa esté dispuesta a correr. No obstante, aquellos generadores que opten por la modalidad de precio estabilizado, deben dar aviso al Coordinador Eléctrico con una antelación de 6 meses y para cambiar de régimen se debe avisar con 12 meses de anticipación. El periodo mínimo de permanencia para cada régimen es de 4 años.

10. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.

En base al levantamiento de información realizado en los capítulos anteriores se describen las siguientes barreras al desarrollo del negocio de biogás en Chile.

10.1 Barreras al desarrollo de la tecnología

10.1.1 Barreras Regulatorias

Ausencia de regulación relativa al Biogás. En general, no existe una regulación específica para manejo de biogás, lo que produce cierta incertidumbre respecto a los requisitos para desarrollar un proyecto. La regulación trata de aspectos sanitarios y ambientales, no incluyendo elementos que permitan establecer exigencias específicas para la generación y/o uso de este combustible.

Calificación sanitaria. Los proyectos de biogás para su emplazamiento, deben obtener la calificación industrial en forma previa a su ejecución, procedimiento que carece de criterios claros y objetivos para su determinación. Esto podría implicar la imposibilidad de instalarse en ciertos sectores sometidos a un plan regulador que no admite dicha clasificación.

Rellenos Sanitarios. El reglamento de rellenos sanitarios no contempla normas específicas destinadas a la explotación del biogás capturado. Su objetivo es controlar riesgos e impactos ambientales. Lo anterior permite un alto grado de discrecionalidad a la autoridad, lo que eventualmente podría entorpecer o dificultar la explotación del biogás.

Transporte. El biogás y el biometano no estaría autorizado para uso de vehículos, en tanto no corresponde a gas natural, por lo que no podría ser suministrado en forma directa para dicho uso.

Calificación como fuente de energía renovable en la regulación eléctrica. Beneficio de peajes incorporado por la Ley N°19.940 a ERNC es aplicable solamente en sistemas eléctricos de más de 200 MW, donde se haya determinado un sistema de transmisión troncal de más de 1 nudo, situación existente solamente en el Sistema Interconectado Central (SIC).

Disposiciones transitorias de la Ley N° 20.257 relativas a procedimientos competitivos, no discriminatorios y transparentes, para la contratación del 50% de la energía ERNC requeridos para cumplir con las cuotas exigidas, puede dejar fuera la energía de biogás propia o contratada por el generador que debe cumplir con esa obligación, en la medida que existan otras fuentes de ERNC con menores costos.

En atención a lo anterior, es posible distinguir tres situaciones.

- Barreras específicas identificadas que afectan la producción, captura y uso de biogás.
- Ausencia de normativa para la producción, captura, transporte y uso de biogás, el que no ha sido considerado de manera específica en nuestro ordenamiento jurídico.
- Barreras que afectan al desarrollo del biogás, que son comunes a todo proyecto de inversión o afectan por igual a las energías renovables.

Las políticas relativas a los biogases deberán hacerse cargo de aquellas barreras que son específicas para la producción y comercialización del biogás.

Por las características de las barreras que son comunes a otros proyectos o energías, no es posible pretender resolverlos a partir exclusivamente de las dificultades que afecta a este tipo de combustible.

10.1.2 Barreras Económicas – Financieras.

La rentabilidad de muchos proyectos de generación y/o uso energético del biogás es insuficiente para el nivel de riesgo percibido para este tipo de

proyectos, por ser una actividad de escaso desarrollo en el país, y por la variabilidad del precio de la energía.

La generación de energía está fuera del negocio central “core bussiness” de los dueños de los sustratos, que se dedican a la cría de ganado o su ordeña. Se trata de un negocio desconocido para ellos, quienes prefieren concentrar sus inversiones en su actividad principal.

El incentivo económico a las ERNC ha sido insuficiente para desarrollar proyectos de generación eléctrica mediante biogás, probablemente por su menor tamaño y mayor riesgo percibido, respecto de proyectos eólicos e hidráulicos que han tenido fuerte desarrollo.

El mecanismo de cuotas vigentes para la generación eléctrica con ERNC, no se extiende al uso térmico del biogás. El biometano de uso automotriz tampoco goza de la exención de impuesto del etanol y biodiesel.

Escasez de capital de riesgo y dificultad para conseguir inversionistas, por el riesgo de precio de energía y del suministro de sustrato, en especial para pequeños productores. Los mecanismos de fomento no ayudan a compartir dichos riesgos.

Desconocimiento y falta de interés de bancos respecto de la producción, captación y uso del biogás.

El costo de las extensiones hasta la red eléctrica, y la conexión a ella, encarecen los proyectos de generación eléctrica con ERNC, lo que afecta especialmente al biogás, por el menor tamaño de sus instalaciones.

Los pequeños productores de biogás en la práctica no tienen acceso al uso de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), debido a que por las escalas del mercado es sólo factible para grandes productores. (Se requiere ahorrar al menos 10.000 toneladas CO₂/año).

10.1.3 Barreras Tecnológicas.

La oferta local de bienes y servicios para el diseño, montaje, operación y mantenimiento de instalaciones para producir y utilizar biogás es escasa. En general la tecnología y equipos son importados.

La experiencia nacional se centra mayoritariamente en el diseño y captura de biogás de rellenos sanitarios y en el tratamiento de aguas servidas y riles.

La experiencia en diseño y operación de instalaciones para la producción de biogás con otros sustratos, es también escasa y está básicamente a nivel experimental o de proyectos pilotos.

Falta personal calificado para operar y controlar estas plantas.

Falta equipamiento de laboratorio especializado, por ejemplo, no existen laboratorios que puedan medir siloxanos.

Faltan estudios sobre la capacidad de generación de biogás a partir de diferentes biomásas.

10.1.4 Otras barreras identificadas

En general los sustratos se encuentran dispersos y no es rentable trasladarlos, lo que limita las economías de escala y la venta de la energía. Además, en lugares apartados no existe infraestructura mínima para el desarrollo de proyectos (redes eléctricas, por ejemplo).

Dificultad para asegurar el abastecimiento de sustratos en el plazo que se requiere para rentabilizar el proyecto.

Falta de instalaciones demostrativas que permitan conocer la tecnología y condiciones de operación a los productores de sustrato y potenciales inversionistas.

Faltan mecanismos de asociatividad entre productores para desarrollar proyectos conjuntos, traspaso de información y experiencias sobre biogás.

Baja estabulación, alrededor de un 25% lo que dificulta la recolección de purines Ref.[20].

10.2 Ventajas en relación al desarrollo de la tecnología

10.2.1 Ventajas en relación al biogás

El biogás generado a partir de biodigestión anaeróbica de purines de bovino tiene un porcentaje de metano (CH_4) cercano al 60% y producto del su alto poder calorífico es un elemento valioso del punto de vista de la energía térmica disponible y de la energía eléctrica aprovechable.

La materia prima que origina el biogás es abundante y es un desecho de plantas lecheras y de engorda.

10.2.2 Sobre los biodigestores utilizados

Los biodigestores comúnmente utilizados son instalaciones que buscan minimizar los costos de inversión asegurando una producción de biogás sustentable por lo que es importante considerar que el proyecto debe ser viable, tanto técnica como económicamente.

La tecnología está disponible en el país a pesar que los desarrollos tecnológicos son realizados fuera de Chile, ya que la tecnología es importada.

Es una tecnología aplicable a proyectos de pequeña o gran escala.

Se resuelven problemas ambientales, como control de olores, reducción de desecho orgánico y generación de abono natural.

Con respecto al digestato, como posibilidad de negocio, se tiene un fertilizante natural y de calidad, lo cual se proyecta como un insumo fundamental para el creciente mercado de agricultura orgánica. Por lo anterior, su demanda aumentará y simultáneamente mejorará la rentabilidad

de la planta y resolverá un problema medioambiental en beneficio del entorno.

El proceso de digestión anaeróbica en el biodigestor permite obtener agua de calidad de regadío, lo cual permite su recuperación y reutilización en procesos de la planta o para agricultura, pasando de ser un desecho y un subproducto con un valor que debe considerarse.

10.2.3 Sobre el desarrollo de un PMGD a partir de Biogás

Los proyectos PMGD a partir de biogás tienen garantizada su conexión a la red de distribución, mientras se respeten las exigencias de seguridad y calidad de servicios.

Por otra parte, la energía y potencia de salida generada debe ser aceptada debido a que los PMGD se pueden auto despachar.

El uso de las instalaciones de la empresa distribuidora, permite que la inyección de los excedentes de un PMGD se realice sin pago de peajes, (sí es para abastecer a clientes no regulados). Por el contrario, si la conexión se realiza a nivel de transmisión se deberá considerar el peaje.

11. SÍNTESIS DE LA INFORMACIÓN.

En esta sección en base al levantamiento de información realizado en los capítulos anteriores se procede a realizar su análisis.

11.1 Discusión del análisis realizado.

La discusión del análisis realizado se orientó fundamente de la selección del tipo de biodigestor, diseño del biodigestor, tamaño del biodigestor considerado, distribución de las instalaciones, captación y salida de fluidos y selección del grupo electrógeno.

11.1.1 Selección del biodigestor

Se ha seleccionado el biodigestor de flujo horizontal por sobre el biodigestor vertical, por las siguientes razones:

- Es posible construir un biodigestor de flujo horizontal a un costo reducido, debido a que se construye semienterrado en al menos un 75%, con lo que la superficie donde se emplaza la piscina otorga resistencia a las paredes del biodigestor, por lo que solo requiere geomembrana de PVC en su sección inferior, a diferencia de digestores verticales, que necesitan de un estanque de hormigón o acero, de mayor costo.
- Es posible ampliar su capacidad al aumentar la longitud del biodigestor y la excavación en sitio.
- No existen riesgos de corrosión como ocurre con los metales. No obstante, se debe cuidar la geomembrana del sol directo y de fisuras por causa de superficies rugosas.
- En el biodigestor de flujo horizontal los residuos se van degradando a medida que transitan a lo largo del biodigestor. Esta característica lo hace útil en el procesamiento y aprovechamiento de residuos y materiales que requieran un tratamiento prolongado.

- Este tipo de flujo permite que cada porción del residuo que ingresa por un extremo cumpla el tiempo de residencia necesario dentro del biodigestor antes de salir por el otro extremo.
- El biodigestor horizontal es lo suficientemente flexible, como para admitir mejoras tales como la instalación de medidores de presión, sistemas de alerta, automatización de la operación, aceleración de la digestión ya sea con la inoculación con microorganismos, con el incremento de la temperatura o con la sumatoria de los dos procesos. Todo depende claramente de las necesidades, de las capacidades y del manejo que se le pueda dar, sin requerir avanzados conocimientos tecnológicos.

11.1.2Diseño del biodigestor

Los biodigestores de desplazamiento horizontal tienen una cámara de digestión alargada, con un perfil cuadrado, rectangular o en V, dependiendo de las características del terreno o conveniencia.

En cuanto a la posición respecto a la superficie terrestre se recomienda semienterrado y no con muro de contención, debido a las siguientes razones:

- La presión lateral del suelo fuera del digestor es favorable a las fuerzas que actúan dentro, con lo que se puede reducir el espesor de la pared de la geomembrana
- En cuanto a la temperatura y la humedad son muchos más estables bajo tierra que en la superficie, con lo que se evitan las tensiones internas a causa de las diferencias de temperatura. Lo que reduce las posibilidades de fisuras por fatiga de material.
- Se puede aprovechar el mismo suelo como superficie de moldaje, para la construcción de las paredes del digestor.
- La construcción de un muro de contención, implica además un sobre costo mayor al de realizar la piscina mediante una retroexcavadora y su respectiva estabilización de taludes.

11.1.3 Tamaño del biodigestor

Depende directamente del número de cabezas de ganado, el cual determinará la cantidad de biogás producido.

Se propone un biodigestor modular, el cual considera las siguientes medidas:

- 10 metros de ancho en su parte superior y 7 metros de ancho en su parte inferior.
- 2,5 metros de profundidad y 1 metro de altura de la cúpula.
- 8 metros o 16 metros de longitud.

De acuerdo a la configuración descrita, se podrá tratar en un biodigestor de 8 metros de largo el estiércol de 50 vacas y en uno de 16 metros el estiércol de 100 vacas respectivamente. Lo indicado anteriormente de acuerdo a figura 11.1 siguiente Ref.[41].

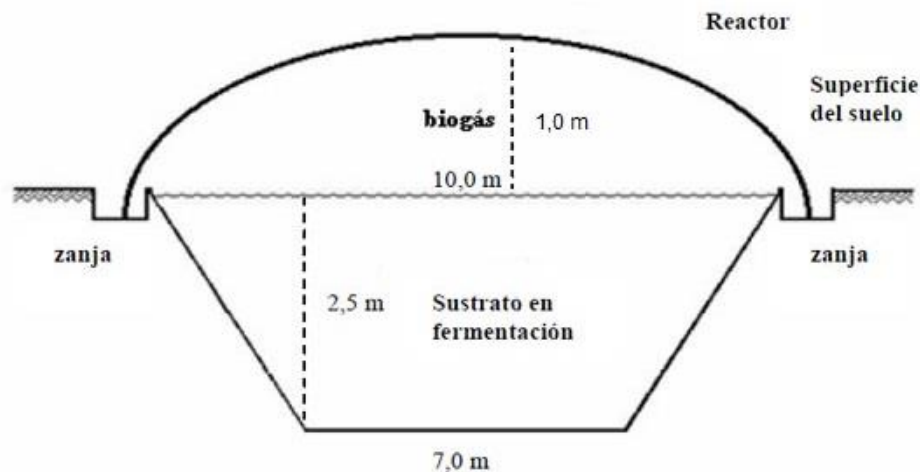


Figura 11.140: Dimensionamiento biodigestor tipo. Fuente: Scielo

11.1.4 Distribución de las instalaciones

Se recomienda ubicar el pozo de captación y el biodigestor a la menor distancia posible del establo donde se encuentran las vacas. Esto reducirá el costo de la canalización para trasladar el estiércol y el costo de traslado del estiércol al biodigestor.

Se propone la instalación de forma paralela de los biodigestores, de acuerdo a la cantidad de cabezas de ganados disponibles.

En caso de disponer de 300 cabezas de ganado bobino una planta, se propone la instalación de 3 biodigestores de las características indicadas en el numeral 11.1.3 anterior.

En caso de contar con 350 animales, se podría instalar el biodigestor de 8 metros de largo de forma adicional a los anteriores, o bien considerar un biodigestor de 16 metros de largo, de acuerdo a figura 11.2⁵ indicada a continuación.



Figura 11.241: Disposición en paralelo biodigestores. Fuente: Dicyt

⁵<http://www.dicyt.com/noticias/crean-un-biodigestor-que-abastece-de-energia-a-3-000-granjas-en-mexico-y-america-latina>

Para una planta existente, en caso de aumentar el número de cabezas de ganado, se propone instalar biodigestores adicionales, de modo de aprovechar el biodigestor construido y no reemplazarlo por uno de mayor tamaño. En este sentido se deben evaluar los requerimientos de espacio adicional y la capacidad del resto de componentes del sistema.

Por otra parte, es posible conectar el sistema de tuberías de PVC de los distintos biodigestores y conducirlos a un mismo equipo de tratamiento de sulfuro de hidrógeno (H_2S), estanque de almacenamiento de biogás en caso de ser requerido, compresor de gas y grupo electrógeno.

11.1.5 Pozos de captación y salida

Se recomienda su instalación a 1,5 metros del ingreso y salida del biodigestor respectivamente, contruidos de albañilería armada de bloque de hormigón, considerando al menos el volumen de carga diaria de material líquido de ingreso y salida. No obstante, es recomendable disponer de mayor capacidad en la admisión y salida mediante alguna piscina complementaria o uso de estanque que permita almacenar el volumen de un par de días.

Se debe construir a una altura mayor que el biodigestor para que pueda fluir es estiércol por la pendiente existente. Con respecto a la salida, esta se debe ubicar en un punto inferior a la admisión, para evitar que se devuelva el fluido y pueda salir el digestato por efectos de la presión que genera el biogás en el interior.

11.1.6 Selección del grupo electrógeno.

La producción diaria estimada de la planta de biogás es de 102 m^3 de biogás, lo que es equivalente 617 kwh (25 kW al día), considerando un poder calorífico superior del biogás de $6,06\text{ kwh/m}^3$.

De acuerdo a lo indicado, se requeriría de un grupo electrógeno de alrededor de 30 kVA considerando un factor de potencia de medio de carga

de 0,8 (COSØ), por lo que la energía bruta sería de 26 kW para el biodigestor modular para 100 vacas, de acuerdo a lo indicado en tabla 31.

En caso que se encuentren conectados varios biodigestores en paralelo, se debe analizar caso a caso la potencia eléctrica del grupo electrógeno requerido.

11.1.7 Manejo de residuos del proceso

Del proceso de digestión anaeróbica del biodigestor se produce gas y digestato como subproducto. En algunos casos el digestato es vertido como abono en el campo donde se siembra el alimento de las vacas, en otros casos es cedido a terceros para que lo retiren.

También es posible la instalación de un equipo separador de sólidos-líquidos, el cual permite tratar el agua residual del proyecto y generar abono en estado seco que es posible comercializar.

11.2 Discusión de los resultados parciales obtenidos

De acuerdo al tipo de biodigestor considerado se puede indicar lo siguiente.

11.2.1 Requerimientos de espacio

De acuerdo a la superficie considerada para el biodigestor en escala modular de 100 vacas, se requiere de una base de 10 metros por 16 metros. A esta superficie se debe agregar 1,5 metros en sus costados, para disponer de espacio para transitar.

Por otra parte, tanto la captación como la salida del biodigestor requieren de un espacio mínimo. Se debe considerar al menos 1,5 metros en relación a la tubería de acceso de estiércol y salida de digestato y unos 2 metros adicionales para el pozo de captación del estiércol y pozo de salida del digestato, con lo que se totalizan al menos 3 metros adicionales por lado sumado a los 16 metros de largo, con lo que se totalizan 23 metros como mínimo.

En la tabla 11.1 indicada a continuación se muestra los requerimientos de superficie mínimos para la instalación de los biodigestores:

Tabla 11.1: Requerimientos de superficie. Fuente Elaboración Propia

Cabezas de ganado	N° biodigestor	Largo metros	Ancho metros	Superficie m2
100	1	23	13	299
200	2	23	24,5	563,5
300	3	23	36	828
400	4	23	47,5	1.092,5
500	5	23	59	1.357
600	6	23	70,5	1.621,5
700	7	23	82	1.886
800	8	23	93,5	2.150,5
900	9	23	105	2.415
1000	10	23	116,5	2.679,5

En caso que el espacio sea más reducido, se tendría que dimensionar un biodigestor de dimensiones distintas. Como por ejemplo, extender la longitud en 8 metros y así aumentar la capacidad de cada biodigestor a los desechos de 150 vacas o modificando la profundidad o ancho del biodigestor, o la altura de su cúpula.

Adicionalmente, se debe considerar el espacio para la casa de máquinas, la cual puede ser una caseta de 12 metros cuadrados.

11.2.2 Dimensionamiento del biodigestor

De acuerdo a la cantidad de cabezas de ganado disponibles, es posible establecer el tamaño del biodigestor requerido.

Se considera como parámetro de entrada que la vaca genera un 8% de su peso en litros de estiércol. Por otra parte, se toma como referencia un animal de 360 kilos, con lo que se totaliza 28,8 litros por animal.

Al total de estiércol considerado debe agregarse agua en una escala de 3 a 1 respecto al estiércol, con lo que se agregar 86,4 litros al día, completando

un volumen líquido total por animal de 115,2 litros, lo que en escala diaria asciende para 100 animales asciende a 11.520 litros.

Por último, al considerar un tiempo de retención de 30 días, se obtiene que el volumen líquido del biodigestor requerido asciende a 345,6 m³. Sin embargo, se debe considerar además entre un cuarto y un tercio de volumen adicional para el biogás que se genera sobre el contenido líquido del biodigestor. En este caso se consideró un tercio de volumen adicional, con lo que el volumen total de biodigestor requerido asciende a 465,6 m³, como se indica a continuación en tabla 11.2.

Tabla 11.2: Volumen del biodigestor. Fuente: Elaboración Propia

Cabezas de ganado	N° biodigestor	Estiercol Lt/día	Agua Lt/día	Volumen líquido diario Lt/día	Tiempo de retención día	Volumen líquido total Lt	Volumen líquido total M ³	Volumen total M ³
100	1	2.880	8.640	11.520	30	345.600	345,6	465,6
200	2	5.760	17.280	23.040	30	691.200	691,2	921,6
300	3	8.640	25.920	34.560	30	1.036.800	1036,8	1.382,4
400	4	11.520	34.560	46.080	30	1.382.400	1.382,4	1.843,2
500	5	14.400	43.200	57.600	30	1.728.000	1.728,0	2.304
600	6	17.280	51.840	69.120	30	2.073.600	2.073,6	2.764,8
700	7	20.160	60.480	80.640	30	2.419.200	2.419,2	3.225,6
800	8	23.040	69.120	92.120	30	2.764.800	2.764,8	3.686,4
900	9	25.920	77.760	103.680	30	3.110.400	3.110,4	4.147,2
1000	10	28.800	86.400	115.200	30	3.456.000	3.456,0	4.608,0

11.2.3 Biodigestor seleccionado

El biodigestor considerado fue proyectado considerando las dimensiones indicadas en numeral 11.1.3 para una escala modular de 100 vacas.

Se comprueba que es apropiado para contener el volumen líquido en su parte inferior, así como para albergar el volumen de biogás generado, de acuerdo a lo indicado en la tabla 11.3 siguiente.

Tabla 11.3: Dimensionamiento del biodigestor. Fuente Elaboración propia

	Volumen piscina biodigestor				
Volumen total líquido requerido m ³	Base mayor Mt	Base menor Mt	Altura Mt	Largo Mt	Volumen piscina m ³
345,6	10	7	2,5	16	340
	Volumen cúpula biodigestor				
Volumen total gaseoso requerido m ³	Radio base Mt	Π	Altura Mt	Largo Mt	Volumen final cúpula m ³
115,2	5	3,1416	1	16	125,6
460,8	Total m³				465,6

11.2.4 Costos de la planta de biogás

- Costo del Biodigestor

De acuerdo a los costos de tabla 6.1 y el volumen del biodigestor indicado en tabla 11.3, el precio de construcción neto del biodigestor asciende a \$7.434.262.

Tabla 11.4: Costo biodigestor para 100 vacas. Fuente: Elaboración Propia

Item	Descripción	Unidad	Cant	Precio Unitario \$	Precio Total \$
1	Excavación piscina del biodigestor mediante retroexcavadora	m ³	450	3.284	1.477.800
2	Nivelación del talud de la piscina biodigestor	m ²	175,12	10.247	1.794.454
3	Compactación fondo excavación	m ²	112	1.884	211.008
3	Geomembrana HDPE de 1 mm	m ²	900	2.700	2.430.000
4	Instalación geomembrana incluido termofusión para piscina y cubierta del biodigestor	m ²	900	1.690	1.521.000
	Precio Total Neto				7.434.262

En relación a los costos indicados en tabla anterior se aprecia que proporcionalmente la preparación de la superficie y el suministro e

instalación de la geomembrana se distribuyen en una proporción de 45/55 del costo.

- **Costo del equipamiento eléctrico**

El grupo electrógeno es el equipo de mayor costo de la planta, concentrando alrededor del 75% del costo total de equipamiento eléctrico. Un grupo electrógeno para el tipo de planta diseñada se puede conseguir en un rango de precios entre 6 a 12 millones de pesos de acuerdo a la potencia requerida.

En este sentido, el disponer de una planta de mayor tamaño podría generar la ventaja de poder conectar más de un biodigestor a un mismo grupo electrógeno.

Consultado los precios en el mercado, un equipo de 50 kVA no duplica en precio a uno de 25 kVA por ejemplo. De hecho los incrementos en precio tienden a ser proporcionalmente menores que el aumento de potencia aparente.

- **Costo aproximado de la planta de biogás**

De acuerdo a los precios de referencia indicados en la sección 6.4 “Costos de las inversiones requeridas”, en tabla 11.5 se indica el valor final de la planta.

Tabla 11.5: Costo planta biogás. Fuente: Elaboración Propia

Descripción	Planta 100 vacas	Planta 200 vacas	Planta 300 vacas	Planta 400 vacas	Planta 500 vacas
Geomembrana HDPE	2.430.000	4.860.000	7.290.000	9.720.000	12.150.000
Montaje geomembrana HDPE	1.521.000	3.042.000	4.563.000	6.084.000	7.605.000
Excavación y talud piscina	3.483.262	6966524	10.449.786	13.933.048	17.416.310
Pozos captación y salida	1.329.776	2.659.552	3.989.328	5.319.104	6.648.880
Equipos medición	700.000	900.000	1.100.000	1.300.000	1.500.000
Equipos eléctricos menores	900.000	1.100.000	1.300.000	1.500.000	1.700.000
Grupo electrógeno	6.857.975	8.391.518	8.391.518	11.239.672	11.239.672
Montaje equipo eléctrico	500.000	1.000.000	1500.000	2.000.000	2.500.000
Tuberías PVC e instalación	500.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	2.500.000
Casa de maquinas	560.000	560.000	900.000	900.000	900.000
Empalme MT 3F	17.015.724	17.015.724	17.015.724	17.015.724	17.015.724
Contingencias	2.108.201	3.277.959	4.489.211	5.705.615	6.922.019
Separador sólido/liquido	20.100.000	20.100.000	20.100.000	20.100.000	20.100.000
Precio Total Neto \$	58.005.938	70.873.277	82.588.567	96.817.163	108.197.605

En base a los resultados obtenidos, se ratifican los siguientes rangos de inversión aproximados para distintos tamaños de plantas con equipamiento eléctrico en la tabla 11.6 Ref.[2].

Tabla 11.6: Distribución de costos de inversión en plantas de biogás.
Fuente: Guía de Planificación de Proyectos de Biogás

Ítem	100 kW	500 kW	1.000 kW
Obras civiles (%)	30-35	37-45	43-50
Maquinarias y equipos (%)	9-12	9-12	8-10
Electrotecnia y control (%)	10-12	3-5	2-3
Grupo electrógeno (%)	33-38	28-33	25-30
Otros (%)	12-15	13-15	12-15

La distribución de inversiones en maquinarias y equipos mostrada en la tabla considera equipos de alimentación, bombeo, agitación y separación de sólidos. No se considera equipos especiales para pretratamiento de residuos.

Las obras civiles consideradas corresponden a la construcción de estanques, instalación de tuberías, pozos de captación y salida de estiércol/digestato, sala de máquinas, obras menores de pavimentación, y fundaciones para equipos como el contenedor con grupo electrógeno.

No se incluyen costos de terreno. En general, puede requerirse una superficie de entre 2.000 y 5.000 m² para los tamaños de planta considerados.

Por su parte, en caso que el proyecto considere la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red, deben contemplarse las inversiones para la interconexión al sistema eléctrico. Éstas dependerán del nivel de tensión al cual se conecta y del tipo de sistema de transmisión (troncal, subtransmisión o adicional) o distribución.

11.2.5 Generación de Biogás del Biodigestor

El estiércol contiene 17% de sólidos totales (ST), el cual es el peso del estiércol seco, que es efectivamente la materia sólida que ingresa al biodigestor, es decir: $ST = \text{carga diaria} \times 0,17 / VL = 1,42 \text{ Kg/M}^3/\text{día}$

Los sólidos volátiles (SV) representan la parte de los sólidos totales de estiércol que pasa a la fase gaseosa y equivalen al 77% de los sólidos totales ST, es decir:

$$SV = ST \times 0,77 = 1,09 \text{ Kg/M}^3/\text{dia}$$

Finalmente, la producción de biogás dependerá de la cantidad de sólidos volátiles (SV) que tenga el estiércol. En este sentido, se considera que 1 Kg de sólidos volátiles produce 0,27 M³ de biogás, es decir:

$$\text{Producción de biogás (día)} = 0,27 \text{ M}^3 \times SV \times VL$$

De acuerdo a lo indicado en tabla 11.7⁶ se identifica los niveles de producción de biogás en términos diarios considerando el poder calorífico superior del biogás.

Tabla 11.7: Generación de biogás m³/día. Fuente: Elaboración propia

Cabezas de ganado	Nº biodigestor	Estiércol Lt/día	Volumen líquido total	Sólidos totales (kg/m ³ /día) ST=carga diaria x 0,17/VL	Sólidos volátiles (kg/m ³ /día) SV=ST x 0,77	Producción biogás diario m ³ (0,27 x m ³ x SV x VL)
100	1	2.880	345,60	1,42	1,09	102
200	2	5.760	691,20	1,42	1,09	204
300	3	8.640	1.036,80	1,42	1,09	305
400	4	11.520	1.382,40	1,42	1,09	407
500	5	14.400	1.728,00	1,42	1,09	509
600	6	17.280	2.073,60	1,42	1,09	611
700	7	20.160	2.419,20	1,42	1,09	713
800	8	23.040	2.764,80	1,42	1,09	814
900	9	25.920	3.110,40	1,42	1,09	916
1000	10	28.800	3.456,00	1,42	1,09	1.018

11.2.6 Generación de electricidad del biodigestor

Utilizando una aproximación para la eficiencia eléctrica de 40%, se determina el rango de potencia eléctrica que se considerará:

$$Pe \text{ [kW]} = Pnom \cdot \eta_e$$

⁶ Elaboración propia de acuerdo a diseño de biodigestor

Pe = Potencia eléctrica η_e = Eficiencia eléctrica (en %)

De acuerdo a tabla 11.8 se muestra la producción de energía eléctrica.

Tabla 11.8: Generación de energía kW. Fuente: Elaboración Propia

Cabezas de ganado	Nº biodigestor	Producción biogás diario m ³ (0,27 x m ³ x SV X VL)	Poder calorífico sup biogás KWh/m ³	Energía bruta KWh	Energía bruta kW	Potencia eléctrica kW (40%)
100	1	102	6,06	617	26	10,4
200	2	204	6,06	1.234	51	20,4
300	3	305	6,06	1.851	77	30,8
400	4	407	6,06	2.467	103	41,2
500	5	509	6,06	3.084	129	51,6
600	6	611	6,06	3.701	154	61,6
700	7	713	6,06	4.318	180	72
800	8	814	6,06	4.935	206	82,4
900	9	916	6,06	5.552	231	92,4
1000	10	1.018	6,06	6.168	257	102,8

Es importante señalar, que se requiere de tiempo para la mantención de los equipos, se considera que la disponibilidad de los mismos para la generación de energía es de un 90% a 93%. De esta forma, la cantidad de energía anual factible de generar por un sistema de generación vendrá dada por:

$$E_e \text{ [kWh]} = P_e \cdot 0,9 \cdot 8.760$$

donde: Ee = Energía eléctrica anual generada

Siendo 8.760 el número total de horas del año y 0,9 el factor de planta que en este caso se ha asumido similar a la disponibilidad de los equipos, pues se ha supuesto una producción constante y homogénea de biogás, con lo que se obtiene el resultado de tabla 11.9.

Tabla 11.9: Total energía anual disponible kwh. Fuente: Elaboración propia de acuerdo a diseño de biodigestor

Cabezas de ganado	Nº biodigestor	Energía anual generada kwh
100	1	81.994
200	2	160.834
300	3	242.827
400	4	324.821
500	5	406.814
600	6	485.654
700	7	567.648
800	8	649.642
900	9	728.482
1000	10	810.475

Estos datos pueden variar por cambios en la temperatura o en el nivel de pH del biodigestor principalmente.

De acuerdo a los niveles de potencia eléctrica generada por la planta, su escala de generación parece ser pequeña para para ser conectada como un PMGD. De todos modos es relevante determinar el umbral en el cual esta posibilidad es factible.

11.2.7 Producción de abono (tipo compost)

Como se había señalado anteriormente, el estiércol contiene un 17% de sólidos totales, de los cuales un 77% se transforma en biogás y un 23% continúa en estado sólido. Esta fracción de sólidos sale del biodigestor en una mezcla semilíquida, la cual puede ser tratada para generar abono orgánico que puede ser vendido a granel, siendo el precio de mercado por tonelada de unos M\$ 45 aproximadamente.

Los ingresos esperados por venta de abono son los indicados en tabla 11.10.

**Tabla 11.10: Ingresos por venta de abono (tipo compost). Fuente:
Elaboración propia de acuerdo a diseño de biodigestor**

Cabezas de ganado	Estiércol Lt/día	Sólidos totales Kg/día (17%)	Parte no gaseosa Kg/día (23%)	Parte no gaseosa Kg/año (23%)	Precio abono \$/kg	Ingreso venta abono \$/año
100	2.880	490	113	41.245	45	1.856.025
200	5.760	979	225	82.125	45	3.695.625
300	8.640	1.469	338	123.370	45	5.551.650
400	11.520	1.958	450	164.250	45	7.391.250
500	14.400	2.448	563	205.495	45	9.247.275
600	17.280	2.938	676	246.740	45	11.103.300
700	20.160	3.427	788	287.620	45	12.942.900
800	23.040	3.917	901	328.865	45	14.798.925
900	25.920	4.406	1013	369.745	45	16.638.525
1000	28.800	4.896	1126	410.990	45	18.494.550

12. APLICACIÓN DE INFORMACIÓN (Evaluación económica y financiamiento)

A continuación se realizará un ejemplo de evaluación de una planta de biogás con el objetivo de mostrar las principales variables que inciden en ella, la metodología a seguir, alternativas de financiamiento, y se profundiza en la figura escogida.

12.1 Principales supuestos y consideraciones

En éste capítulo se presenta un ejemplo de evaluación de una planta de biogás instalada en la Región Metropolitana, para un umbral de 500 cabezas de ganado estabulado, la cual vende toda su energía eléctrica generada a la red de distribución.

La planta tiene una potencia instalada de 51,4 kW en su etapa de pre factibilidad y se ubica en las cercanías de líneas de distribución, por lo que la central se clasifica como Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD).

Se aprovechará un recurso hídrico existente mediante un pozo para obtener el agua requerida para su mezcla con el estiércol. Se considera la planta como PMGD, ya que ofrece un modelo de negocio conveniente, simplificando supuestos relativos a la comercialización de la electricidad, lo cual más adelante se visualizará.

Se consideró para efecto de cotización del proyecto el uso de:

Inversiones

Según tabla 12.1 la inversión necesaria para una planta de biogás de 51,4 kW asciende a MM\$ 107,6. Esto considerando equipos de alimentación, bombas, equipos de agitación y separador de sólidos. No se considera equipos especiales para pre tratamiento de residuos., ya que el estiércol puede ser

ingresado directamente al biodigestor.

Las obras civiles consideradas corresponden a la construcción de estanques, tuberías, fundaciones para equipos, sala de máquinas y obras menores. Para el costo definido no se consideran los del terreno ni la inversión necesaria para la utilización/venta de la energía térmica.

Tabla 15: Costo planta biogás. Fuente: Elaboración propia

Item	Descripción	Planta 500 vacas
Boiodigestor	Geomembrana HDPE	12.150.000
Grupo electrógeno	Grupo electrógeno 63 kVA	11.239.672
Obras civiles	Montaje geomembrana HDPE	7.605.000
	Excavación y talud piscina	17.416.310
	Pozos captación y salida	6.648.880
	Casa de maquinas	900.000
	Tuberías PVC e instalación	2.500.000
Maquinaria	Equipos medición	1.500.000
	Equipos eléctricos menores	1.700.000
	Montaje equipo eléctrico	2.500.000
	Separador sólido/liquido	20.100.000
Subestación elevadora	Empalme MT 3F	17.015.724
Contingencias	Contingencias	6.415.986
	Precio Total Neto \$	107.691.572

A continuación se explica con detalle cada ítem de la inversión y su justificación:

Geomembrana: Para la construcción de 5 biodigestores se requiere de 4.500 m² de geomembrana de alta densidad, "high density polyethylene" (HDPE), la que asciende aproximadamente a MM\$ 12 de acuerdo a los precios unitarios indicados en tabla 6.1.

Grupo electrógeno: Según cotizaciones realizadas, el precio de la unidad generadora seleccionada de 63 kVA es aproximadamente de MM\$ 11 de acuerdo a lo indicado en tabla 6.6.

Maquinaria: Según la información recopilada con respecto a otros proyectos realizados, el costo de la maquinaria considerando equipos de alimentación, bombas, equipos de agitación, separador de sólidos y líquidos es de MM\$ 25.

Obras civiles: Se considera como obras civiles toda la construcción de los reactores, tuberías necesarias, techos, sala de máquinas, fundaciones para el grupo electrógeno y obras menores, las que ascienden a MM\$ 35 de acuerdo a lo indicado en tabla 12.1.

Subestación elevadora; Se estima que el valor del transformador y las otras partes necesarias de la subestación costarán aproximadamente MM\$ 17. Esto basado en cotización de Enel Distribución, de acuerdo a lo indicado en tabla 6.7.

Terreno: Se supondrá que el desarrollo del proyecto podrá realizarse dentro de las instalaciones de la empresa ganadera, disponiendo de 1.457 m², de acuerdo a lo indicado en tabla 11.1, y por lo cual no se considera un costo adicional por el sitio.

Contingencia: Debido a posibles imprevistos e imprecisiones en el cálculo de la inversión, se estima conveniente considerar un monto de contingencia equivalente al 10% del total de inversión (descontando el empalme de media tensión y el separador de sólidos/líquidos)

Capital de trabajo: El capital de trabajo es el fondo de recursos económicos de maniobra del proyecto, con lo cual se cubren las necesidades básicas del mismo. Debido a que el proyecto genera ingresos inmediatamente desde su puesta en marcha por venta de energía, se estima un capital de trabajo que

permita cubrir los costos de tres meses de operación, periodo máximo requerido para la facturación de los pago por parte de los clientes. Por lo tanto, el capital de trabajo ascendería a MM\$2.

Depreciación: La vida útil de los equipos es de aproximadamente quince años, pero para el Flujo de Caja se utilizará depreciación lineal a 10 años. Además, se considerará para la depreciación toda la inversión menos el terreno y el valor de contingencia, resultando en un valor MM\$ 107. Como resultado se tiene una depreciación anual de MM\$10.

Costos y gastos de explotación

Se considera como gastos los desembolsos y deducciones causados por la administración exclusiva de la unidad de negocio de producción de biogás y venta de energía. Bajo esta categoría cabrá la mantención y reparaciones de equipos, sueldo del personal, entre otros.

No se considera costo del sustrato ya que es proporcionado por las cabezas de ganado existentes. En el caso de comprar sustrato adicional para mayor producción energética, éste sería considerado un costo.

No se considera costo de transmisión de energía a la red de distribución debido al beneficio que disponen los PMGD respecto al no pago de peajes de conexión

En tabla 12.2 se indican los costos anuales de la planta, los cuales fueron calculados como porcentaje del nivel de inversión indicado en tabla 11.5.

Tabla 12.2: Costos anuales de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia a partir de tabla 6.9

Item	Precio \$
Mantenimiento Obras civiles (%)	538.458
Maquinarias y equipos (%)	2.153.831
Electrotecnia y control (%)	2.153.831
Grupo electrógeno	538.458
Costo transmisión red distribución	0
Costo suministro de sustrato	0
Mano de obra –Técnico agropecuario	5.267.748
Total costos anuales mantenimiento	10.652.327

Ingresos totales

Para efectos de la evaluación económica en el caso base, la planta de biogás recibirá ingresos por venta de energía eléctrica y venta de potencia eléctrica. La venta de energía térmica no se considera en el análisis.

También debe considerarse como alternativa la venta de energía a la empresa distribuidora a precio estabilizado.

El hecho de considerar la planta de biogás como un PMGD posibilita capturar los beneficios que establece el Decreto Supremo 244 (DS 244) para este tipo de centrales y la conexión a nivel de distribución reduce la inversión necesaria para la implementación del proyecto.

Actualmente el precio estabilizado es superior al costo marginal. Históricamente el precio estabilizado ha sido menor que el costo marginal, como se aprecia en el grafico figura 12.1 siguiente Ref.[42]:

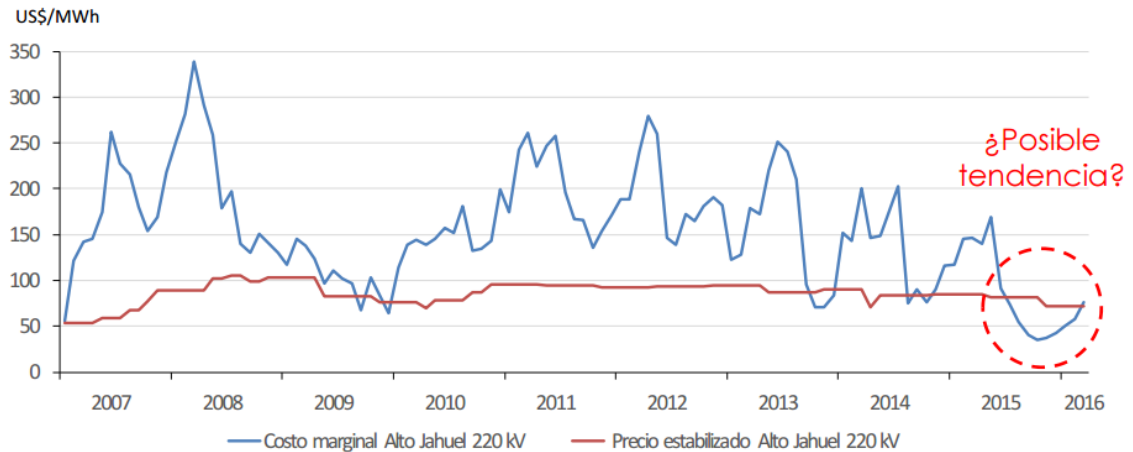


Figura 12.142: Precio estabilizado v/s costo marginal histórico.
Fuente: SysteP

A continuación en gráfico figura 12.2 Ref.[42] se muestra la tendencia esperada del costo marginal en el nodo de Alto Jahuel entre los años 2017 a 2035.

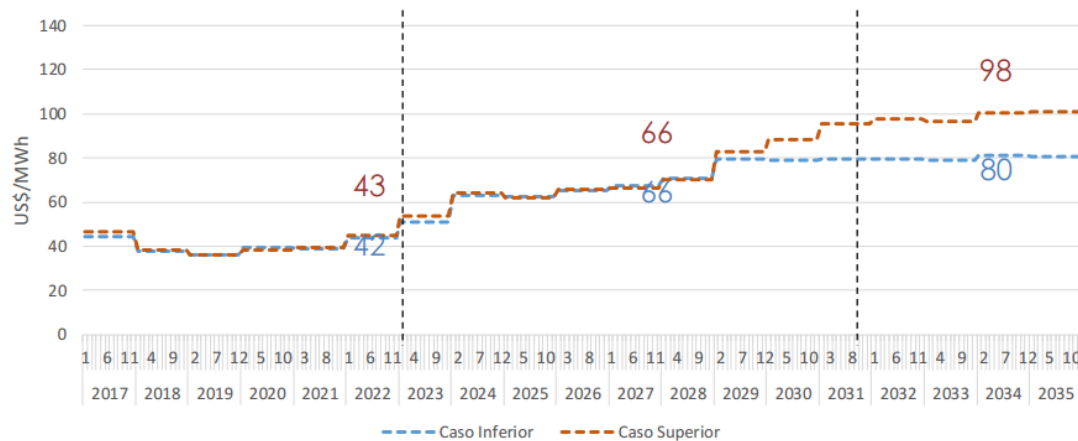


Figura 12.243: Proyección Costo Marginal Alto Jahuel 220 kV.
Fuente: SysteP

Venta de energía y potencia al mercado spot

Los ingresos por venta de la energía eléctrica están definidos por la cantidad de energía producida, y como se decidió para este proyecto, el precio spot de la energía eléctrica en el nudo más cercano (Alto Jahuel). La energía

generada que se puede comercializar es equivalente a 404.951 kWh. Como caso base se considerará un precio spot de la energía equivalente a 42,21 \$/kWh (Precio Promedio de próximos 15 años) Ref.[42]. Lo anterior entregaría ingresos líquidos equivalentes a MM\$ 17 por año.

También existen ingresos por potencia firme ingresada al sistema eléctrico. El precio utilizado para esta evaluación será constante en el tiempo y equivalente a 6.978,09\$/kW-mes, tomándose como el nodo Alto Jahuel 220 kV Ref.[43] y la potencia instalada de la planta de 51,4 kW. Lo anterior significaría ingresos anuales de MM\$ 4,3

Por lo tanto, se espera recibir anualmente ingresos totales de MM\$ 21,3.

Venta de energía a precio estabilizado

De acuerdo a lo indicado en el gráfico 5, el precio estabilizado en la última década ha estado en una banda entre los 75 a 100 USD/MWh. Si proyectamos de la última década, para el horizonte de evaluación del proyecto se podría considerar un precio de 80 USD/MWh, el cual es equivalente a 54\$/kWh, precio a considerar para análisis de sensibilidad.

Los ingresos esperados por venta de energía considerando el precio estabilizado ascienden a MM\$ 21,8.

De acuerdo a lo expuesto, se prefiere el precio estabilizado por proyectarse ingresos futuros superiores a los obtenidos en el mercado Spot. Por otra parte, el precio estabilizado ha demostrado un comportamiento más estable en el tiempo, lo cual es recomendable para la evaluación de un proyecto a largo plazo al reducirla variabilidad de los precios de la energía.

Tasa de descuento considerada

Tasa de descuento del proyecto puro de 10% real, correspondiendo a la tasa con la cual se evalúa este tipo de proyectos (Benchmark con empresas del

rubro). Se considera el flujo de caja en su equivalente en unidades de fomento.

Horizonte de evaluación

Para la evaluación del proyecto se considerará un horizonte de evaluación equivalente a 15 años, similar al que se usa en diversos proyectos de biogás. El año cero de la evaluación será considerado para todo lo que es la puesta en marcha del proyecto, y a partir del año uno todo estará funcionando en condiciones óptimas.

12.2 Evaluación económica

A continuación se presentan los resultados de la evaluación del ejemplo descrito anteriormente. Los cálculos son presentados en el anexo N°4. Los valores fueron convertidos a unidades de fomento con el propósito de incluir el efecto inflacionario en los flujos anuales.

De la evaluación económica se obtiene un valor actual neto (VAN) del proyecto puro evaluado a 15 años de UF 817y una tasa interna de retorno (TIR) de 13,43% a una tasa de descuento real del 10%.El periodo de recuperación de la inversión es de 7 años.

Se realizó una sensibilización del VAN del proyecto puro con respecto al precio de la energía [UF/kWh] y cantidad de energía vendida [kWh/año].

Para cada una de estas variables se utilizó una variación de +/- 15% del valor utilizado en la evaluación del proyecto, manteniendo el resto de las variables constantes, obteniéndose los resultados de tabla 12.3.

Tabla 16: Sensibilización precio energía vs cantidad energía. Fuente: Elaboración propia

VAN (proyecto puro) UF			Precio estabilizado (UF/kWh)		
			-15%	Caso base	15%
			0,00172 (\$45,9)	0.00202 (\$ 54)	0,00232 (\$ 62,1)
Cantidad de energía (kWh/año)	-15%	344.207	-447,12	133,32	713,78
	Caso base	404.951	133,32	816,86	1.499,09
	15%	465.693	713,78	1.499,09	2.284,41

De este modo, los resultados para el proyecto puro en la mayoría de los casos son positivos para el umbral de 500 cabezas de ganado. Una caída en el precio de la energía junto a una menor generación por motivos de contingencias climáticas y disponibilidad de la planta pueden hacer el VAN negativo.

Debido a que en el umbral considerado el proyecto es rentable, se determina que el número de cabezas de ganado mínimo con el cual se obtiene el VAN cero, a una TIR de 10% y a una tasa de descuento real del 10%, asciende a 437 cabezas de ganado.

Por otra parte, se determina un precio de 44,3 \$/kWh como el mínimo posible para que el proyecto sea rentable.

Con respecto al factor planta, un 73,86% (37 kW) es el valor mínimo que puede tener la planta para que el VAN sea cero.

Considerando los costos de inversión realizados, un proyecto sobre 500 cabezas de ganado se vuelve mucho más atractivo en términos de rentabilidad como se indica en gráfico figura 12.3 siguiente:

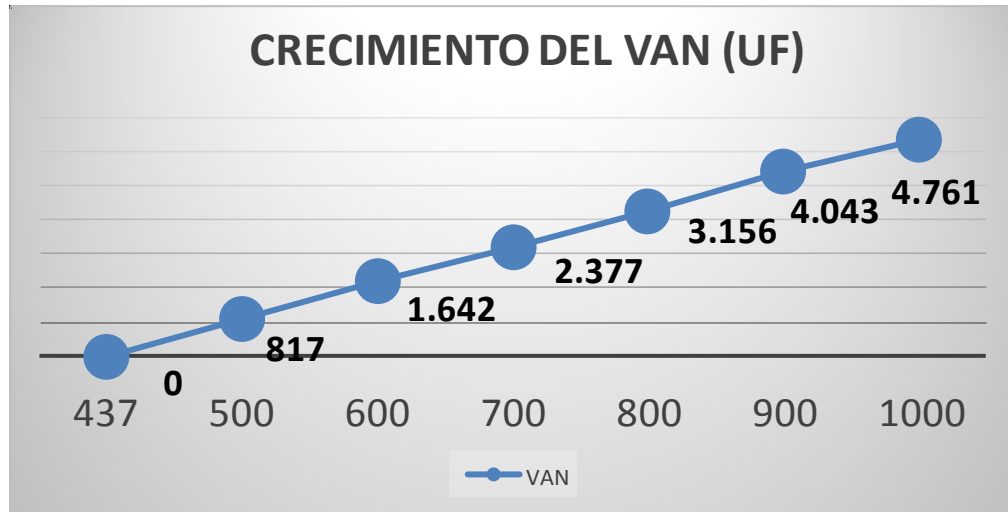


Figura 12.344: Gráfico VAN por cabezas de ganado.
Fuente: Elaboración propia

Mediante la aplicación @risk se sensibilizó la variable precio de la energía, para el flujo de caja VAN = 0 (Precio de 44,3 \$/kWh). Con éstos datos se puede apreciar que existe alrededor de un 50% de probabilidad de obtener un VAN negativo, al tomar un rango de precios pesimista entre [35-54] \$/kWh, lo cual se indica en la figura 12.4 siguiente y en detalle en Anexo N°5:

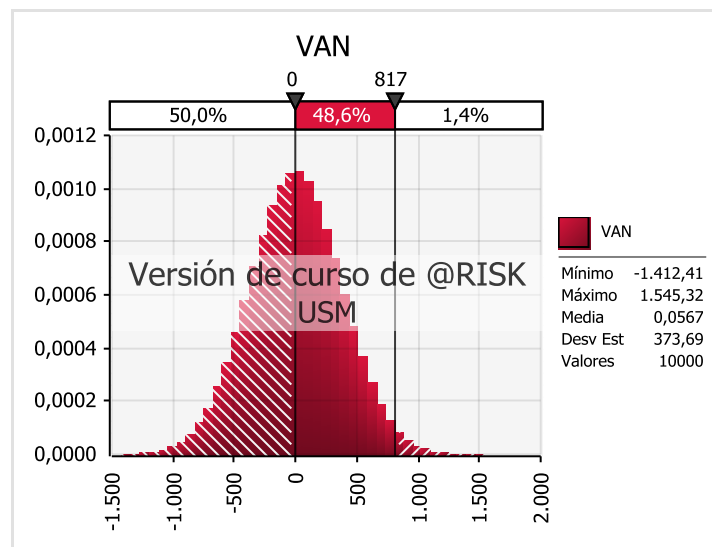


Figura 12.445: Gráfico VAN escenario pesimista
Fuente: Elaboración propia

Por el contrario, si se analiza el riesgo con el precio estabilizado proyectado (54 \$/kWh) y considerando una banda de precios entre [35-62] \$/kWh, se puede apreciar un 96,3% de probabilidad de obtener un VAN positivo, con una media de UF 816,86, por lo que existen altas probabilidades de que el proyecto sea rentable, como se indica en figura 12.4 siguiente:

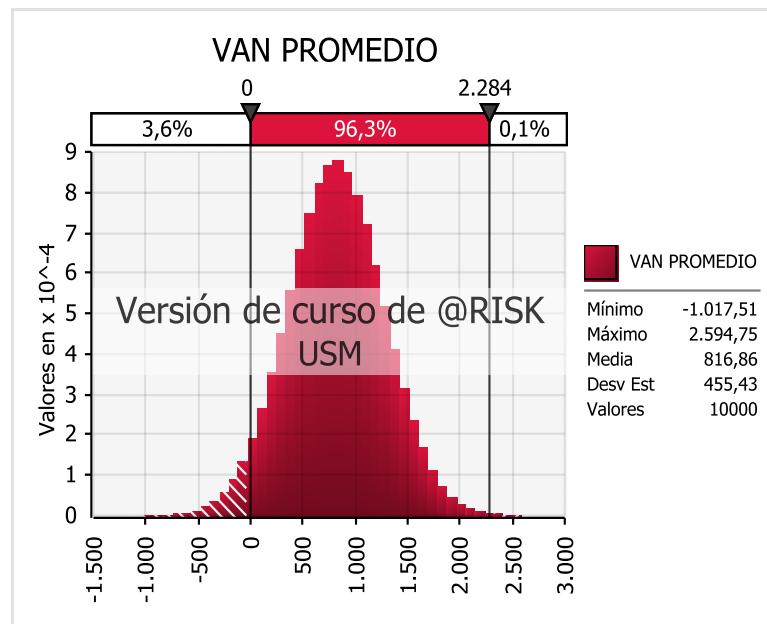


Figura 12.546: Gráfico VAN escenario largo plazo
Fuente: Elaboración propia

12.3 Financiamiento

Tal como se mencionó anteriormente, se consideró una estructura de capital con un 20% propio y un financiamiento del 80% del total de la inversión. El crédito se consideró para un plazo de 10 años, a una tasa de interés fija real.

En general, las empresas que desarrollan este tipo de proyectos ya se encuentran constituidas debido a que se dedican al negocio de la ganadería lechera o de engorda, lo cual por ser empresas existentes con sus respectivos estados financieros y disponer de terreno, animales y activos en su planta, les facilita el acceso al financiamiento, con respecto a una empresa nueva que desee desarrollar el proyecto.

Para este tipo de proyectos se tienen dos formas de financiamiento: con créditos convencionales disponibles en la banca nacional ó préstamos con garantía CORFO (FOGAPE o FOGAIN). Se optó por un crédito FOGAIN a una tasa real de 0,90% mensual (11,36% anual) considerada por la banca⁷ para una empresa con ventas mensuales inferiores a MM\$ 60, debido a las siguientes razones:

- No siempre se cuenta con el respaldo financiero suficiente exigido por los bancos para conseguir el financiamiento
- No contar con contratos de suministro de energía.
- Es una inversión considerable y a largo plazo, para un ganadero nacional
- La sociedad no cuenta con experiencia probada en el mercado eléctrico que permita reducir riesgos a los posibles inversionistas.

Considerando la estructura de financiamiento mencionada, es decir, 80% de la inversión total a 10 años y con una tasa de 11,36%real, agrega valor en UF 422 al proyecto. Por tanto, el Valor Presente Ajustado del proyecto es de UF 1.239 y TIR de 24,32%. El detalle de los cálculos se incluye en Anexo N°4.

⁷ Valoración FOGAIN de acuerdo a simulación ejecutivo banco Santander.

13. CONCLUSIONES

Luego de realizar un recorrido por las distintas tecnologías de generación de biogás, se recomienda utilizar biodigestores de geomembrana horizontales, los cuales en términos de inversión son de menor valor que biodigestores contruidos en hormigón o acero inoxidable al encontrarse semi enterrados y utilizar el talud del suelo como contención del biodigestor. Por otra parte, se presentan ventajas en relación a; conservación de la temperatura, lo que influye en tiempos de retención hidráulicos menores, ausencia de corrosión por no existir parte metálicas, separación de fases de digestión anaeróbica y flexibilidad para la instalación de equipos eléctricos y de control según el requerimiento del proyecto.

Del catastro realizado, los biodigestores de geomembrana de flujo horizontal, son los más utilizados a nivel nacional, los cuales pueden emplearse de forma modular en paralelo, de acuerdo al número de cabezas de ganado disponible o requerido.

En la mayoría de los casos los ganaderos nacionales no disponen de un número considerable de cabezas de ganado, por lo que rara vez superan los 1.000 animales, lo que obliga a optimizar al máximo los costos de inversión y operación para hacer factible un proyecto de este tipo.

Se aprecia un importante potencial a nivel nacional en la zona centro sur, comprendida entre Santiago y Puerto Montt, para la generación de energía eléctrica a partir del biogás. Sin embargo, se debe descartar un número importante de cabezas de ganado que no se encuentran estabuladas (alrededor del 75%), lo cual encarece la recolección del estiércol y no hace posible el proyecto.

La recolección y uso centralizado del estiércol parecería razonable. No obstante, su costo de transporte es significativo como para poder considerar esta alternativa, lo que limita las economías de escala.

De acuerdo al sistema de biodigestión propuesto para generación de electricidad como pequeño medio de generación distribuida (PMGD), el número de cabezas de ganado se vuelve crítico para hacer rentable este tipo de proyecto, identificándose un umbral de 400 cabezas de ganado estabuladas para poder realizarlo. Bajo las 400 cabezas de ganado, de acuerdo a la tecnología empleada se recomienda la generación de biogás para consumo de la planta, ya que existen costos importantes relativos al grupo electrógeno y la conexión a media tensión de la red de distribución. También es factible la generación de electricidad para reemplazar consumos propios del ganadero.

En caso de disminuir el porcentaje de estabulación, el umbral de 400 cabezas de ganado deberá incrementarse para mantener la capacidad de generación de biogás de la planta.

La distancia a la red de distribución es una variable crítica, ya que el costo del empalme es de parte del desarrollador del proyecto, lo que puede hacer inviable el proyecto, al igual que no disponer de agua, la cual se mezcla con el estiércol para ingresarlo al biodigestor.

Se requiere que el biodigestor se ubique lo más próximo al sitio donde se encuentran los animales estabulados, para reducir al mínimo los costos de transporte del estiércol y el uso de sistemas de bombeo. Con respecto al sitio se debe tener presente que cada biodigestor ha sido modelado para el estiércol de 100 animales, requiriendo casi 300 m² de superficie, lo cual se convierte en una variable a considerar para poder realizar el proyecto.

En relación al diseño del biodigestor debe considerarse la cantidad de cabezas de ganado, que determina la cantidad de estiércol a ser tratado, el requerimiento de agua y el tiempo de retención hidráulico asociado a la temperatura ambiente para la producción de biogás. El número de cabezas de ganado determinará la cantidad de biodigestores conectados en paralelo.

Para efecto de reducir costos, es posible utilizar sistemas de tuberías, grupo electrógeno, separador de líquidos-sólidos, equipos de medición y control y empalme a la red de media tensión de la empresa distribuidora comunes a todos los biodigestores.

En relación a las barreras referentes al desarrollo de la tecnología se debe considerar:

- No existe regulación específica para el biogás, respecto a su producción, captura, transporte y uso. Se considera la regulación referente a aspectos sanitarios y ambientales genéricos.
- La generación de energía esta fuera del negocio central del ganadero, por lo que existe falta de conocimiento de la tecnología y sus beneficios en relación al manejo de residuos y olores y ser una fuente posible de ingresos por venta de energía y abono orgánico.
- Incentivos insuficientes para desarrollo de proyectos, en la actualidad no existen subsidios para el biogás.
- Proyectos de menor escala y mayor riesgo percibido, respecto a proyectos eólicos o solares que han tenido un fuerte desarrollo.
- Dificultad para conseguir financiamiento, a pesar de que ganadero dispone de activos como garantía, debido a que existe incertidumbre respecto al precio futuro de la energía. La alternativa más viable de financiamiento son los créditos fondo de garantía para el pequeño empresario (FOGAPE) y el fondo de garantía de inversiones (FOGAIN) con garantías de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).
- La oferta local de bienes y servicios para el diseño, montaje, operación y

mantenimiento de instalaciones de biogás es escaso. En general, la tecnología y equipos son importados.

- Existe a nivel nacional una mayor experiencia en el diseño y captura de biogás de rellenos sanitarios y en el tratamiento de aguas servidas y riles.
- Escases de personal calificado para operar y controlar las plantas.

Entre las ventajas del desarrollo de la tecnología se identifican las siguientes:

- Materia prima que origina el biogás es abundante y es un desecho en plantas lecheras y de engorda.
- Los biodigestores de geomembrana son aplicables a proyectos de pequeña a gran escala, pudiendo instalarse y conectarse de forma modular.
- Se resuelven problemas ambientales, como el control de olores y reducción de desechos orgánicos, mediante la generación de abono natural y recuperación de agua de calidad de regadío, la cual puede ser reutilizada en procesos de la planta o para agricultura.
- Mediante el Decreto Supremo 244, los proyectos PMGD tienen garantizado su conexión a la red de distribución, mientras se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Además, el DS 244 asegura que la energía y potencia de salida generada debe ser aceptada.
- Como PMGD se pueden auto despachar.
- El uso de las instalaciones de la empresa distribuidora permite que la inyección de excedentes de un PMGD se realice sin pago de peajes, si se abastecen clientes no regulados. Si la conexión se realiza a la red de transmisión se deberá considerar el peaje.
- Por la capacidad instalada de estos proyectos, inferior a 3 MW en la mayoría de los casos, no se requiere realizar estudio de impacto ambiental, lo cual facilita la obtención de los permisos del SEIA.

Por lo tanto, si visualizamos tanto las ventajas y desventajas mencionadas, se recomienda evaluar caso a caso el desarrollo de este tipo de proyecto, considerando las diversas barreras técnicas, económicas, financieras y regulatorias existentes.

Del análisis realizado, los costos de una planta de biogás, utilizando el ejemplo indicado en el capítulo 12, inferior a 100 kW, se puede concluir que el ítem de mayor relevancia es la ejecución de las obras civiles, como se indica a continuación:

- Gastos ambientales, legales y seguros: 2%
- Biodigestor: 11%
- Obras civiles: 28%
- Grupo electrógeno: 12%
- Equipos de medición y eléctricos menores: 7%
- Tratamiento purines (separador de sólidos/líquidos): 19%
- Subestación elevadora de media tensión: 15%
- Contingencias: 7%.

Los valores indicados son referenciales y deben ser evaluados de acuerdo a cada caso. Por ejemplo, el costo del empalme de media tensión es fijo, independiente si el proyecto es para 100 o 500 vacas y considera (arranque empalme de media tensión (MT), equipo desconectador, telemedida, calibración y unión a red de MT, Por lo que en la medida que el proyecto sea mayor en escala, su peso relativo dentro del total de inversiones disminuye.

El costo del biodigestor y obras civiles mantienen cierta proporcionalidad al número de cabezas de ganado, ya que se ha diseñado un biodigestor tipo para 100 animales, el cual se puede conectar en paralelo con otros similares. Sin embargo, las obras civiles pueden tener sobrecostos en canalizaciones si el biodigestor se encuentra alejado de la ubicación de los animales, si se requiere realizar una preparación especial por el tipo de suelo donde se emplazarán los biodigestores, o si es necesario construir un

radier de captación del estiércol.

Para el caso del grupo electrógeno, en la medida que se aumentan los kVA del equipo, su precio aumenta a tasa decreciente, por lo que se vuelve más económico en la medida que el proyecto es de mayor capacidad instalada. Por otra parte, es posible conectar el sistema de tuberías de varios biodigestores a un solo grupo electrógeno lo cual mejora el proyecto.

Para el tratamiento de los purines se considera un sistema que se compone de un separador de sólidos/líquidos, bomba de elevación y bajada y agitador sumergible, el cual permite obtener abono orgánico tipo compost que se puede comercializar y agua de calidad de regadío. No obstante, debido al costo del sistema, alrededor de MM\$ 20, solo permite instalarlo en plantas sobre 400 cabezas de ganado, por lo que las más pequeñas optan por utilizar el digestato como fertilizante en sus propias instalaciones.

Respecto al impacto ambiental del proyecto, se debe abordar de acuerdo al componente medioambiental involucrado, es decir, aire, agua, suelo, medio humano y deterioro del paisaje (impacto visual). Se deben revisar medidas de mitigación y reparación en caso de ser necesario.

Es importante indicar que la realización del proyecto tiene un efecto positivo con respecto al componente aire, ya que se reducen en forma significativa olores y emisión de metano a la atmósfera.

La transformación del estiércol en digestato tiene un efecto positivo con respecto al componente suelo, ya que puede ser usado como abono orgánico, enriqueciendo suelos agrícolas; en caso de instalar un separador de sólidos líquidos, el efecto positivo es aún mayor ya que además de disponer de un abono comercial, se logra obtener agua que puede ser reutilizada para procesos de la planta o para fines de regadío.

El tratamiento de los residuos al permitir mitigar el impacto sobre el aire, agua y suelo, afecta de menor manera a los habitantes cercanos a la planta.

La construcción de los biodigestores genera un impacto visual. Sin embargo, el área considerada para realizar este tipo de proyecto generalmente no excede los 2.500 m² de terreno y se ubican generalmente en zonas rurales con baja densidad de población.

Respecto a la obtención de permisos ambientales, actualmente ingresan al SEIA proyectos asociados a la producción de biogás por dos causales: tratamiento y/o disposición de residuos sólidos o la generación de más de 3 MW. En el primer caso, no existe una distinción respecto de la cantidad mínima que debiera considerarse obligatorio a someter al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Por otra parte, la mayoría de los proyectos de generación de biogás corresponden a proyectos de magnitud mediana o pequeña, con capacidad instalada menor a 3 MW. Por ser proyectos de baja escala deberían presentar una DIA, salvo que existiese alguna situación particular principalmente relacionada con la localización del proyecto (efecto adverso sobre la población, recursos naturales renovables, áreas silvestres protegidas, paisaje y patrimonio cultural) o por superar los 3 MW que obligaría a presentar un EIA.

Tanto para un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) como para una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) deberán acompañarse la documentación y los antecedentes necesarios para acreditar el cumplimiento de la normativa de carácter ambiental, y de los requisitos y contenidos de los permisos ambientales sectoriales.

Respecto a la obtención de beneficios para el desarrollo de proyectos de ERNC, actualmente no se encuentran disponibles subsidios para estudios de pre inversión o para fases de avance del proyecto, por lo que la única alternativa de financiamiento alternativo al crédito bancario, en que en muchas ocasiones es difícil constituir las garantías exigidas, son los créditos con garantía CORFO como el FOGAPE y FOGAPE. El detalle de cada uno

de ellos se muestra en capítulo 7.

Para la venta de electricidad, si la opción de comercialización es como un PMGD, se recomienda evaluar dos tipos de precio: el primero consiste en un precio de venta de energía al mercado Spot a costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo y el segundo en un régimen de precio estabilizado.

La decisión dependerá de las tarifas existentes en el mercado, las proyecciones de costo marginal de largo plazo y del nivel de riesgo que la empresa esté dispuesta a asumir. No obstante, aquellos generadores que opten por la modalidad de precio estabilizado, deben dar aviso al Coordinador Eléctrico con una antelación de 6 meses, y para cambiar de régimen, se debe avisar con 12 meses de anticipación. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen es de 4 años.

Respecto a la metodología práctica de evaluación y gestión genérica de proyectos de biogás, se concluye que es fundamental seguir una secuencia lógica para lograr el objetivo. En primer lugar, realizar un Estudio de Prefactibilidad y a continuación si el resultado es positivo, continuar con el Estudio de Factibilidad, en donde se profundiza la evaluación.

Para el estudio de Prefactibilidad se reúnen antecedente generales que permiten tener una visión global, que faculte identificar los factores críticos para el desarrollo del proyecto, como la existencia de título de dominio, derechos de agua, estimación del potencial de generación de biogás a partir del número de cabezas de ganado, condición de estabulación, estimación del tamaño de biodigestor, posibilidad de conexión en media tensión y magnitud de inversiones requeridas para el transporte de la energía a la red de la empresa distribuidora.

Si se decide continuar a la etapa de Factibilidad, se deberán incurrir gastos adicionales para alcanzar una evaluación más exacta respecto a aspectos técnicos, económicos, de financiamiento, comercialización de la energía,

medioambientales y regulatorios.

Cada uno de los aspectos mencionados, se compone de una serie de estudios, los cuales se recomienda realizar, ya que sus resultados se traducirán en costos o beneficios para el proyecto.

Finalmente, del ejemplo realizado de evaluación de un proyecto de biogás para 500 cabezas de ganado estabulado, utilizando biodigestores de geomembrana, se determinó el umbral de cabezas de ganado para el cual el proyecto es rentable, lo que da un orden de magnitud para conocer cuando el proyecto es atractivo.

Respecto al financiamiento del proyecto, una forma conveniente de realizarlo de acuerdo a entrevista realizada a experto de la Banca empresa de Banco Santander, es mediante un crédito con garantía estatal FOGAIN, debido a que generalmente el desarrollador del proyecto no dispone del respaldo financiero para conseguir un crédito bancario a plazo y/o no poseer experiencia en la producción de biogás y mercado eléctrico.

14. BIOBLOGRAFÍA

1. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, Biogás, [en línea]
<http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,6527704&_dad=portal&_schema=PORTAL>
2. MINISTERIO DE ENERGÍA, Guía de Planificación de Proyectos de Biogás en Chile, [en línea]
<<http://www.biogaslechero.cl/bibliotecat/guias-y-manuales/guia-de-planificacion-para-proyectos-de-biogas-en-chile/>>
3. RED AGRICOLA, Lo básico para entender el biogás, [en línea]
<<http://www.redagricola.com/reportajes/energia/lo-basico-para-entender-el-biogas>>
4. GOBIERNO DE ESPAÑA, Ministerio de Industria, turismo y comercio, Biomasa, digestores anaerobios, [en línea],
<http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10737_Biomasa_Digestores_Anaerobios_A2007_0d62926d.pdf>
5. Varnero, M.T. 2001. Desarrollo de substratos: Compost y Bioabonos. In: Experiencias Internacionales en la Rehabilitación de Espacios Degradados. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Forestales. Publicaciones Misceláneas Forestales N° 3, 123p. 21 –30.
6. ALFARO, Marta, Gestión ambiental, 2013, [en línea],
<<http://www.consorciolechero.cl/tecnolactea/main-gestion-ambiental/>>
7. DUEBLEIN, Dieter, Biogas from waste and renewable, 2008, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

8. F. R. VELASCO, Estudio de viabilidad y diseño de una planta de cogeneración para una industria cárnica. Tesis para optar al grado de Ingeniero Técnico Industrial: Mecánico. Departamento de Ingeniería térmica y de fluidos. Universidad Carlos III de Madrid., Madrid, 2009.
9. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉJICO (UNAM), Reservoirio digital de la facultad de ingeniería, [en línea], <<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/285/A7.pdf?sequence=6>>
10. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICA (INE), Estadísticas agropecuarias, [en línea], <<http://www.ine.cl/estadisticas/economicas/estad%C3%ADsticas-agropecuarias>>
11. UBILLA, X.; VON OSTEN, K.; AVALOS, V.; ARRIAZA, J.; BRITO, M.; MARTÍNEZ, V.; SANTANA, C.; SOTO, G.; SOTO, J.; MALDONADO, G.; ROMERO, A.; MÉNDEZ, G.; CLARO, E.; DAZAROLA, F. 2012. Proyecto “Diseño de un Instrumento de Fomento para Proyectos de Biogás – Biomasa Que Apunten a la Asociatividad de Tenedores del Recurso Biomásico”. SustenTank Asuntos Públicos. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Santiago, Chile. 166 p
12. CENTRO NACIONAL PARA LA INNOVACIÓN Y FOMENTO DE LAS ENERGÍAS SUSTENTABLES (CIFES), Reporte Cifes julio 2016, [en línea], <<http://cifes.gob.cl/documentos/reportes-cifes/reporte-cifes-julio-2016/>>
13. REVISTA electricidad, Biogás se abre paso en la matriz energética, agosto 2015, [en línea], <<http://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/biogas-se-abre-paso-en-la-matriz-electrica/>>

14. MINISTERIO DE ENERGÍA, Proyecto de biogás en PYMES del sector agropecuario, [en línea], <<http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/proyecto-de-biogas-en-pymes-del>>
15. INICIAN plan piloto en lecherías para generar energía con un biodigestor, El Austral de Osorno, Osorno, Chile, 4 de abril, 2016, 2p.
16. RED agrícola, Biogás en Chile y el mundo, tecnología que transforma un costo en beneficio, [en línea], <<http://www.redagricola.com/reportajes/energia/biogas-en-chile-y-el-mundo-tecnologia-que-transforma-un-costo-en-beneficio>>
17. BIOTECSUR, planta biogás El Maqui, [en línea], <<http://biotecsul.cl/2012-planta-biogas-21kva-fundo-el-maqui/>>
18. BIOTECSUR, planta biogás El Anima, [en línea], <<http://biotecsul.cl/2012-planta-biogas-energia-termica-fundo-el-anima/>>
19. BIOTECSUR, planta biogás El Coigue, [en línea], <<http://biotecsul.cl/2011-planta-biogas-27kva-fundo-el-coihue/>>
20. CORFO, Programa de fomento al Biogás, Una oportunidad para la gestión de residuos en el sector lechero. Marzo 2015, [en línea], <<http://www.biogaslechero.cl/wp-content/uploads/2016/02/Presentaci%C3%B3n-Lanzamiento-Programa-Marzo-2015.pdf>>
21. EBA, European Biogás Association, Informe estadístico 2016 , [en línea], <<http://www.aebig.org/aebig/informe-estadistico-2016-la-asociacion-europea-biogas-eba-sector-del-biogas-continua-crecimiento-europa/>>
22. ENERGY news, El crecimiento de la producción de biogás en europa se relantiza en 2013 respecto a años anteriores, [en línea],

[<http://www.energynews.es/el-crecimiento-de-la-produccion-de-biogas-en-europa-se-ralentiza-en-2013-respecto-a-anos-anteriores/>](http://www.energynews.es/el-crecimiento-de-la-produccion-de-biogas-en-europa-se-ralentiza-en-2013-respecto-a-anos-anteriores/)

23. ECOPROG, Biogas to Energy – The World Market for Biogas Plants, [en línea], [<http://www.ecoproq.com/publikationen/energiwirtschaft/biogas-to-energy.htm>](http://www.ecoproq.com/publikationen/energiwirtschaft/biogas-to-energy.htm)

24. ENERGÍAS renovables, Biogás mundial hasta 2016: notable crecimiento sin noticias en España, [en línea], [<http://www.energias-renovables.com/biogas/biogas-mundial-hasta-2016-notable-crecimiento-sin-20130116>](http://www.energias-renovables.com/biogas/biogas-mundial-hasta-2016-notable-crecimiento-sin-20130116)

25. TWENERGY, El biogás la energía renovable con mayor potencial en España y en Europa, [en línea], [<https://twenergy.com/a/el-biogas-la-energia-renovable-con-mayor-potencial-en-espana-y-en-europa-1131>](https://twenergy.com/a/el-biogas-la-energia-renovable-con-mayor-potencial-en-espana-y-en-europa-1131)

26. SISTEMA biobolsa, catálogo de productos, [en línea], [<http://sistemabiobolsa.com/wp-content/uploads/2016/03/3.-CATALOGO-SISTEMA-BIOBOLSA_16.pdf>](http://sistemabiobolsa.com/wp-content/uploads/2016/03/3.-CATALOGO-SISTEMA-BIOBOLSA_16.pdf)

27. TALLER biogás, Biodigestor Saneamiento básico 400 personas (Cuartel de Apolo, La Paz, Bolivia), [en línea], [<http://tallerbiogas.blogspot.cl/2010/09/biodigestor-saneamiento-basico-400.html>](http://tallerbiogas.blogspot.cl/2010/09/biodigestor-saneamiento-basico-400.html)

28. FIRESTONE, Geomembrana EPDM, [en línea], [<http://firestonebplac.com/es/landscape-lining/geomembrane/epdm-geomembrane/>](http://firestonebplac.com/es/landscape-lining/geomembrane/epdm-geomembrane/)

29. TALLER biogás Perú, Bolivia, Ecuador, [en línea], [<http://tallerbiogas.blogspot.cl/2013/03/biodigestor-de-1000m3-para-tratamiento.html>](http://tallerbiogas.blogspot.cl/2013/03/biodigestor-de-1000m3-para-tratamiento.html)

30. BIOTEC SUR, electrógenos armados, [en línea],
<<http://biotecs ur.cl/electrogenos-armados/>>
31. BIOTEC SUR, Biodigestor agrícola 12 kVa el Coigue, [en línea],
<[http://biotecs ur.cl/2010-biodigestor-agricola-12kva-el-coigue-video/#!](http://biotecs ur.cl/2010-biodigestor-agricola-12kva-el-coigue-video/#!>)>
32. MINISTERIO DE ENERGÍA, Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno” (CNE/ GTZ, 2009), capítulos 5 y 6, [en línea],
<http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf>
33. BANCO de Chile, Financiamiento de proyectos, [en línea],
<<https://ww3.bancochile.cl/wps/wcm/connect/BCH-Empresas/BancoDeChile/Empresas/Financiamiento/Mediano-y-largo-Plazo/Finanzas-Corporativas/Financiamiento-de-proyectos>>
34. Banco de Crédito e Inversiones (BCI), «BCI Empresas - Financiamiento - Créditos de Inversión Vía Líneas O programas CORFO,» 2011. [en línea]<http://www.bci.cl/empresas/financiamiento/corfocreditodeinversion_act.html>.
35. CORFO, Crédito Proinversión, [en línea],
<<https://www.corfo.cl/sites/cpp/gif-2016-proinversion?resolvetemplatefordevice=true>>.
36. CORFO, Subsidio capital semilla Corfo, [en línea],
<<http://lbtest.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-capital-semilla>>.
37. SERVICIO de evaluación ambiental, Manuales de usuario, [en línea],
<<http://sea.gob.cl/sopORTE/manuales-de-usuario>>.

38. BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile, Aprueba Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, [en línea], <<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1053563>>.
39. SERVICIO de evaluación ambiental, Reglamento del SEIA, [en línea], <http://www.sea.gob.cl/sites/default/files/imce/archivos/2016/01/12/dto-40_12-ago-2013.pdf>
40. COMISIÓN Nacional de Energía (Chile), Norma técnica de seguridad y calidad de servicio para sistemas medianos, Santiago, 2006, 57 p
41. SCIELO, Viabilidad Económica de la Utilización de Biogás para la Conversión en Energía Eléctrica, [en línea], <http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642011000400002>
42. SYSTEP, Proyección del costo marginal y comercialización de la energía: desafíos para la minihidro, [en línea], <http://www.systep.cl/documents/Rudnick_APEMEC_290616.pdf>
43. COMISIÓN Nacional de Energía, Estadísticas electricidad precio de potencia firme, [en línea], <<https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>>

Anexo N°1 Equipos de generación de energía eléctrica

En el caso de la cogeneración, el biogás se utiliza para operar un equipo de generación termoeléctrica, generalmente con motores de combustión interna, al que se le incorporan sistemas de recuperación de calor o termo recuperadores, compuestos por intercambiadores de calor en los sistemas de refrigeración y de eliminación de gases de combustión que reducen la temperatura de los gases de 420 °C hasta unos 150 °C. De esta forma, parte del calor residual generado por la combustión de biogás, que no es transformado en energía mecánica y posteriormente eléctrica, es recuperado para su uso térmico posterior en procesos (agua caliente y vapor de baja temperatura) o para calefacción.

Mediante la cogeneración se obtiene energía de mayor valor agregado (energía eléctrica) lográndose además, a través de la recuperación y uso del calor de desecho, una alta eficiencia global en el uso del combustible (hasta 85%).

Existen otras alternativas para la generación eléctrica a partir del biogás, como la utilización de motor Stirling, microturbinas de gas o celdas de combustible, que hasta ahora no han tenido un desarrollo comercial mayor, principalmente debido a sus altos costos de inversión, menores eficiencias eléctricas y falta de madurez de las tecnologías, como se indica en figura A1-1 siguiente:



Figura A1-1: Sistemas de generación eléctrica: motor Stirling, microturbina y celdas de combustible. Fuente LfL

Las eficiencias eléctricas, en general, van desde 35% para potencias eléctricas bajas (entre 75 y 100 kW), hasta 43% para potencias eléctricas sobre los 2.000 kW. Las eficiencias térmicas de este tipo de sistemas varían también en rangos similares, siendo las eficiencias globales de alrededor de 75% a 85%.

La figura A1-2 muestra la variación de la eficiencia eléctrica de los grupos generadores en base a biogás, expresada como porcentaje de la potencia nominal de entrada (disponible en el biogás), en función de la potencia eléctrica instalada.

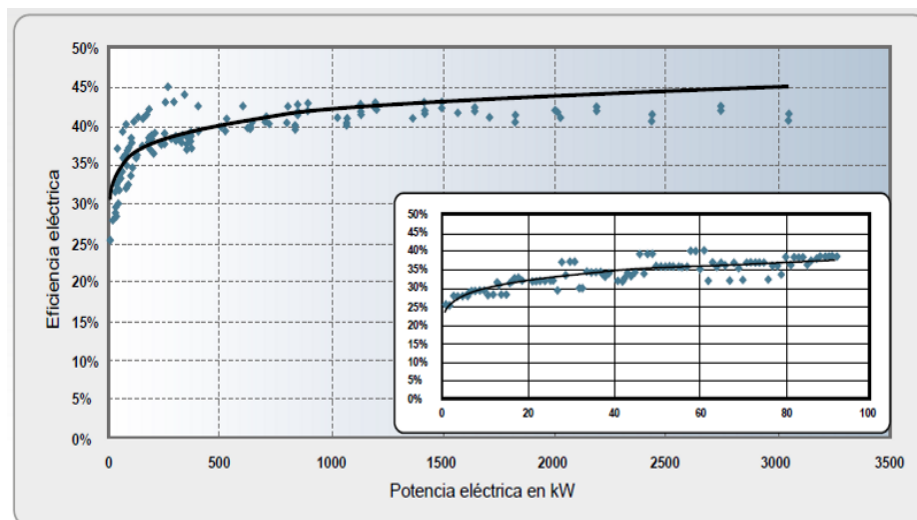


Figura A1-2: Eficiencia eléctrica de grupos generadores en base a biogás. Fuente: Manual de Biogás

Para aquellas ocasiones en que los equipos de generación están fuera de funcionamiento (períodos de mantención), se dispone de una antorcha de seguridad para la quema controlada del biogás. El arranque de la línea alternativa de gas hacia la antorcha debe localizarse entre el compresor y el motor, a fin de asegurar el flujo del biogás hasta la antorcha. Es conveniente diseñar, tanto la antorcha, como el compresor de biogás de manera que ambos puedan funcionar simultáneamente, debido a que puede darse el caso que el consumo del motor operando a plena carga no sea suficiente para utilizar toda la producción de biogás.

1.1 Turbinas y microturbinas⁸

La turbina de gas es un tipo de turbina de combustión interna, la cual permite la conversión de la energía almacenada en el combustible en energía mecánica útil en forma de energía rotacional.

En términos simples, el aire es absorbido en primer lugar hacia el interior de la turbina, lugar donde se comprime, se mezcla con el combustible y se enciende. El gas caliente resultante se expande con gran velocidad a través de una serie de álabes de forma aerodinámica, transfiriendo la energía creada en la combustión para hacer girar un eje de salida. La energía térmica residual del gas de escape caliente puede ser utilizada en múltiples procesos industriales.

Los componentes básicos de una planta con turbina de gas son: un compresor, una cámara de combustión y una turbina, como se muestra en figura A1-3 siguiente:

⁸ Reservoirio digital de la facultad de ingeniería – Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/285/A7.pdf?sequence=6>

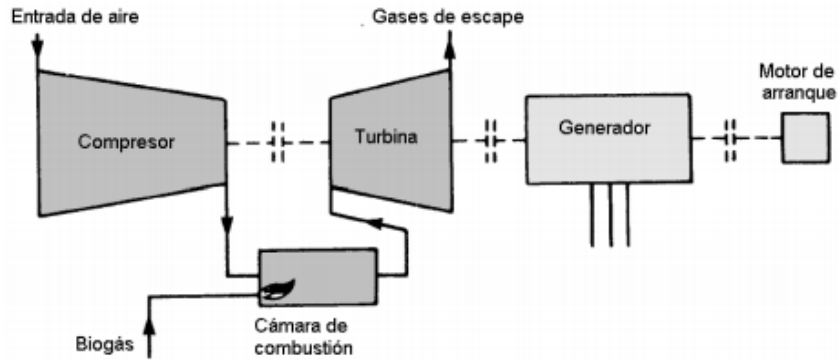


Figura A1-3: Modelo planta con turbina a gas. Fuente: UNAM

Se absorbe aire del ambiente y se comprime en el compresor, éste aire es dividido a la entrada de la cámara de combustión; parte de éste es usado para la combustión, y la otra parte actuará como enfriador. En la cámara de combustión es introducido el biogás y la combustión toma lugar. A la salida de la cámara se une el aire para enfriar con los gases de combustión para pasar a la turbina a una temperatura adecuada, donde se expanden y transfieren su energía a ésta, para finalmente ser expulsados, como se indica en figura A1-4

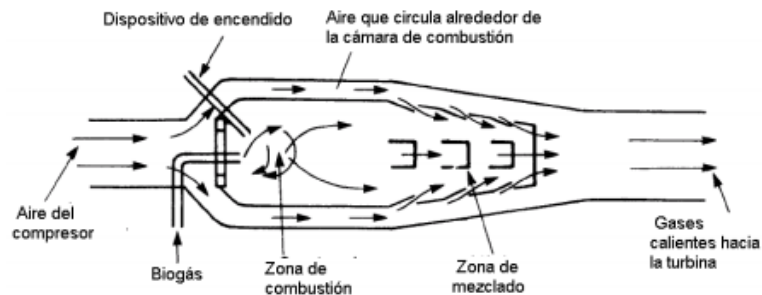


Figura A1-4: Cámara de combustión. Fuente: UNAM

Aproximadamente $\frac{2}{3}$ de la potencia desarrollada por la turbina son utilizados para accionar al compresor, el resto se emplea para producir la potencia eléctrica. La turbina de gas debe ser arrancada con un motor, mientras el compresor es lo rápido para alcanzar los valores adecuados para proporcionar el trabajo deseado. Si la turbina de gas acciona a un

generador con excitador independiente, éste puede usarse como motor de arranque para la turbina. El ciclo ideal que sirve de modelo para el estudio de este tipo de plantas es el Brayton.

A este modo de operación (Figura A1-5) se le conoce como ciclo abierto, en el cual se logra un 25% de eficiencia aproximadamente. Para aumentarla se puede agregar un intercambiador de calor para aprovechar la energía en los gases de escape lo que incrementa la eficiencia hasta 40%. La forma en que se aprovecha éste calor es transferirlo desde los gases de desecho al aire que sale del compresor para la cámara de combustión, con lo que disminuye el calor necesario para calentar los gases para la entrada de la turbina. La potencia de salida de la planta no se incrementa pero la disminución en la cantidad de combustible quemado mejora la eficiencia, como se muestra en figura A1-5 siguiente:

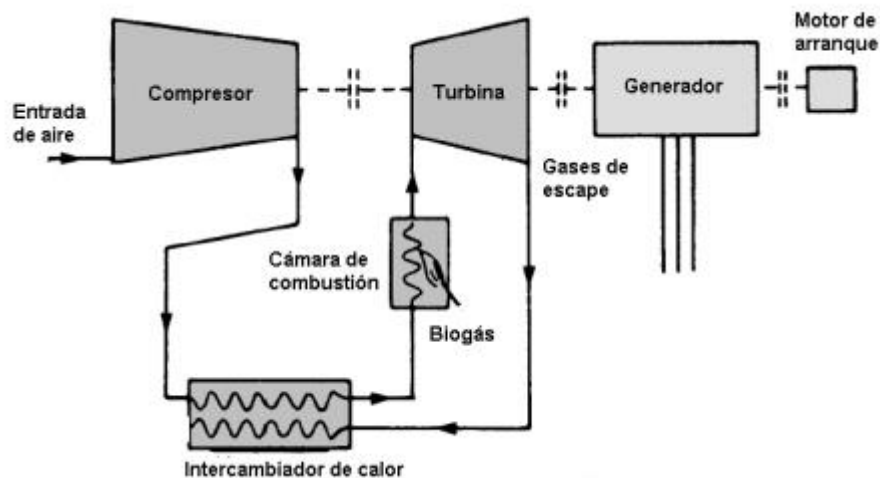


Figura A1-5: Planta con turbina de gas en ciclo cerrado. Fuente: UNAM

Las microturbinas de gas son máquinas que funcionan con el mismo principio de las turbinas convencionales en el rango de 20 kW a 500 kW. Las diferencias principales entre éstas y las turbinas de gas radica en que generalmente trabajan con un intercambiador de calor, y que la salida del generador es corriente eléctrica de alta frecuencia, lo que requiere de la incorporación de un rectificador AC/DC y de un inversor que permita

obtener una corriente alterna trifásica adecuada, de acuerdo a figura A1-6:

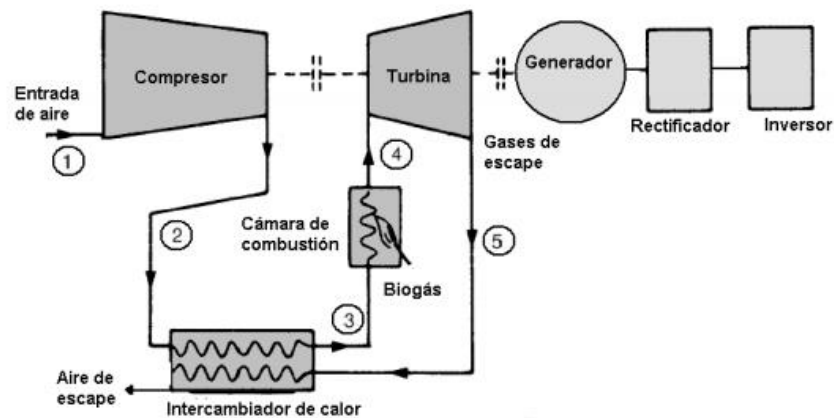


Figura A1-6: Planta generación con microturbina de gas. Fuente: UNAM

1.2 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna pueden ser de dos tipos: de encendido por chispa (ciclo Otto) y de encendido por compresión (Diesel). Su eficiencia normalmente no excede 30-45%.

1.2.1 Motores de combustión interna de encendido por chispa.

Los motores Otto pueden funcionar con 100% de biogás como combustible. Por ejemplo para la alimentación de gas se requieren elementos extra para su pre-compresión. Pre-comprimiendo y posteriormente enfriando la mezcla la eficiencia puede incrementarse en un factor de 1.5

En un motor Otto el aire y el combustible entran a través del carburador, cuya función es mezclarlos. Ésta mezcla se comprime hasta una temperatura menor a la de autoencendido, con el aumento de la relación de compresión aumenta la eficiencia pero si se logra la temperatura de auto-ignición el combustible puede “quemarse” antes de tiempo y éste se consumiría más rápidamente. Las relaciones de compresión van entre 7 y 10 generalmente.

Es posible trabajar con gas natural, al inicio de la operación de la planta, cuando el biogás que se extrae no tiene la suficiente calidad para usarse en los motores. No es recomendable que se elimine por completo el CO₂ y el CO del biogás, ya que estos compuestos impiden que el biogás detone cuando se somete a compresión. Pero a la vez, si existe una cantidad excesiva (>45 % por volumen) provoca una pérdida en fuerza de los motores.

1.2.2 Motores de combustión interna de encendido por compresión.

Este tipo de planta se utiliza para cubrir la carga base donde no hay una estación de alimentación, como reserva o para disminuir los costos en una instalación durante los periodos pico. Requiere de algunas modificaciones para permitirles que funcionen principalmente con biogás complementado con combustible Diesel; esto es una operación de combustible dual con hasta el 60% del requerimiento de combustible Diesel reemplazado por biogás. El aire se comprime hasta alcanzar una temperatura mayor a la temperatura de autoencendido del combustible, y la combustión sucede al contacto cuando éste es inyectado (bujía y carburador sustituidos por inyector de combustible). Como solo se comprime el aire se evitan problemas de autoencendido. Las relaciones de compresión para este motor van de 12 a 24.

La mayoría de los motores Diesel pueden ser modificados para su operación con combustible dual. En muchos casos, el arreglo más sencillo es el de conectar el tubo del suministro de biogás directamente al tubo de admisión de aire de motor, después del filtro.

Al aumentar el nivel de sustitución de biogás a más de 60 %, se tiene una reducción de la eficiencia promedio respecto al modo Diesel de entre 3 y 10% [19]. Para asegurar una operación satisfactoria con combustible dual, el H₂S del biogás debe ser removido

1.3 Comparación entre las tecnologías expuestas

Aunque las turbinas responden con rapidez a las variaciones en la demanda por su relativa poca inercia, su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje de plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores Otto y Diesel.

El motor Diesel produce más potencia que el motor Otto y ocupa menos espacio que un el segundo con misma potencia. Los motores de encendido por compresión son más económicos y tiene una mayor eficiencia que los motores Otto.

A continuación se presenta en tabla A1-1 una comparación entre las principales tecnologías mencionadas:

Tabla A1-1: Comparación reactores de Biogás.
Fuente: Elaboración propia

Turbina de gas		
Combustible	100% Biogás	
Tamaño	100 kW – 50 MW	
Eficiencia (%)	25 -40%	
Microturbinas		
Combustible	100% Biogás	
Tamaño	20 -500 kW	
Eficiencia (%)	20-30%	
Motores combustión interna		
Combustible	<u>Diesel</u>	Biogás 60% <u>Diesel</u> 40%
	Otto	100% Biogás
Tamaño	5 kW-5 MW	
Eficiencia (%)	30-45%	

Anexo N°2 Cotizaciones

COMPACTACIÓN PISO PISCINA

ACR060	m²	Compactación de fondo de excavación.	\$ 1.507,76
Compactación de fondo de caja de piso, al 90% del Proctor Modificado con medios mecánicos.			

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Maquinaria			
mq02rov010i	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopulsado, de 129 kW, de 16,2 t, anchura de trabajo 213,4 cm.	0,018	33.371,32	600,68
mq02cia020j	h	Camión cisterna de 8 m³ de capacidad.	0,024	21.469,27	515,26
Subtotal maquinaria:					1.115,94
2		Mano de obra			
mo087	h	Ayudante construcción de obra civil.	0,102	3.551,52	362,26
Subtotal mano de obra:					362,26
3		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	1.478,20	29,56
Costos directos (1+2+3):					1.507,76

http://www.chile.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Movimientos_de_tierra/AC_Movimiento_de_tiemras_en_obra_/ACR_Extendidos_rellenos_y_compact/Compactacion_de_fondo_de_excavacion.html

ESTABILIZACIÓN TALUDES (Paredes piscina)

ADV020 m² Estabilización de taludes. \$ 8.197,91

Estabilización de taludes mediante hormigón H25 (20) 20/10, no expuesto a ciclos hielo-deshielo, exposición a sulfatos despreciable, sin requerimiento de permeabilidad, no expuesto a ambientes salinos, docilidad fluida, proyectado por vía húmeda en dos capas de 5 cm de espesor total.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt10hes200a	m²	Hormigón para proyectar, H25 (20) 20/10, no expuesto a ciclos hielo-deshielo, exposición a sulfatos despreciable, sin requerimiento de permeabilidad, no expuesto a ambientes salinos, docilidad fluida, con una dosificación de cemento de 400 kg/m³, preparado en central.	0,065	55.531,28	3.609,53
		Subtotal materiales:			3.609,53
2		Maquinaria			
mq06gun010	h	Shotcretera de hormigón por vía húmeda 33 kW.	0,234	7.010,45	1.640,45
		Subtotal maquinaria:			1.640,45
3		Mano de obra			
mo020	h	Maestro 1ª construcción.	0,427	4.823,28	2.059,54
mo113	h	Jornal construcción.	0,213	3.416,20	727,65
		Subtotal mano de obra:			2.787,19
4		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	8.037,17	160,74
		Costos directos (1+2+3+4):			8.197,91

Santiago 01 de junio de 2017

Señores,

Enel Generación

Proyecto: Suministro e instalación de Geomembrana HDPE lisa, espesor 1,0 mm.

Ubicación: región metropolitana.

Descripción de Productos y Servicios que incluye el proyecto

- a) **GEOMEMBRANA HDPE Lisa 1,0 mm Calidad GMI3**, siendo este un polietileno de alta densidad fabricada exclusivamente con resina virgen. Está compuesta de antioxidantes y termo-estabilizadores, tiene excelentes propiedades mecánicas, resistencia al agrietamiento ambiental, estabilidad dimensional, resistencia al envejecimiento por temperatura y resistencia a la radiación UV.

Cantidad 900 m².

- b) **Traslado de Materiales a obra.**

- c) **Instalación**

Para la impermeabilización se utilizará la siguiente maquinaria:

- Soldadora automática Leister Comet, implementada con cuña eléctrica de 50 mm de cobre y rodillos de 50/70 mm con canal de prueba, apta para soldar en forma traslapada y por termofusión laminados de HDPE de 0,5 a 1,5 mm.
- Extrusora Suiza Leister Fusion 3.8 Aéro, para varillas de HDPE de 3 ó 4 mm de diámetro, equipada con zapata cubo de teflón giratorio y protecciones para sobrecalentamiento.
- Soldadora soplete manual de aire caliente marca Leister, modelo Triac "S".

La utilización de ésta maquinaria de última generación, más personal altamente calificado nos permite entregar amplias garantías en los trabajos realizados.

Geoplas Chile Ingeniería Ltda.

Valor obra vendida, 900 m2: \$ 3.951.000 + IVA.

Valor unitario por m2: \$ 4.390 + IVA.

Garantía y Certificación:

- Garantía 2 años en productos e instalación.
- Geomembrana 100% virgen de polietileno de alta densidad, calidad GM13 "certificada".

Aportes de cliente:

- Construcción y cierre de zanja de anclaje.
- Preparación del Terreno y sistema de cúpula
- Máquina para la descarga del rollo en obra, 900 kilos.

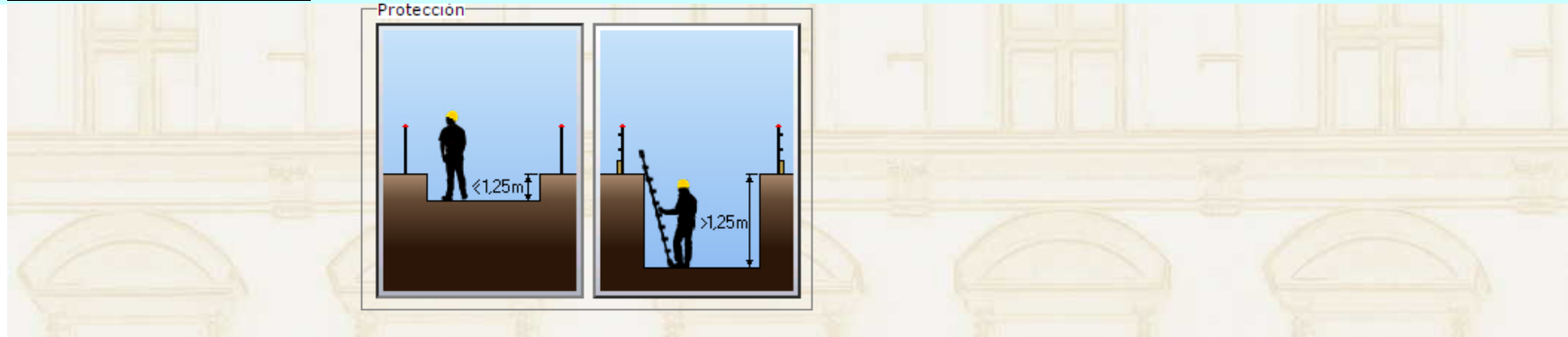
Condición de Pago:

- 50 % anticipado al formalizar.
- 50 % al terminar la instalación.

Atte.

www.geoplaschile.cl

POZO CAPTACIÓN Y SALIDA



[Ampliar](#) [Ocultar los capítulos](#) [Enviar sugerencia](#)

Exportación: FIE BDC

ADE010 m³ Excavación de zanjas y pozos.

\$ 7.289,62

Excavación en zanjas para fundaciones en suelo de arcilla semidura, con medios manuales, retirada de los materiales excavados y carga a camión.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Mano de obra			
mo113	h	Jornal construcción.	2,092	3.416,20	7.146,69
Subtotal mano de obra:					7.146,69
2		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	7.146,69	142,93
Costos directos (1+2):					7.289,62

http://www.chile.generadordeprecios.info/rehabilitacion/calculaprecio.asp?Valor=0|0_0_0_2|1|ADE010|ade_010: 0_0_0_1_2_0_0_0_0_1_0_0_0_0_1|ade_010_sys: 0

CONSTRUCCIÓN MUROS ALBAÑILERÍA HORMIGON

FEA020 m² Muro portante de albañilería armada, de bloque de hormigón.

\$ 16.756,09

Muro portante de 15 cm de espesor de albañilería armada de bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x15 cm, resistencia normalizada R10 (10 N/mm²), para revestir, recibida con mortero de cemento confeccionado en obra, con 300 kg/m³ de cemento, color gris, dosificación 1:5, suministrado en sacos, con piezas especiales y bloques en "U" en formación de vigas de albañilería armada y dinteles, reforzado con hormigón de relleno, 20 (20) 12/12, no expuesto a ciclos hielo-deshielo, exposición a sulfatos despreciable, sin requerimiento de permeabilidad, docilidad fluida, preparado en obra, vaciado con medios manuales, volumen 0,015 m³/m², en dinteles, zunchos perimetrales y pilastras interiores; y acero A63-42H, cuantía 0,6 kg/m²; armadura horizontal prefabricada en las juntas de acero galvanizado en caliente con recubrimiento de resina epoxi de 3,7 mm de diámetro y de 75 mm de anchura, rendimiento 2,45 m/m².

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt02bhp010Af	Ud	Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x15 cm, resistencia normalizada R10 (10 N/mm²), para revestir.	11,256	387,43	4.360,91
mt02bhp011c	Ud	Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x15 cm, resistencia normalizada R10 (10 N/mm²), para revestir.	0,473	246,55	116,62
mt02bhp012c	Ud	Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x15 cm, resistencia normalizada R10 (10 N/mm²), para revestir.	0,494	610,50	301,59
mt02bhp020e	Ud	Bloque en "U" de hormigón, liso color gris, 40x20x15 cm, resistencia normalizada R10 (10 N/mm²), para revestir.	0,924	695,03	642,21
mt07aco100a	kg	Acero en barras con resaltes, A63-42H, de varios diámetros, según NCh204.077.	0,630	563,29	354,87
mt08var050	kg	Alambre galvanizado para atar, de 1,30 mm de diámetro.	0,015	611,23	9,17
mt07aag010ebe	m	Armadura horizontal prefabricada en las juntas de acero galvanizado en caliente con recubrimiento de resina epoxi, de 3,7 mm de diámetro y 75 mm de anchura, con dispositivos de separación, geometría diseñada para permitir el solape y sistema de autocontrol del operario (SAO).	2,450	1.353,71	3.316,59
mt08cem000e	kg	Cemento gris en sacos.	7,994	90,80	725,86
mt08aaa010a	m³	Agua.	0,008	833,48	6,67
mt01arg000e	m³	Arena cribada.	0,007	10.012,68	70,09
mt01arg001ed	m³	Árido grueso homogeneizado de tamaño máximo 12 mm.	0,012	16.699,52	200,39
mt01arg005a	t	Arena de cantera, para mortero preparado en obra.	0,017	11.020,43	187,35
Subtotal materiales:					10.292,32
2		Maquinaria			
mq06hor010	h	Concretera.	0,020	908,79	18,18
Subtotal maquinaria:					18,18
3		Mano de obra			
mo021	h	Maestro 1º albañil.	0,512	4.823,28	2.469,52
mo114	h	Jornal albañil.	0,661	3.416,20	2.258,11
mo043	h	Maestro 1º enfierrador.	0,158	5.063,89	800,09
mo090	h	Ayudante enfierrador.	0,158	3.729,87	589,32
Subtotal mano de obra:					6.117,04
4		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	16.427,54	328,55
Coste de mantenimiento decenal: \$ 837,80 en los primeros 10 años.			Costos directos (1+2+3+4):		16.756,09

http://www.chile.generadordeprecios.info/rehabilitacion/calculaprecio.asp?Valor=0|0_0_0_0_1|0|FEA020|fea_020:c5_0_50_2c11_0_272_0_43_0_45_0_0_86c14_0_14c16_0_590c5_0_3_1450c4_0_1_0_1_0

GRUPO ELECTRÓGENO 25 KVA

Grupo electrógeno fijo trifásico, diesel, de 25 kVA de potencia, con cuadro de conmutación de accionamiento manual e interruptor automático magnetotérmico.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt35geg010aejp2	Ud	Grupo electrógeno fijo sobre bancada de funcionamiento automático, trifásico de 230/400 V de tensión, de 25 kVA de potencia, compuesto por alternador sin escobillas de 50 Hz de frecuencia; motor diesel de 1500 r.p.m. refrigerado por agua, con silenciador y depósito de combustible; cuadro eléctrico de control; cuadro de conmutación con contactores de accionamiento manual calibrados a 40 A; e interruptor automático magnetotérmico tetrapolar (4P) calibrado a 32 A.	1,000	6.720.219,31	6.720.219,31
Subtotal materiales:					6.720.219,31
2		Mano de obra			
mo003	h	Maestro 1º electricista.	0,385	4.985,55	1.919,44
mo102	h	Ayudante electricista.	0,385	3.544,92	1.364,79
Subtotal mano de obra:					3.284,23
3		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	6.723.503,54	134.470,07
Coste de mantenimiento decenal: \$ 16.802.035,34 en los primeros 10 años.			Costos directos (1+2+3):		6.857.973,61

GRUPO ELECTRÓGENO 50 KVA

Grupo electrógeno fijo trifásico, diesel, de 49,6 kVA de potencia, con cuadro de conmutación de accionamiento manual.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt35geg010aie1	Ud	Grupo electrógeno fijo sobre bancada de funcionamiento automático, trifásico de 230/400 V de tensión, de 49,6 kVA de potencia, compuesto por alternador sin escobillas de 50 Hz de frecuencia; motor diesel de 1500 r.p.m. refrigerado por agua, con silenciador y depósito de combustible; cuadro eléctrico de control; y cuadro de conmutación con contactores de accionamiento manual calibrados a 125 A.	1,000	8.391.518,22	8.391.518,22
Subtotal materiales:					8.391.518,22
2		Mano de obra			
mo003	h	Maestro 1º electricista.	0,356	4.985,55	1.774,86
mo102	h	Ayudante electricista.	0,356	3.544,92	1.261,99
Subtotal mano de obra:					3.036,85
3		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	8.394.555,07	167.891,10
Coste de mantenimiento decenal: \$ 20.977.993,12 en los primeros 10 años.			Costos directos (1+2+3):		8.562.446,17

GRUPO ELECTRÓGENO 63 KVA

IER010 Ud Grupo electrógeno.			\$ 9.445.102,61		
Grupo electrógeno fijo trifásico, diesel, de 63 kVA de potencia, con cuadro de conmutación de accionamiento manual.					
Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt35geg010ajif1	Ud	Grupo electrógeno fijo sobre bancada de funcionamiento automático, trifásico de 230/400 V de tensión, de 63 kVA de potencia, compuesto por alternador sin escobillas de 50 Hz de frecuencia; motor diesel de 1500 r.p.m. refrigerado por agua, con silenciador y depósito de combustible; cuadro eléctrico de control; y cuadro de conmutación con contactores de accionamiento manual calibrados a 125 A.	1,000	9.257.021,22	9.257.021,22
			Subtotal materiales:		9.257.021,22
2		Mano de obra			
mo003	h	Maestro 1º electricista.	0,338	4.985,55	1.685,12
mo102	h	Ayudante electricista.	0,338	3.544,92	1.198,18
			Subtotal mano de obra:		2.883,30
3		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	9.259.904,52	185.198,09
Coste de mantenimiento decenal: \$ 23.140.501,39 en los primeros 10 años.			Costos directos (1+2+3):		9.445.102,61

http://www.chile.generadordeprecios.info/obra_nueva/calculaprecio.asp?Valor=9|0_0_0|2|IER010|ier_010: 0_0_0_0_0_1_0_0_0

COTIZACIÓN SISTEMA DE MANEJO DE PURINES – SEPARADOR SÓLIDOS/LÍQUIDOS



Cotización de Sistema Manejo de Purines

Cliente : Sebastián Ortiz

27 Junio, 2017

Estimado Don Sebastián Ortiz

De acuerdo a lo conversado, como propuesta para manejo de purines, se recomienda realizar proceso de separación mecánica, como se ilustra en el siguiente esquema:

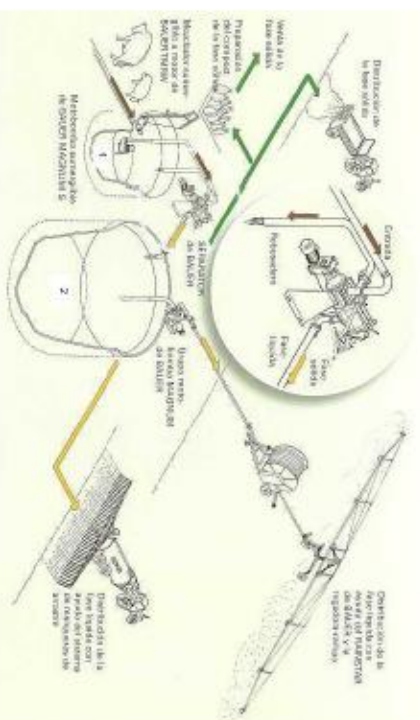


Figura a - Ciclo del purín

1. El ciclo del purín, según la situación de este proyecto consiste en lo siguiente:

1.1.- Recepción:

Pozo Primario:

Este es el pozo principal que recibe los purines ocasionados por las heces y orina de vacas, aguas lluvias provenientes de los techos de la lechería y agua de limpieza de los patios de las salas de ordeña.

En el interior del pozo primario se instalará 1 Bomba sumergible (*Bomba Magnum CSP 4*) que realizará el trabajo de alimentar al separador de sólido (*Separador S655*) y 1 agitador sumergible (*MSSX 5,5*) para homogeneizar el contenido del pozo purinero y evitar que el sólido se endurezca.

El separador tiene una capacidad máxima 20 m³/h en condiciones óptimas de funcionamiento (puñ diluido a temperatura de 20° aprox.) debido a que las condiciones de trabajo en la zona sur de Chile son distintas, se considera que la descarga del separador será de 10 m³/h.

1.2.- Separación:

Para realizar la separación se debe disponer de un pozo primario y un pozo secundario para recibir el líquido separado proveniente del separador.

El separador Bauer "separa" la fase líquida de la fase sólida del estiércol obteniendo un 15 a 30 % de sólido y un 70 a 85% de líquido con las siguientes ventajas:

Líquido:-

- El volumen de líquido se reduce por lo que necesitamos menor espacio de almacenamiento.
- La extracción de las materias sólidas y carbónicas permiten menor pérdidas de nitrógeno durante el almacenamiento y la distribución.
- Notable reducción de malos olores.
- Infiltración mucho mejor en la tierra.
- Menor consumo de energía para bombeo o transporte.

Sólido:-

- Se obtiene automáticamente compost aptable y sin malos olores.
- Se puede almacenar fácilmente
- Puede ser utilizado como camas en reemplazo de la arena.

Después de pasar el estiércol proveniente del pozo principal por el separador se obtiene una fase líquida que se acumula en un pozo secundario y una fase sólida que se almacena donde esté ubicado el separador y puede ser utilizado donde el cliente lo desee.

El separador debe ser instalado en altura sobre una losa que se utilice para almacenamiento.

1.3 - Distribución.-

La *fase sólida* es almacenada para aplicarla al campo como compost o guano directamente, usado como camas para los animales con un previo almacenamiento o para la venta en especial para cultivos orgánicos presentes en la zona central.

La *fase líquida* puede ser tratada como aguas verdes para el lavado de patios o distribuida en las praderas como fertilizante a través de bomba purinera con tuberías de acople superficial o matriz hidráulica, aspersor para purines, carrete de riego multipropósito (agua y purines), con tanque purinero o a través de los pivotes de riego.

2. Equipos:

2.1.- Bomba purinera sumergible Bauer Magnum CSP 4

- Bomba purinera eléctrica 380 V sumergible con dispositivo replicador y rodete abierto con 4 cuchillos de corte, templados para materiales espesos.



- Motor sumergible de corriente continua y cuatro polos para 380 V/50 Hz/IP 68, aislamiento de clase H, cable de goma incorporado y sellado (8 metros)
- Suministro sin enchufe
- Sello mecánico fabricado en sitio de carburo lubricado en aceite para máxima resistencia al desgaste y durabilidad.

Características técnicas Magnum CSP 4:

Caudal	: 20 - 100	[m ³ /hr]
Altura de presión	: 5,9 - 12,3	[m]
Potencia máxima	: 4,0	[Kw]
Revoluciones	: 1.450	[rpm]



2.2.- Mezclador sumergible MSX 11

Características Técnicas.-

Capacidad del pozo	:	hasta 2.200 [m ³]
Dámetro de la hélice	:	665 [mm.]
Potencia	:	11 [Kw]



Accesorios.-

- 1.- Mando servíco a intervalos, con reloj programador para partida y parada automática programable para una semana.
- 2.- Dispositivo de elevación y bajada para pozos abiertos de hasta 4,6 ms de pared lateral, que incluye:
 - Consola – guía inoxidable con regulación de inclinación
 - Mástil elevador cuadrado 100X100X4 x 6 metros de largo inoxidable.
 - Piezas de fijación y dispositivo giratorio
 - Torno de cable con rueda dentada autofermable.
 - Todos los materiales de ntro del líquido inoxidables.



2.3.- Separador de sólidos:

Separador de estiércol S655:

Características técnicas.-

Capacidad de descarga de estiércol
Volumen de líquido
Volumen de sólido

: 20 [m³/h]
: 70 al 85%
: 15 al 30 %

Accesorios.-

- Protección térmica del motor del separador.-
- Mando de inversión de giro para el separador.-



PRECIOS

- Bomba Magnum CSP 4**
Dispositivo elevación y bajada
\$ 3.010.500
- Agitador Sumergible MSX11**
Dispositivo de elevación y bajada
\$ 1.610.000
- Separador estiércol Bauer S655**
Mando eléctrico separador
\$ 3.429.500
- Dispositivo de elevación y bajada**
\$ 1.550.000
- Mando eléctrico separador**
\$ 10.500.000
- Mando eléctrico separador**
\$ 390.000

TOTAL: \$ 20.100.100

Anexo N°3 DS 244

PRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA [LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS](#)

Núm. 244.- Santiago, 2 de septiembre de 2005.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el [Artículo 32](#) número 8 de la [Constitución Política](#) de la República.
2. Lo dispuesto en los Títulos III y V del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, que establece la [Ley General de Servicios Eléctricos](#), y sus modificaciones legales, especialmente las introducidas por la [Ley N° 19.940](#) y la [Ley N° 20.018](#).
3. El Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la [Ley General de Servicios Eléctricos](#).

Considerando:

1. Que, el Artículo 1° de la Ley N° 19.940, incorporó al DFL N°1, [Ley General de Servicios Eléctricos](#) (en adelante e indistintamente, la "Ley") entre otras disposiciones, el artículo 71°-7, que regula los Medios de Generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministradas al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts (en adelante, "Medios de Generación no Convencionales" o "MGNC").
2. Que, el artículo 91° de la Ley, ordena reglamentar el procedimiento para la determinación de precios y los mecanismos de estabilización de precios, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts.
3. Que, finalmente, es necesario desarrollar y ejecutar las disposiciones señaladas de manera orgánica, coherente e integral con las demás normas de la Ley, a efectos de permitir su aplicación efectiva.

Decreto:

Apruébase el siguiente reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en los artículos [71°-7](#) y [91°](#) de la [Ley General de Servicios Eléctricos](#):

TITULO I

CAPITULO PRIMERO

DISPOSICIONES GENERALES

Artículos 1 a 74

Artículo 1°

Las disposiciones del presente reglamento se aplicarán a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts y que se encuentren en alguna de las categorías señaladas a continuación, sin perjuicio del cumplimiento de la restante normativa vigente:

- a. Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD".
- b. Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".
- c. Medios de generación renovables no convencionales e instalaciones de cogeneración eficiente cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts, en adelante medios de generación no convencionales o "MGNC". La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.

Artículo 2°

Los propietarios u operadores de los medios de generación señalados en el artículo precedente, sincronizados a un sistema eléctrico en instalaciones pertenecientes a empresas distribuidoras, de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia establecidas en la Ley.

Asimismo, en el presente reglamento se establecen los procedimientos para la determinación de los precios cuando los medios de generación señalados en el Artículo 1° precedente, se conecten directamente a las instalaciones indicadas en el inciso precedente, así como también los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estos medios de generación por el Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC".

Artículo 3°

Las disposiciones del presente reglamento, así como lo dispuesto en las normas técnicas respectivas que a su efecto dicte la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", en el ámbito de su competencia, serán también aplicables a las empresas concesionarias de distribución, o a empresas propietarias de líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Dichas normas tendrán por objetivo establecer los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento.

Artículo 4°

Los PMG y los PMGD estarán sujetos a la coordinación del CDEC de acuerdo a lo establecido en el artículo 137° de la ley y podrán integrar el mismo, según lo dispuesto en el artículo 18 del decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento que establece estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, y sus posteriores modificaciones.

Sin perjuicio de lo señalado en el inciso precedente, las normas técnicas respectivas establecerán las disposiciones de carácter técnico que aplicarán a los PMGD. La coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la empresa distribuidora, en tanto que el CDEC respectivo deberá coordinar con el propietario de la subestación de distribución primaria el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas señaladas en la normativa correspondiente. Lo anterior no obsta a la facultad de los CDEC de requerir toda la información necesaria en los términos establecidos en la normativa vigente, con el objeto de cumplir la adecuada coordinación del sistema eléctrico según lo establecido en el artículo 137° de la ley.

Artículo 5°

Los CDEC, los propietarios de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico, los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, o bien las empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán entregar toda la información que la Comisión requiera, en la forma y oportunidad que ésta disponga, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento y a las normas técnicas referidas en el Artículo 3°.

CAPITULO SEGUNDO

Artículo 6

DEFINICIONES

Artículo 6°

Para efectos de la aplicación del presente reglamento, se establecen las siguientes definiciones:

- a. Medio de generación: conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario que se conectan al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión.
- b. Unidad de generación: equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, sin elementos en común con otros equipos generadores. Se entenderá que existen elementos en común cuando una falla de algún elemento de una unidad generadora implica la salida de servicio de otra unidad.

- c. Empresa distribuidora: Concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- d. Punto de conexión: punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica en la que se conecta uno o más medios de generación a un sistema interconectado. La norma técnica respectiva a cada nivel de tensión fijará los criterios para definir este punto.
- e. Punto de repercusión: punto de la red eléctrica de la empresa distribuidora más cercano a un PMGD, en el que está conectado un cliente o existe un proyecto de conexión de un cliente. Es el punto de referencia para evaluar las repercusiones sobre la red, producidas por la operación de un PMGD.
- f. Costos de conexión: sumatoria de los costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD.
- g. Costos adicionales en las zonas adyacentes a un PMGD: Costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD, necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en dicha red.
- h. Excedente de potencia: cualquier potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una empresa distribuidora, medida en su punto de conexión. Los excedentes de potencia no consideran los consumos propios de la instalación.
- i. Medio de generación con autodespacho: medio de generación cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC.
- j. Medio de generación sincronizado al sistema eléctrico: medio de generación que en su punto de conexión, disponiendo de energía primaria, realiza inyecciones de energía eléctrica al sistema en forma permanente, cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- k. Norma técnica de conexión y operación: norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media y baja tensión, en adelante la "NTCO".
- l. Contrato de conexión y operación: contrato suscrito entre el propietario de un PMGD y la empresa distribuidora propietaria de las instalaciones del punto de conexión de dicho PMGD.
- m. Solicitud de conexión a la red: solicitud presentada por el interesado en conectarse o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, a la empresa distribuidora, en adelante "SCR".
- n. Informe de criterios de conexión: informe emitido por la empresa distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de uno ya existente, conforme a lo dispuesto en el presente reglamento, en adelante "ICC".

TITULO II

DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION DISTRIBUIDOS O

Artículos 7 a 46

"PMGD"

CAPITULO PRIMERO

Artículos 7 a 14

ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 7º

Las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD, cuando éstos se conecten a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros.

Sin perjuicio de lo anterior, para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, se deberán ejecutar los estudios necesarios que permitan realizar una conexión segura de los PMGD a las instalaciones de las empresas distribuidoras, de acuerdo a lo indicado en el artículo 16º del presente reglamento y en la NTCO. Los estudios deberán ser ejecutados por las empresas distribuidoras, a menos que el interesado opte por realizarlos por cuenta propia, en cuyo caso los estudios deberán contar con la aprobación de la empresa

distribuidora.

Los estudios serán de costo del interesado y deberán contener todos los antecedentes y respaldos, necesarios y suficientes, para su completa revisión y reproducción en tiempo y forma, de acuerdo a lo señalado en la NTCO. A su vez, las empresas distribuidoras deberán dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 106 del decreto supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija el reglamento de la [Ley General de Servicios Eléctricos](#).

Artículo 8°

Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD.

Para el cálculo de estos costos a nivel de distribución se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros y costos en el resto de la red de distribución producto de la operación de los PMGD, conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo Tercero del presente título.

El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

Artículo 9°

Las empresas distribuidoras deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño, evaluación de la conexión y operación de un PMGD, que les sea solicitada por empresas y particulares interesados para efectos del desarrollo de ese tipo de proyectos de generación, en los plazos y términos que establece el presente reglamento y la normativa vigente. Esta información incluirá los antecedentes técnicos de otros PMGD que hayan manifestado su intención de conectarse a las instalaciones de la empresa distribuidora durante los últimos veinticuatro meses, que ya se encuentren operando en su red, o que estando conectados a la red hayan manifestado su intención de modificar las condiciones previamente establecidas para su conexión y operación, de acuerdo al artículo 15° de este reglamento. Asimismo, las empresas distribuidoras deberán entregar la información referida a los estándares de diseño y construcción de sus instalaciones, necesarios para un adecuado diseño de la conexión y que deben ser utilizados para valorar las eventuales obras adicionales en la red. Del mismo modo, los interesados deberán entregar toda la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa distribuidora.

Artículo 9°

bis: Los propietarios de los PMGD deberán desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos conforme a la información suministrada por la empresa distribuidora y las normas vigentes.

Artículo 10°

Un PMGD conectado a las instalaciones de una empresa distribuidora, mediante una línea propia o de un tercero", antecedida de una coma, adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el presente reglamento y la normativa aplicable.

Artículo 11°

Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o la que se haya pactado en los contratos de suministro suscritos por empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, según corresponda, en la medida que la operación del PMGD se mantenga dentro de los límites establecidos en la NTCO respectiva.

Artículo 12°

El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de éste con las instalaciones de la empresa distribuidora. Dichos empalmes comprenden el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión.

Artículo 13°

Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD serán establecidos en la NTCO. Entre otras materias, dicha norma establecerá al menos lo siguiente:

- a. Los requisitos mínimos para los dispositivos de protección, sincronización y medida que serán exigibles al propietario del PMGD para solicitar y ejecutar una conexión a instalaciones de la empresa distribuidora.
- b. La forma en que deberán operar los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- c. Los procedimientos específicos a los que deberán sujetarse los propietarios de los PMGD y las empresas distribuidoras para autorizar la conexión de los medios de generación a su red y para autorizar las modificaciones a sus condiciones de operación.
- d. Los procedimientos que deberán seguir el propietario de un PMGD y la empresa distribuidora para la puesta en servicio de dicho PMGD.
- e. Los protocolos de pruebas a los que se deberán someter los PMGD, a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red.
- f. Los procedimientos y metodologías para establecer el impacto de los PMGD en la red de la empresa distribuidora.
- g. Los estudios que se deberán realizar para elaborar el ICC.
- h. El criterio para determinar la zona adyacente al punto de conexión de un PMGD.

Artículo 14°

Las empresas distribuidoras no podrán imponer a los propietarios de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la Ley y en las normas técnicas a que se refiere el Artículo 3° del presente reglamento.

CAPITULO SEGUNDO

Artículos 15 a 28

DE LOS PROCEDIMIENTOS Y CONDICIONES PARA LA CONEXION,
MANTENIMIENTO E INTERVENCION DE LAS INSTALACIONES DE UN
PMGD

Artículo 15°

Los interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, deberán comunicar su intención a la respectiva empresa distribuidora, con copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la "Superintendencia", adjuntando, según corresponda, los siguientes antecedentes:

- a. Características principales del PMGD, incluyendo su vida útil y punto de conexión.
- b. Características principales de la modificación en la conexión y/u operación del PMGD.
- c. Identificación del interesado, con indicación de su domicilio o correo electrónico.
- d. Solicitud de información de las instalaciones de la empresa distribuidora, relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD.
- e. Solicitud de información de las instalaciones de la empresa distribuidora, relevantes para el diseño de la modificación en la conexión y/u operación de un PMGD existente.

La NTCO establecerá las características específicas respecto de la información que deba comunicar el interesado, así como también los formatos de información y los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa distribuidora.

Adicionalmente, la empresa distribuidora deberá informar la comunicación antes señalada, dentro de los cinco días siguientes a su recepción, a todos los interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, ubicados en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD, que hubieren efectuado esa misma comunicación durante los últimos veinticuatro meses, o con anterioridad a dicho plazo pero cuyos ICC se encuentren vigentes, debiendo incluir las características principales del PMGD o de su modificación, conforme a lo establecido en las letras a) y b) del presente artículo. Para estos efectos, los interesados deberán autorizar a la empresa distribuidora para que ella comunique a terceros, en cumplimiento de las disposiciones del presente reglamento, la información antes señalada

Artículo 16°

La empresa distribuidora deberá responder las solicitudes de información indicadas en el artículo precedente, con copia a la Superintendencia, en un plazo máximo de quince días contados desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD, o según corresponda, para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación, de acuerdo a lo indicado en

el artículo 9º del presente reglamento.

Adicionalmente, la empresa distribuidora deberá adjuntar a su respuesta lo siguiente:

- a. Copia del borrador de contrato de conexión y operación, en caso que se trate de la conexión de un PMGD, o del borrador de la modificación de contrato de conexión y operación, en caso que se trate de una modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD.
- b. Una nómina de los interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, así como de los PMGD que ya se encuentren operando en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD, incluyendo sus puntos de conexión y características principales.
- c. Un listado de los estudios técnicos que se deberán realizar para elaborar el ICC conforme a lo establecido en la norma técnica correspondiente. El listado antes indicado, deberá incluir el costo detallado de cada uno de los estudios técnicos, el tiempo de ejecución de éstos y la modalidad de pago de los mismos por el interesado, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 7º y 34º bis del presente reglamento.

La NTCO establecerá los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa distribuidora, incluyendo el detalle y origen de las provisiones de inyección y retiro desde las instalaciones afectadas.

Artículo 16º

bis: Antes de la conexión a las instalaciones de una empresa distribuidora o de la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD, el interesado deberá presentar ante la empresa distribuidora respectiva una SCR y un cronograma de la ejecución del proyecto, ambos de acuerdo a lo especificado en la NTCO, y señalar, si lo estimase pertinente, una propuesta de etapas para la realización de los estudios. Copias de la SCR y del cronograma de la ejecución del proyecto deberán ser enviadas por la empresa distribuidora a la Superintendencia y al CDEC que corresponda, dentro de los tres días siguientes a su presentación ante ésta.

Las SCR asociadas a un mismo alimentador de distribución, deberán ser resueltas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas.

En un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de la SCR por parte de la empresa distribuidora, ésta deberá comunicar la presentación de dicha solicitud a todos los interesados en conectar un PMGD, y a aquellos interesados en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente, ubicados en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD, que hayan presentado la comunicación que trata el artículo 15º en los últimos veinticuatro meses, o con anterioridad a dicho plazo pero cuyos ICC se encuentren vigentes.

Artículo 16º

ter: Dentro del mismo plazo señalado en el inciso final del artículo precedente, la empresa distribuidora podrá pedir, por única vez, al interesado en conectar o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, que complemente su SCR, de acuerdo a lo señalado en el artículo 16º bis, debiendo éste responder en un plazo no superior a quince días contado desde la recepción de dicha solicitud. En caso que el interesado no responda a la solicitud de complementación dentro del plazo antes señalado, deberá presentar una nueva SCR.

Las empresas distribuidoras no podrán solicitar, a los interesados en conectar o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, antecedentes adicionales a los establecidos en el presente reglamento y demás normativa vigente aplicable.

Artículo 16º

quáter: Dentro de los veinte días siguientes a la presentación de la SCR, a la presentación de la información complementaria o a lo resuelto por la Superintendencia de acuerdo a lo establecido en el literal j) del artículo 70º del presente reglamento, la empresa distribuidora deberá informar al interesado si el PMGD cuya conexión se está solicitando o cuyas condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación se desee modificar, cumple con lo establecido en los artículos 34º bis y 34º ter del presente reglamento, e indicar los estudios técnicos a realizarse, las etapas de los mismos, los plazos y el costo de ellos, si correspondiere, de acuerdo a lo

establecido en el presente reglamento.

Artículo 16º

quinques: En el evento que los PMGD cumplan con lo establecido en los artículos 34º bis y 34º ter del presente reglamento, se entenderá que éstos producen un impacto no significativo en la red de la empresa distribuidora y, por lo tanto, no requieren de obras adicionales a efectos de su conexión o modificación de sus condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación, ni de la realización de los estudios técnicos a los que se refiere el literal c) del inciso segundo del artículo 16º del presente reglamento.

La empresa distribuidora dentro del mismo plazo señalado en el artículo precedente deberá emitir el ICC, y enviarlo al interesado en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación de un PMGD, con copia del mismo a la Superintendencia.

Artículo 16º

sexies: En el evento que los PMGD no cumplan con lo establecido en los artículos 34º bis y 34º ter del presente reglamento, se entenderá que éstos producen un impacto significativo en la red de la empresa distribuidora y, por lo tanto, requerirán de la realización de los estudios técnicos a los que se refiere el literal c) del inciso segundo del artículo 16º del presente reglamento, para determinar la necesidad de ejecutar obras adicionales y los costos de conexión si estos fueren procedentes, a efectos de su conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación.

La empresa distribuidora dentro de un plazo máximo de cuatro meses contado desde la fecha de presentación de la SCR, deberá emitir el ICC, el que deberá contener un informe de costos de conexión de acuerdo a lo señalado en el artículo 32º del presente reglamento, si correspondiere, y que deberá ser enviado al interesado en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación de un PMGD, con copia del mismo a la Superintendencia. Sin perjuicio de lo anterior, el plazo antes señalado se suspenderá por el lapso de tiempo que medie entre la recepción de la solicitud de complementación a que se refiere el artículo 16º ter del presente reglamento y la presentación de la información complementaria realizada por el interesado. Asimismo, el mencionado plazo se suspenderá por el lapso que medie entre la presentación de un reclamo en virtud del literal j) del artículo 70º del presente reglamento y la notificación de la resolución del mismo por parte de la Superintendencia.

Artículo 17º

Los estudios técnicos dependerán del impacto que la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación del PMGD, pueda causar en la red de la empresa distribuidora y se realizarán considerando las características del PMGD y del punto de conexión.

Los estudios técnicos señalados podrán realizarse en una o más etapas, según lo acuerden las partes, y se realizarán una vez que el interesado hubiese manifestado su conformidad con la realización de los mismos, con sus etapas, plazos y con el costo de éstos. Dicha conformidad deberá manifestarse dentro del plazo de cinco días contado desde la entrega de la información por parte de la empresa distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el artículo 16º quáter. Dentro del mismo plazo antes señalado, el interesado podrá comunicar a la empresa distribuidora su intención de realizar los estudios por cuenta propia, conforme a lo dispuesto en el artículo 7º del presente reglamento.

Al concluir cada etapa, la empresa distribuidora comunicará al interesado los resultados de los estudios, las eventuales obras adicionales a ejecutar y el costo aproximado de éstas.

Dentro de los veinte días siguientes a dicha comunicación, el interesado deberá ratificar o no a la empresa distribuidora su interés de continuar con la realización de los estudios de la etapa siguiente, si correspondiere, o con la ejecución de las obras adicionales.

En caso que el interesado no manifestare su conformidad de acuerdo a lo señalado en los incisos precedentes, deberá presentar una nueva SCR.

En el evento que el interesado opte por realizar los estudios por cuenta propia, deberá acordar con la empresa distribuidora las etapas y plazos para la realización y revisión de los mismos. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa distribuidora sólo podrá realizar observaciones a los estudios por una sola vez.

En todo caso, la totalidad de los plazos señalados en el inciso precedente, acordados por el interesado y la empresa distribuidora, no podrá ser superior al plazo establecido para la emisión del ICC.

Artículo 18°

En cualquier caso, la circunstancia de haberse emitido el ICC deberá ser informada por la empresa distribuidora a todos los interesados que hayan comunicado su intención de conexión y de modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación de un PMGD, ubicados en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD, durante los últimos veinticuatro meses, o con anterioridad a dicho plazo pero cuyos ICC se encuentren vigentes, de acuerdo a lo indicado en el inciso tercero del artículo 15° del presente reglamento. Esta comunicación deberá incorporar la información, elementos técnicos y antecedentes actualizados que disponga la empresa distribuidora. Asimismo, la empresa distribuidora deberá enviar esta comunicación a la empresa transmisora propietaria de las instalaciones de transmisión a la cual se referencian las inyecciones del PMGD. Lo anterior deberá realizarse dentro de los diez días siguientes al envío del ICC.

El ICC tendrá una vigencia de nueve meses, contados desde la comunicación enviada al interesado en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación de un PMGD, prorrogable por una sola vez y hasta por dieciocho meses, siempre que el interesado, antes del vencimiento del plazo, presente a la empresa distribuidora un informe que acredite el estado de avance de las obras del proyecto e indique las razones que justifican la solicitud de prórroga. Sin perjuicio de lo anterior, para proyectos cuya fuente de energía primaria sea la solar o la eólica, la vigencia del ICC será prorrogable por una sola vez y hasta por nueve meses, siempre que el interesado, antes del vencimiento del plazo, presente a la empresa distribuidora un informe que acredite el estado de avance de las obras del proyecto e indique las razones que justifican la solicitud de prórroga.

El ICC se entenderá plenamente vigente durante todo el período de tiempo en el que la empresa distribuidora se encuentre ejecutando las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo Tercero del Título II del presente reglamento.

En caso de controversia entre el interesado y la empresa distribuidora, respecto de la prórroga de la vigencia del ICC, cualquiera de las partes podrá recurrir a la Superintendencia.

Artículo 19°

En caso de disconformidad del interesado o propietario de un PMGD respecto del ICC o del informe señalado en el artículo 32° del presente reglamento, éste podrá presentar una solicitud de correcciones a dichos informes, en la cual incluya los antecedentes que fundamentan su disconformidad. Dicha solicitud deberá ser remitida tanto a la empresa distribuidora como a la Superintendencia, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción de los informes emitidos por la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora deberá responder la solicitud de correcciones en un plazo no superior a diez días contado desde la fecha de su recepción. Copia de dicha respuesta deberá ser remitida por la empresa distribuidora a la Superintendencia dentro del plazo de cinco días contado desde su despacho al interesado, propietario u operador del PMGD.

Artículo 20°

Derogado

Artículo 21°

La interconexión de un PMGD a un sistema eléctrico deberá comunicarse conforme a lo dispuesto en el artículo 13 del decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y sus modificaciones posteriores. Asimismo, la puesta en servicio de un PMGD deberá comunicarse a la Superintendencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 123° de la ley.

Junto con lo anterior y previo a la entrada en operación de un PMGD, su propietario deberá informar a la Superintendencia el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTCO, de acuerdo a los procedimientos establecidos en ésta. Asimismo, para dicha época, el propietario del PMGD y la empresa distribuidora deberán haber suscrito el contrato de conexión y operación respectivo.

La desconexión, retiro, modificación o cese de operaciones de un PMGD de un sistema eléctrico deberá ser comunicada conforme lo dispuesto en el artículo 13 precitado."

24.- Reemplázase el inciso tercero y final del artículo 22º, por el siguiente:

"Sin perjuicio de lo anterior, las maniobras de conexión del PMGD a la red sólo podrán ser efectuadas o supervisadas por la empresa distribuidora, dentro del plazo acordado con el propietario del PMGD respectivo.

Artículo 22º

Los empalmes necesarios para la conexión a las instalaciones de la empresa distribuidora de un PMGD serán de propiedad de éste, quien deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y mantención.

Dichos empalmes deberán ser construidos en conformidad con la NTCO, y su construcción podrá ser llevada a cabo indistintamente por la empresa distribuidora o por el propietario del PMGD respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, las maniobras de conexión del PMGD a la red sólo podrán ser efectuadas o supervisadas por la empresa distribuidora, dentro del plazo acordado con el propietario del PMGD respectivo.

Artículo 23º

Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento.

Las instalaciones y equipamientos mínimos que deberá disponer el propietario u operador de un PMGD para una adecuada coordinación de la empresa distribuidora serán especificados en la NTCO.

Artículo 24º

Antes del 15 de diciembre de cada año, el propietario u operador de un PMGD deberá informar a la empresa distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario. Asimismo, deberá informar la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permiten su conexión a la red de distribución, en conformidad con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.

Artículo 25º

Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un PMGD de la red, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del PMGD, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indiquen las normas técnicas dictadas en conformidad al Artículo 3º del presente reglamento. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del CDEC respectivo, en adelante, "DO".

El propietario u operador de un PMGD deberá realizar el control de tensión y maniobras de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva en forma coordinada con la empresa distribuidora.

Artículo 26º

Las empresas de distribución deberán implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y en la NTCO. Los procedimientos y metodologías aquí señalados serán de público acceso.

El propietario u operador de un PMGD deberá en todo momento acatar las instrucciones de la empresa distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la empresa distribuidora, en los procedimientos y metodologías señalados en el inciso anterior.

Artículo 27º

Respecto de las condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, la NTCO establecerá al menos, lo siguiente:

- a. Las condiciones de operación de un PMGD en caso de fallas a nivel sistémico o en la red de distribución a la cual se encuentre conectado.
- b. Las variaciones de tensión máximas en el punto de repercusión asociado al PMGD en caso de conexión o desconexión de éste.
- c. Las magnitudes y variaciones u holguras de tensión permitidas en el punto de repercusión asociado al PMGD.

- d. Los índices de severidad de parpadeo o "flicker" y de contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red, originados por los PMGD.

Artículo 28°

La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la NTCO para el punto de repercusión respectivo.

CAPITULO TERCERO

Artículos 29 a 34

De la determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD

Artículo 29°

La empresa distribuidora deberá determinar si la conexión o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD cumple con los criterios establecidos en los artículos 34° bis y 34° ter del presente reglamento. Si cumple, será aplicable lo dispuesto en el artículo 16° quinquies. En caso contrario, será aplicable lo dispuesto en el artículo 16° sexies del presente reglamento.

Artículo 30°

Los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una empresa distribuidora o modificar sus condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación, se determinarán mediante la sumatoria entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD respectivo.

La empresa distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD y los costos por operación del PMGD correspondiente son mayores a los ahorros asociados a la operación de éste, mediante el informe de costos de conexión señalado en el artículo 32° del presente reglamento. En caso contrario, los costos de conexión indicados en el inciso precedente serán improcedentes y, en caso de haberse verificado el cobro del mismo, obligará a la empresa distribuidora a efectuar su devolución.

Artículo 31°

Derogado.

Artículo 32°

El informe con los costos de conexión deberá contener un estudio del impacto del PMGD en las redes de la empresa distribuidora.

Para la determinación del costo de conexión, la empresa distribuidora deberá calcular el impacto de las inyecciones provenientes del PMGD que solicita la conexión o la modificación de sus condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación. Para ello, la empresa distribuidora deberá estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento de sus instalaciones de distribución, sin considerar la existencia del PMGD que solicita la conexión o la modificación de sus condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación, denominado costo de red sin PMGD. Este análisis se realizará para un período de tiempo igual a la vida útil del PMGD y deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda y las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente conforme los estándares indicados en el artículo 9° del presente reglamento.

Posteriormente, la empresa distribuidora deberá estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento de sus instalaciones de distribución, considerando la existencia del PMGD que solicita la conexión o la modificación de sus condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación, denominado costo de red con PMGD. Este análisis se realizará para un período de tiempo igual a la vida útil del PMGD, deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda, las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente, considerando la conexión y operación del PMGD conforme los estándares indicados en el artículo 9° antes señalado y el perfil de generación del PMGD.

El costo de conexión corresponderá a la suma de los efectos que producen las inyecciones del PMGD en el valor presente de inversión, operación y mantenimiento de la empresa distribuidora.

En dichos análisis la empresa distribuidora deberá considerar la existencia de los PMGD actualmente conectados a su red, así como aquellos que cuenten con un ICC vigente. Para estos efectos, se considerará que la operación de estos PMGD se efectúa respetando los lineamientos y condiciones indicados en el contrato de conexión y operación suscrito entre el

propietario del PMGD y la empresa distribuidora.

En los referidos análisis, la valorización de las inversiones deberá basarse en los valores de componentes, costos de montaje asociados y recargos, establecidos en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución, fijado por la Superintendencia o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, las partes deberán acordar el valor de dicho componente, homologándolo a otro componente de similares características establecido en el VNR, correspondiendo a la Superintendencia dirimir ante la falta de acuerdo entre las partes, a petición de una de ellas.

Para los efectos de estos cálculos, la empresa distribuidora deberá regirse tanto por los supuestos y metodologías utilizadas para el cálculo de la demanda de planificación con motivo de la fijación de precios de nudo de corto plazo vigente, como por el consumo registrado por los clientes conectados a dicho alimentador durante, a lo menos, los últimos cinco años. La empresa distribuidora deberá explicitar en el informe la metodología utilizada para estimar la demanda de energía y los antecedentes que sustentan el cálculo realizado, incluyendo el consumo histórico registrado en el alimentador donde se conectará el PMGD.

Para efectos del cálculo del valor presente indicado en el inciso segundo de este artículo, deberá ocuparse la tasa de descuento indicada en el artículo 182º de la ley.

En los cálculos indicados en los incisos anteriores, la empresa distribuidora deberá considerar en todo momento los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio en su red.

Con todo, el informe de que trata el presente artículo sólo deberá considerar aquellos costos inherentes a la conexión solicitada.

Artículo 33º

Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión.

La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión, indicando el detalle de estos costos y el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los plazos de ejecución de estas obras adicionales serán acordados entre las partes, las que en caso de desacuerdo podrán recurrir ante la Superintendencia. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo al formato que establezca la NTCO.

Artículo 34º

La empresa distribuidora podrá solicitar al propietario del PMGD respectivo aportes financieros reembolsables para cubrir los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD que no sean cubiertos por los costos de conexión señalados en el Artículo 30º del presente reglamento. Dichos aportes podrán efectuarse de acuerdo a las disposiciones previstas en los artículos 126º, 127º, 128º y 129º de la Ley para los aportes financieros reembolsables, destinados al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las empresas distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio.

Artículo 34º bis:

Los criterios para determinar los impactos no significativos en la red de la empresa distribuidora deberán ser calculados por ésta y corresponderán a los siguientes:

- a. Flujo de potencia del alimentador en megawatt comparado con la capacidad de diseño del alimentador;
- b. La relación de cortocircuito-potencia para determinar el impacto sobre la tensión del alimentador;
- c. El aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito de la subestación de distribución primaria y las redes de distribución, y
- d. Cumplimiento de la coordinación de protecciones.

Artículo 34º ter:

Para establecer el impacto de los criterios señalados en el artículo precedente, la empresa distribuidora deberá ajustarse a los procedimientos y metodologías establecidos en la NTCO.

CAPITULO CUARTO

Artículos 35 a 43

DEL REGIMEN DE OPERACION, REMUNERACION
Y PAGOS DE UN PMGD

Artículo 35°

Todo PMGD operará con autodespacho.

Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución [en la cual está conectado]. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador del PMGD podrá acordar con la empresa distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía.

Para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la empresa distribuidora como con el CDEC respectivo, de acuerdo a lo señalado en el presente capítulo.

Artículo 36°

A más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD, que participe de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, deberá enviar un Informe de Operación Mensual, en adelante el "IOM", a la empresa distribuidora y a la DO del CDEC respectivo, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente.

La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, refiriendo los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD.

Artículo 37°

En el evento que durante el mes el propietario u operador advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, el propietario u operador de dicho PMGD deberá informar a la empresa distribuidora y la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.

Una vez finalizado cada mes, la DO o la empresa distribuidora que corresponda, podrán solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Artículo 38°

Los propietarios u operadores de un PMGD deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC. Para tal efecto, deberán solicitar a la DO del CDEC que corresponda, la inclusión en el respectivo balance de inyecciones y retiros, en adelante, "balance de inyecciones y retiros".

Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la reglamentación vigente para dichas transferencias. Para efectos del balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá referir las inyecciones de energía y potencia de un PMGD a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. La norma técnica respectiva establecerá las metodologías y consideraciones que deberán utilizar las empresas distribuidoras y el CDEC para referir las inyecciones aquí señaladas.

La subestación de distribución primaria asociada a un PMGD, a la que se refiere el inciso precedente, es aquella que determine la normativa vigente.

Para la determinación del balance de inyecciones y retiros señalado, el propietario u operador del PMGD incluido en dicho balance estará obligado a informar a la empresa distribuidora y al CDEC, en la forma y oportunidad que disponga la normativa vigente, su inyección horaria en el punto de conexión.

Artículo citado en: [una disposición normativa](#)

Artículo 39°

El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Artículo 40°

El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda de acuerdo a lo indicado en el inciso cuarto del artículo 38° del presente reglamento.

Artículo 41°

En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD, determinado semestralmente por la Comisión en el decreto de precio de nudo de corto plazo.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMGD, en cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de potencia, corresponderán al precio de nudo de la potencia aplicable a las inyecciones de potencia.

Del mismo modo, los retiros o compromisos que estén asociados al PMGD deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros.

La diferencia entre la valorización de las inyecciones del PMGD a precio estabilizado, y el costo marginal horario correspondiente, será asignado por el CDEC respectivo a prorrata de los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectúen retiros.

Las empresas distribuidoras y los PMGD incluidos en los balances de inyecciones y retiros deberán enviar toda la información que el CDEC solicite para efectos de determinar los balances de inyecciones y retiros de potencia y energía, en la forma y oportunidad que éste disponga.

Artículo 42°

El CDEC respectivo efectuará las liquidaciones que corresponda aplicar entre las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMGD y las inyecciones indicadas en el Artículo 38° del presente reglamento, de acuerdo al inciso cuarto del artículo anterior.

Artículo 43°

Los propietarios u operadores de los PMGD que participen en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren coordinadas por un CDEC, deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMGD y que sean clasificados como MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Título IV del presente reglamento.

El uso que la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por un PMGD hace de las instalaciones de las empresas de distribución no da lugar al pago de peajes.

Los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 115 de la Ley.

CAPITULO QUINTO

Artículos 44 a 46

MEDICION Y FACTURACION DE UN PMGD

Artículo 44°

La emisión de las facturas por parte de un PMGD y el correspondiente pago de las mismas por parte de las empresas, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos que se encuentren vigentes en cada CDEC.

Artículo 45°

Los propietarios de PMGD deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema, de acuerdo a lo exigido en la normativa vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, los retiros que el PMGD efectúe con objeto de satisfacer sus servicios auxiliares podrán ser valorizados de la misma forma que un compromiso comercial del PMGD en el balance de inyecciones y retiros a costo marginal, o bien abastecidos por su suministrador según el régimen de precios que le corresponda, para lo cual las lecturas de energía y potencia, inyectadas y retiradas del sistema, deberán guardar consistencia a fin de evitar una doble contabilización de dichos retiros.

El propietario u operador de un PMGD podrá efectuar por sí mismo, o contratar con la empresa distribuidora el servicio de medición y contabilización de la energía inyectada o retirada del sistema.

Artículo 46°

Sin perjuicio de la información señalada en el presente reglamento a entregar a los CDEC, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios u operadores de los PMGD deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.

TITULO III

DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN O "PMG"

Artículos 47 a 59

CAPITULO PRIMERO

Artículos 47 y 48

ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 47°

De acuerdo a lo señalado en el Artículo 1° del presente reglamento, los PMG están conectados a un sistema eléctrico, a través de instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional. Los PMG tienen por tanto el carácter de entidades sujetas a la coordinación del CDEC respectivo, debiendo ceñirse para tal efecto a las normas y procedimientos que rigen el funcionamiento de dicho organismo coordinador.

Artículo 48°

La interconexión de un PMG a un sistema eléctrico deberá comunicarse conforme a lo dispuesto en el artículo 13 del decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y sus modificaciones posteriores. El CDEC podrá solicitar la información que estime pertinente respecto de las instalaciones del PMG, de acuerdo a los procedimientos y exigencias generales aplicables a las instalaciones de generación y transmisión del respectivo sistema. Asimismo, la puesta en servicio de un PMG deberá comunicarse a la Superintendencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 123° de la ley.

La desconexión, retiro, modificación o cese de operaciones de un PMG de un sistema eléctrico deberá ser comunicada conforme lo dispuesto en el artículo 13 precitado.

CAPITULO SEGUNDO

Artículos 49 a 56

DEL REGIMEN DE OPERACION, REMUNERACION Y PAGOS DE UN PMG

Artículo 49°

Todo PMG deberá coordinar su operación con el CDEC respectivo, de acuerdo a las normas y procedimientos que rigen el funcionamiento de dicho organismo coordinador así como las demás condiciones establecidas en el presente título.

Los propietarios u operadores de un PMG que sea clasificado como medio de generación renovable no convencional o cogeneración eficiente, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 225°, literales aa) y ac) de la ley, podrán optar operar con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMG que esté en dicha condición, será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema. Se considerará que los PMG que opten operar con autodespacho no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador de cualquier PMG podrá solicitar a la DO del CDEC correspondiente, de manera fundada, una operación con autodespacho. La DO deberá responder dicha solicitud en un plazo no superior a 30 días de su recepción. De ser aceptada dicha condición de operación, ésta se mantendrá por al menos 12 meses.

El operador o propietario de un PMG con autodespacho deberá enviar a más tardar el día 25 de cada mes, un IOM a la DO, indicando su disponibilidad de excedentes esperados para el

siguiente mes.

La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, considerando los aportes del PMG en la barra informada por el propietario u operador como punto de conexión al sistema.

Artículo 50°

En el evento que durante el mes el propietario u operador de un PMG con autodespacho advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, el propietario u operador de dicho PMG deberá informar a la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.

Una vez finalizado cada mes, la DO que corresponda, podrá solicitar al propietario u operador del PMG un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Artículo 51°

Los propietarios u operadores de un PMG tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, a través del respectivo balance de inyecciones y retiros, conforme a los procedimientos generales vigentes para tal efecto, incluyendo las disposiciones establecidas en el presente capítulo.

Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la reglamentación vigente para dichas transferencias.

Artículo 52°

El propietario de un PMG podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMG. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Artículo 53°

El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMG que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en el punto de conexión del PMG al sistema.

Artículo 54°

En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMG que haya optado por dicho régimen, corresponderán al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de inyección del PMG, determinado semestralmente por la Comisión en el decreto de precio de nudo de corto plazo.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMG, en cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de potencia corresponderán al precio de nudo de la potencia aplicable a las inyecciones de potencia.

Del mismo modo, los retiros o compromisos que estén asociados al PMG deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros.

La diferencia entre la valorización de las inyecciones del PMG a precio estabilizado, y el costo marginal horario correspondiente, será asignado por el CDEC respectivo a prorrata de los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectúen retiros.

Artículo 55°

El CDEC respectivo deberá utilizar los procedimientos vigentes tal que permitan efectuar las liquidaciones que corresponda aplicar entre las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMG.

Artículo 56°

Los propietarios de los PMG deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMG y que sean clasificados como MGNC estarán exceptuados del pago

total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Artículo 79 de la Ley y en el Título IV del presente reglamento.

CAPITULO TERCERO

Artículos 57 a 59

MEDICION Y FACTURACION DE UN PMG

Artículo 57°

La emisión de las facturas por parte de un PMG y el correspondiente pago de las mismas por parte de las empresas, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos que se encuentren vigentes en cada CDEC.

Artículo 58°

Los propietarios de PMG deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema, de acuerdo a lo exigido en la normativa vigente.

Artículo 59°

Sin perjuicio de la información señalada en el presente reglamento a entregar a los CDEC, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios de los PMG deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.

TITULO IV

De la exención a los medios de generación no convencionales del pago por uso de los sistemas de transmisión troncal

Artículos 60 a 69

CAPITULO PRIMERO

Artículos 60 a 64

CLASIFICACION DE MGNC SEGUN FUENTE.- Derogado

Artículo 60°

Derogado.

Artículo 61°

Derogado.

Artículo 62°

Derogado.

Artículo 63°

Derogado.

Artículo 64°

Derogado.

CAPITULO SEGUNDO

Artículos 65 a 69

Artículo 65°

Los propietarios de los MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de las instalaciones de transmisión troncal del respectivo sistema. Esta excepción de pago de los MGNC se refiere sólo a los peajes, por lo que los MGNC deberán ser considerados, en igual condición que las restantes empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal, en las reliquidaciones y ajustes de ingresos tarifarios del sistema de transmisión troncal a que se refiere el inciso final del artículo 101° de la ley.

Artículo 66°

Para efecto de la determinación de la exención señalada en el artículo precedente, los excedentes de potencia suministrados al sistema serán determinados por la Dirección de Peajes, en adelante la "DP", del CDEC respectivo, en el correspondiente punto de conexión del MGNC.

Artículo 67°

La DP respectiva podrá solicitar al propietario del MGNC una verificación de los excedentes de potencia suministrable al sistema por el MGNC, de acuerdo a los procedimientos que ésta establezca.

Artículo 68°

El peaje por el uso que las inyecciones de los MGNC hacen del sistema de transmisión troncal, considerando la exención a que se refiere el Artículo 65° del presente reglamento, se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a. Se determinará el peaje del MGNCi (PNC1i), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:
NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 7
donde:
 - Pbasei es el peaje que le correspondería pagar al MGNCi , conforme a las normas generales de peajes, expresado en unidades monetarias.
 - FPi es el factor proporcional asociado al MGNCi para el cálculo de la exención, expresado en unidades adimensionales y calculado como:
Si EPNCi es inferior a 9.000 kilowatts, entonces $FPI = 0$, y Si EPNCi es mayor o igual a 9.000 kilowatts, Entonces
NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 7
donde EPNCi es el excedente de potencia suministrada al sistema por el MGNCi , expresado en kilowatts.
- b. Se determinará el pago adicional de peaje del MGNCi (PNC2i), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:
Si CEP es inferior o igual a $0,05 \cdot CIT$, entonces:
 $PNC2i = 0$
Si CEP es mayor a $0,05 \cdot CIT$, entonces:
NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 7
donde:
CEP es la capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en kilowatts.
CIT es la capacidad instalada total del sistema eléctrico, expresada en kilowatts.
El parámetro CEP se obtiene de la relación :
NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 8
- c. Finalmente, el pago total de peaje de transmisión troncal del MGNCi (PNCtoti) corresponderá a la suma de las componentes determinadas en los literales a) y b) del presente artículo, esto es:
NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 8

Artículo 69°

El monto correspondiente a la suma de la exención de peajes de todos los MGNC será pagado por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema a prorrata de dichas inyecciones, las cuales corresponderán a inyecciones promedio de energía según despacho proyectado en el período para el que se realiza el cálculo de peajes.

TITULO V

RECLAMOS Y CONTROVERSIAS

Artículos 70 a 73

Artículo 70°

Sin perjuicio de la facultad para resolver reclamos de la Superintendencia, dispuesto en el artículo 3° N° 17 de la ley N° 18.410, los propietarios u operadores de los medios de generación señalados en la letra a) del artículo 1° del presente reglamento, así como las empresas distribuidoras, podrán presentar a la Superintendencia reclamos por controversias originadas por la aplicación de este reglamento, que se refieran por ejemplo a las siguientes materias:

- a. Informe de Criterios de Conexión;
- b. Conexión, modificación y desconexión de las instalaciones de un medio de generación a las instalaciones de una empresa distribuidora;
- c. Calidad de servicio;
- d. Conflictos por la operación técnica de las instalaciones;

- e. Conflictos relativos a la falta de acuerdo sobre la forma de efectuar las transferencias de energía o potencia, y forma de transportar dicha energía y potencia;
- f. Respecto de procedimientos o metodologías que se establezcan por las empresas distribuidoras para la operación coordinada con el sistema eléctrico, en cumplimiento del presente reglamento;
- g. Respecto de la solicitud de prórroga del ICC;
- h. Respuesta a la solicitud de correcciones dispuesta en el artículo 19° del presente reglamento;
- i. Conflictos relativos a la falta de acuerdo con la información que debe otorgar la empresa distribuidora conforme lo señalado en el artículo 16° del presente reglamento; y
- j. Conflictos relativos al contenido de la solicitud de complementación de la SCR que efectúe la empresa distribuidora al interesado en conectar o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD.

Artículo 71°

El reclamo ante la Superintendencia deberá presentarse por el interesado dentro del plazo de un mes desde que se produzca el desacuerdo señalado en el artículo anterior, mediante informe fundado, y adjuntando los antecedentes que correspondan.

La solicitud podrá presentarse en cualquier oficina de la Superintendencia o mediante correo certificado entregado en la oficina de correos que corresponda hasta el último día del plazo.

Dentro del plazo de quince días contado desde la presentación del reclamo, la Superintendencia podrá declararlo inadmisibile si constata el incumplimiento de alguno de los requisitos señalados en este artículo.

Artículo 72°

La Superintendencia resolverá sobre la materia objeto del reclamo en el plazo de sesenta días contado desde la declaración de admisibilidad.

La Superintendencia podrá solicitar informes a otros organismos para ser considerados en su resolución y además podrá solicitar directamente a los interesados informes sobre la materia objeto de la controversia, de acuerdo al número 17 del [artículo 3°](#) de la [ley N° 18.410](#).

No obstante lo dispuesto en la [ley N° 19.880](#), en el tiempo que medie entre la resolución definitiva de la Superintendencia, ésta podrá ordenar medidas provisionales. La resolución que las establezca será notificada por carta certificada a los interesados.

Artículo 73°

Las controversias que se susciten al interior de un CDEC y que se refieran a empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico que se encuentran en las categorías expresadas en las letras b) y c) del Artículo 1° del presente reglamento, serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley, y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el Artículo 32 del Decreto Supremo N° 181 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2004, con exclusión de las que se refieran a un PMGD que califique igualmente en la categoría de la letra c) del Artículo 1° referido, las que serán resueltas por la Superintendencia en conformidad a los Artículos 70°, 71° y 72° de este reglamento.

TITULO VI

DISPOSICION FINAL

Artículo 74

Artículo 74°

Para efectos de la aplicación del presente reglamento, los plazos se entenderán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario.

En caso que alguno de los plazos venza un día sábado, domingo o festivo, se prorrogará al día hábil siguiente.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículos 1 a 5

Artículo 1°

El presente reglamento entrará en vigencia treinta días después de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 2°

En tanto no se haya dictado la norma específica para PMGD, conectados en baja tensión, las

condiciones técnicas de su conexión se registrarán por lo establecido en la NCh Elec 4-2003 de la Superintendencia, y los criterios generales establecidos en este reglamento.

Artículo 3°

Los CDEC deberán adaptar e implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, en particular para la incorporación en el balance de inyecciones y retiros de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento.

Los procedimientos y metodologías señalados en el inciso previo serán de público acceso y deberán ser informados a la Comisión para su aprobación conforme según lo dispone el DS 327, de 1997, del Ministerio de Minería, en un plazo no mayor a los 90 días corridos, contados desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente reglamento.

Artículo 4°

En tanto no se dicte la NTCO a que se refiere el presente reglamento, las variaciones de tensión señaladas en los literales b) y c) del Artículo 27° del presente reglamento no podrán exceder a $\pm 6\%$.

Artículo 5°

Los propietarios u operadores de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento participarán del financiamiento y composición del CDEC respectivo conforme se establezca en la reglamentación que se dicte de acuerdo a lo dispuesto en la [Ley N° 20.018](#).

Anótese, tómese razón y publíquese.- RICARDO LAGOS ESCOBAR, Presidente de la República.- Carlos Alvarez Voullieme, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atentamente a Ud., Carlos Alvarez Voullieme, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Anexo N°4: Tablas y Evaluación y cálculos asociados

Evaluación de Proyecto Puro

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF
Ingresos																
Ingresos por venta de potencia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por venta de energía		820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820
Ingresos venta abono compost		347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Total Ingresos	0	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167	1.167
Egresos																
Costos Fijos		399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399
Costos variables biogas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos variables no combustibles		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación equipos		404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	0	0	0	0	0
Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Egresos	0	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	399	399	399	399	399
Utilidad Bruta		364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	768	768	768	768	768
Impuestos @ 27%		98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	207	207	207	207	207
Utilidad Neta	0	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	560	560	560	560	560
Depreciación equipos	0	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	0	0	0	0	0
Capital de trabajo	100															100
Terreno	0															
Equipos central de generación	4.039															
Valor residual terreno y equipos																
Préstamo	0															
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-4.139	669	669	669	669	669	669	669	669	669	669	560	560	560	560	660
Flujo de Caja Acumulado		-3.470	-2.800	-2.131	-1.461	-792	-123	547	1.216	1.885	2.555	3.115	3.675	4.236	4.796	5.456
VAN	816,86	UF														
TIR	13,43%															

Figura A4- 1: Evaluación proyecto puro

Evaluación de Proyecto Financiado

FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA 1	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF
INGRESOS																
Ingresos venta potencia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos venta energia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Ingresos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS																
Costos Fijos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos variables carbón		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos variables no combustibles		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación equipos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses		-376	-354	-329	-302	-271	-237	-200	-157	-111	-58	0	0	0	0	0
Total Egresos	0	-376	-354	-329	-302	-271	-237	-200	-157	-111	-58	0	0	0	0	0
Utilidad Bruta		-376	-354	-329	-302	-271	-237	-200	-157	-111	-58	0	0	0	0	0
Impuestos @ 27%		-102	-96	-89	-82	-73	-64	-54	-43	-30	-16	0	0	0	0	0
Utilidad Neta	0	-275	-258	-240	-220	-198	-173	-146	-115	-81	-43	0	0	0	0	0
Depreciación equipos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital de trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terreno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipos central de generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor residual terreno y equipos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamo	3.311															
Amortización capital		-195	-217	-241	-269	-299	-333	-371	-413	-460	-513	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	3.311	-469	-475	-482	-489	-497	-507	-517	-528	-541	-555	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Acumulado		2.842	2.367	1.885	1.396	898	392	-125	-653	-1.194	-1.749					
VAN de la Deuda	422	UF														

Figura A4- 2: Evaluación proyecto financiado

Resumen Valor Presente Ajustado:

VAN AJUSTADO	1.239	F
VAN DEL PROYECTO PURO	817	UF
VAN DE LA DEUDA	422	UF

(*) Consecuencia del ahorro tributario que se produce al poder rebajar los intereses como gasto

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF
Flujo de Caja Proyecto Puro	-4.139	669	669	669	669	669	669	669	669	669	669	560	560	560	560	660
Flujo de Caja Deuda 1	3.311	-469	-475	-482	-489	-497	-507	-517	-528	-541	-555	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Deuda 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja consolidado	-828	200	194	188	180	172	163	153	141	128	114	560	560	560	560	660
TIR Flujo consolidado	24,32%															

Figura A4- 3: Resumen Valor Presente Austado

Evaluación del Préstamo:

EVALUACIÓN DEL PRESTAMO

PRÉSTAMO

Préstamo:	3.311	UF
Años:	10	
T. Interés:	11,36%	

Cuota:	571	UF
--------	-----	----

Año	Cuota	Deuda	Interés	Amort.	Verificación
0		3.371			0
1	571	3.176	376	195	571
2	571	2.959	354	217	571
3	571	2.718	329	241	571
4	571	2.449	302	269	571
5	571	2.150	271	299	571
6	571	1.817	237	333	571
7	571	1.446	200	371	571
8	571	1.033	157	413	571
9	571	513	111	460	571
10	571	0	58	513	571

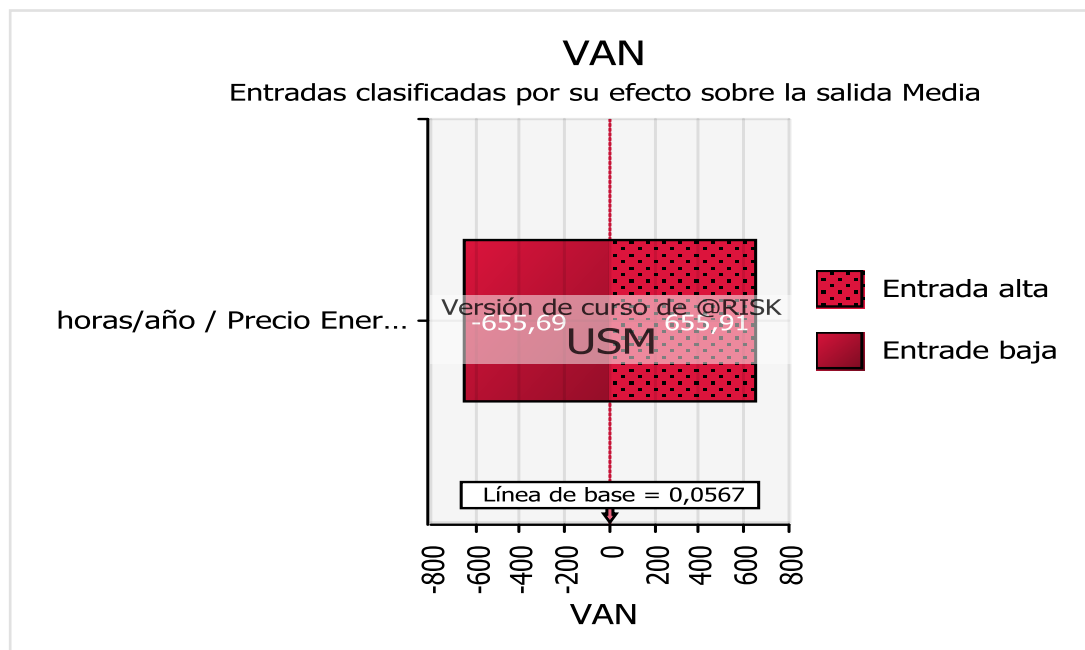
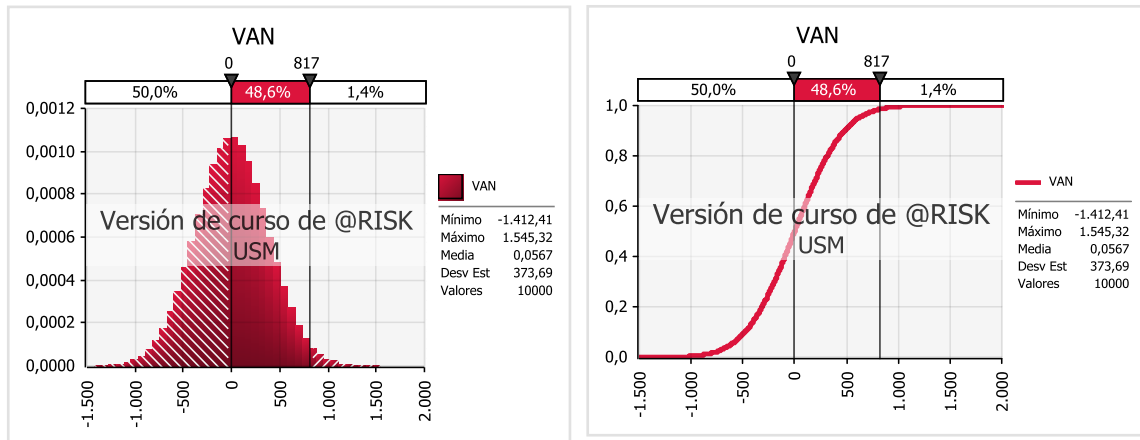
Tabla A6- 4: Evaluación préstamo

Anexo N°5 Análisis de sensibilización con @Risk

Informe @RISK Salida para VAN H3

Ejecutado por: Sebastián Ortiz Medina

Fecha: jueves, 13 de julio de 2017 0:23:33



Informe @RISK Salida para VAN PROMEDIO

H3

Ejecutado por: Sebastián Ortiz Medina

Fecha: jueves, 13 de julio de 2017 0:38:29

