

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA CIVIL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA Y DISEÑO DE UNA PLANTA
GENERADORA DE ELECTRICIDAD A PARTIR DEL BIOGÁS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

ÁLVARO SEBASTIÁN ZÚÑIGA PÉREZ

**PROFESORES GUÍAS:
MARÍA TERESA CORDOVEZ MELERO
HUGO BAESLER CORREA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GERARDO DÍAZ RODENAS
CARLOS AGUILERA GUTIERREZ**

**SANTIAGO DE CHILE
SEPTIEMBRE 2010**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL
POR: ÁLVARO ZÚÑIGA PÉREZ
FECHA: 30/11/10
PROF. GUIA: SRA. MARÍA TERESA CORDOVEZ
SR. HUGO BAESLER CORREA

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA Y DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA DE ELECTRICIDAD A PARTIR DEL BIOGÁS

Debido a la fuerte dependencia de combustibles fósiles por la matriz energética del país, el Estado decidió dar un impulso a su diversificación, promulgando la Ley N°20.257 de Energías Renovables No Convencionales. De esta manera, se obliga a las generadoras, con una capacidad instalada superior a 200 MW, a acreditar que una cantidad de sus retiros sea inyectada por medios de generación renovable no convencional.

Dada la diversidad de medios de generación que establece la ley, el trabajo de título presentado evalúa la prefactibilidad técnico económica de una planta generadora de electricidad a partir de la *Opuntia Ficus Indica* (nopal) e incorpora el diseño conceptual de las principales obras estructurales involucradas, presentándose como una alternativa de energía limpia para las generadoras del grupo Codelco.

El estudio se desarrolla a partir de plantaciones de nopal a plantar ubicadas en la III Región de Atacama, existiendo un potencial de aproximadamente 200 ha, capaces de sustentar una central eléctrica a partir del biogás, cuya potencia instalada es de 1,89 MW, capacidad que condicionará el diseño general de la planta.

La selección de los equipos empleados en el proceso de generación (Digestión Anaeróbica, Sistema de Acondicionamiento del Biogás, Sala de Generación, Subestación y Líneas de Transmisión) e infraestructura necesaria fue llevada a cabo priorizando la posibilidad de expansión (hasta 6,2 MW) y la fácil liquidación del proyecto.

El análisis económico desarrollado incluyó 3 casos principales dependiendo si el proyecto era realizado por Codelco (en cualquiera de sus líneas de negocio que no fuese la generación eléctrica), generadoras del grupo Codelco o por una empresa externa generadora de energía renovable, con 3 escenarios diferentes, permitiendo concluir que el proyecto debería ser desarrollado por la empresa externa generadora a petición de Codelco, obteniéndose para este caso un VPN de US\$ 1.400.000 y una TIR del 25% (para una inversión de US\$ 7.500.000, una tasa de descuento del 10% y un horizonte de evaluación igual a 20 años). Esto se debe principalmente a que, por un lado, existen beneficios que otorga el Estado (Subsidio y Crédito CORFO) a los cuales Codelco no puede postular debido a que no cumple con los requisitos, y por otro lado, a que Codelco no podría contar con los ingresos por la venta de bonos de carbono debido a que la energía renovable que generaría sería por cumplimiento de la ley y no de manera voluntaria.

Adicionalmente, se determinó que el subsidio que actualmente es otorgado a este tipo de proyectos es insuficiente dada la inversión requerida, ante lo cual se hace necesario otorgar mayores garantías que permitan mejorar la rentabilidad, traducándose finalmente en una matriz eléctrica más eficiente y flexible.

A mis Padres, por su cariño y apoyo incondicional
A mi hermano, por ser una motivación a ser siempre el mejor
A los profesores de carrera e integrantes de la comisión por su confianza, paciencia y apoyo

ÍNDICE DE CONTENIDOS.

1. ANTECEDENTES GENERALES.	8
1.1. INTRODUCCIÓN.	8
1.2. DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.	8
1.3. OBJETIVOS.	10
1.3.1. <i>Objetivo General.</i>	10
1.3.2. <i>Objetivos Específicos.</i>	10
1.4. METODOLOGÍA.	10
1.5. ALCANCES.	11
2. INDUSTRIA Y MERCADO.	11
2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL.	11
2.1.1. <i>Sistema Eléctrico.</i>	11
2.1.2. <i>Sistema Interconectado Central (SIC).</i>	13
2.1.3. <i>Desarrollo energético.</i>	14
2.1.4. <i>Ley N°20.257</i>	15
2.1.5. <i>Otros instrumentos de fomento para ERNC.</i>	16
2.2. ERNC Y LA REALIDAD NACIONAL.	18
2.3. ERNC Y LA REALIDAD INTERNACIONAL.	24
2.4. CONCLUSIONES.	26
3. ANÁLISIS TÉCNICO.	27
3.1. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LA BIOMASA.	27
3.2. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA.	29
3.3. DEFINICIÓN DE LA POTENCIA A INSTALAR DE LA PLANTA GENERADORA.	31
3.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN.	32
3.4.1. <i>Abastecimiento, recepción y acondicionamiento de materias primas.</i>	32
3.4.2. <i>Biodigestión.</i>	33
3.4.3. <i>Tratamiento de Biogás.</i>	33
3.4.4. <i>Tratamiento del Digestado.</i>	33
3.4.5. <i>Tratamiento de RILes.</i>	34
3.4.6. <i>Sala eléctrica.</i>	34
3.4.7. <i>Líneas de transmisión y conexión al SIC.</i>	34
3.5. PRODUCCIÓN DE BIOMASA.	34
3.5.1. <i>Caracterización de la Biomasa.</i>	34
3.5.2. <i>Condiciones de suelo y medio ambientales.</i>	35
3.5.3. <i>Manejo del cultivo.</i>	35
3.6. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ANAERÓBICO DE FERMENTACIÓN DE DESECHOS ORGÁNICOS.	36
3.6.1. <i>Principios de la Digestión Anaeróbica.</i>	36
3.6.2. <i>Principales factores que afectan la producción de gas.</i>	40
3.7. DIGESTORES ANAEROBIOS.	46
3.7.1. <i>Clasificación de los digestores.</i>	47
3.7.2. <i>Selección del digestor.</i>	48
3.7.3. <i>Dimensionamiento Preliminar.</i>	50
3.8. SELECCIÓN DE EQUIPOS.	53
3.8.1. <i>Características del biogás.</i>	53
3.8.2. <i>Sala de Maquinas.</i>	56
3.8.3. <i>Sistema de Acondicionamiento del Gas.</i>	58
3.8.4. <i>Sistema de Tratamiento de Digestado y RILes.</i>	59
3.8.5. <i>Sistema de Tratamiento para las emisiones de gases.</i>	60
3.8.6. <i>Subestación Elevadora.</i>	60
3.8.7. <i>Línea de Transmisión.</i>	62
4. ANÁLISIS ECONOMICO.	63
4.1. DESCRIPCIÓN DE LOS ÍTEMS CORRESPONDIENTES AL FLUJO DE CAJA.	63
4.1.1. <i>Ingresos.</i>	63

4.1.2.	Costos.....	65
4.1.3.	Inversión.....	67
4.1.4.	Depreciación de Activos Fijos.....	68
4.1.5.	Capital de Trabajo.....	69
4.1.6.	Valor Residual.....	69
4.1.7.	Horizonte de Evaluación.....	69
4.1.8.	Tasa de Descuento.....	69
4.2.	DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS.....	69
4.2.1.	Caso 1: Proyecto realizado por una empresa externa generadora de energía renovable.....	70
4.2.2.	Caso 2: Proyecto realizado por Codelco - Grupo Generador.....	71
4.2.3.	Caso 3: Proyecto realizado por Codelco.....	71
4.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	71
4.4.	RESULTADOS OBTENIDOS.....	73
5.	CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES.....	79
6.	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.....	82

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.

ILUSTRACIÓN 1: FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA DEL SIC.	13
ILUSTRACIÓN 2: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MÁXIMA DEL SIC.	14
ILUSTRACIÓN 3: PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA.....	15
ILUSTRACIÓN 4: DISTRIBUCIÓN ENERGÉTICA	19
ILUSTRACIÓN 5: DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA SEGÚN REGIÓN Y HORA.	20
ILUSTRACIÓN 6: DISTRIBUCIÓN VOLCÁNICA Y TERMAL DE CHILE.	22
ILUSTRACIÓN 7: PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA A NIVEL MUNDIAL.	25
ILUSTRACIÓN 8: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE PLANTA SEGÚN LAS HECTÁREAS PLANTADAS.....	28
ILUSTRACIÓN 9: EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA Y PRODUCCIÓN ALCANZADA HATEARAS PLANTADAS.	29
ILUSTRACIÓN 10: UBICACIÓN DEL PROYECTO.	29
ILUSTRACIÓN 11: UBICACIÓN PLANTA ELÉCTRICA	30
ILUSTRACIÓN 12: UBICACIÓN PLANTA ELÉCTRICA.	31
ILUSTRACIÓN 13: PROCESOS INVOLUCRADOS EN LA OBTENCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA.	33
ILUSTRACIÓN 14: PROCESOS DE DIGESTIÓN ANAEROBIA.	37
ILUSTRACIÓN 15: REACCIONES ACETOGÉNICAS QUE OCURREN EN LOS SISTEMAS AEROBIOS.	38
ILUSTRACIÓN 16: PRINCIPALES REACCIONES METANOGÉNICAS.....	39
ILUSTRACIÓN 17: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS MICROORGANISMOS QUE PARTICIPAN EN EL PROCESO DE DIGESTIÓN.	40
ILUSTRACIÓN 18: SISTEMA DE AGITACIÓN Y CALEFACCIÓN.	42
ILUSTRACIÓN 19: RELACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO BACTERIANO Y TEMPERATURA.	42
ILUSTRACIÓN 20: CURVA DEL CRECIMIENTO BACTERIANO.....	45
ILUSTRACIÓN 21: CLASIFICACIÓN DE LOS DIGESTORES.	47
ILUSTRACIÓN 22: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MANEJO DE SUSTRATO.	48
ILUSTRACIÓN 23: CARACTERÍSTICAS DEL DIGESTOR.....	49
ILUSTRACIÓN 24: EQUIPO MWM TCG2020V20	57
ILUSTRACIÓN 25: TIPO DE PRENSA TORNILLO.	60
ILUSTRACIÓN 26: PRECIOS PROMEDIOS MENSUALES DE EUAS Y CERs DURANTE EL 2009.	65
ILUSTRACIÓN 27: ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA CASO 1.	70
ILUSTRACIÓN 28: ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA CASO 2.	71
ILUSTRACIÓN 29: ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA CASO 3.	72
ILUSTRACIÓN 30: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL CAPITAL DE TRABAJO.	74
ILUSTRACIÓN 31: RELACIÓN SUBSIDIO Y CRÉDITO PARA UN CAPITAL DE TRABAJO DEL 20% DE LA INVERSIÓN INICIAL.	74
ILUSTRACIÓN 32: RELACIÓN SUBSIDIO Y CRÉDITO PARA UN CAPITAL DE TRABAJO DEL 10% DE LA INVERSIÓN INICIAL.	75
ILUSTRACIÓN 33: RELACIÓN SUBSIDIO Y CRÉDITO PARA UN CAPITAL DE TRABAJO DEL 30% DE LA INVERSIÓN INICIAL.	75
ILUSTRACIÓN 34: COMPORTAMIENTO DEL PROYECTO SEGÚN INVERSIÓN TOTAL CONSIDERADA (SUBSIDIO Y CAPITAL PROPIO).	76
ILUSTRACIÓN 35: COMPORTAMIENTO DEL PROYECTO SEGÚN INVERSIÓN TOTAL CONSIDERADA (SUBSIDIO, CRÉDITO Y CAPITAL PROPIO).	76
ILUSTRACIÓN 36: RELACIÓN DEL VPN DEL PROYECTO PARA UN CRÉDITO PRIVADO.....	77
ILUSTRACIÓN 37: RELACIÓN DEL VPN DEL PROYECTO CON LA FECHA DE ENTREGA AL CLIENTE.....	78

ÍNDICE DE TABLAS.

TABLA 1: CARACTERÍSTICAS DEL BIOGÁS A PARTIR DE DIFERENTES TIPOS DE BIOMASA.	24
TABLA 2: TIPOS DE TECNOLOGÍAS USADAS EN LA MATRIZ DE ENERGÍA.	26
TABLA 3: PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA 2010 - 2024.	26
TABLA 4: COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA APLICADA EN CHILE.....	27
TABLA 5: COORDENADAS PLANTACIÓN EXPERIMENTAL N°3.	29
TABLA 6: CANTIDAD DE ENERGÍA PRODUCIDA PARA DIFERENTES TASAS DE PRODUCCIÓN DE BIOMASA.	31
TABLA 7: DETALLE POTENCIA DE PLANTA	32
TABLA 8: COMPOSICIÓN TEÓRICA DEL BIOGÁS.	41
TABLA 9: COMPORTAMIENTO BACTERIANO SEGÚN TEMPERATURA.....	41
TABLA 10: RANGO DE pH PARA LAS DIFERENTES FASES DE LA FERMENTACIÓN ANAEROBIA.	43
TABLA 11: PRINCIPALES INHIBIDORES DENTRO DE UN DIGESTOR.	46
TABLA 12: COMPOSICIÓN QUÍMICA APROXIMADA DE CLADODIOS DE NOPAL.	46
TABLA 13: VOLUMEN FASE HIDROLISIS (PRIMERA APROXIMACIÓN).....	50

TABLA 14: VOLUMEN FASE METANOGÉNICA (PRIMERA APROXIMACIÓN).	51
TABLA 15: VOLUMEN FASE HIDROGÉNICA (SEGUNDA APROXIMACIÓN).....	51
TABLA 16: VOLUMEN FASE METANOGÉNICA (SEGUNDA APROXIMACIÓN).	52
TABLA 17: DIMENSIONES REACTOR FASE HIDRÓLISIS.	52
TABLA 18: DIMENSIONES REACTOR FASE METANOGÉNICA.....	53
TABLA 19: PODER CALORÍFICO PARA LOS PRINCIPALES COMBUSTIBLES.	54
TABLA 20: CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES QUÍMICOS DEL BIOGÁS.	55
TABLA 21: PODER CALORÍFICO FINAL DE LOS COMPONENTES DEL BIOGÁS.	56
TABLA 22: CARACTERÍSTICAS EQUIPO GENERADOR.....	57
TABLA 23: CARACTERÍSTICAS DE ELEMENTOS PRINCIPALES DE SUBESTACIÓN.....	61
TABLA 24: SUELDOS DEL PERSONAL DE LA PLANTA.	66
TABLA 25: COSTOS VARIABLES DE EQUIPOS CONSIDERADOS.	67
TABLA 26: RESUMEN DE LOS COSTOS VARIABLE DE QUIPOS CONSIDERADOS.	67
TABLA 27: INVERSIÓN EN EQUIPOS Y OOC.	68
TABLA 28: DEPRECIACIÓN ACELERADA DE LOS ACTIVOS FIJOS.	68
TABLA 29: RESULTADOS DE LOS FLUJO DE CAJA POR CASO ANALIZADO.....	73
TABLA 30: RESULTADOS CASO ADICIONAL	73

1. ANTECEDENTES GENERALES.

1.1. Introducción.

La energía eléctrica juega un rol fundamental en el crecimiento del país. La gran actividad minera que se lleva a cabo en el norte, el sector vitivinícola presente en el norte chico, la industria comercial y manufacturera de la zona central y las forestales en el sur del país, entre muchas otras, requieren de este vital elemento para poder dar vida a sus procesos, de modo de entregar sus productos y servicios a la comunidad.

La fuerte dependencia del actual sistema eléctrico nacional por los combustibles fósiles ha hecho que el Estado tome medidas a mediano y largo plazo para flexibilizar la matriz energética.

En abril del 2008, fue aprobada la Ley N°20.257 la cual establece que un determinado porcentaje de la oferta de generación debe provenir de Energías Renovables No Convencionales ERNC, es decir, se les obliga a que un porcentaje de sus retiros de energía para comercializar a clientes, distribuidores y finales, haya sido inyectada por fuentes generadoras de energía renovable limpia, ya sea mediante medios de generación propios o contratados. Esta obligación es de un 5% para el período 2010 - 2014, aumentando progresivamente en un 0,5% anual, hasta llegar a un 10% el año 2024. Se mantiene vigente la obligación en un 10% hasta el año 2030.

Si consideramos proyecciones realizadas por el departamento de Ingeniería Civil Eléctrica de la Universidad de Chile, se espera que al 2024 exista una demanda de aproximadamente 129.000¹ GWh, lo que equivale a aproximadamente 28.000 MW de potencia instalada. Ahora bien, por concepto de la Ley N°20.257 tenemos que aproximadamente 2.800 MW deben provenir de ERNC, mercado que actualmente cuenta con una capacidad instalada de 320 MW, existiendo una brecha no menor que debe ser satisfecha y que, en los años venideros, seguirá aumentando producto del crecimiento de nuestro país.

1.2. Descripción y Justificación del proyecto.

El problema actual surge de la necesidad de las actuales generadoras por contar con los porcentajes de energía limpia requeridas por el Estado. Entre estas generadoras se encuentra Codelco – Suez, empresa que debe cumplir con el 5% de ERNC para el 2010² y sus proyecciones futuras (10% al 2024). La fusión de ambas empresas (formando E-CL) tiene como objetivo principal la búsqueda de energías limpias que permitan a Codelco el cumplimiento de la ley (existiendo un tema de imagen de empresa asociado), junto con asegurar el suministro a las faenas mineras

¹ PROGRAMA DE ESTUDIOS E INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA DEL INSTITUTO DE ASUNTOS PUBLICOS Y NUCLEO MILENIO DE ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y MECANOTRONICA CENTRO DE INNOVACION EN ENERGÍA, 2008. Aporte potencial de en ERNC y eficiencia energética a la matriz eléctrica 2008 – 2025. Santiago, Chile, Universidad de Chile y Universidad Técnica Federico Santa María.

² A contar de los contratos que se suscriban a partir del 31 de agosto 2007, sean retiros nuevos, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

que Codelco posee y que constituyen una de las principales fuentes de ingreso para el Estado. GDF Suez posee una amplia experiencia en la búsqueda de soluciones a los problemas energéticos, respondiendo a las necesidades de sus clientes. Ambas empresas, tras la fusión, quedan con aproximadamente el 50% de la capacidad instalada del SING, y las instalaciones de ERNC con las que cuentan, 5 plantas eólicas y 7 centrales de paso, solo logran abastecer el 1,2% de toda la capacidad actual instalada. De mantenerse dicha situación al 2010, por incumplimiento al porcentaje establecido por la ley, deberán cancelar una multa, cuyo valor es de 0,4 UTM por cada MWh no generado mediante ERNC, que equivaldría aproximadamente a US\$ 30 por MWh. En caso de que dentro de los tres años siguientes la empresa aun no haya regularizado su situación, el cargo aumentaría a 0,6 UTM, es decir, unos US\$ 43 aproximadamente. Aplicando dicho porcentaje de ERNC a su actual oferta de generación de 14.086.264 MWh, la multa ascendería a aproximadamente US\$ 16.052.139 al año (US\$ 23.008.066 al tercer año de incumplimiento), cifra que aumentaría gradualmente conforme al crecimiento progresivo de las cuotas de ERNC que contempla la ley.

Por lo tanto, estamos hablando de una búsqueda de soluciones que permitan abastecer este 5% y que además sea atractivo para los inversionistas. Dentro de las posibilidades de desarrollo de Energías Renovables que la ley permite se encuentran: Energía Eólica, pequeñas Centrales de Paso, Energía Solar, Geotérmica, Mareomotriz y la Energía proveniente de Biomasa³.

Como parte de la propuesta general de investigación de energías renovables no convencionales que el grupo generador de Codelco ha desarrollado, la presente memoria se enmarca en un estudio de prefactibilidad técnico económica de producir ERNC mediante el uso de biomasa. El desarrollo de la memoria estará centrado en dicha energía debido a que presenta una mayor diversificación de sus usos, existiendo la posibilidad (en una primera aproximación) de hacer rentable el proyecto. La biomasa puede ser utilizada en la combustión junto con el carbón en las termoeléctricas (co-firing) logrando la disminución de CO₂ liberado al ambiente, así como su utilización directa en la producción de electricidad.

La propuesta consiste específicamente en la evaluación y diseño de una planta generadora de electricidad a partir de la planta de nopal. Se realizará el diseño, a nivel conceptual, de las obras estructurales de la central. Dicho diseño será realizado en los procesos de obtención de biogás (biodigestor), generación eléctrica y conexión a la red. La evaluación económica a realizar se hará bajo distintos escenarios, de manera de introducir las externalidades positivas que este tipo de proyectos trae a nivel país. De este modo será incluido en los análisis los beneficios por concepto de multa (al no cumplimiento de la Ley N°20.257) y por los bonos de carbono⁴, dada la tendencia de los mercados hacia la llamada Huella del Carbono⁵.

³ **Biomasa:** Toda materia orgánica de origen animal o vegetal que puede ser utilizada para obtención de energía, ya sea mediante combustión o por algún mecanismo de transformación.

⁴ **Bonos de Carbono:** Mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero). El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. Actualmente la transacción se

1.3. Objetivos.

1.3.1. Objetivo General.

Realizar un diseño, a nivel conceptual, de una planta generadora de electricidad a partir de biogás obtenido del procesamiento de biomasa y evaluarlo económicamente.

1.3.2. Objetivos Específicos.

- ✓ Evaluar los procesos relacionados con la obtención de biogás y electricidad y configurarlos de manera de obtener una planta rentable.
- ✓ Estudiar los principales subproductos que se puedan obtener en los diferentes procesos vinculados a la generación de electricidad.
- ✓ Realizar el diseño de la infraestructura de la planta, conforme a los requerimientos de operación de los equipos y normas vigentes (sísmico, medioambiental, etc.).
- ✓ Analizar las vías de certificación que permitan la venta de bonos de carbonos, y de esta manera ser incluidos en la evaluación económica.

1.4. Metodología.

La metodología que se seguirá es la realizada en general para el desarrollo de este tipo de proyectos.

El análisis se iniciará con una contextualización del mercado eléctrico nacional, distinguiendo la legislación actual, organismos reguladores y actores involucrados. Luego, se procederá con el análisis de las Energías Renovables No Convencionales factibles en Chile, terminando finalmente con una descripción de la biomasa y su potencial. La información de todo este capítulo se obtendrá a partir de la Web, bibliotecas e información pública de las instituciones gubernamentales (Comisión Nacional de Energía (CNE), Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), etc.).

Posteriormente, se analizará la localización de la planta, y se entregará una caracterización de la biomasa que se empleará, junto con los procesos necesarios para la obtención de electricidad.

Los aspectos regulatorios (legislaciones y medioambiente) serán analizados a partir de información obtenida de las instituciones gubernamentales pertinentes.

realiza en los mercados de EEUU, Canadá, Dinamarca, entre otros. El precio por el bono oscila entre los 0 – 15 EUR por tonelada de CO₂.

⁵ **Huella del Carbono:** La huella del carbono cuantifica la cantidad de emisiones de CO₂ que son liberados a la atmósfera debido a la comercialización de productos, abarcando todas las actividades de la cadena de comercialización. Así productos sin grandes diferencias en calidad y precios, pueden ser diferenciados por este concepto, provocando en el peor de los casos una disminución de la demanda.

Para el estudio y diseño técnico del proyecto se investigarán proyectos similares, realizados o que estén bajo estudio.

La evaluación económica incluirá los cálculos de indicadores relevantes tales como el VAN, TIR, entre otros. Se realizará la sensibilidad económica respectiva, ocupando aquellas variables que sean relevantes en la evaluación, y su impacto bajo distintos escenarios posibles.

1.5. Alcances.

El proyecto que se desarrollará es un estudio a nivel conceptual, y no un análisis técnico en profundidad, en el cual interviene diferentes disciplinas de la ingeniería. Es por ello que, el desarrollo de la memoria entregará un marco general de los equipos y procesos para la obtención de electricidad ceñida bajo las condiciones que se presentarán, eligiendo la tecnología conveniente para este tipo de proyecto (dada sus características particulares como ubicación geográfica, capacidad, etc.). Adicionalmente, se tomará como dato la obtención de materia prima, partiendo el análisis con el transporte y localización de la planta hasta la conexión con el sistema eléctrico.

Como se ha dicho anteriormente, el diseño que se realizará será desde el punto de vista de la infraestructura necesaria para poder llevar a cabo la generación, quedando fuera del diseño los equipos que se ocuparán para la generación, así como también aquellos necesarios para la conexión a la red eléctrica. Tampoco serán tema de estudio los procesos químicos vinculados a la obtención del gas.

2. INDUSTRIA Y MERCADO.

En las páginas iniciales se han dado a conocer las características y objetivos principales que enmarcan el desarrollo del presente trabajo de título. En esta sección, se dará a conocer la realidad del mercado eléctrico en donde se desenvuelve el proyecto, pretendiendo entregarle al lector las nociones básicas, que servirán de punto de partida, para el desarrollo del tema.

2.1. Descripción general del sector eléctrico nacional.

2.1.1. Sistema Eléctrico.

Tal como se ha mencionado anteriormente, el mercado eléctrico nacional puede ser dividido en tres actividades principales, cada una de las cuales resulta fundamental en el proceso de generar la energía eléctrica y distribuirla a los consumidores finales. Las empresas encargadas de estas actividades son de carácter privado, en donde el Estado solo ejerce un rol regulador, fiscalizador y de planificación indicativa de inversiones. Las actividades que conforman el proceso son:

1. **Generación:** Constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, energía que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Se estima que existen aproximadamente 28 generadoras operando actualmente.
2. **Transmisión:** Corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución. Se estima un total de 5 empresas de transmisión.
3. **Distribución:** Constituido por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribución de electricidad hasta los consumidores finales, localizados en ciertas zonas geográficas explícitamente limitadas. Existen aproximadamente 37 empresas que brindan este servicio.

Al igual como existe en los sistemas a nivel internacional, el mercado eléctrico nacional presenta una concentración entre los diferentes agentes. A modo de ejemplo, al año 2006 solo tres empresas y sus filiales poseían el 89% de la potencia instalada del Sistema Interconectado Central (SIC) (Endesa 51%, Colbún 20% y AES Gener 19%).

Actualmente, Chile se encuentra dividido en 4 sistemas eléctricos, cada uno de los cuales es el resultado de un conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de distribución conectadas entre sí, las cuales permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica. Cada uno de estos sistemas satisface las demandas de las zonas que le han sido asignadas. Los sistemas considerados son:

1. **Sistema Interconectado del Norte Grande, SING:** Corresponde a uno de los dos sistemas mayores que posee la red. Abarca desde Arica hasta la localidad de Coloso. Su generación es principalmente térmica, orientada a la industria minera. Cuenta con el 28% de la capacidad total instalada en el país, pero abastece solo al 5,8% de la población.
2. **Sistema Interconectado Central, SIC:** Es el principal sistema mayor de la red, con un 71% de la capacidad total instalada. Responsable de satisfacer las demandas energéticas desde Taltal hasta Quillón (localidad ubicada en la Isla Grande de Chiloé), sirviendo aproximadamente al 90% de la población nacional.
3. **Sistema Eléctrico de Aysén:** Formado por cinco sistemas medianos (Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén), se ubica en la zona sur del país con una capacidad conjunta de solo el 0,4% de la capacidad total nacional.
4. **Sistema Eléctrico de Magallanes:** Localizada en el extremo sur del país, está constituida por cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, abasteciendo a las ciudades del mismo nombre. Su capacidad conjunta instalada corresponde al 0,6% de la instalada a nivel nacional.

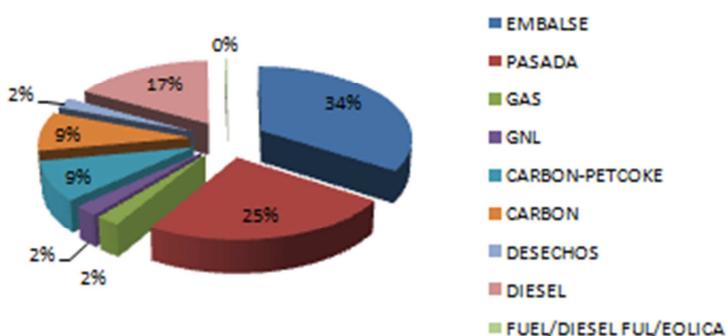
2.1.2. Sistema Interconectado Central (SIC).

Debido a que el proyecto se ubicará en la tercera región de nuestro país, se describirá el sistema eléctrico que compromete dicha zona, el cual corresponde al Sistema Interconectado Central.

El Sistema Interconectado Central está constituido por los sistemas de transmisión y las centrales generadoras que operan interconectadas desde la rada de Paposo por el norte (Segunda Región), hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur (Décima Región). Este sistema es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al territorio nacional, cuenta con una potencia instalada (al 31 de diciembre de 2008) que alcanza los 9.910,7 MW, y una cobertura de abastecimiento que cercana al 92,3% de la población.

El SIC es un sistema hidrotérmico en el cual el 52,7% de su capacidad instalada está compuesta por centrales hidráulicas de embalse y pasada. El SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

Ilustración 1: Fuentes de Energía Primaria del SIC.



Fuente: Elaboración Propia.

El parque generador está constituido en un 56,5% por centrales hidráulicas y en un 43,5% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

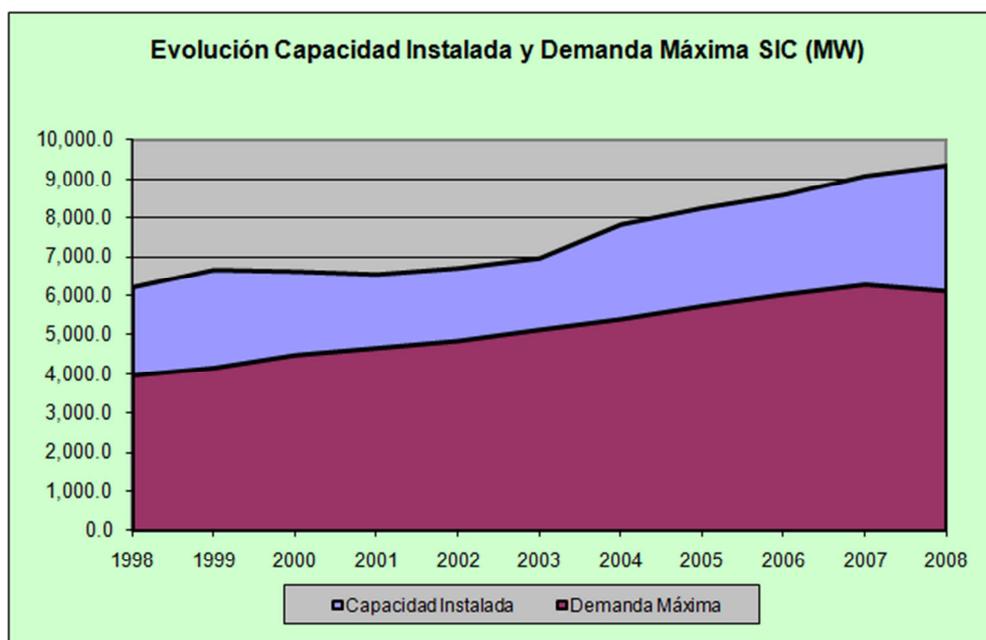
Al 31 de diciembre de 2008, el CDEC-SIC está integrado por 15 empresas generadoras y 25 empresas de transmisión: Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), AES Gener S.A., Colbún S.A., Pehuenche S.A., Guacolda S.A., Arauco Generación S.A., Pangué S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (ESSA), San Isidro S.A., Iberoamericana de Energía S.A. (IBENER), HQI TRANSELEC Chile S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS S.A.) y CGE Transmisión S.A.

La demanda máxima del año 2008 fue de 6.147,1 MW, con un crecimiento negativo del 1,03% respecto de 2007; asimismo, la generación bruta de ese año fue de 41.804,3 GWh, con una capacidad máxima instalada de 9.385,7 MW (experimentando un crecimiento del 1,03% con respecto al año anterior).

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación más las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

El sistema de distribución que opera en el SIC consta de 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden a un total 3.658.049 clientes.

Ilustración 2: Evolución de la Capacidad Instalada y Demanda Máxima del SIC.



Fuente: CNE

2.1.3. Desarrollo energético.

La oferta entregada por las empresas privadas que participan en el sistema eléctrico fue de 56.848 GWh el 2008. La generación de dicha electricidad proviene principalmente de cinco energéticos fundamentales: petróleo crudo, gas natural, carbón, hidroeléctrica y biomasa.

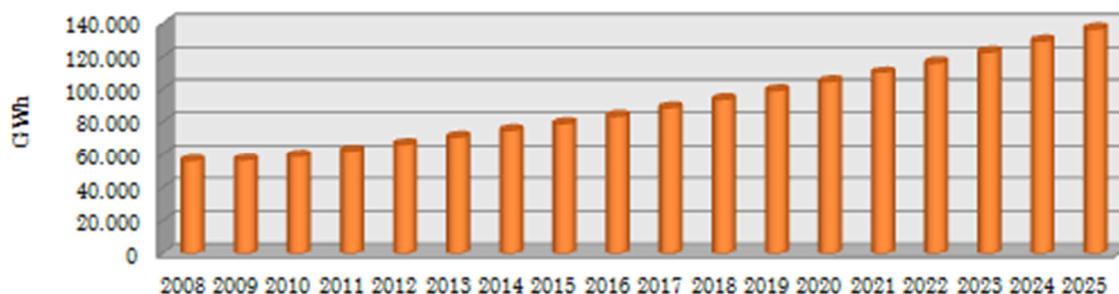
Las proporciones en las que son usados estos energéticos varían, dependiendo del sistema que se analice, guardando estrecha relación con los recursos disponibles en las zonas donde actúa dicho sistema. A modo general, el petróleo crudo constituye la principal fuente de electricidad, responsable del 49% de la energía eléctrica generada. Le siguen en orden de importancia la hidroelectricidad (18%), la leña (14%), el carbón (13%) y finalmente el gas (6%).

Las plantas generadoras predominantes lo constituyen las hidroeléctricas, responsables del 42% de la generación total, seguidas por las plantas a carbón (27%) y las plantas a petróleo diesel (24%). El aporte de gas es marginal, significando solo un 6% del total nacional.

La demanda de energía se concentra principalmente en el transporte y en el sector industrial y minero, consumiendo aproximadamente el 60%. El sector público y residencial representa solo un 20%, quedando el 20% restante en manos de los centros de transformación (subestaciones, etc.). Según proyecciones realizadas por

la CNE se espera que al año 2018 la demanda de energía alcance los 72.556 GWh, llegando al 2024 a los 130.057 GWh.

Ilustración 3: Proyecciones de demanda energética.



Fuente: Elaboración Propia.

Nuestro país presenta una fuerte dependencia a las exportaciones energéticas realizadas, las cuales alcanzan el 68% del total de las teracalorías consumidas (que al año 2008 fueron aproximadamente 358.801).

El sistema eléctrico se ha desarrollado básicamente a partir de fuentes de energía tradicional, cuya diversificación se ha visto comprometida debido a señales económicas poco atractivas para los inversionistas y a deficiencias en el plano legal. Esta vulnerabilidad del sistema, quedó de manifiesto en febrero del 2006, cuando Argentina restringió el suministro de gas hacia nuestro país debido a un aumento en su demanda interna, quedando más del 50% de las industrias de Santiago sin suministro para producir. Dicha situación fue “la gota que rebalsó el vaso”, debiendo las autoridades poner cartas en el asunto de manera de subsanar tal situación. Se comenzó a investigar y desarrollar estudios que buscaran nuevas formas energéticas a partir de los recursos y geografía de nuestro país. Así, en abril del 2008 comienza a regir la Ley N°20.257, como una manera de entregar diversificación e independencia al sistema.

2.1.4. Ley N°20.257

La Ley N°20.257 de fomento de ERNC aprobada por el Estado y entrada en vigencia el 1 de abril del 2008 obliga a las empresas generadoras de nuestro país, con una capacidad instalada superior a los 200 MW, a que parte de la energía entregada a las distribuidoras o consumidores finales sea por medio de Energía Renovable No Convencional (ERNC). La ley estipula que un porcentaje del 5% de ERNC se exigirá al presente año a todos los retiros de energía cuyos contratos hayan sido suscritos a partir del 31 de agosto del 2007, no afectos a la ley aquellos retiros de energía cuyos contratos hayan sido formados antes del 31 de agosto 2007. Dicho porcentaje se mantendrá hasta el 2014, con un aumento progresivo del 0,5% en los años venideros hasta 2024, alcanzando finalmente un 10%. Es importante recalcar que este aumento progresivo no aplica respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas de distribución eléctrica para satisfacer consumos de clientes regulados, a quienes se les exigirá cumplir con el 10% a partir del 2010.

La ley permite que una empresa eléctrica traspase sus excedentes a otra empresa eléctrica, pudiendo realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

El cargo asociado al no cumplimiento de la obligación dictada por ley será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. En caso de que dentro de los tres años siguientes a un incumplimiento la empresa volviese a no cumplir lo exigido, el cargo aumentará a 0,6 UTM por cada MWh de déficit. Al valor del tipo de cambio actual (cerca de \$ 522 por dólar y \$ 36.862 por UTM), este cargo de 0,4 UTM implica una multa de aproximadamente US\$ 30 por cada MWh de déficit.

Para cumplir con las exigencias de ERNC, las empresas tienen una serie de alternativas para la generación de energía renovable, las cuales también son definidas por la ley. Las opciones disponibles son:

1. Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía de biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica o biodegradable (residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios), la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros combustibles líquidos, sólidos o gaseosos .
2. Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
3. Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
4. Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
5. Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
6. Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
7. Otros medios de energía determinados por la CNE, que utilicen ER para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme los procedimientos que establezca el reglamento.

2.1.5. Otros instrumentos de fomento para ERNC.

La Ley N°20.257 es la primera ley exclusivamente para las ERNC, enfocándose en las necesidades que se deben atender en un plazo de 20 años. Junto con ello, se han realizado algunas modificaciones a la Ley General de Suministro Eléctricos (LGSE) de manera de mejorar la viabilidad técnica y económica de proyectos pequeños de ERNC.

La Ley N°19.940 (conocida como Ley Corta I) abrió el mercado mayoristas a pequeños generadores (con capacidades de instalación menores a 9 MW) en condiciones no discriminatorias, permitiéndoles un tratamiento operacional y comercial simplificado. La ley considera además el acceso a las redes de

distribución para dichas generadoras y la liberación total o parcial del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20 MW instalados.

Por otro lado, la Ley N°20.018 (o Ley Corta II) crea un mercado exclusivo para ERNC, en condiciones de precio similares a las grandes generadoras que logren contratos con las empresas de distribución.

La ley y el reglamento (D.S. 244/05, Minecon) permiten el desarrollo de la generación distribuida en Chile (proyectos de generación conectados en redes de distribución). Crea un nuevo modelo de negocios para las generadoras cuya potencia de instalación sea menor a 9 MW, lo cual puede resultar particularmente beneficioso para las ERNC en el sentido que el despacho económico y autodespacho asegura que toda la energía se compra en el mercado mayoristas, con un precio de compra equivalente al precio estabilizado, que es igual al precio nudo de las inyecciones.

Paralelo a las modificaciones de la LGSE, existen en la actualidad fondos de ayuda destinados a fomentar la participación de privados y particulares para las diversas etapas del desarrollo de proyecto de ERNC. El fomento, los cuales varían desde créditos hasta subsidios, está destinado a poder mitigar el fuerte impacto en la inversión y estudios de factibilidad que caracterizan a este tipo de proyectos.

Dentro de los programas de apoyo al financiamiento otorgados por la CORFO se encuentra:

1. Programa Todo-Chile: Destinado a proyectos de inversiones a nivel regional, diferentes a la región metropolitana. Pueden postular empresas nacionales y extranjeras con ventas inferiores a los US\$ 40 millones anuales, que estén evaluando proyectos cuyas perspectivas de inversión supere los US\$ 400.0000, factibles de conectarse a los sistemas eléctricos y que aprovechen las ERNC estipuladas en la Ley N°20.257. El apoyo consiste en un subsidio de hasta el 50% del costo de estudios (pre-factibilidad y factibilidad, asesorías especializadas, ingeniería básica, ingeniería de detalle, impacto ambiental, etc.) o hasta el 2% de la inversión estimada y sin sobrepasar los US\$ 60.000.
2. Programa Preinversión para proyectos ERNC solo para la Región Metropolitana: A través de este programa pueden acceder a cofinanciamiento aquellas empresas que demuestren ventas anuales netas que no excedan de 1.000.000 UF, con proyectos a materializarse en la R.M. y que se encuentren evaluando proyectos de inversión en generación de energía de pequeño tamaño a partir de fuentes renovables, por montos de inversión iguales o superiores a 12.000 UF. El aporte de CORFO será de hasta un 50% del costo total del estudio o asesoría, siempre con tope del 2% del valor estimado de inversión del proyecto o 1.700 UF.
3. Cofinanciamiento de estudios avanzados de ingeniería o de ingeniería de detalle para proyectos de ERNC: Las empresas que postulan a este beneficio deberán encontrarse en etapas avanzadas del desarrollo del proyecto, habiendo finalizado al menos los estudios de pre-factibilidad técnica y económica.

4. Apoyo al financiamiento de la inversión: CORFO pone a disposición líneas de crédito de largo plazo que pueden ser destinadas a financiar proyectos de ERNC, y a las cuales se puede acceder por medio de la Banca Local. Además, CORFO dispone de otras iniciativas de apoyo, entre ellas, promoción y búsqueda de inversionistas e instrumentos que promueven la creación de fondos de inversión.

Adicionalmente a los instrumentos antes mencionados existe un instrumento internacional denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Chile forma parte del Protocolo de Kyoto, el cual determina que para el período 2008-2012, los países desarrollados deberán reducir el 5% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI). Los países en vías de desarrollo como Chile, no tienen obligaciones de reducción de emisiones, sino más bien tienen la posibilidad de obtener aportes financieros a proyectos, postulando a los Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que fueron establecidos por el Protocolo de Kyoto. Dentro de los requisitos para poder postular a los MDL se encuentran: el proyecto debe contribuir al desarrollo sustentable del país y contar con la aprobación de la Autoridad Nacional designada; y debe contribuir a la reducción de los GEI (de manera voluntaria) y contar con reducciones medibles y reales a largo plazo.

2.2. ERNC y la Realidad Nacional.

A diferencia de las energías fósiles, las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana.

En Chile, se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales de hasta 20 MW)⁶, la biomasa y el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz.

A continuación se dará una breve descripción de cada una de ellas y sus implicancias en nuestro país.

Energía Solar:

La energía solar es seguramente la fuente energética no tradicional de mayor uso a nivel internacional, siendo Japón el principal generador de electricidad mediante esta fuente, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de colectores. La energía solar consiste en aprovechar la radiación que emite el sol mediante diferentes tecnologías.

Para el caso nacional, existen dos tecnologías que actualmente se están usando, aunque su uso es solo doméstico y experimental. Estos tipos son:

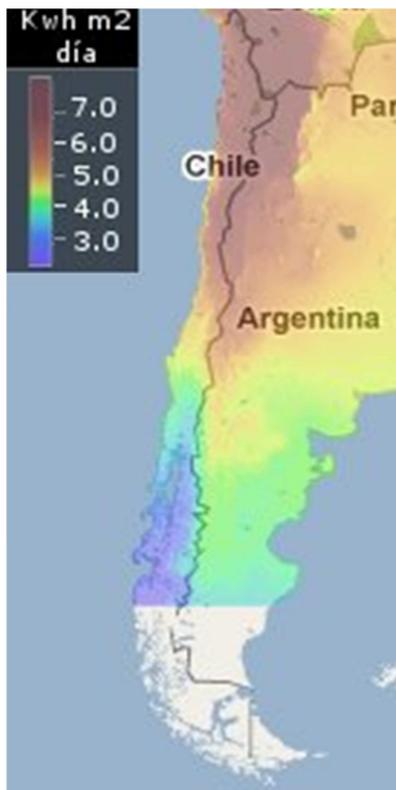
1. Energía Solar Fotovoltaica: Consiste en captar la radiación que emite el sol mediante una serie de semiconductores (celdas fotovoltaica), los cuales al recibir la radiación son excitados, provocando cambios de potencial que pueden ser canalizados y llevados a corriente alterna.

⁶ Si bien para la ley representan una forma de ERNC, esta igual genera un impacto medio ambiental importante, mayor que las otras tecnologías. Por tal motivo no se describirá.

2. Energía Solar Térmica: Utiliza la radiación del sol para generar calor, el cual puede ser utilizado directamente o bien en la producción de energía mecánica y eléctrica (a partir de la mecánica).

Mucho se ha hablado del enorme potencial que nuestro país tiene para la utilización de esta tecnología (específicamente la energía solar fotovoltaica). Las características climáticas y morfológicas que posee el norte de nuestro país la presentan como un fuerte candidato para su uso. El norte presenta uno de los niveles de radiación más elevados del mundo permitiendo generar en hora pick aproximadamente $950 \frac{w}{m^2}$.

Ilustración 4: Distribución energética a partir de energía solar.



En la Ilustración 4 se puede observar la distribución de la energía obtenible a partir de la radiación, la cual se concentra principalmente en el norte del país. Adicionalmente, la región austral de Chile (no incluida en la foto), también presenta niveles aceptables de radiación para su utilización ($700 \frac{w}{m^2}$). Así, analizando el sistema global, tenemos un potencial solar de aproximadamente 166.000 GW, 500.000 GW y 410.000 GW promedio medido a las 9, 12 y 15 hrs respectivamente.

Sin embargo, si bien existen niveles de operación para ocupar dicha radiación, hay algunos problemas que hacen pensar más detenidamente su utilización. La radiación que llega a nuestro país no es constante, presentando su máximo entre las 12 y 13 hrs. del día (ver Ilustración 5), sin mencionar que en la noche la radiación desciende bruscamente, y donde los sistemas de almacenamientos existentes suelen ser demasiado costosos.

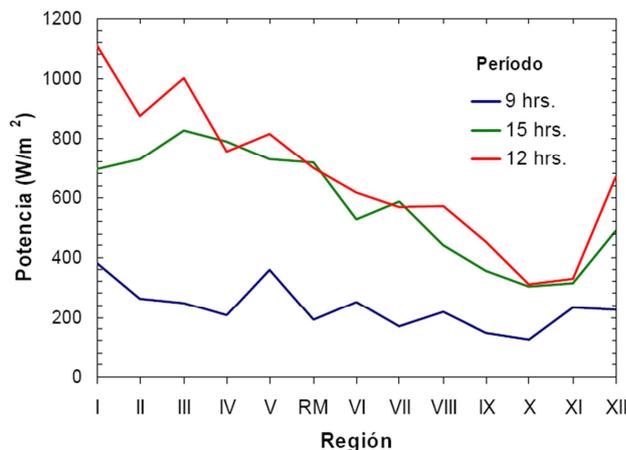
Fuente: Estudio factibilidad, USACH.

También se debe tener presente que la tecnología existente (de origen internacional) presentan costos elevados, y la posibilidad de desarrollar tecnología propia es casi nula.

Las condiciones mencionadas anteriormente hacen que proyectos de este tipo no sean atractivos para los inversionistas debido al alto periodo de recuperación de capital.

En la actualidad, su uso está a nivel piloto y doméstico, no entrando electricidad al sistema eléctrico nacional.

Ilustración 5: Distribución de potencia según región y hora.



Fuente: Estudio factibilidad, USACH

Energía Eólica:

Este tipo de energía renovable es resultado de las diferencias de presión de la tierra, la cual genera masas de viento que se desplazan por diferencias de presiones. Su uso está limitado a factores tales como el área por donde pasa el viento (rotor), la densidad del aire, y la velocidad del viento (entre otros).

En Chile se han realizado algunos estudios tendientes a caracterizar parcialmente el potencial energético eólico nacional, sin mencionar los que se encuentran actualmente en ejecución. Durante 1992, se hizo una recopilación de la mayoría de la información de viento disponible a esa fecha, a partir de la cual se evaluó el recurso eólico en lugares con información confiable (Evaluación del Potencial de Energía Eólica en Chile, CORFO). Dada la baja densidad y características de las estaciones meteorológicas disponibles, el estudio no permitió tener una visualización integral del potencial eólico de Chile.

A pesar de la escasa información disponible sobre el potencial explotable del recurso, y dadas las características geográficas de Chile, es posible identificar zonas que pueden contar con niveles de viento que permitan generar energía eléctrica. Entre ellas están:

- ✓ Zona de Calama en la II Región y, eventualmente, otras zonas altiplánicas.
- ✓ Sector costero y zonas de cerros de la IV Región y, eventualmente, de las otras regiones del norte del país.
- ✓ Puntas que penetran al océano en la costa de la zona norte y central.
- ✓ Islas esporádicas.
- ✓ Zonas costeras abiertas al océano y zonas abiertas hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII: Estas últimas han demostrado tener un excelente recurso eólico.

En la actualidad dos son las instalaciones eólicas que están en funcionamiento en Chile: Alto Baguales con 2 MW de potencia, que empezó su actividad el 2001 y Canela 1, de Endesa, con 18 MW. Esta última empezó a producir electricidad a finales de 2007. Entre las dos suman una potencia total de 20 MW.

La tecnología más conocida corresponde a aerogeneradores. Los problemas existentes en la aplicación de esta tecnología son la escasa información y estudios de factibilidad técnica que permitan asegurar, dentro de un margen aceptable, el potencial que existe en nuestro país. Por otro lado, los niveles de inversión son elevados, y su recuperación, desde el punto de vista del inversionista, fluctúa entre los 5 a 10 años.

De acuerdo a Don Ignacio Cruz, coordinador del Grupo Energía Eólica del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) del Ministerio de Educación español, la carencia de infraestructura eléctrica para este tipo de proyectos hace que el costo de transportar la energía desde donde hay viento hacia los grandes consumidores (las grandes empresas), sea muy alto y hace que los proyectos de este tipo no sean viables.

Energía Geotérmica.

La energía geotérmica se obtiene del calor existente al interior de la Tierra. El flujo promedio mundial es de $82 \frac{mW}{m^2}$, el cual corresponde a un flujo de $99 \frac{mW}{m^2}$ en los fondos oceánicos y a $57 \frac{mW}{m^2}$ en los continentes. Este calor se manifiesta como un aumento de la temperatura con la profundidad, provocando un gradiente de temperatura que a nivel mundial es del orden de $20 \frac{^{\circ}C}{Km}$. Sin embargo, existen ciertas zonas de la tierra que presentan gradientes geotérmicos mucho mayores, constituyendo la Energía Geotérmica asociada principalmente con la actividad volcánica y sísmica.

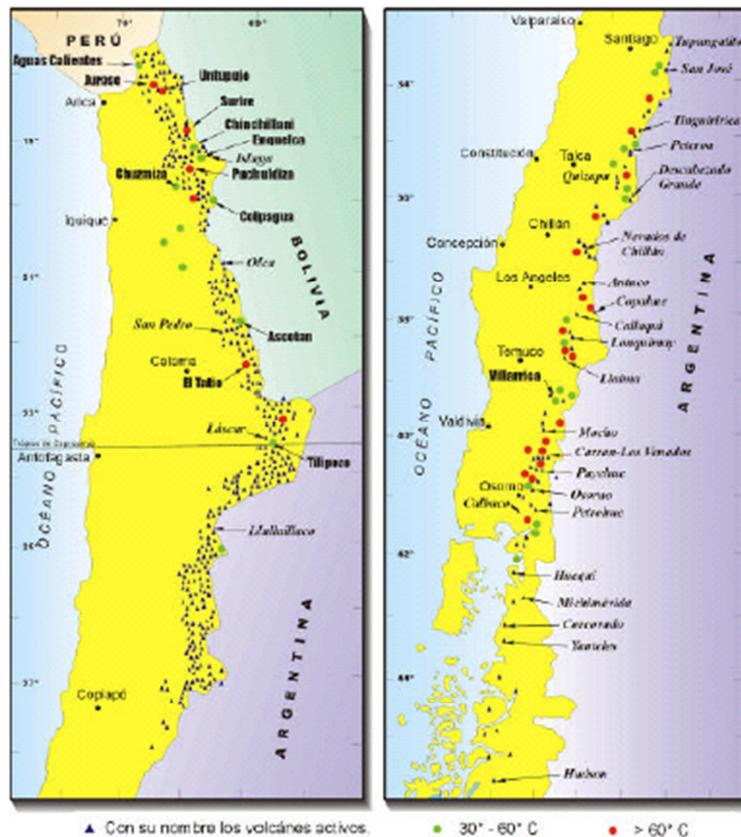
Chile presenta un gran potencial geotérmico debido a su ubicación sobre lo que se conoce como "Cinturón de Fuego del Pacífico", caracterizado por una fuerte actividad volcánica. Los volcanes presentes en el borde occidental de la Placa Sudamericana son producto de este fenómeno. En Chile hay más de 2.900 volcanes, de los cuales 80 registran actividad; y 270 fuentes termales (Ilustración 6). Esta característica denota una gran actividad bajo la corteza, presentando algunos lugares una poca profundidad entre la roca caliente y la superficie terrestre. Esta es una ventaja comparativa con países de igual actividad térmica, pero con mayores distancias para obtener el vapor que está en el subsuelo.

La información existente evidencia una estrecha relación entre las áreas geotermales y magmatismo presentes principalmente en la Cordillera de los Andes. La utilización de energía geotérmica con fines prácticos requiere la conjunción de factores geológicos, tectónicos, económicos y sociales.

Entre los factores geológicos, se debe considerar la distribución de la temperatura en profundidad, la permeabilidad de las rocas, el estado físico (agua o vapor) de los fluidos, el factor de recuperación de los mismos y la profundidad a la cual las perforaciones podrían captarlos. Los factores tecnológicos se relacionan a la perforación de pozos y extracción de los fluidos; transporte y utilización. Los factores económico-sociales dicen relación con el valor económico y social de las distintas aplicaciones de la energía geotérmica, la disponibilidad local de otras fuentes energéticas alternativas y el tipo de política energética nacional.

Las investigaciones realizadas en este ámbito aún están en proceso, tendientes a analizar su viabilidad técnica y económica. Sin embargo, de manera prematura se habla que Chile contaría de un potencial del orden de los 16.000 MW.

Ilustración 6: Distribución volcánica y termal de Chile.



Fuente: Instituto de Geociencias.

Energía Mareomotriz:

La energía mareomotriz es aquella que se presenta en los mares debido al oleaje (por acción del viento) y a las diferencias de altura producto de la atracción gravitacional del sol y la luna, que da origen a las mareas.

En el estudio realizado por la empresa Garrad Hassan titulado “Preliminary Site Selección – Chile Marine Energy Resorces”, evidencia el enorme potencial que contaría nuestro país, el cual alcanzaría aproximadamente los 164 GW de potencia instalable, existiendo mayores índices de aprovechamiento desde la zona de Valparaíso hacia el Sur.

Sin embargo, complicaciones en la obtención de este tipo de energía vendrían principalmente por la validación y adquisición de la tecnología necesarias. A ello se suma que las principales fuentes de obtenciones, ubicadas en la XI y XII regiones, se encuentran demasiado lejos de los centros de alta demanda, haciendo inviable tales proyectos.

Debido a que la tecnología se encuentra aún en desarrollo, los proyectos que la incorporan están en una fase preliminar.

Energía obtenida por biomasa.

La biomasa es toda materia orgánica renovable a través de la cual podemos obtener energía. De acuerdo a la CNE, la biomasa se define como toda materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial. Dependiendo de su estado puede ser clasificada como seca o húmeda. Dentro de la biomasa seca podemos encontrar los desechos forestales, agroindustriales, de poda y maleza, grasa y aceites, residuos sólidos urbanos, estiércol avícola, entre otros. Por su parte, la biomasa húmeda corresponde principalmente a las aguas residuales domésticas y riles industriales.

Actualmente existen dos procesos por los cuales se puede obtener energía ocupando la biomasa. El primer proceso corresponde a la combustión directa, quemándola en una caldera u horno. El segundo proceso corresponde a la generación de biogás, el cual es pasado a través de motores de combustión interna y turbinas, permitiendo así la generación de electricidad y biomasa.

La obtención de biogás se lleva a cabo mediante la acción de bacterias y microorganismos, los cuales degradan la biomasa. En condiciones anaeróbicas, al final del proceso se obtiene como producto gas inflamable que se denomina biogás y un residuo húmedo denominado lodo, el cual puede ser ocupado como fertilizante. El poder calorífico del gas dependerá del porcentaje de metano que este posea, el cual varía dependiendo de las condiciones en las que se lleva a cabo la degradación y de la biomasa que se ocupa para su obtención (Tabla 1).

Dependiendo de las características que tenga el biogás será el acondicionamiento que se le realizará para que pueda ingresar a los motores de combustión interna y/o turbinas, mediante los cuales se generará la energía eléctrica necesaria.

Para el Protocolo de Kyoto⁷, la biomasa tiene un factor de emisión de dióxido de carbono CO₂ igual a cero. La combustión de biomasa produce agua y CO₂, pero la cantidad emitida de dióxido de carbono fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento, cerrando el flujo natural entre la atmósfera y la vegetación, no representando un incremento en las emisiones. Esto constituye una ventaja importante si se quiere, por ejemplo, vender los bonos de carbono asociados al proyecto.

Actualmente, esta tecnología es la que presenta una mayor potencia instalada con aproximadamente un 45% del total de energía renovable no convencional generada⁸

⁷ Este Protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), adoptado en diciembre de 1997, pone de manifiesto la nueva actitud de la comunidad internacional ante el fenómeno del cambio climático. En virtud del Protocolo de Kyoto, los países industrializados se comprometieron a reducir a un nivel inferior en no menos del 5 % al de 1990 sus emisiones de seis gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) en el período comprendido entre 2008 y 2012.

⁸ Las razones de su uso en este proyecto será explicado en las páginas siguientes.

Tabla 1: Características del biogás a partir de diferentes tipos de biomasa.

Tipo de biomasa	Productividad	Unidades	% Metano en biogás
Riles	500	m ³ biogás/ton DQO degradado	0,60
Desmal. y poda	270	m ³ biogás/ton residuo	0,70
Cultivos de temp.			
Trigo	500	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Maiz	700	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Papa	700	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Raps	200	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Remolacha	500	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Agroindustria			
Vitivinicola	700	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,62
Cervecera	700	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,63
Láctea	500	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Conservera	510	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Bebidas de infusión	330	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,60
Mataderos	430	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,65
RSU	850	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,50
Grasas	430	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,70
Estiércol vacuno	500	m ³ biogás/ton DQO degradado	0,60
Trat. aner. ARU	480	m ³ biogás/ton DQO degradado	0,63
Lodos PTA	550	m ³ biogás/ton materia orgánica	0,62
Estiércol avícola	520	m ³ biogás/ton DQO degradado	0,58
Estiércol porcino	480	m ³ biogás/ton DQO degradado	0,62

Fuente: CNE.

2.3. ERNC y la Realidad Internacional.

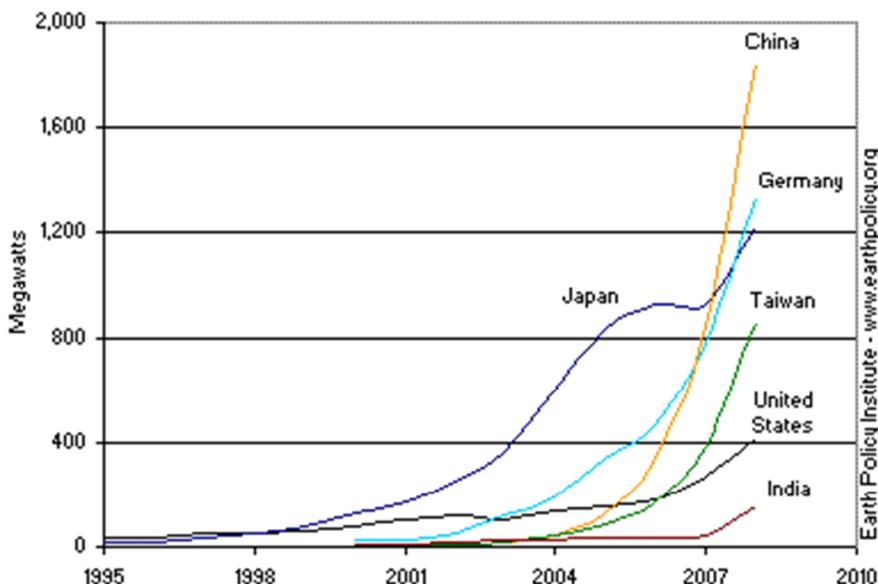
A nivel mundial, el desarrollo de las ERNC avanza a paso firme, presentándose como una alternativa limpia, rentable y amistosa con el medio ambiente. Así, durante el 2009, las ER representaron el 25% del total de la potencia eléctrica instalada en todo el mundo (1.230 GW de los 4.800 GW, que incluirían carbón, gas natural y energía nuclear). El desarrollo de tecnología de punta, junto con el apoyo del Estado de países europeos y asiáticos principalmente, han permitido el desarrollo de conocimiento y alternativas para poder aprovechar los recursos de la naturaleza en la obtención de energía. El mayor desarrollo de tecnologías e inversiones realizadas se concentran principalmente en la energía eólica, fotovoltaica y de biomasa.

Alemania es el país a nivel mundial que cuenta con la mayor capacidad instalada para utilizar la energía eólica y producir energía eléctrica. Cuenta con el 28% de la capacidad global instalada, en tecnología para el uso de la energía eólica, equivalentes a 20.622 MW instalados y es el líder antes de España, Estados Unidos, India, Dinamarca y China. Las inversiones realizadas el 2009 bordean los US\$ 70.000 millones, siendo China (13,8 GW), Estados Unidos (10 GW) y España (2,5 GW) los países que más añadieron potencia a su parque eólico.

En cuanto a energía fotovoltaica se refiere, la producción anual mundial alcanzó casi los 7.000 MW el 2008, experimentando inversiones durante el 2009 del orden de US\$ 40.000 millones. Aunque esta tecnología para convertir luz del Sol en electricidad fue desarrollada en los Estados Unidos, Japón tomó el liderazgo rápidamente en su producción, sobrepasada solamente estos últimos años por

China y Alemania. La producción anual china se elevó súbitamente de 40 MW en 2004 a 1.848 MW en 2008, casi cinco veces la producción de los Estados Unidos. Otros países con grandes instalaciones solares son España con 3.223 MW, Japón con 2.149 MW, y los Estados Unidos con 1.173 MW.

Ilustración 7: Producción anual de energía solar fotovoltaica a nivel mundial.



Fuente: Worldwatch, Prometheus Institute and Greentech Media.

A nivel mundial, la biomasa es la cuarta fuente de energía más grande, después del carbón, el petróleo y el gas natural. Se estima que aproximadamente el 14% de la energía primaria mundial proviene de la biomasa, ya sea como biomasa sólida, biocombustible o biogás'. La capacidad instalada de generación de energía por biomasa en todo el mundo es de unos 35.000 MW. Estados Unidos lidera la generación de energía a través de biomasa con cerca de 7.000 MW, derivados de los bosques, la industria de productos y residuos agrícolas (más un adicional de 2.500 MW de capacidad, a partir de los residuos de las centrales termoeléctricas, que a menudo no se cuenta como parte de energía de biomasa, y 500 MW de capacidad de los vertederos de gas y otros). Le siguen en orden de importancia Francia y Suecia. En relación a inversiones realizadas el 2009, la biomasa se ubica en el tercer lugar, alcanzando los US\$ 11.000 millones.

Con una menor capacidad instalada a nivel mundial, la energía geotérmica se presenta con 9.960 MW, siendo Estados Unidos el país con la mayor potencia instalada (2.923 MW), seguido por Filipinas (1.969 MW e Indonesia 992 MW). Estudios realizados por el MIT advierten del potencial de dicha energía y una disminución en las inversiones realizadas.

Finalmente, el desarrollo y estudios en energía mareomotriz han sido lentos en comparación con las otras alternativas de ER. Centrales de este tipo a nivel comercial no son abundantes, pudiendo citar como ejemplo la central eléctrica de Francia, ubicada en el estuario del Río Rance, con una capacidad de 240 MW. Su instalación evidenció problemas graves como el aterramiento del río, cambios de salinidad en el estuario en sus proximidades y cambios del ecosistema antes y después de las instalaciones. Otros proyectos que ocupan dicha tecnología se encuentran en Filipinas (250.000 MW), México (500 MW), entre otros.

2.4. Conclusiones.

La poca flexibilidad del actual sistema eléctrico nacional y la fuerte dependencia que se tiene con los mercados extranjeros para satisfacer la demanda nacional han preocupado a las autoridades, las cuales, en una constante búsqueda de medidas de corto y mediano plazo han llegado a la promulgación de la Ley de ERNC como una de las primeras medidas adoptadas para paliar esta situación.

Al 2008, por cumplimiento de esta ley se ha obligado a que parte de la inyección (2,5%) sea mediante energía limpia. Sin embargo, de todas las alternativas vistas solo 3 están actualmente en uso, siendo la biomasa la que mayores inyecciones reporta al sistema, debido principalmente a su diversidad de procesos para la obtención de dicha energía. A ello se suma que la obtención de la biomasa presenta altos porcentajes de disponibilidad, concentrándose fuertemente en la agroindustria.

Tabla 2: Tipos de tecnologías usadas en la matriz de energía.

Fuente	SING	SIC	Aysén	Magallanes	TOTAL
Hidráulica > 20 MW	0	4.771	0	0	4.771
Combustibles Fósiles	3.589	4.035	26	80	7.730
Total Convencional	3.589	8.806	26	80	12.501
Hidráulica < 20 MW	13	104	20	0	137
Biomasa	0	191	0	0	191
Eólica	0	18	2	0	20
Total ERNC	13	313	22	0	348
TOTAL NACIONAL	3.602	9.119	48	80	12.849

Fuente: CNE.

Las proyecciones de demanda realizadas dan cuenta de la enorme cantidad de energía que deberá ser generada en los años venideros (al 2024 son aproximadamente 130.000 GWh) y, en cumplimiento con la ley, también demuestra la enorme cantidad de energía eléctrica que deberá ser suministrada por concepto de ERNC.

Tabla 3: Proyecciones de demanda energética 2010 - 2024.

Año	Demanda Global [GWh]	Capacidad Instalada [MW]	Ley N°20.257 [%]	ERNC [MW]
2008	56.307	12.296	2.5	307
2010	59.119	12.910	5.0	646
2024	129.582	28.298	10.0	2.830

Fuente: Elaboración Propia.

Es por ello que cada vez se hace más importante la realización de estudios, ya no solo a nivel de potencial, sino que de prefactibilidad técnica, que permitan determinar de manera más exacta el verdadero impacto en el país y sus limitaciones (especialmente de tecnología).

No resulta tan inadecuado pensar en posibles alianzas con países que cuenten con un desarrollo tecnológico elevado en el uso de estas tecnologías, como lo son Estados Unidos, Francia, Alemania, España, entre otros, permitiendo acelerar el

traspaso de conocimiento tecnológico y desarrollo de este tipo de energía, logrando con ello disminuciones en los costos⁹ por KWh generados.

Tabla 4: Costos de generación eléctrica por tecnología aplicada en Chile.

Tecnología de Generación	Costos de generación eléctrica [cent US\$/KWh]
Hidráulica de embalse	3.0
Hidráulica de pasada	3.1
Nuclear	4.3
Térmica a Gas Natural	4.3
Térmica Diesel	18
Térmica a Carbón	3.8 - 4.5
Térmica a Biomasa	4.0 - 20
Geotérmica	4.0 - 4.5
Eólica	4.0 - 20
Fotovoltaico	20 - 40

Fuente: Revista chilena de ingeniería.

3. ANÁLISIS TÉCNICO.

3.1. Análisis y selección de la biomasa.

La biomasa que se empleará para la producción de biogás y generación de electricidad es la planta de nopal, cuyo nombre científico es *Opuntia Ficus Indica*, perteneciente a la familia de las cactáceas.

Existen numerosos artículos relacionados con el estudio de la *Opuntia Ficus Indica*, ya sea desde el punto de vista del cultivo¹⁰, como para el uso de biomasa en la generación de gas¹¹ y/o electricidad¹². Estos estudios, si bien son para diferentes fines, parten de una piedra angular que los conecta, y es el uso de la *Opuntia Ficus Indica* como materia prima principal para lograr sus objetivos. Las principales conclusiones sobre el porqué usar esta materia prima son:

1. La *Opuntia Ficus Indica* es una de las pocas especies cultivables que tiene el metabolismo Acido de las Crasuláceas (CAM). La diferencia principal con otros desechos vegetales en procesos de biodigestión y biogás es que estos últimos presentan actividades fotosintéticas de difícil degradación. En las plantas CAM en cambio, y la *Opuntia Ficus Indica* en particular, la mayoría de los compuestos químicos que participan en los procesos metabólicos son “simples”, lo cual permite una mayor facilidad de degradación, repercutiendo

⁹ FARIAS, OSCAR. 2006. Impacto de la tecnología y combustibles no convencionales en la matriz energética chilena. Santiago, Colegio de Ingenieros de Chile A.G.

¹⁰ SAENZ, CARMEN. 2006. Utilización agroindustrial del nopal. FAO, Chile.

¹¹ VARNERO, MARIA TERESA. Producción de biogás y bioabonos en Chile. Proyección basada en materias primas y temperaturas atmosféricas. Departamento de Cs. Agrícolas y Forestal, Universidad de Chile.

¹² MAURY, PATRICK. 2008. Natural gas consumption of Turkey and the strategic use of drought tolerant energy crops for biogas production. Axel Tarrisse, September 2008.

directamente en los tiempos que deberá estar en el biodigestor para su degradación.

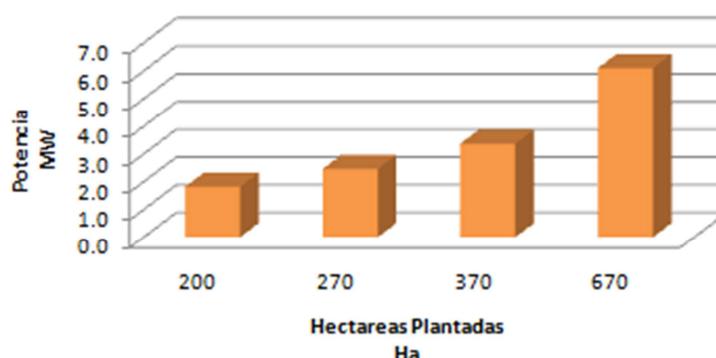
2. La *Opuntia Ficus Indica* puede ser usada para añadir valor a predios degradados o de bajo potencial para la agricultura. Esto puede resultar muy atractivo debido a la existencia de fondos concursales que promueven la forestación en el norte del país, a los cuales sería posible postular.
3. Los cladodios (paletas) de *Opuntia Ficus Indica* pueden ser usados como forraje suplementario para la ganadería y como biomasa para alimentar las estaciones de biogás.
4. La *Opuntia Ficus Indica* puede soportar largos periodos de sequía, respondiendo muy bien a la irrigación y/o fertilización.
5. Se ha obtenido una producción de hasta 50 toneladas de materia seca por hectárea por año (en nuestro país), alcanzando las 62 ton por año (Texas, EEUU).

Adicionalmente, se ponen a disposición de la investigación plantaciones experimentales de *Opuntia Ficus Indica* para su cultivo y estudio (pertenecientes a una empresa externa generadora de energía renovable), lo que ha permitido obtener información, bajo condiciones reales de uso, sobre las características y variables que influyen en su producción a gran escala.

Los estudios realizados en las plantaciones existentes revelan que es posible tener cladodios a partir del cuarto a quinto mes de siembra, con lo cual, al cabo de un año, ya sería posible tener aproximadamente de dos a tres niveles de cladodios. Además, la producción máxima alcanzada bajo estas condiciones es de 45 toneladas de materia seca por hectárea por año.

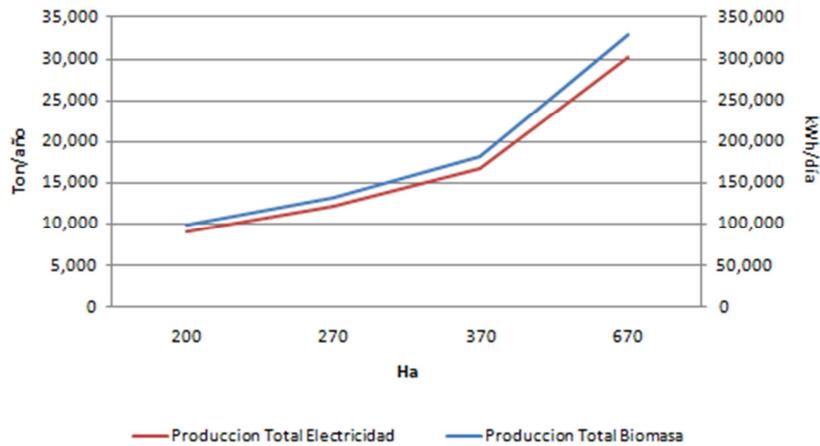
El estudio cuenta con tres predios, los cuales varían en su ubicación y superficie total plantada (predios de 70, 100, 200 y 300 ha. plantadas). Si bien se pretende dar comienzo a la planta generadora utilizando el predio de 200 ha. queda abierta la posibilidad de poder incorporar las otras plantaciones. Es por esta razón que la planta que se presentará fue pensada desde el punto de vista modular, permitiendo el crecimiento y actualización de equipos hasta ocupar el máximo de plantaciones existentes.

Ilustración 8: Evolución de la Potencia de Planta según las hectáreas plantadas.



Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 9: Evolución de la Energía Generada y Producción alcanzada hatearas plantadas.



Fuente: Elaboración Propia.

3.2. Localización de la Planta.

El suministro de biomasa se obtendrá de las plantaciones experimentales que se poseen para el estudio. Las plantaciones experimentales se encuentran ubicadas en la III Región de Atacama. Para el desarrollo de la memoria se ocupará la plantación experimental N°3 (ver Ilustración 10), la cual cuenta aproximadamente con 200 toneladas de nopal plantado. Dicha plantación se ubica a 27,5 km del pueblo de Los Loros. Las ciudades más importantes (mayor densidad de población y actividad comercial), cercanas a dicha plantación, son Copiapó y Vallenar, ubicadas a 80 km. y 106 km. respectivamente.

Ilustración 10: Ubicación del proyecto.



Fuente: Google Earth.

Tabla 5: Coordenadas Plantación Experimental N°3.

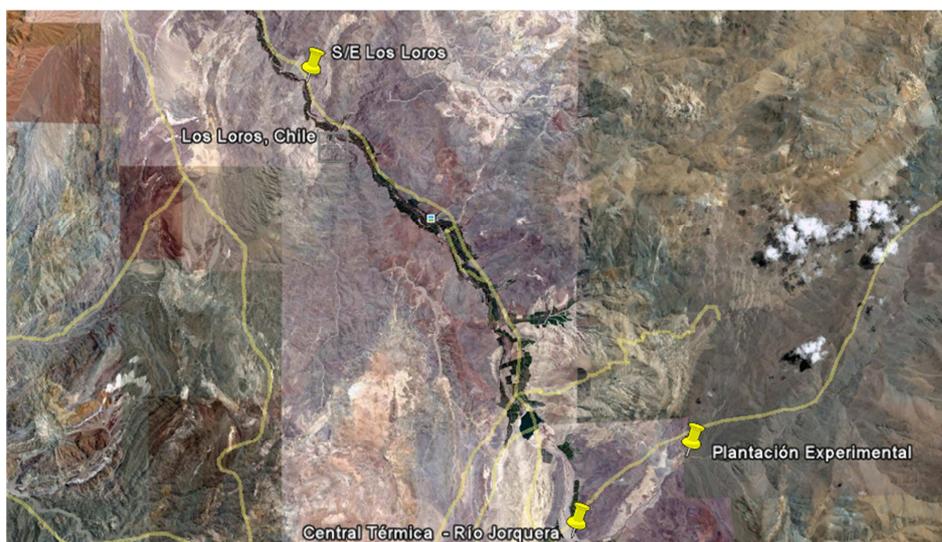
Sur	27° 00' 2,54''
Oeste	69° 54' 19,94''
Elevación	1.390 m.s.n.m

Fuente: Elaboración Propia.

El acceso al predio se encuentra aproximadamente a 8 km. del desvío del camino local que conecta Copiapó con Los Loros, siendo posible llegar también a través de la Ruta Internacional 33.

Aproximadamente a 30 km. del predio se ubica la Subestación Los Loros, perteneciente al SIC y que transmite a 110 Kv hacia la Subestación de Cerrillos. En una primera aproximación, se analizará la factibilidad técnica de conectarse a dicha red, debido a que no se conocen subestaciones, de propiedad de Codelco, que se encuentren en la zona.

Ilustración 11: Ubicación Planta Eléctrica



Fuente: Google Earth.

El emplazamiento de la planta eléctrica estará a 8 km. de la plantación experimental a utilizar (ver Ilustración 11 – Central Eléctrica Río Jorquera). La justificación de dicha ubicación está dada por:

1. Cercanía con predios experimentales colindantes.

La planta eléctrica se encuentra en un radio no superior a 10 km de las otras plantaciones de biomasa existentes, con vías de acceso de carácter rural bien definidas.

2. Derechos de propiedad de agua.

El terreno cuenta con derechos de agua propios, vital elemento para llevar a cabo los procesos de digestión de la biomasa y transformarla en biogás. Existe la posibilidad de que los RILes tratados sean utilizados como agua de regadío para las plantaciones existentes.

3. Cercanía con centros poblacionales desde donde se puede conseguir mano de obra calificada para las etapas de construcción y operación.

El proyecto se localizaría cercano al Pueblo de Los Loros desde donde es posible obtener la mano de obra requerida y, en caso que no fuese suficiente, se contaría con Copiapó (que es la ciudad más próxima).

Ilustración 12: Ubicación Planta Eléctrica.



Fuente: Google Earth.

4. Morfología del lugar y características del terreno.

La morfología del lugar permite reducir los movimientos de tierra destinados a la nivelación del terreno, reduciendo así los costos asociados a las obras civiles del proyecto.

5. Accesos terrestres adecuados para equipos, insumos y servicios del proyecto.

Como se dijo anteriormente, el lugar cuenta con accesos bien definidos y pavimentados que permiten el transporte y uso de maquinaria pesada.

3.3. Definición de la potencia a instalar de la planta generadora.

La plantación experimental N°3 de biomasa alcanza aproximadamente las 200 ha. Trabajos empíricos realizados sobre el nopal dan cuenta que la producción anual para este tipo de biomasa oscila entre los 20 a 50 *ton/ha*, en condiciones óptimas de densidad de plantaciones, riego y fertilización. Resultados experimentales obtenidos en estas plantaciones demuestran que en dicha zona se alcanzaría un rendimiento de aproximadamente 40 *ton /ha* en un año debido principalmente al terreno alcalino, el cual no permitiría obtener un rendimiento mayor. A partir de dicho valor, podemos obtener la producción de metano y energía producida, cuyos valores se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6: Cantidad de energía producida para diferentes tasas de producción de biomasa.

Producción Anual [Ton/ha]	Generación CH ₄ [kcal/día/ha]	Generación Electricidad [KWh/día/ha]
15	99.070,45	115,14
20	132.093,93	153,53
25	165.117,42	191,91
30	198.140,90	230,29
35	231.164,38	268,67
40	264.187,87	307,05

Fuente: Elaboración Propia.

El biogás será obtenido a través de la fermentación anaeróbica, proceso por el cual se obtiene biogás en sus dos fases: La Acidogénica (rápida) y La Metanogénica (lenta). Considerando el proceso y el rendimiento mencionado anteriormente obtenemos que la producción anual de biogás alcanzaría los 6.912.000 Nm³. Luego, aplicando un factor de planta del 90% y una eficiencia del 36% (rendimiento promedio de una central termoeléctrica) es posible definir la potencia de la planta a diseñar, valor que alcanzaría los 1,89 MW (Tabla 7).

Tabla 7: Detalle Potencia de Planta

Característica	Valor	Unidad
Producción Total Biogás	: 6.912.000	Nm ³
Producción Total KWh	: 102.9189	KWh/día
Producción Total MWh	: 1.226	MWh/mes
Factor de Planta	: 90%	
Eficiencia	: 36%	
Potencia Planta	: 1,89	MW

Fuente: Elaboración Propia.

3.4. Descripción del proceso de generación.

Hay que destacar que el flujo que se presenta a continuación integrará las actividades de plantación y producción de biomasa, actividades que quedan fuera del alcance de este trabajo.

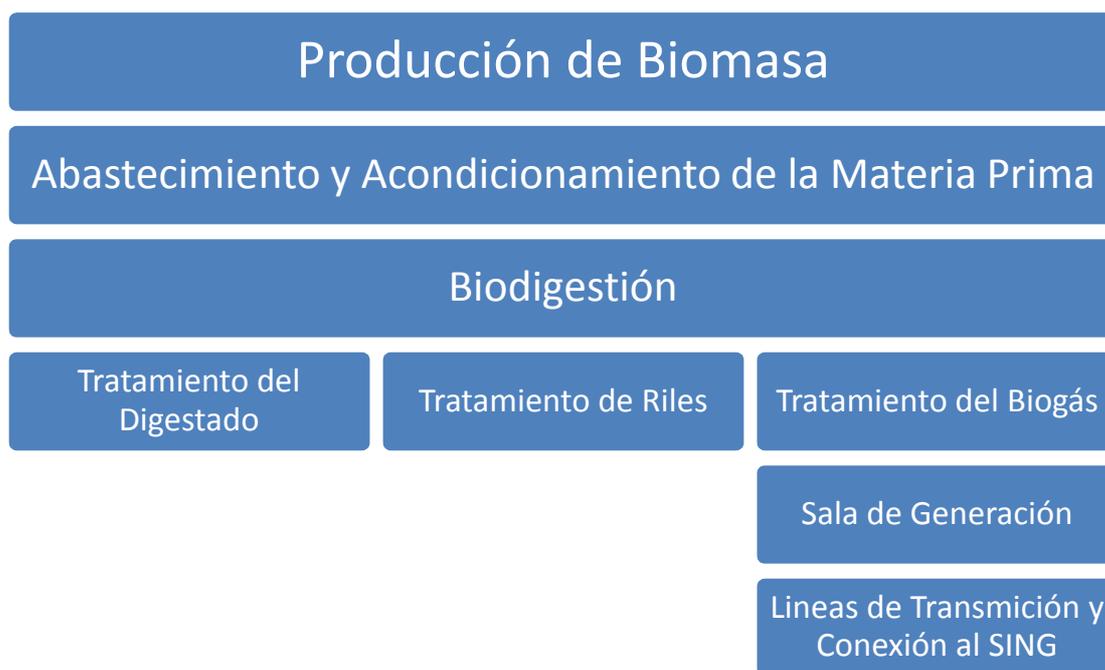
Se realizará una breve descripción de los procesos a realizar en cada una de las etapas mencionadas, las cuales serán abordadas con mayor profundidad en los capítulos posteriores. El flujo presentado representa el esquema general para el diseño de plantas de este tipo. Sin embargo, algunas etapas no serán aplicadas debido a las características particulares de este proyecto, etapas que serán analizadas, entregando los argumentos que permitan comprobar la validez de dicha omisión.

3.4.1. Abastecimiento, recepción y acondicionamiento de materias primas.

El abastecimiento de la materia prima vegetal requerida para el funcionamiento de la planta será obtenida de las plantaciones de *Opuntia Ficus Indica* existentes en el predio que colindará con las instalaciones industriales que se diseñarán.

El proyecto solo considera la utilización de cladodios de la *Opuntia Ficus Indica* (paleta de nopal). Para la digestión eficiente de este sustrato se requiere una distribución granulométrica adecuada, por lo que, para tales efectos, se procederá a la trituración de estas. Adicionalmente, la entrega del sustrato será mediante un régimen continuo, por lo que se dispondrá de un tanque de almacenamiento, de manera de garantizar esta condición. La materia prima en conjunto con el agua ingresará a un estanque de homogenización, en el cual se produce la mezcla de los sustratos para su posterior ingreso a la primera fase de digestión, la hidrólisis.

Ilustración 13: Procesos involucrados en la obtención de electricidad a partir de biomasa.



Fuente: Elaboración Propia.

3.4.2. Biodigestión.

Las materias primas previamente acondicionadas son ingresadas a los biodigestores, los cuales cuentan con agitadores (para asegurar la homogenización de la materia prima) y un sistema de calefacción interno, donde la acción de los diferentes grupos de microorganismos especializados, en condiciones anaeróbicas y a temperaturas óptimas, generan biogás con un contenido de metano de aproximadamente 55%.

3.4.3. Tratamiento de Biogás.

El tratamiento del biogás dependerá principalmente del tipo de tecnología que se empleará para la obtención de energía eléctrica. Esto se debe a la composición química del biogás que se obtendrá, el cual puede corroer los elementos mecánicos como tuberías u otros dispositivos si no es tratado de acuerdo a las especificaciones técnicas de tales equipos.

3.4.4. Tratamiento del Digestado.

Producto del proceso de biodigestión mencionado anteriormente se obtiene una corriente de lodos estabilizados, denominado digestado o “torta”, el cual posee una humedad que oscila entre el 80% al 90% y un alto contenido de nutrientes, brindándole excelentes propiedades para su uso como fertilizante. A objeto de reutilizar parte del agua existente en el digestado y lograr disponer de los desechos conforme a la ley de medio ambiente, este debe ser tratado. La tecnología varía dependiendo de la composición y usos que se le quiera otorgar.

3.4.5. Tratamiento de RILes.

La planta de tratamiento de RILes consiste en reactores biológicos en los cuales se llevará a cabo un proceso denominado Nitrificación – Desnitrificación, cuyo objetivo es disminuir los niveles de nitrógeno de las corrientes de descarga del proceso, dejando un efluente con la calidad necesaria para su aplicación como el riego a las plantaciones de la *Opuntia Ficus Indica*.

3.4.6. Sala eléctrica.

El biogás obtenido entrará a la sala de generación eléctrica, una vez que cumpla con el tratamiento según las especificaciones técnicas específicas a la tecnología que se ocupará.

3.4.7. Líneas de transmisión y conexión al SIC.

La energía eléctrica generada será transportada por medio de líneas de transmisión a la Subestación Los Loros, del SIC. Dicha estación trasmite a 110 kV, por lo que se deberá considerar la construcción de una posible Subestación propia para igualar la frecuencia en caso que sea necesario.

3.5. Producción de Biomasa.

3.5.1. Caracterización de la Biomasa.

La *Opuntia Ficus Indica*, más conocida en nuestro país por su fruto, "la tuna", corresponde a un vegetal arborescente de 3 a 5 metros de alto, de tronco leñoso cuyo diámetro varía entre 20 a 50 cm.

La planta forma artículos oblongos, denominados pencas o cladodios, de 30 a 60 cm. de largo por 20 a 40 cm. de ancho y 2 a 3 cm. de espesor. Sus ramas están formadas por pencas de color verde opaco con areolas que contienen espinas numerosas, amarillas y producen flores de 7 a 10 cm. de largo. Los cladodios son los responsables de transformar la luz en energía química a través de la fotosíntesis. Las pencas están recubiertas por una cutícula del tipo lipídica, interrumpida por la presencia de estomas, los cuales permanecen cerrados durante el día.

La cutícula del cladodio evita la deshidratación provocada por las altas temperaturas presentes principalmente en verano. La hidratación del cladodio alcanza un 91% de agua en peso.

Su fruto, la tuna, es oval de 5 a 10 cm. de largo por 4 a 8 cm. de diámetro y su color puede ser amarillo, anaranjado, rojo o púrpureo (dependiendo de la especie) con abundante pulpa.

3.5.2. Condiciones de suelo y medio ambientales.

Las plantaciones se ubican en el valle del Copiapó, presentando condiciones favorables de suelo y temperatura. El terreno, principalmente arcilloso - arenoso, cuenta con un pH alcalino cercano al 8,0. El espesor de la capa arcillosa es superior a los 10 metros, lo cual le otorga a las plantaciones la profundidad suficiente para su crecimiento y desarrollo.

La temperatura promedio de la zona oscila entre los 20 a 25°C, con un promedio anual de las precipitaciones que alcanza apenas los 120 mm.

3.5.3. Manejo del cultivo.

El primer paso para la creación de las plantaciones experimentales de cultivo fue la limpieza del terreno de arbustos, hierbas o restos de cosechas anteriores. Esta labor es realizada mediante tractor y arado, seguido de pasadas de rastra.

Posteriormente a ello se procede al trazado de camas, el cual se realizó con ayuda de una cinta de medir, cordel y estacas, a fin de respetar los espaciamientos entre penca. Adicionalmente, las pencas fueron colocadas en una orientación determinada tal que las caras quedaran menos expuestas al sol, evitando así daños por quemaduras y favorecer el desarrollo reticular de la planta.

Para el establecimiento de las plantaciones, el terreno se preparó y barbechó a una profundidad de 25 a 30 cm., con el objeto de remover la capa inferior del suelo y eliminar las plagas y nemátodos, que atacan este cultivo. El terreno fue arado y nivelado a fin de evitar que el agua se estanque o que se reseque en las partes bajas y altas respectivamente.

Las plantas se distribuyen en el terreno respetando una distancia de 30 cm. contados desde el centro de cada penca. La distancia entre surco y surco es de aproximadamente 70 cm. Al segundo mes de efectuada la plantación, se debe aplicar una capa de fertilizantes, el cual provendrá del compost dejado por el proceso de digestión de la planta. Se aplicará una capa de 3 a 5 cm de espesor sobre la hilera de la planta. Para la primera etapa de plantación, dado que no se cuenta con fertilizante obtenido de la torta, se comprará estiércol avícola para su sustitución.

El proceso de plantación es simple, siendo común entre otros cultivos. El nopal se planta haciendo un hoyo con una pequeña azada, colocando la planta o penca en posición perpendicular para luego cubrirla con tierra hasta un tercio o un medio de la penca (de 10 a 15 cm.).

Los cuidados del cultivo vienen principalmente por la poda. Existen cuatro tipos de podas que son aplicables a este tipo de plantaciones, las cuales se describen a continuación:

- i. La primera de ella es la Poda de Formación, la cual permite a la planta tener la forma más conveniente para un mejor manejo, eliminando las pencas que se encuentran juntas, las mal orientadas, las que están hacia abajo, enfermas, etc.

- ii. La Poda de Sanidad consiste en eliminar aquellas pencas que presenten malformaciones y/o se encuentren dañadas con plagas y enfermedades.
- iii. Para plantaciones con edades mayores a 15 años se debe realizar la Poda de Rejuveneciendo, cortando las plantas viejas y dejando exclusivamente los brotes nuevos a centímetros del suelo o sustituir la planta vieja por material vegetativo nuevo.
- iv. La Poda de Estimulación de renuevos es para nosotros la más importante, ya que con ella se logran nuevos brotes que permitirán aumentar las superficies plantadas. Consiste en dejar que la planta se llene de renuevos, y cortar todas las pencas quedando únicamente aquellas que se espera obtener brotes, después de 20 días se obtiene una gran cantidad de brotes (8 a 15 nopalitos por penca).

Alrededor de 4 a 5 meses de haber realizado el proceso de plantación, se procederá a la recolección de las paletas para ser transportadas al digestor. El proceso de recolección se realizará de manera manual, cortando las paletas de niveles superiores y teniendo especial cuidado con los brotes de renuevo que pudiesen existir. Una vez cortadas, las paletas serán molidas en la segadora, siendo este último el estado final de cómo será entregada la materia prima al digestor.

En caso de no cumplir con las cantidades de biomasa contempladas (y/o se quiera aumentar la capacidad instalada de generación) existe la posibilidad de comprar las paletas de nopal a terceros que puedan existir en los alrededores (bajo las mismas condiciones finales de uso).

3.6. Descripción del proceso anaeróbico de fermentación de desechos orgánicos.

La generación de biogás, mezcla constituida fundamentalmente por Metano (CH_4), Dióxido de Carbono (CO_2) y pequeñas cantidades de Hidrogeno (H_2), Nitrógeno (N_2) y Sulfuro de Hidrógeno (SH_2) constituye un proceso vital dentro del ciclo de la materia orgánica de la naturaleza.

Las bacterias metanogénicas constituyen el último eslabón de la cadena de microorganismos encargados de digerir la materia y devolver al medio los elementos básicos para reiniciar el ciclo, degradación que es llevada a cabo a través de la digestión anaeróbica.

3.6.1. Principios de la Digestión Anaeróbica.

La digestión anaeróbica es un proceso biológico degradativo en el cual, parte de la materia orgánica contenida en un sustrato es convertida en una mezcla de gases mediante la acción de un conjunto de microorganismos en ausencia de electrones de carácter inorgánico.

El proceso resulta muy complejo debido al número de reacciones químicas que tienen lugar, así como por la cantidad de microorganismos involucrados en ella. Muchas reacciones ocurren de forma simultánea.

Estudios bioquímicos y microbiológicos realizados hasta ahora, dividen el proceso de descomposición anaerobia de la materia orgánica en cuatro fases o procesos. La real producción de metano es la última parte del proceso y no ocurre si no han actuado todos los microorganismos de las fases anteriores. Los procesos involucrados son:

Ilustración 14: Procesos de Digestión Anaerobia.



Fuente: Elaboración Propia.

A continuación se dará una breve descripción de cada fase involucrada.

3.6.1.1. Hidrólisis.

La hidrólisis de la materia orgánica polimérica a compuestos solubles o monómeros es el paso inicial para la degradación anaerobia de sustratos orgánicos complejos, proporcionando los sustratos orgánicos necesarios para la digestión anaerobia. La hidrólisis de estas moléculas complejas es llevada a cabo por acción de enzimas extracelulares producidas por los microorganismos hidrológicos, siendo en su mayoría anaerobios facultativos.

Cualquier sustrato se compone de tres tipos básicos de macromoléculas: hidratos de carbono, proteínas y lípidos.

Las proteínas constituyen un sustrato importante en el proceso de digestión anaerobia, ya que además de ser fuente de carbono y energía, los aminoácidos derivados de su hidrólisis tienen un elevado valor nutricional. Las proteínas son hidrolizadas en péptidos y aminoácidos por la acción de enzimas proteolíticas llamadas proteasas. Parte de estos aminoácidos son utilizados directamente en la síntesis de nuevo material celular y el resto son degradados a ácidos grasos volátiles, dióxido de carbono, hidrogeno y sulfuro en posteriores etapas del proceso.

La degradación de los lípidos en ambientes anaerobios comienza con la ruptura de la grasa por acción de enzimas hidrológicas denominadas lipasas, produciendo ácidos grasos de cadenas larga y glicerol.

3.6.1.2. Etapa fermentativa o acidogénica.

Durante esta etapa tiene lugar la fermentación de las moléculas solubles en compuestos que pueden ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas (ácido acético, ácido fórmico, H_2), y compuestos orgánicos más reducidos (ácido propiónico, ácido butírico, ácido valérico, ácido láctico y etanol principalmente) que tienen que ser oxidados por las bacterias acidogénicas en la siguiente etapa del proceso.

FERMENTACION DE AMINOÁCIDOS.

Los principales productos de la fermentación de aminoácidos y de otras moléculas hidrogenadas son ácidos grasos de cadena corta, succínicos, aminovaléricos y H₂. La fermentación de aminoácidos se considera un proceso rápido y que, en general, no limita la velocidad de degradación de compuestos proteicos.

Los productos finales de la oxidación son NH₃, CO₂ y Ácido Carboxílico.

OXIDACION ANAEROBIA DE ÁCIDOS GRASOS DE CADENA LARGA.

Los ácidos grasos de cadena larga son oxidados a ácidos grasos de cadena corta por el mecanismo de la β-oxidación. En condiciones anaerobias, este mecanismo es termodinámicamente desfavorable y muy dependiente de la presión parcial de hidrógeno, por lo que es de gran importancia la acción simbiótica de los microorganismos consumidores de hidrogeno para que pueda llevarse a cabo.

3.6.1.3. Etapa acetogénica.

Mientras que algunos productos de la fermentación pueden ser metabolizados directamente por los organismos metanogénicos (H₂ y ácido acético), otros (etanol, ácidos grasos volátiles como el valerato, butirato, propianato, entre otros y algunos compuestos aromáticos) deben ser transformados en productos más sencillos, como acetato y H₂, a través de las bacterias acidogénicas.

Desde el punto de vista termodinámico, estas reacciones no son posibles porque en condiciones estándar (pH = 7, T = 25°C y P = 1 atm) presentan energías libres de reacción positiva, tal y como se muestra en la Ilustración 15.

Ilustración 15: Reacciones acetogénicas que ocurren en los sistemas aerobios.

Etanol y Láctico	ΔG (KJ)
$Etanol + H_2O \rightarrow Acetato + H^+ + 2H_2$	+9,6
$Lactato^{-1} + 2H_2O \rightarrow Acetato^{-1} + H^+ + 2H_2 + HCO_3^-$	-4,2
Ácidos Grasos	
$Acetato^{-1} + 4H_2O \rightarrow H^+ + 4H_2 + 2HCO_3^-$	+104,6
$Propianato^{-1} + 3H_2O \rightarrow Acetato^{-1} + H^+ + 3H_2 + HCO_3^-$	+76,1
$Butirato^{-1} + 2H_2O \rightarrow 2Acetato^{-1} + H^+ + 2H_2$	+48,1
$Valerato^{-1} + 3H_2O \rightarrow 3Acetato^{-1} + 2H^+ + 4H_2$	+96,2
Aminoácidos	
$Alamina + 3H_2O \rightarrow Acetato^{-1} + NH_4^+ + H^+ + 2H_2 + HCO_3^-$	+7,5
$Asparato^{-1} + 4H_2O \rightarrow Acetato^{-1} + NH_4^+ + H^+ + 2H_2 + 2HCO_3^-$	-14,9
$Leucina + 3H_2O \rightarrow Isovalerato^{-1} + NH_4^+ + H^+ + 2H_2 + HCO_3^-$	+4,2
$Glutamato^{-1} + 4H_2O \rightarrow Propianato^{-1} + NH_4^+ + H^+ + 2H_2 + 2HCO_3^-$	-5,8
$Glutamato^{-1} + 7H_2O \rightarrow Acetato^{-1} + NH_4^+ + 3H^+ + 5H_2 + 3HCO_3^-$	+70,3

Fuente: Phosphorus Precipitation in Anaerobic Digestion Process.

Sin embargo, a presiones parciales de H₂ bajas (del orden de 10⁻⁴ a 10⁻⁵ atm), estas reacciones pasan a ser termodinámicamente favorables, y la variación de energía libre es suficiente para permitir la síntesis de ATP y el crecimiento

bacteriano. Por lo tanto, el principal inhibidor de la acetogénesis, cuya acumulación provoca la rápida acumulación de sustratos, es la acumulación de hidrógeno molecular. Un tipo especial de microorganismos presentes en esta fase son los llamados Homocetogénicos. Este tipo de bacterias son capaces de crecer heterotróficamente en presencia de azúcares o compuestos monocarbonados, (como la mezcla H₂/CO₂), produciendo como único producto acetato. Según se ha estudiado, el resultado neto del metabolismo homoacetogénico permite mantener bajas presiones parciales de hidrogeno y, por lo tanto, permite la actividad de las bacterias acidogénicas y acetogénicas.

3.6.1.4. Etapa Metanogénica.

Los microorganismos metanogénicos completan el proceso de digestión anaeróbica mediante la formación de metano a partir de sustratos monocarbonados o con dos átomos.

Se pueden establecer dos grandes grupos de microorganismos en función del sustrato principal que metaboliza: Hidrogenotróficos, que consumen H₂/CO₂ y ácido fórmico, y Acetoclasticos, que consumen acetato, metanol y algunas aminas. Las principales reacciones metanogénicas se recogen la Ilustración 16.

Ilustración 16: Principales Reacciones Metanogénicas.

Reacciones Hidrogenotróficas	ΔG (KJ)
$4H_2 + H^+ + 2HCO_3^- \rightarrow Acetato + 4H_2O$	-104,6
$4H_2 + 4S^0 \rightarrow +4H^+$	-112
$4H_2 + H^+ + 2HCO_3^- \rightarrow CH_4 + 3H_2O$	-135,6
$4H_2 + 4SO_4^{2-} + H^+ \rightarrow HS^- + 4H_2O$	-451,9
$4H_2 + 4Fumarato \rightarrow 4Succinato$	-344,6
$4H_2 + NO_3^- + 2H^+ \rightarrow NH_4^+ + 3H_2O$	-599,6
Interconversión Formato - Hidrógeno	
$H_2 + HCO_3^- \rightarrow Formato + H_2O$	-1,3
Metanogénesis Acetoclasticas	
$Acetato + H_2O \rightarrow CH_4 + HCO_3^-$	-31,0
Metanogénesis a partir de otros sustratos	
$4HCOOH \rightarrow CH_4 + 3CO_2 + 2H_2O$	
$4CH_3OH \rightarrow 3CH_4 + CO_2 + 2H_2O$	
$4(CH_3)_3N + 6H_2O \rightarrow 9CH_4 + 3CO_2 + 4NH_3$	
$4(CH_3)_2NH + 2H_2O \rightarrow 3CH_4 + CO_2 + 2NH_3$	
$4(CH_3)_3NH_2 + 2H_2O \rightarrow 3CH_4 + CO_2 + 4NH_3$	

Fuente: Phosphorus Precipitation in Anaerobic Digestion Process.

Los productos finales liberados de esta fase del proceso están constituidos por el CH₄ y el CO₂.

Las fases descritas anteriormente pueden ser resumidas en dos fases principales (ácida, que involucra la hidrólisis y la acidificación; y la metanogénica, que agrupa la acetogénesis y la metanogénesis).

Las características de los microorganismos que intervienen en las fases resultan fundamentales para lograr comprender el equilibrio y funcionamiento óptimo del digestor.

Se presenta a continuación un resumen de las principales características de los microorganismos que actúan en ambas fases¹³.

Ilustración 17: Principales características de los microorganismos que participan en el proceso de digestión.

FASE ACIDOGENICA	FASE METANOGENICA
<ul style="list-style-type: none">• Bacterias facultativas.• Reproducción muy rápida.• Poco sensible a los cambios de temperatura y acidez.• Principales metabolitos: ácidos orgánicos.	<ul style="list-style-type: none">• Bacterias anaerobias estrictas.• Reproducción lenta.• Muy sensibles a los cambios de acidez y temperatura.• Principales productos finales: CH₄ y CO₂.

Fuente: Anaerobic digestion process.

3.6.2. Principales factores que afectan la producción de gas.

La actividad metabólica involucrada en el proceso de digestión anaeróbica se ve afectada por una amplia gama de factores. Las diferentes bacterias que intervienen en el proceso hacen que cada grupo responda de manera diferencial ante estos cambios, lo que dificulta su diseño. Es por ello que, más que hablar de un valor absoluto, se entregarán rangos de comportamientos, entregándonos una orientación para el diseño final buscado, considerando la *Opuntia Ficus Indica* como la biomasa a emplear.

Entre los factores más importantes a tenerse en cuenta se desarrollarán los siguientes: tipo de sustrato (nutrientes disponibles); la temperatura del sustrato; la carga volumétrica: el tiempo de retención hidráulico; el nivel de acidez (pH); la relación Carbono/Hidrogeno; la concentración del sustrato; el agregado de inoculantes; el grado de mezclado y la presencia de compuestos inhibidores del proceso.

3.6.2.1. Tipo de Materia Prima.

Las materias primas fermentables incluyen, dentro de un amplio espectro, a los excrementos animales y humanos, aguas residuales orgánicas de la industria (producción de alcohol, procesado de frutas, verduras, lácteos, carnes, alimentos en general), restos de cosecha y basura de diferentes tipos, como los efluentes de determinadas industrias químicas.

La selección de la materia prima que se ocupará para la digestión no solo condiciona la calidad del biogás que se obtendrá, sino que también los procesos

¹³ Bacterias facultativas: Pueden vivir en presencia de bajos contenidos de oxígeno.
Bacterias anaerobias estrictas: No pueden vivir en presencia de oxígeno.

químicos necesarios para el tratamiento de los desechos que se producirán producto de la digestión anaerobia, estos son los RILes (que corresponde a la parte líquida de los desechos) y el compost (la parte sólida). Esto se debe principalmente a la composición química de ciertas sustancias, las cuales, según normas medioambientales, deben estar bajo ciertas concentraciones para su disposición final.

En este caso en particular (y como se ha dicho en reiteradas ocasiones), se utilizará la *Opuntia Ficus Indica* como biomasa para la generación de electricidad. Sin embargo, como característica especial de este proyecto, solo se trabajará con este sustrato, no requiriendo sustratos adicionales como estiércol u otro en especial para su descomposición¹⁴.

En general, el biogás es una mezcla constituida por Metano, Dióxido de Carbono y pequeñas proporciones de otros gases como Hidrógeno, Nitrógeno y Sulfuro de Hidrógeno. Pero, debido a la producción monocultivo a la que se postula, el biogás que se obtendrá no presentará Sulfuro de Hidrogeno (H₂S), siendo el Azufre, uno de los principales elementos que deben ser tratados en los residuos finales para poder disponerlos en vertederos autorizados y/o reutilizarlos.

A continuación presentamos la composición teórica aproximada del biogás a obtener mediante la digestión anaerobia monocultivo.

Tabla 8: Composición Teórica del biogás.

Elemento	Cantidad [%]
CH ₄	55,0%
CO ₂	39,0%
H ₂ O	2,5%
N ₂	0,5%
H ₂	2,0%
O ₂	0,5%

Fuente: Elaboración Propia.

3.6.2.2. Temperatura del Sustrato.

La velocidad de reacción de los procesos biológicos depende de la velocidad de crecimiento de los microorganismos involucrados, que a su vez dependen de la temperatura. A medida que aumenta la temperatura, aumenta la velocidad de crecimiento de los microorganismos y acelera el proceso de digestión dando lugar a la producción de biogás.

Tabla 9: Comportamiento Bacteriano según temperatura.

Bacterias	Rango de Temperatura	Sensibilidad
Psicrofílicas	menos de 20°C	+/- 2°C por hora
Mesofílicas	entre 20°C y 40°C	+/- 1°C por hora
Termofílicas	mas de 40°C	+/- 0.5°C por hora

Fuente: Elaboración Propia.

¹⁴ Estudio de I&D de la *Opuntia Ficus Indica* realizado por Uat de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

La temperatura de operación del digestor está considerada uno de los principales parámetros de diseño, debido a la gran influencia de este factor en la velocidad de digestión anaerobia. Variaciones bruscas de temperatura en el digestor pueden provocar la desestabilización del proceso. Por ello, para garantizar una temperatura homogénea en el digestor, es imprescindible un sistema adecuado de agitación y controlador de temperatura.

Ilustración 18: Sistema de Agitación y Calefacción.



Fuente: Planta Biogás de Los Ángeles.

Para que se inicie el proceso se necesita una temperatura mínima de 4 a 5°C y no se debe sobrepasar una máxima de alrededor de 70°C. Existe una diferenciación en tres rangos de temperatura de acuerdo al tipo de bacterias que predominan en cada una de ellas (ver Tabla 9).

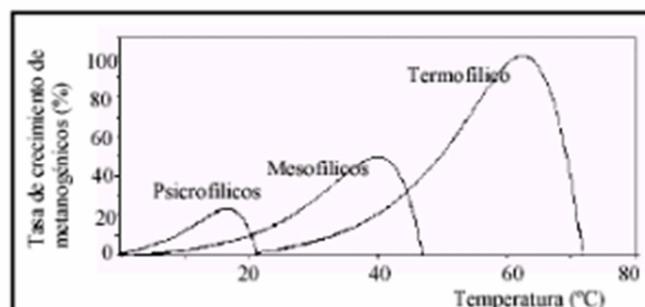
La actividad biológica y, por lo tanto, la producción de gas aumenta con la temperatura.

La temperatura además está íntimamente relacionada con los tiempos que debe permanecer la biomasa dentro del biodigestor para completar su degradación (Tiempo de Retención Hidráulica, TRH). A medida que se aumenta la temperatura disminuyen los tiempos de retención y, en consecuencia, menor será el volumen de reactor necesario para digerir una misma cantidad de biomasa.

Para efectos de nuestro diseño, se trabajará en el régimen mesofílico, puesto que, de acuerdo a la literatura, el régimen termofílico, a pesar de conseguir una mayor velocidad del proceso (aumento en la eliminación de materia orgánica y en la producción de biogás) y una mejor eliminación de organismos patógenos, suele ser inestable a cualquier cambio de operación, presentando además mayores problemas de inhibición del proceso por la mayor toxicidad de determinados compuestos a elevadas temperaturas, como el nitrógeno amoniacal o los ácidos de cadena larga.

La temperatura del biodigestor se mantendrá entre los 30°C a 40°C, temperatura a la cual se obtiene la máxima tasa de crecimiento bacteriano.

Ilustración 19: Relación de la tasa de crecimiento bacteriano y Temperatura.



Fuente: Anaerobic digestion process.

3.6.2.3. Valor de Acidez (pH).

Los diferentes grupos bacterianos presentes en el proceso de digestión anaerobia presentan niveles de actividad óptimos en torno a la neutralidad.

Para que se desarrolle satisfactoriamente la digestión, el pH no debe bajar de los 6 ni subir de 8. El valor de pH en el digestor no solo 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.

Tabla 10: Rango de pH para las diferentes fases de la fermentación anaerobia.

Fase	Rango de pH
Hidrólisis	Entre 6,0 y 7,0
Acidogénesis	Entre 6,4 y 7,2
Acetogénica	Entre 7,0 y 7,2
Metanogénicas	Entre 6,5 y 7,5

Fuente: Elaboración Propia.

En el caso de un digestor de carga continua, que será el que se utilizará, existe una diferencia de valores de entrada y salida, caracterizando una zona relativamente ácida (con pH cercano al 5,5), hasta alcanzar la estabilización, cercano a los 40 días de retención hidráulica. Una vez estabilizada la carga, a pesar de pequeñas fluctuaciones de pH debido al material que es introducido de manera continua al digestor, este es capaz de amortiguar los cambios.

Es importante mencionar que cuando un digestor se descompensa (por cambios de pH y/o temperatura) tarda entre 30 a 60 días en volver a la normalidad, de ahí que es importante tomar las medidas de control respectivas.

3.6.2.4. Velocidad de carga volumétrica.

La velocidad de carga volumétrica hace referencia a la cantidad de sustrato que debe ser cargado diariamente al digestor. Este valor tiene una relación inversa con el tiempo de retención, dado que a medida que se incrementa la carga volumétrica disminuye el tiempo de retención.

Existen diferentes formas de expresar este parámetro, siendo los más usuales: kg de material/día o kg de materia seca/día. Para este caso en particular, se disponen de 200 ha, a una tasa de producción de 45 toneladas por ha durante 365 días, con lo cual se obtienen $24,65 \frac{kg}{día}$.

3.6.2.5. Tiempo de Retención Hidráulico.

En los sistemas de carga completa, el tiempo de retención hidráulico se define como el valor en días del cociente entre el volumen del digestor y el volumen de carga diaria. En dichos digestores, el TRH coincide con el celular, por lo que el tiempo de retención deberá ser suficientemente largo como para asegurar el crecimiento de la población bacteriana.

El tiempo de retención está íntimamente ligado a con el tipo de sustrato y la temperatura del mismo.

La selección de una mayor temperatura implicará una disminución en los tiempos de retención requeridos y consecuentemente será menor el volumen necesario para digerir la biomasa.

Para el caso de la *Opuntia Ficus Indica*, la tasa de retención oscila entre los 30 a 40 días. Considerando la condición más desfavorable para el diseño, determinaremos el volumen del reactor aplicando un tiempo de retención hidráulico de 40 días en el digestor.

3.6.2.6. Contenido de Sólidos.

La movilidad de las bacterias metanogénicas dentro del sustrato se ve crecientemente limitada a medida que se aumenta el contenido de sólidos y, por lo tanto, puede verse afectada la eficiencia y producción de gas.

Es posible encontrar en la literatura valores aproximados para digestores continuos, que oscilan entre el 3 al 8%¹⁵. Debido al alto contenido de agua que presenta la paleta de nopal, cercano al 9%, se utilizará un porcentaje de sólidos del 5%. Así, podemos calcular la cantidad de agua diaria a necesitar para poder diluir nuestra carga a un 5% a través de una sencilla relación¹⁶:

$$Y(\text{litros}) = \frac{X(\text{Kg}) * (\%Y - \%Z)}{\%Z} \quad (1)$$

dónde:

Y: Cantidad de Agua necesaria para la dilución.

X: Cantidad de materia solida diaria a ser cargada en el digestor.

%Y: Contenido de agua en cladodios.

%Z: Requerimiento de sólidos diluidos.

A partir de la formula anterior, obtenemos que para lograr un 5% de sólidos en la mezcla debemos suministrar aproximadamente 20.000 litros de agua diarios. Este valor es considerablemente menor al que hubiésemos obtenido al utilizar otra biomasa (como basura u otro elemento) debido al alto contenido de agua que la paleta de nopal trae.¹⁷

3.6.2.7. Inclusión de inoculantes.

El crecimiento de las bacterias dentro del digestor sigue la curva "en S" representada en la Ilustración 20.

La primera y segunda etapa (de crecimiento) puede ser fácilmente acortada mediante la inclusión de un determinado porcentaje de material de otro digestor rico

¹⁵ Véase en RCM International, LLC - Proyectos de Biocombustible.

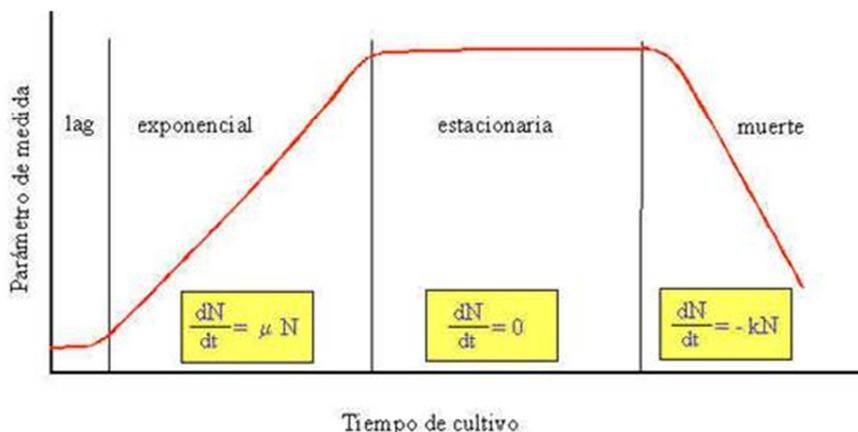
¹⁶ BAEZA CONDORI, JAIME FERNANDO. 1995. Aprovechamiento del desecho del cultivo de Cactasea Opuntia Cacti para producción de biomasa.

¹⁷ El proyecto de la Planta de Biogás de Ventana ocupo aproximadamente 10.000 m³ de agua al año para una mezcla de tuna (10%) y basura (90%).

en bacterias (ya en actividad). Sin embargo, esto resulta de gran utilidad para digestores discontinuos que deben ser arrancados cada vez que son cargados, luego que haya pasado el tiempo de retención respectivo.

Para el caso de nuestro digestor, de mezcla continua, este punto no se torna de envergadura debido a que constantemente se estará cargando con material orgánico, esto origina que contantemente se provea de "alimento" a las bacterias presentes, de manera que las bacterias que han iniciado la digestión en una primera instancia servirán de "activador" para los procesos de fermentación siguiente, y así sucesivamente.

Ilustración 20: Curva del Crecimiento bacteriano.



Fuente: Ecuaciones cinéticas de desarrollo bacteriano.

3.6.2.8. Agitación y Mezclado.

Los objetivos buscados con la agitación son: remoción de 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.

Existen varios mecanismos de agitación utilizados, desde los simples como el batido manual o el provocado por la entrada y salida de los líquidos hasta sofisticados equipos que involucran agitadores a hélice (el que será considerado en la planta), recirculadores de sustrato e inyectores de gas.

3.6.2.9. Inhibidores.

La presencia de metales pesados, antibióticos y detergentes en determinadas concentraciones pueden inhibir e incluso interrumpir el proceso fermentativo.

Cuando es demasiada alta la concentración de ácidos volátiles¹⁸ (más de 2.000 ppm para la fermentación mesofílica y de 3.600 ppm para la termofílica) se inhibirá la digestión. También una elevada concentración de Nitrógeno y Amoníaco destruye las bacterias metanogénicas.

A continuación se presentan una lista con los inhibidores más comunes:

¹⁸ Ácidos resultantes de las fases de fermentación anaeróbica, compuestos principalmente por Carbono.

Tabla 11: Principales inhibidores dentro de un digestor.

Inhibidores	Concentración Inhibidora
SO ₄	5.000 ppm
NaCl	40.000 ppm
Nitrato	0,05 mg/ml
Cu	100 mg/l
Cr	200 mg/l
Ni	200 - 500 mg/l
CN	25 mg/l
ABS (detergente sintético)	20 - 40 mg/l
Na	3.500 - 5.500 mg/l
K	2.500 - 4.500 mg/l
Ca	2.500 - 4.500 mg/l
Mg	1.000 - 1.500 mg/l

Fuente: Elaboración Propia.

Los inhibidores están íntimamente relacionados con los sustratos que se utilizarán, en especial si se trata de desechos orgánicos de animales o humanos debido al alto contenido de amoníaco que se pueda encontrar. En nuestro caso, dado que se utilizará solo el nopal como sustrato, se obtendrán concentraciones de los elementos que pertenecen a su composición química, no existiendo peligro aparente de la existencia de inhibidores (como el Potasio) dentro del digestor. Sin embargo, las concentraciones de Sodio, Calcio y Potasio serán monitoreadas para evitar problemas futuros que pudiesen surgir.

Tabla 12: Composición química aproximada de cladodios de nopal.

Componente	Cladodio (de 1 año)
Humedad %	94,33
Proteína %	0,48
Grasa %	0,11
Fibra %	1,06
Ceniza (minerales) %	1,60
Carbohidratos	2,43
Vitamina C (mg/100g penca fresca)	23,11
Ca %	0,339
Na %	0,0183
K %	0,145
Fe %	0,322

Fuente: Elaboración Propia.

3.7. Digestores Anaerobios.

Es posible encontrar en la literatura varios tipos de digestores, dependiendo del sistema de carga, intensidad de mezcla, etc. Sin embargo, más del 80% de las plantas de biogás difundidas en el mundo pertenecen a dos tipos de diseño, cuyos nombres derivan de los países en los cuales se realizaron los primeros modelos y, posteriormente se les dio una difusión masiva. Estos modelos resultan de la combinación de una serie de características que afectan el proceso de digestión, las cuales se presentarán a continuación.

3.7.1. Clasificación de los digestores.

Los digestores pueden ser agrupados bajo 4 variables básicas. Por un lado tenemos el tipo e intensidad de carga y por el otro el manejo bioquímico y del sustrato mismo (Ilustración 21).

Ilustración 21: Clasificación de los digestores.



Fuente: Anaerobic digestion process.

3.7.1.1. Tipo de Carga.

Los digestores tipo batch se cargan solo una vez en forma total y la descarga se efectúa una vez que ha dejado de producir combustible. Este sistema es aplicable cuando la materia a procesar está disponible de manera intermitente, presente principalmente en laboratorios (para evaluar, por ejemplo, parámetros del proceso o el comportamiento de un residuo orgánico o mezcla de ellos). Requieren para acelerar su arranque un proporción de inóculo del 20%.

En los digestores de carga continua o semicontinua, el volumen que ingresa desplaza una cantidad equivalente al efluente que se evacua por la salida, manteniendo constante el volumen al interior del digestor. A diferencia de los digestores continuos, que son cargados diariamente, los semicontinuos son cargados dos o tres veces por año, coincidiendo muchas veces dichas fechas con el período de siembra, para aprovechar el poder fertilizante de los residuos de la digestión.

La mayor parte de los digestores difundidos a lo largo del mundo pertenecen a esta categoría, siendo los semicontinuos usados en el medio rural, mientras que los digestores continuos son usados a un nivel más industrial.

3.7.1.2. Intensidad de Mezcla.

La característica que define a este tipo de digestores es que la carga se mezcla casi en su totalidad en la cámara de digestión. Por otra parte, los digestores de

carga parcial son aquellos en los cuales los métodos de agitación son muy rudimentarios (ya sea manuales o algún tipo de rotación mecánica no controlada). Dentro de este grupo se encuentran los pequeños digestores rurales (un sistema de mezcla sube los costos de inversión y operación debido a las mantenciones que deben ser realizadas).

3.7.1.3. Manejo del Sustrato.

El principio que busca este concepto es la conservación de las bacterias dentro del digestor que hayan salido junto con el efluente. La descripción de los sistemas existentes para el manejo de sustrato se presentan en la Ilustración 22.

Ilustración 22: Descripción de los sistemas de manejo de sustrato.

<p>Contacto Anaerobio</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Estos digestores tienen asociado una pila de sedimentación, a fin de que las bacterias que han salido con el efluente decanten para ser reintroducida.
<p>U.A.S.B (Upflow Anaerobic Sludge Blanket)</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Poseen separadores y mamparas estratégicamente ubicadas, las que generan zonas de tranquilidad en las cuales las bacterias han formado glomérulos (flocs), los cuales sedimentan, evitando así su salida.
<p>Lecho Fluidizado</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Pequeñas partículas se mantienen en suspensión dentro de la cámara, a las cuales las bacterias se adhieren. Al final del proceso, mediante un filtro, las bacterias son recuperadas y reincorporadas al proceso de digestión.
<p>Filtro Anaerobio</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Los digestores poseen filtros interiores (piedra caliza, cañerías reticuladas) que retienen a las bacterias.

Fuente: Anaerobic digestion process.

3.7.1.4. Manejo Bioquímico.

Los digestores de dos etapas han dividido la digestión en dos cámaras separadas, donde la primera desarrolla la etapa acidogénica y en la segunda la acética y metanogénica. Esto permite optimizar las condiciones de desarrollo de cada tipo de bacterias y extraer los sólidos indigeribles antes que pasen a la etapa siguiente. Por otro lado, los digestores de una etapa desarrollan todas las etapas de la digestión en una sola cámara, en la cual todas las bacterias están bajo las mismas condiciones.

3.7.2. Selección del digestor.

El digestor seleccionado obedece a las características anteriormente descritas en este capítulo, con el fin de obtener un gas de calidad (alto contenido de metano) y constante en el tiempo, de manera que pueda ser entregado a los motores de generación. Las características del digestor seleccionado se detallan en la Ilustración 23.

Ilustración 23: Características del digestor.

Hermético	<ul style="list-style-type: none">• Se busca evitar la circulación de aire de manera de respetar la condición anaeróbica del proceso y evitar fugas de gas.
Termicamente Aislado	<ul style="list-style-type: none">• De manera de lograr las condiciones de temperatura adecuadas para el desarrollo bacteriano.• Entre 50°C a 60°C (Fase de hidrólisis).• Entre 30°C a 40°C (Fase de fermentación).
Sistema de Carga Continua	<ul style="list-style-type: none">• Se cuenta con cierto control sobre la disposición de la materia prima (la cual no será intermitente).• Disminuyen costos operacionales (puesta a punta de los motores).
Mezcla Completa	<ul style="list-style-type: none">• Asegurar la homogenización de la mezcla, de manera que las bacterias actúen sobre todo el sustrato, disminuyendo la posibilidad de formación de costras.• El sistema de mezcla será a través de una hélice, regulada mediante un panel de control.
Dos Fases	<ul style="list-style-type: none">• Para lograr las condiciones óptimas de crecimiento para las bacterias, el proceso será separado en dos fases: Acidogénica y la Metanogénica.
U.A.S.B.	<ul style="list-style-type: none">• Debido a que el flujo será continuo, siempre existirán bacterias dentro del digestor. Como una medida de prevención se instalarán separadores para garantizar la existencia de bacterias al interior.
Monitoreo de Condiciones	<ul style="list-style-type: none">• Las condiciones (temperatura, concentración de sólidos, pH) al interior del digestor serán monitoreadas a fin de evitar desequilibrios.
T.R.H.	<ul style="list-style-type: none">• Los volúmenes de ambos digestores serán diseñados para una tasa de retención hidráulica de 10 días (Fase de Hidrólisis) y 40 días (Fase de Fermentación).
Insumos	<ul style="list-style-type: none">• Solo se introducirá a la cámara cladosios triturados de <i>Opuntia Ficus Indica</i> (no se utilizarán compuestos adicionales de ningún tipo).
Composición de la carga	<ul style="list-style-type: none">• El digestor será cargado diariamente con 24.658 kg de nopal molido y 20 m³ de agua.

Fuente: Elaboración Propia.

3.7.3. Dimensionamiento Preliminar.

3.7.3.1. Estimación del Volumen.

Para realizar el cálculo del volumen necesario para que se lleve a cabo la digestión completa de la mezcla se utilizaron dos métodos diferentes de aproximación, donde si bien consideran datos diferentes, se llega a resultados parecidos. Se detallará a continuación ambos procedimientos y sus resultados.

3.7.3.1.1. Primera Aproximación.

El volumen de un digestor para la fase hidrogénica y metanogénica se obtiene a partir del volumen diario y la tasa de retención hidráulica, variables que se encuentran relacionadas a través de la siguiente expresión.

$$\text{Volumen Diario} * \text{Tiempo Retencion Hidraulico} = \text{Volumen del Digestor}^{19} \quad (2)$$

Además de dicho valor, se debe considerar un espacio adicional para la acumulación de biogás (gasómetro), estimado con una presión mínima de 15 c.c.a. (centímetros columna de agua) aproximadamente.

El volumen del gasómetro se estima como un tercio del volumen calculado²⁰, con lo cual se obtiene finalmente:

$$\text{Volumen Total} = \text{Volumen del Digestor} \left(1 + \frac{1}{3}\right) \quad (3)$$

Considerando una Tasa de Retención Hidráulica de 10 días para la fase de hidrólisis y de 40 días para la fase metanogénica; y un volumen diario de 24.658 kg, se obtienen los siguientes volúmenes:

Tabla 13: Volumen Fase Hidrolisis (primera aproximación).

FASE HIDROGÉNICA		
Producción Anual por Ha	45	ton/ha/año
Cantidad Ha	200	ha
Producción Diaria	24.657.534	gr/día
Producción Diaria Hz	1.110	m ³ /día
Producción Biogás	18.937	m ³ /día
Producción kcal	3.383.256	kcal/día
Producción kWh	3.932	kWh/día
Cantidad total de Agua	197.260	lt
Volumen Gasómetro	65.753	lt

Fuente: Elaboración Propia.

Volumen Total: 263 m³

¹⁹ VARNERO, MARIA TERESA, 1991. Manual de Reciclaje Orgánico y Biogás. Santiago, Facultad de Ciencias. Agrarias y Forestal, Universidad de Chile.

²⁰ ARELLANO, JOSE, 1993. Obtención de Biogás de los residuos sólidos Departamento de Ing. Sanitaria, Universidad de Chile.

Tabla 14: Volumen Fase Metanogénica (primera aproximación).

FASE METANOGENICA		
Producción Anual por Ha	45	ton/ha/año
Cantidad Ha	200	ha
Producción Diaria	24.657.534	gr/día
Producción Diaria CH4	9.468	m ³ /día
Producción Biogás	18.937	m ³ /día
Producción kcal	84.540.117	kcal/día
Producción kWh	98.257	kWh/día
Cantidad total Agua	789.041	lt
Volumen Gasómetro	263.014	lt

Fuente: Elaboración Propia.

Volumen Total:	1.052	m³
-----------------------	--------------	----------------------

3.7.3.1.2. Segunda Aproximación.

El volumen de los digestores se calcula utilizando la producción diaria de gas, a partir de la cantidad de H₂ obtenido (fase de hidrólisis) y la cantidad de CH₄ liberado (fase metanogénica). Así, el volumen se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$Volumen\ Total = \frac{Producción\ diaria\ H_2}{Tasa\ de\ Retención\ Hidráulica} * Producción\ H_2\ por\ tonelada\ de\ tuna \quad (4)$$

$$Volumen\ Total = \frac{Producción\ diaria\ CH_4}{Tasa\ de\ Retención\ Hidráulica} * Producción\ CH_4\ por\ tonelada\ de\ tuna \quad (5)$$

Aplicando los mismos valores ocupados en la primera aproximación, obtenemos los siguientes volúmenes para ambas fases.

Tabla 15: Volumen Fase Hidrogénica (segunda aproximación).

FASE HIDROGENICA		
Producción Anual por Ha	45	ton/ha/año
Producción de H2	45	m ³ /ton
Cantidad Ha	200	ha
Producción Diaria	24.657.534	gr/día
Producción Diaria H2	1.110	m ³ /día
Producción Biogás	18.937	m ³ /día
Producción kcal	3.383.256	kcal/día
Producción kWh	3.932	kWh/día

Fuente: Elaboración Propia.

Volumen Total:	247	m³
-----------------------	------------	----------------------

Tabla 16: Volumen Fase Metanogénica (segunda aproximación).

FASE METANOGENICA		
Producción Anual por Ha	45	ton/ha/año
Producción de CH4	384	m ³ /ton
Cantidad Ha	200	Ha
Producción Diaria	24.657.534	gr/día
Producción Diaria CH4	9.468	m ³ /día
Producción Biogás	18.937	m ³ /día
Producción kcal	84.540.117	kcal/día
Producción kWh	98.257	kWh/día

Fuente: Elaboración Propia.

Volumen Total: 986 m³

Finalmente, considerando factores de diseño y construcción (como por ejemplo largos comerciales de ciertos materiales como barras de acero, etc.), los volúmenes finales a considerar para el diseño son:

Volumen Fase Hidrogénica: 267 m³

Volumen Fase Metanogénica: 1.200 m³

3.7.3.2. Estimación de Dimensiones.

La forma que tendrán ambos digestores será la de un estanque cilíndrico. Así, para el cálculo de los volúmenes a obtener se ocupó la fórmula del volumen de un cilindro, la cual se presenta a continuación.

$$\text{Volumen de un Cilindro} = \pi * r^2 * h \quad (6)$$

Un factor importante a la hora de considerar las dimensiones es la condición sísmica que caracteriza a nuestro país. Para poder cumplir con la normativa vigente sobre este tema los estanques que se diseñarán serán más anchos que altos (más chatos). Las dimensiones consideradas se muestran continuación.

Tabla 17: Dimensiones Reactor Fase Hidrólisis.

Radio	5 m
Altura de Operación	3,4 m
Altura de Derrame	4,2 m
Volumen Final	267 m³

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 18: Dimensiones Reactor Fase Metanogénica.

Radio	8 m
Altura de Operación	6 m
Altura de Derrame	6,8 m
Volumen Final	1.206 m³

Fuente: Elaboración Propia.

3.8. Selección de Equipos.

Los equipos necesarios para la obtención de electricidad, tales como el sistema de acondicionamiento de biogás, motores de generación, transformadores, interruptores de alta tensión, etc. están íntimamente relacionados con la composición del gas que se obtendrá de los digestores. Dicha composición, condicionará el poder calorífico que tendrá nuestro gas y, por ende, la energía que podremos obtener a partir de él.

3.8.1. Características del biogás.

Tal como se adelantó, la composición química del gas es de vital importancia para conocer el poder calorífico del gas y el suministro que se obtendrá para los motores de generación. La estimación del poder calorífico se realizará de manera teórica, ya que esta debería ser realizada sobre la base de una composición obtenida de manera experimental, que represente la verdadera calidad del gas. A pesar de ello, el procedimiento que se describirá es el mismo para ambos casos.

El poder calorífico se define como la cantidad de energía (calor) que una unidad de materia (un kilogramo) puede desprender al producirse una reacción química de oxidación (como por ejemplo, la combustión).

El poder calorífico expresa la energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas de combustible, menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas en las materias (generalmente gases) formadas en la combustión.

Existen dos formas en las cuales se puede expresar el poder calorífico, las cuales son:

1. Poder Calorífico Superior (PCS): Se define suponiendo que todos los elementos de la combustión son tomados a 0°C y los productos son llevados también a 0°C después de la combustión, por lo que el vapor de agua proveniente de la humedad propia del combustible (en este caso gas) y el agua formada por la combustión del hidrógeno del combustible se encontrará totalmente condensado. Al considerar el calor total de la combustión se le suele denominar calor neto.

2. Poder Calorífico Inferior (PCI): Considera que el vapor de agua contenido en los gases no condensa, por lo tanto, no hay aporte adicional de calor por condensación del vapor de agua.

El poder calorífico de los principales elementos y compuestos químicos que componen los diversos combustibles se encuentran tabulados en unidades de energía/masa ($\frac{\text{kilocalorías}}{\text{kg}}$, $\frac{\text{joules}}{\text{gr}}$, etc.).

A partir de la Tabla 19 podemos obtener el poder calorífico de todos los compuestos presentes en nuestro gas por unidad de masa, por lo tanto, solo resta obtener la masa que ocupa cada compuesto en el gas generado. Para ello se utilizarán los pesos moleculares de cada compuesto y la ley de los gases ideales, la cual que se presenta a continuación.

$$P * V = n * R * T \quad (7)$$

, donde:

P = Presión (atm).

V = Volumen (L).

n = moles de gas.

R = Constante Universal de los gases

T = Temperatura (°K).

Tabla 19: Poder Calorífico para los principales combustibles.

Combustible	Fórmula	Peso Molecular	Poder Calorífico	
			Mayor	Menor
			$\frac{MJ}{kg}$	$\frac{MJ}{kg}$
Hidrógeno gas	H ₂	2	143,4	120,9
Metano	CH ₄	16	55,8	50,2
Propano	C ₃ H ₈	44	50,6	46,5
Butano		58	49,5	45,6
Fuel Oil			44	41,8
Petróleo			44	41,8
Keroseno	CH ₂	14	43	39,8
Fuel Oil Residual			44-45	37-42
Orimulsión			43	40
Diesel			42	38,5
Carbono	C	12	28	28
Gas Ciudad			32	
Coque			16-35	
Antracita			29,9	
Hulla			26-32	

Fuente: Elaboración Propia.

Considerando la ley de los gases ideales (suponiendo condiciones normales de presión y temperatura, es decir, 1 atm de presión y 273°K de temperatura) y los pesos moleculares de cada compuesto (que relaciona la masa con los moles) obtenemos una ecuación que nos permite saber la cantidad de kg del compuesto

presentes en un volumen determinado (volumen que se obtendrá a partir de los porcentajes de cada elemento y la producción anual de gas).

$$m = \frac{P \cdot V \cdot PM}{R \cdot T} \quad (8)$$

, con:

$$P = 1 \text{ atm.}$$

$$R = 0,082 \frac{\text{atm} \cdot \text{l}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

$$T = 273 \text{ K.}$$

Como ejemplo, se realizarán los cálculos para el metano, CH₄. Primero necesitamos calcular el peso molecular, el cual está dado por los pesos atómicos de los elementos que lo forman.

$$\begin{aligned} PM_{CH_4} &= PA_C + 4 PA_H \\ &= 12 + 4 \cdot 1 \\ &= 16 \frac{\text{gr}}{\text{mol}} \end{aligned}$$

El metano corresponde a un 55% del gas. La producción anual de gas es 6.438.575 m³, con lo cual, el volumen del metano es aproximadamente 3.541.246 m³. Finalmente, aplicando la fórmula antes vista (8), obtenemos:

$$m = \frac{1 \cdot 3.541.246 \cdot 16}{0,000082 \cdot 273 \cdot 1000}$$

$$m = 2.537.714 \text{ kg}$$

Considerando un PCS de 55,8 $\frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$ obtenemos que el calor obtenido por concepto del metano es de 141.604.418 MJ.

Este procedimiento se realizó para todos los elementos presentes en el biogás, considerando finalmente un promedio entre los poderes caloríficos inferior y superior. El resumen de los resultados se muestra a continuación.

Tabla 20: Características de los componentes químicos del biogás.

Compuesto	Cantidad [%]	PM [$\frac{\text{gr}}{\text{mol}}$]	PCS [$\frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$]	PCI [$\frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$]
CH ₄	55,0%	16	55,8	50,2
CO ₂	39,0%	44	-	-
H ₂ O	2,5%	18	-2,5	-2,5
N ₂	0,5%	28	-	-
H ₂	2,0%	2	13,4	120,9
O ₂	0,5%	32	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 21: Poder Calorífico final de los componentes del biogás.

Compuesto	Cantidad [m ³]	Masa	CS [MJ]	CI [MJ]	C Promedio [MJ]
CH₄	3.541.216	2.537.714	141.604.418	127.393.222	134.498.820
CO₂	2.511.044	4.936.559			
H₂O	160.964	129.537	-323.841	-323.841	-323.841
N₂	32.193	40.286			
H₂	128.772	11.596	155.380	1.401.899	778.640
O₂	32.193	46.017			

Fuente: Elaboración Propia.

Sumando el poder calorífico promedio de todos los compuestos obtenemos:

$$\begin{aligned} \text{Poder Calorífico del Gas} & : 20,96 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3} \\ \text{Densidad del Gas} & : 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}. \end{aligned}$$

3.8.2. Sala de Máquinas.

La sala de máquinas está compuesta por la nave de generación y la sala de control. En la sala de máquinas serán ubicados el(los) motor(es) de generación junto con el sistema de refrigeración respectivo. Estos equipos corresponden a radiadores por los cuales circula el líquido refrigerante, disminuyendo la temperatura de los generadores cuando estos estén en funcionamiento. La sala de control se ubicará contigua a la nave de generación, albergando los equipos necesarios para el monitoreo y control de la planta, así como los equipos de comunicación y protecciones requeridos por norma.

La elección de el(los) motor(es) de generación estuvo condicionada a 2 criterios. El primero de ellos es la modularidad, es decir, la capacidad de ampliar la planta conforme a la posibilidad de habilitar los predios experimentales existentes. Esto entrega la posibilidad de ocupar la misma infraestructura para instalar más motores en el futuro.

El segundo criterio para la elección del equipo fue la facilidad para poder vender el equipo. Esto es debido al alto periodo de recuperación del capital que tienen estos tipos de proyectos, haciendo de esta manera, más fácil su liquidación.

La marca seleccionada fue MWM, solicitando dos cotizaciones para motores de 1 MW y 2 MW (motores ocupados en la gran minería). La elección de uno u otro depende del poder calorífico del gas que se le suministrará al motor para poder obtener la electricidad requerida. Debido a que la segunda alternativa (MWM TCG2020V12²¹) es de 1 MW, su consumo de combustible es menor, por lo que realizaremos los cálculos para el equipo de mayor consumo.

²¹ Más detalle. véase Anexos.

Tabla 22: Características Equipo Generador.

Tipo	Sincrónicos
Potencia Nominal	2 MW
Factor de Potencia Nominal	0,8
Voltaje	3,2 kV
Fases	3
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	1.500 RPM

Fuente: Ficha Técnica MWM.

El motor generador MWM TCG2020V20 tiene una potencia mecánica de 1.950 kW (nominal) con un rendimiento del 42,6%. El consumo de combustible en condiciones ISO es de 4.581 KW, valor necesario para estimar si el gas que se le entregará satisface las necesidades de este equipo y obtener el balance energético respectivo. Debido a la utilización de este valor, los cálculos realizados constituyen un aproximación, ya que el consumo de combustible depende de las condiciones ambientales y físicas del lugar donde se ubicará, valor que el fabricante no entrega hasta cerrar el contrato de adquisición.

Ilustración 24: Equipo MWM TCG2020V20



Fuente: MWM.

Que un motor consuma 4.581 KW significa que su consumo energético es de $16.492 \frac{MJ}{hr}$. Por otro lado, anteriormente habíamos obtenido que el gas producto del proceso de digestión cuenta con un poder calorífico de $20,96 \frac{MJ}{m^3}$. Ahora, considerando una producción diaria de gas de aproximadamente $18.937 \frac{m^3}{dia}$ obtenemos un flujo energético por concepto de calor entregado al equipo de $16.538 \frac{MJ}{hr}$, siendo este valor superior al exigido por el equipo.

Por lo tanto, el equipo cuenta con el suministro necesario para operar en condiciones óptimas. Si el flujo obtenido hubiese sido menor al requerido por el equipo tendríamos que habernos quedado con la segunda opción.

Es importante tener en cuenta que el valor del poder calorífico obtenido debería aumentar con el tratamiento del acondicionamiento necesario para poder ser introducido a los motores, por lo tanto, los cálculos realizados están operando en las condiciones más desfavorables de diseño.

3.8.3. Sistema de Acondicionamiento del Gas.

3.8.3.1. Descripción del Proceso.

En el planteamiento para la elección de la configuración del tratamiento²² del biogás, se ha tenido en cuenta como punto de partida la modularidad. El tratamiento del biogás para la configuración consistirá en un equipo integrado por una unidad de secado y una de limpieza del gas para la eliminación de siloxanos y sulfuros de hidrógeno a partir de un caudal de $789 \frac{m^3}{hr}$ que sería el caudal para alimentar al TCG2020V20.

Si bien, debido a que la planta de digestión será monocultivo (solo se usarán paletas de *Opuntia Ficus Indica*) la unidad de limpieza para la eliminación de siloxanos y sulfuros de hidrógeno no es requerida (debido a la inexistencia de dicho compuesto en el biogás). Sin embargo, se ha decidido finalmente su incorporación debido a que el sistema de limpieza que se utilizará (carbón activado) es capaz de remover otras impurezas que sí pueden estar presentes en el agua o en la manipulación de los lodos.

En el tratamiento del biogás, se lleva a cabo en una etapa un enfriado y secado del gas de 45°C aproximadamente y 20 mbar de presión. El gas es pre-enfriado en un intercambiador de gas tubular, el cual cuenta con un refrigerante (agua + glicol). El condensado se elimina del gas en un separador con desempañeo, el cual se sitúa después del enfriador. Este condensado se descarga mediante un sifón. La unidad de refrigeración está provista de un dispositivo de control con un microprocesador para el funcionamiento totalmente automático, con indicaciones de fallo de las instalaciones para que la calidad del biogás no se vea alterada.

En un segundo intercambiador de haz de tubos, que se monta para separar el condensado, el gas se vuelve a calentar hasta aproximadamente 40°C reduciendo la humedad un 32% aproximadamente.

El bastidor de sustentación estará fabricado en acero galvanizado donde estarán los elementos de la refrigeración y el recalentamiento, excepto el enfriador de agua más el refrigerante.

La eliminación de siloxanos y sulfuros de hidrógeno se realizará mediante carbón activo. La unidad de limpieza constará de dos depósitos llenos de carbón activo que estarán conectados en serie. Estos depósitos estarán fabricados en acero inoxidable. La eliminación de estas sustancias se lleva a cabo cuando el gas pasa de la parte baja a la parte alta del depósito. El primer tanque considera el filtro de trabajo mientras que el segundo realiza la función de seguridad, que entrará en funcionamiento cuando la capacidad de absorción del filtro de trabajo se agota y no es detectada a su debido tiempo. El estado de agotamiento del filtro de trabajo es detectado por muestreo de los gases de salida del filtro de trabajo (entre etapas), cuando se calcula la estimación de fin del tiempo de vida del filtro. Si se detectara el paso de siloxanos o sulfuros de hidrógeno, el filtro de trabajo se descargaría y el recipiente se llena con carbón activo nuevo. Durante el siguiente ciclo de operación el filtro que trabajaba pasa a ser el filtro de seguridad, mientras que el filtro que era

²² Más detalle, véase Anexos.

de seguridad pasa a ser el filtro de trabajo. Este cambio de dirección de flujo se realiza mediante el cambio manual de válvulas en el circuito de tuberías de gas. La sustitución de carbón activo gastado se realiza por el fondo de la vasija que, al tener forma de tolva, se realiza de forma sencilla. Para la carga del nuevo carbón activo, la unidad estará equipada con una escalera y un bloque eléctrico con un brazo grúa de cadena con el fin de izar el carbón activo nuevo en grandes sacos.

El tiempo de ciclo del carbón activo depende de la velocidad de flujo de gas y de la concentración de contaminantes a eliminar. Del mismo modo la humedad relativa del gas no debe exceder de un 40% aproximadamente para tener una eliminación óptima de siloxanos. Por lo que es esencial secar el gas antes de su entrada en el carbón activo.

3.8.3.2. Descripción técnica.

La Estación de Compresión y Acondicionamiento de Biogás deberá operar satisfactoriamente bajo las condiciones de diseño antes mencionadas, siendo capaz de entregar un suministro estable de presión y temperatura del gas en todo el rango de flujo total.

El paquete completo que será instalado, incluirá los siguientes subconjuntos:

1. Compresores de Gas.
2. Enfriador de Gas.
3. Secadores de Gas.
4. Enfriador de Glycol.
5. Rack del Sistema de Control.

Cada subsistema está formado por un conjunto de equipos, estanques, tuberías, infraestructura y sistema de monitoreo que permite el correcto funcionamiento del mismo. Para una mejor comprensión del sistema, la descripción de cada subsistema se encuentra disponible en los anexos de este documento.

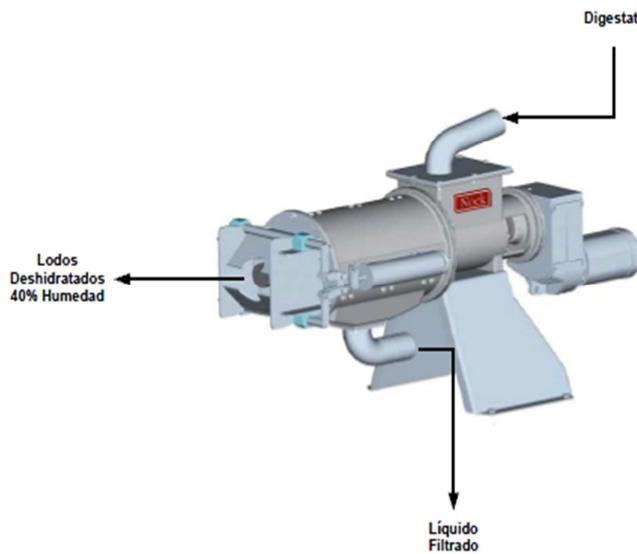
3.8.4. Sistema de Tratamiento de Digestado y RILes.

El principal objetivo del tratamiento del digestado y los RILes que se obtiene del proceso de digestión es la disminución de las concentraciones de aquellos compuestos químicos que resultan nocivos para el ser humano. Esto resulta principalmente importante para plantas de digestión en donde sus insumos son materiales de desecho orgánico tanto animal como vegetal, debido a la existencia de compuestos como el H₂S, sulfatos SO₄, elevadas dosis de nitrógeno y coliformes fecales que pueden aparecer en los desechos de digestión.

La planta analizada busca que los residuos sólidos obtenidos de la digestión sean ocupados como fertilizantes, y los Riles como agua de riego, para las mismas plantaciones de biomasa, aprovechando de esta manera todo el material obtenido.

La Norma Chilena 1333Of98, establece los requisitos de calidad del agua para diferentes usos. En ella se estipulan los requisitos máximos de pH y concentraciones para diferentes tipos de elementos químicos. Sin embargo, debido a que la planta solo ocupará los cladodios de nopal, la composición del digestado (sólido y RIL) será

Ilustración 25: Tipo de Prensa Tornillo.



Fuente: Nock.

a partir de la composición química del nopal, por lo que es posible que en este estén presentes calcio, fierro y sodio, pero en concentraciones menores al estipulado por la norma debido a la dilución de estos.

Sin embargo, debido al alto consumo de agua en el proceso se estipula la adquisición de una prensa, con el objeto de poder recuperar parte del agua presente en el digestado (humedad cerca del 90%) obtenido en el proceso, recirculándola. Para ello, se utilizará una prensa tornillo (Nock Separator 254/1 o similar) con lo cual se pretende disminuir la humedad del digestado a un 40%.

3.8.5. Sistema de Tratamiento para las emisiones de gases.

De acuerdo a la Guía Sobre el Medio Ambiente, Salud y Seguridad para Plantas de Energía Térmica, elaborado por la Corporación Financiera Internacional, las cantidades de material particulado y óxido de azufre producidos por las plantas de biogás serían insignificantes, y los niveles de óxidos de nitrógeno serían de alrededor del 60% de los de las plantas a carbón (sin medidas de reducción de emisiones), de manera que, en una primera aproximación, un sistema de tratamiento para emisiones no sería necesario.

Adicionalmente, la Norma Primaria de Calidad de Aire para Monóxido de Carbono (DS N°115) y Dióxido de Nitrógeno (DS N°114), los principales contaminantes producidos por la combustión de gas de motores de combustión interna según la USEPA 2000, aplican para proyectos que cuentan con equipos fijos, no aplicables a este tipo de proyecto (equipos de fuente estacionaria de procesos).

3.8.6. Subestación Elevadora.

La subestación (S/E) es la instalación en la cual se lleva a cabo la elevación de la tensión desde el nivel entregado por los generadores, hasta el nivel utilizado para la transmisión. Esta subestación cumplirá la función de conectar la Central de Generación con el Sistema Interconectado Central (SIC), específicamente con la Subestación Los Loros en 110 kV, la cual resultó ser la alternativa más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

La subestación estará compuesta por las fundaciones de estructuras, estructuras metálicas de soporte, equipos eléctricos y cierre perimetral y de protección.

Las fundaciones tienen por finalidad dar apoyo y transferir el peso, los esfuerzos mecánicos y peso de las estructuras de apoyo al suelo. Estas serán confeccionadas de hormigón armado y sus dimensiones varían dependiendo del equipo y de las estructuras.

Las estructuras metálicas de patio tienen por función recibir las líneas eléctricas y cables correspondientes a las barras de patio. Asimismo, existen estructuras metálicas de apoyo de equipos eléctricos necesarias para la operación de la subestación.

Los equipos eléctricos tienen por finalidad maniobrar la energía que llega hasta la subestación para derivarla y distribuirla a distintas zonas a través de las líneas eléctricas. El transformador de poder tiene como principal característica el modificar el voltaje recibido. La subestación eléctrica contemplada para la planta considera un transformador de poder, trifásico, 3 enrollados, 3,2/23/110 kV, 35/15/35 MVA que llevará el voltaje desde los 3,2 kV o similar a 110 kV, siendo este último, el nivel de voltaje utilizado para la transmisión de energía en la zona. El voltaje de 23 kV será utilizado para entregar suministro eléctrico a las instalaciones y equipos de apoyo de la planta.

En la Tabla 23 se presentan los principales equipos que deben ser instalados en la subestación, así como sus características principales.

Tabla 23: Características de Elementos Principales de Subestación.

Elemento	Cantidad	Descripción
Interruptor 3,2 kV	1	Interruptor Tripolar Clase 5kV
Seccionador 3,2 kV	3	Seccionador Tripolar Clase 5kV
Transformador de SSAA	1	Transformador de Servicios Auxiliares, Trifásico, 250 kVA, 23/0,4 kV
Transformador de Poder	1	Transformador de Poder, Trifásico, 3 enrollado, 3,2/23/110 kV, 35/15/35 MVA
Transformador de Potencial 110 kV	3	Monofásicos, 110 kV, Tipo Inductivo
Des conectador 110 kV	2	Tripolar, motorizado, q con puesta a tierra y 1 sin puesta a tierra
Transformador de Corriente 110 kV	3	Monofásicos, 110 kV
Interruptor 110 kV	1	Interruptor Tripolar 110 kV
Pararrayos 110 kV	3	Monofásicos de Óxido de Zinc

Fuente: ABB.

El diseño de la planta de generación permite la construcción de una subestación sin la necesidad de usar un patio de 3,2 kV, ya que la energía en este nivel de tensión llegará a través de un cableado subterráneo proveniente del Switchgear de salida, instalado en la nave central de la Sala de Máquinas. No obstante, a la entrada de la subestación se instalarán tres seccionadores y un interruptor trifásico, como dispositivos de control y maniobra.

En la subestación se han considerado distintos mecanismo de seguridad, tales como:

- ✓ Protección Eléctrica: La subestación contará con un malla de tierra contenida íntegramente al interior de su cierre perimetral estándar, materializada por una enmallada de cables metálicos enterrado a una profundidad mínima de 60 cm. Todos los equipos y estructuras estarán conectados a dicha malla.
- ✓ Protección al ingreso de personas no autorizadas: La subestación poseerá un primer cierre correspondiente a un cerco de límite predial exterior. A continuación se utilizará un segundo cierre, mediante rejas, tabiques o murallas, con el fin de evitar la intromisión de personas extrañas a los equipos. Todo acceso, se mantendrá cerrado con llave.

Se debe considerar además la instalación de letreros de advertencia en los cierre perimetral de la subestación, informando y a la vez previniendo de lo riesgoso que resulta el ingreso de personal no autorizado al interior del predio.

3.8.7. Línea de Transmisión.

Para la conexiona de la Central Generadora con el SIC, se contempla la construcción de una Línea de Transmisión de 110 kV, la cual poseerá una extensión de 30 km. aproximadamente, conectando la Subestación de la planta con la Subestación Los Loros.

Para materializar la conexión se estima la necesidad de construir aproximadamente 250 estructuras, vano medio de 120 metros y el tendido de 3 conductores (uno por fase) de aluminio tipo AAAC de 246,9 MCM de sección. Estos conductores se montarán en las aislaciones que tengan las estructuras de línea, cumpliendo con las distancias de piso de seguridad establecidas en el artículo 107, NSEG-5 E.n. 71 "Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes".

Las estructuras de soporte necesarias son las siguientes:

- ✓ Las estructuras de anclaje serán portales hechos de dos postes de hormigón armado y cruceta metálica, atirantados por 4 tirantes de acero por portal, montadas en fundaciones de hormigón armado con pernos de anclaje.
- ✓ Las estructuras de suspensión, serán postes de hormigón armado de 18 metros de altura y aisladores rígidos tipo Linepost.
- ✓ De ser necesario se construirán torres metálicas reticuladas para aplicaciones especiales como ángulos muy pronunciados, cruces de carretera u otras singularidades de similar características.

4. ANÁLISIS ECONOMICO.

El análisis económico que se presentará a continuación nos permitirá determinar si el proyecto resulta viable de llevarse a cabo o no. Adicionalmente, podremos saber bajo qué condiciones resulta más rentable, y la sensibilidad que tiene este a variables importantes como el precio de la energía (entre otros).

El capítulo comenzará con una descripción de los Ítems que se han incluido en la realización del flujo de caja. Luego, se darán a conocer los escenarios que han sido considerados en el análisis para finalmente terminar con la presentación de los resultados obtenidos.

4.1. Descripción de los Ítems correspondientes al Flujo de Caja.

4.1.1. Ingresos.

Dentro de este Ítem se consideran todos los ingresos a obtener por la generación de electricidad. A continuación describiremos cada uno de ellos.

4.1.1.1. Ingresos por Energía.

Para la estimación de los ingresos por concepto de energía se consideró como referencia los precios definidos en la fijación de precios de nudo para el SIC a largo plazo estipulados por la Comisión Nacional de Energía. Los Precios de Nudo reflejan los costos de suministro asociados a un determinado plan de obras de generación, e internalizan los costos de los distintos combustibles con que operan las unidades térmicas actuales y futuras, es decir, reflejan el costo mínimo de abastecimiento (inversión, operación y racionamiento), para el plan de obras de generación. Estos precios orientan el desarrollo de la oferta energética, proporcionando al inversionista la información requerida para seleccionar las unidades generadoras más rentables y/o de menor costo.

De acuerdo al "Reporte Sector Eléctrico SIC-SING realizado por System Ingeniería y Diseño", el valor base (a junio del presente año) utilizado como precio de suministro a largo plazo de la energía para el SIC es de $88,22 \frac{US\$}{MWh}$.

Considerando que la planta diseñada entrega una producción aproximada de $1.226 \frac{MWh}{mes}$, obtenemos que los ingresos totales por concepto de energía son de US\$ 1.168.358 por año.

4.1.1.2. Ingresos por Potencia.

Los ingresos por potencia corresponden al pago realizado a las generadoras por estar disponibles para el SIC (también aplica al SING). El Sistema Eléctrico funciona con un sistema de ranking, estando en primer lugar todas aquellas generadoras con menores costos marginales. De esta forma, a medida que la demanda del sistema aumenta, las generadoras ingresan en el mismo orden definido por el ranking.

Los ingresos por potencia corresponden a aquellos ingresos que el sistema paga por estar disponible en caso que la demanda energética sea mayor.

De acuerdo al informe de "Aporte potencial de: Energía Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025", se ha considerado $8,97 \frac{US\$}{kW}$ mensual como precio de potencia a largo plazo.

La potencia instalada de la planta diseñada alcanza los 1,89 MW. Considerado dicho valor y el precio anteriormente mencionado obtenemos que los ingresos por concepto de potencia alcanzan los US\$ 203.697 al año.

4.1.1.3. Ingresos por Ahorro de Multa.

De acuerdo a la Ley N°20.257 que establece las cuotas de ERNC que las generadoras deben cumplir, la multa a pagar por incumplimiento de la misma es de 0,4 UTM por cada MWh de déficit. Dicho valor se incrementa a 0,6 UTM por MWh si al cabo del tercer año la empresa aún no ha cumplido con lo exigido por la ley.

A un valor de US\$ 66,92²³ la UTM y considerando la generación total de la planta como ERNC, obtenemos que los ahorros que Codelco podría obtener por concepto del no pago de la multa, serían de US\$ 393.907 para los tres primeros años y US\$ 590.861 para los años restantes.

4.1.1.4. Ingresos por Bonos de Carbono.

Los bonos de carbono (también conocidos como CERs, Certified Emission Reductions) son un mecanismo internacional de descontaminación del medio ambiente propuesto por el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero.

Los bonos de carbono pueden ser comercializados por medio de una transferencia inmediata o venta futura de las reducciones. También pueden ser comercializados mediante Brokers, entidades que facilitan la transacción actuando como intermediarios entre el vendedor de CER's y los compradores. Una tercera modalidad corresponden a los Fondos de Carbono, que son entidades encargadas de comprar reducciones de emisiones para los países y empresas privadas que aportan al fondo.

Para efectos del análisis se consideró el precio que entregan estos fondos, específicamente SENDECO2, la Bolsa Europea de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (EUAs) y Créditos de Carbono (CERs) especializada en PYMES. Para ello, se consideraron los precios promedios mensuales de CERs durante el año 2009, llegando finalmente a un precio de 12,01 euros, es decir, US\$ 13,98 por tonelada de CO₂.

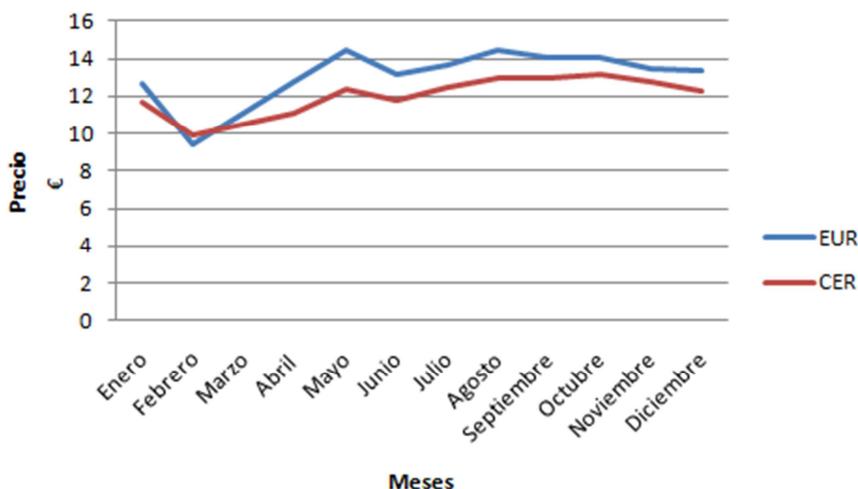
Para poder cuantificar el impacto de la central diseñada en el SIC y, por consiguiente, la disminución de CO₂ que entregaría al sistema, se estudiaron las emisiones de CO₂ que reporta el SIC por generación, las cuales alcanzarían las 408²⁴ toneladas de CO₂ por cada GWh generado. Así, considerando una generación

²³ Considerando la UTM como \$ 36.807 y el precio del dólar de \$ 550.

²⁴ Valor obtenido a partir de un estudio realizado por la empresa GEQ, Global Environment Quality el año 2009.

total de 14.715 MWh (es decir, una potencia instalada de 1,89 MW por 7.776 hrs. de funcionamiento) obtenemos que las reducciones de CO₂ asociadas al proyecto alcanzarían las 6.004 $\frac{ton}{año}$, con un ingreso esperado de US\$ 83.905 anuales.

Ilustración 26: Precios promedios mensuales de EUAs y CERs durante el 2009.



Fuente: SENDECO2.

4.1.2. Costos.

Los costos del proyecto se dividen en costos fijos y costos variables y su detalle se presenta a continuación.

4.1.2.1. Costos Fijos.

Los costos fijos son aquellos que no resultan afectados por cambios en los niveles de producción, dentro de un rango de capacidad de producción y de un determinado plazo. Los costos fijos considerados en la elaboración del flujo de caja son los sueldos del personal de la planta y los costos asociados al sistema de recuperación del agua.

4.1.2.1.1. Sueldo del Personal.

La estructura de personal se determinó con la ayuda de expertos y analizando plantas similares realizadas. Se consideró un régimen de 24 horas de operación, dividido en 3 turnos de 8 horas. Los sueldos del personal fueron fijados en virtud de la información obtenida a través de entrevistas realizadas a consultoras del rubro y complementados con información sobre sueldos de mercado. La Tabla 24 muestra un detalle de los sueldos considerados en el proyecto.

4.1.2.1.2. Sistema de Recuperación de Agua.

Se considerará un costo fijo anual de US\$ 1.000 por concepto de desgaste de las partes de equipo, independiente del flujo de digestado que será tratado.

Tabla 24: Sueldos del personal de la planta.

Cargo	Cantidad	Sueldo Líquido Unitario [\$]	Leyes Sociales [\$]	Sueldo Bruto Total [\$]
Supervisor	1	2.500.000	500.000	3.000.000
Ing. Civil Eléctrico	3	1.500.000	300.000	5.400.000
Ing. Civil Mecánico	3	1.500.000	300.000	5.400.000
Operadores	9	250.000	50.000	2.700.000
Guardia	3	350.000	70.000	1.260.000

Fuente: Elaboración Propia.

Total Mensual	\$ 17.760.000
Total Anual	\$ 213.120.000

4.1.2.2. Costos Variables.

Se consideran costos variables todos aquellos que están asociados al nivel de operación y que varían en relación a la cantidad total de producción u otra medida del nivel de actividad. Dentro de este punto consideraremos los costos variables por materia prima y operación de los diversos equipos utilizados en la planta.

4.1.2.2.1. Materia Prima.

Los costos de materia prima (paletas de nopal y agua) fueron estimados a partir de los costos de producción de nopales²⁵.

Se consideraron los costos asociados a la fertilización, riego, poda, aplicación de herbicida, limpieza manual y recolección de los nopales. Los costos por fertilización sólo se consideraron para el primer año, ya que para los años siguientes se ocupará el digestado como fertilizante.

Los costos del agua se estimaron a partir de la cantidad necesaria de dicho elemento para lograr la disolución requerida para las fases de hidrólisis y metanogénica, valor que alcanza aproximadamente los 19.726 litros diarios.

Finalmente, el costo de producción e insumos considerado corresponde a 367.788 pesos por hectárea plantada. Considerando un margen de adquisición del 20% se obtiene un costo total de 441.346 pesos por hectárea, y dado que la planta requiere de 200 hectáreas para operar, el costo asociado alcanza los US\$ 160.489 anuales.

El margen de adquisición corresponde al costo relacionado con la obtención de la biomasa. En palabras más simples, equivale al precio que estoy dispuesto a pagar por paletas de nopal trituradas y transportadas, es decir, se está considerando que las paletas llegarán listas para ser ocupadas en la planta de digestión. Si bien, el margen del 20% considerado esta sobreestimado (debido a que existen pocas frutas y hortalizas que en general pudieran mejorar la rentabilidad que tiene el plantar

²⁵ Producción de Tunas Bajo Riesgo en Secano, Fundación para la Innovación Agraria - Ministerio de Agricultura, Noviembre 2009.

nopales en la zona) se considerará dicho valor desde un punto de vista conservador (conservador - pesimista).

4.1.2.2.2. Equipos.

Los costos variables correspondientes al uso de los diversos equipos de la planta fueron considerados a partir de la programación de las mantenciones entregadas por el fabricante. Los costos para los diferentes equipos utilizados se muestran en la Tabla 25.

Los costos variables debido a los procesos de digestión se obtuvieron a partir de los costos de mantenimiento del sistema de calefacción, cañerías, mezcla y equipo eléctrico. El costo considerado para ambos digestores corresponde a 0,09

$$\frac{US\$}{m^3 gas}$$

Tabla 25: Costos variables de equipos considerados.

Equipo	$\frac{US\$}{MWh}$
Planta Acondicionamiento del Biogás	0,59
Planta de Grupo Generador	17,67
Transformadores 0,4/23 kV	0,05
Subestación	0,17

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, los costos anuales considerados se presentan en la Tabla 26.

Tabla 26: Resumen de los costos variable de quipos considerados.

Equipo	Costo [US\$]
Digestores	622.080
Planta Acondicionamiento Biogás	264.077
Planta Generador	113.964
Transformadores 0,4/23kV	22.379
Subestación	76.090

Fuente: Elaboración Propia.

4.1.3. Inversión.

La inversión asociada al proyecto corresponde principalmente a los equipos y maquinaria necesaria para el proceso de generación. Adicionalmente, fueron considerados los costos de las Obras Civiles destinadas al soporte y correcto funcionamiento de los equipos, así como la infraestructura necesaria para la logística del proceso.

Los equipos fueron cotizados en distintas empresas, considerando aquellos que se ajustaban mejor a los requerimientos del proyecto.

Los costos de los equipos incluyen los costos de adquisición, su puesta en marcha e imprevistos en su instalación.

La inversión total bajo estos supuestos alcanza los US\$ 6.073.953, cuyo detalle se muestra en la Tabla 27.

Adicionalmente a la inversión, y para los escenarios²⁶ en que se han considerado los bonos de carbono como fuente de ingreso, se debe agregar una inversión de US\$ 200.000 adicionales asociados al proceso de certificación del proyecto ante las Naciones Unidas.

Además, se ha considerado cada 5 años una reinversión debido a una revisión completa del motor de generación. Durante el Overhaul, se revisan todos los elementos de desgaste del equipo, y tras realizarlo, se entiende que este queda listo para realizar un nuevo ciclo de vida sin incidencias. La inversión considerada bajo este concepto corresponde al 10% del costo de adquisición del motor, lo que implica una reinversión de US\$ 201.697.

Tabla 27: Inversión en equipos y OOCC.

Equipo	Valor [US\$]
Digestores	1.199.800
Sistema Recuperación de Agua	40.000
Planta Acondicionamiento Biogás	1.272.225
Planta Generador	2.016.970
Transformadores 0,4/23kV	275.000
Subestación	717.781
SUB TOTAL	5.521.776
OO.CC.	Valor [US\$]
SUB TOTAL	552.178
TOTAL	US\$ 6.073.953

Fuente: Elaboración Propia.

De esta manera, la inversión final obtenida considerando este punto asciende a US\$ 6.273.953.

4.1.4. Depreciación de Activos Fijos.

La depreciación de los activos fijos corresponde a la distribución del costo del activo como gasto en los periodos en que presta sus servicios. Se aplicó una depreciación lineal acelerada conforme lo estipulado en el SII. Para ello, la depreciación de los equipos se consideró como un tercio de su vida útil normal (10 años). Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 28: Depreciación acelerada de los activos fijos.

Año	0	1	2	3
Total [US\$]		1.163.552	1.163.552	1.163.552

Fuente: Elaboración Propia.

²⁶ Serán detallados en las páginas siguientes.

4.1.5. Capital de Trabajo.

El capital de trabajo corresponde aquellos recursos que requiere la empresa para poder operar a corto plazo tales como insumos, materia prima, mano de obra, reposición de activos fijos, etc.

Para el cálculo del capital de trabajo se consideró como referencia los informes de la CNE. En ellos se considera un capital de trabajo igual al 20% de la inversión total. Así, considerando nuestra inversión de US\$ 6.073.953 se obtiene un capital de trabajo de US\$ 1.214.790.

Al igual que en caso de la inversión, para los escenarios en que se han considerado los bonos de carbono como ingreso, el capital de trabajo se incrementa proporcionalmente para cubrir eventuales inversiones al plan de monitoreo, por lo que el capital de trabajo en estos escenarios se estima en US\$ 1.254.791.

4.1.6. Valor Residual.

Se considera como valor residual de los activos a aquella parte del costo que se espera recuperar mediante la venta del bien al final de su vida útil o, como en este caso, al final de los periodos considerados en la evaluación económica.

Para efectos de la evaluación económica realizada se consideró un valor residual equivalente al flujo a perpetuidad del último flujo recibido.

4.1.7. Horizonte de Evaluación.

Corresponde a los periodos considerados en la evaluación del proyecto (vida útil del proyecto). El horizonte considerado para la evaluación fue de 20 años, siendo este periodo lo normal para proyectos de este tipo.

4.1.8. Tasa de Descuento.

La tasa de descuento considerada corresponde al 10% (según CNE).

4.2. Descripción de los escenarios considerados.

Los proyectos de Energía Renovable No Convencionales presentan características especiales, por lo cual se hace necesario realizar un análisis por caso según el tipo de empresa que realice el proyecto.

Es por ello que, para realizar un correcto análisis de los resultados, se han considerados 3 casos principales, dentro de los cuales se presentan 3 escenarios diferentes.

A continuación se describirán cada uno de los casos considerados en el análisis.

4.2.1. Caso 1: Proyecto realizado por una empresa externa generadora de energía renovable.

En este caso²⁷, se considera como ingreso los flujos correspondientes a la venta de energía, potencia y bonos de carbono. Los ingresos por ahorro de multa no forman parte del flujo de caja debido a que la empresa no está obligada por la Ley N°20.257 (considerando que la empresa externa no es generadora, es decir, no posee plantas generadoras de electricidad térmicas, hidráulicas, etc.) a generar Energía Renovable No Convencional.

Adicionalmente, en este caso, la empresa puede optar a los beneficios que entrega CORFO para ERNC. Uno de ellos corresponde a un subsidio por US\$ 60.000 para proyectos en fase preliminar (como es el que se está presentando).

El segundo beneficio al cual es posible optar es al Crédito CORFO ERNC, el cual financia el 85% de la inversión total, con un tope de US\$ 15.000.000. Para poder optar a este crédito la empresa beneficiaria debe registrar ventas anuales inferiores a US\$ 40.000.000 (condición que la empresa externa cumple). El crédito considera una tasa fija anual y un periodo de gracia de 3 años con un plazo máximo de 12 años.

Considerando las variables mencionadas anteriormente se estimaron 3 escenarios posibles, los cuales se presentan a en la Ilustración 27.

Ilustración 27: Escenarios considerados para Caso 1.

Escenario Pesimista	Escenario Normal	Escenario Optimista
<ul style="list-style-type: none">• Precio de Energía de 79 US\$/MWh.• Ingresos por Bonos de Carbono.	<ul style="list-style-type: none">• Precio de Energía de 88 US\$/MWh.• Ingresos por Bonos de Carbono.• Subsidio CORFO equivalente a US\$ 60,000.	<ul style="list-style-type: none">• Precio de Energía de 97 US\$/MWh.• Ingresos por Bonos de Carbono.• Subsidio CORFO equivalente a US\$ 60,000.• Credito CORFO equivalente al 85% de la inversión total.

Fuente: Elaboración propia.

²⁷ La Ley corta I y II, la Ley N°20.257 y el reglamento (D.S. 244/05, Minecon) crean un nuevo modelo de negocios para las generadoras cuya potencia de instalación sea menor a 9 MW, resultando particularmente beneficioso para las ERNC en el sentido que el despacho económico y autodespacho asegura que toda la energía se compra en el mercado mayoristas, con un precio de compra equivalente al precio estabilizado, que es igual al precio nudo de las inyecciones. Además, teniendo en cuenta que existe una demanda creciente y en aumento no satisfecha en su totalidad, se considerará para efectos de ingreso la venta total de la energía.

El crédito se consideró a 12 años a una tasa fija anual de 2,81% comenzando a pagar al tercer año de iniciado el proyecto.

4.2.2. Caso 2: Proyecto realizado por Codelco - Grupo Generador.

En este caso son considerados como ingresos los flujos recibidos por venta de energía y potencia. Además, deben ser incluidos los ingresos por concepto de ahorro de multa debido a que en este caso Codelco - Grupo Generador se encuentra obligada a cumplir con la Ley N°20.257. Los ingresos por bonos de carbono no aplican debido a que estos deben ser de carácter voluntario y, tal como se dijo anteriormente, Codelco - Grupo Generador se encuentra obligado por ley a generar parte de su energía con ERNC.

Si el proyecto es llevado a cabo por Codelco, tampoco se puede optar a algún beneficio de CORFO, ya que no cumple con los requisitos de tamaño de empresa.

De esta manera, los escenarios considerados se estructuran de la siguiente manera:

Ilustración 28: Escenarios considerados para Caso 2.

Escenario Pesimista	Escenario Normal	Escenario Optimista
<ul style="list-style-type: none">• Precio de Energía de 79 US\$/MWh.• Ingresos por Ahorro de Multa.	<ul style="list-style-type: none">• Precio de Energía de 88 US\$/MWh.• Ingresos por Ahorro de Multa.	<ul style="list-style-type: none">• Precio de Energía de 97 US\$/MWh.• Ingresos por Ahorro de Multa.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3. Caso 3: Proyecto realizado por Codelco.

Se entiende como proyecto realizado por Codelco, al desarrollo del proyecto bajo la dirección de Codelco en cualquiera de sus áreas de negocio que no sea la generación. Al cumplirse dicha condición, a los ingresos considerados en el Caso 2 se deben incorporar los ingresos por ventas de bonos de carbono, ya que en este caso el proyecto se consideraría voluntario. Así, los escenarios a considerar muestran en la Ilustración 29.

4.3. Análisis de Sensibilidad.

Las variables a sensibilizar debido a su impacto en la evaluación económica son cuatro: el precio de la energía, el capital de trabajo, los beneficios CORFO (Subsidio y Crédito), la tasa de interés a la cual se adquieren los préstamos (ya sea por CORFO o de banca privada) y la posibilidad de adelantar la fecha de entrega del proyecto. Se realizará un análisis unidimensional de cada una de estas variables, es decir, se variará solo una variable y se dejará el resto constante.

- I. Análisis de sensibilidad al precio de la energía: Tal como se mostró en el punto anterior, se consideraron tres escenarios posibles. Un escenario base, con un precio igual a $88,22 \frac{US\$}{MWh}$; un escenario pesimista, con un precio de $79,38 \frac{US\$}{MWh}$ y un escenario optimista, con un precio de energía equivalente a $97,02 \frac{US\$}{MWh}$.
- II. Análisis de sensibilidad al capital de trabajo: Se realizaron variaciones al cálculo del capital de trabajo (considerado inicialmente en un 20%) para un rango entre un 10% hasta un 40% de la inversión total. Este cálculo se realizó para la primera condición (Caso 1), debido a su repercusión en la inversión y en los montos de subsidio y créditos necesarios para el proyecto.
- III. Análisis de sensibilidad a los Beneficios CORFO: Se efectuó una estimación para conocer el trade off mínimo de Subsidio y Crédito que hace rentable el proyecto. Esta sensibilización solo es aplicable al primer caso (en el que la empresa externa es la que realiza el proyecto).
- IV. Análisis de sensibilidad a la tasa de interés: Dependiendo de quién solicite el crédito (Codelco o empresa externa) será la tasa de interés que se deberá aplicar a dicho crédito. Se realizó un análisis de rentabilidad del proyecto sujeto a la tasa de interés con la cual ambas empresas obtienen su crédito. Adicionalmente se consideró la tasa de descuento real que utilizan ambas empresas para descontar proyectos de energía.
- V. Análisis de sensibilidad a la fecha de entrega del proyecto: Se consideró la posibilidad de adelantar la entrega final de la planta al cliente en 4 y 6 meses. Debido a las rentabilidades de los casos analizados, esta sensibilización solo es atractiva para el caso en donde el proyecto es rentable.

Ilustración 29: Escenarios considerados para Caso 3.

Escenario Pesimista	Escenario Normal	Escenario Optimista
<ul style="list-style-type: none"> • Precio de Energía de 79 US\$/MWh. • Ingresos por Bonos de Carbono. • Ingresos por Ahorro de Multa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precio de Energía de 88 US\$/MWh. • Ingresos por Bonos de Carbono. • Ingresos por Ahorro de Multa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precio de Energía de 97 US\$/MWh. • Ingresos por Bonos de Carbono. • Ingresos por Ahorro de Multa.

Fuente: Elaboración propia.

4.4. Resultados Obtenidos.

La evaluación económica se hizo para cada uno de los escenarios mencionados a fin de conocer cuál de ellos resultaba más conveniente. Para esto se determinaron los flujos de caja considerando las condiciones particulares de cada escenario.

El tipo de cambio empleado es de 550 pesos el dólar debido al crecimiento sostenido que ha tenido dicha divisa en el último tiempo. A su vez, el euro se estimó en 1,16 dólares.

En la Tabla 29 se puede apreciar un resumen de los resultados obtenidos para todos los escenarios analizados. De acuerdo a dicha información²⁸, el proyecto no resulta viable en ninguno de los casos analizados (VPN menor que cero).

Tabla 29: Resultados de los Flujo de Caja por caso analizado.

Caso	Escenario	VPN Proyecto	TIR
EMPRESA EXTERNA	Pesimista	(US\$ 8.648.071)	-
	Normal	(US\$ 7.487.293)	-
	Optimista	(US\$ 3.068.984)	-
GRUPO GENERADOR	Pesimista	(US\$ 4.029.298)	3,07%
	Normal	(US\$ 2.731.122)	5,56%
	Optimista	(US\$ 1.432.946)	7,77%
CODELCO	Pesimista	(US\$ 3.423.709)	4,47%
	Normal	(US\$ 2.125.534)	6,73%
	Optimista	(US\$ 827.358)	8,77%

Fuente: Elaboración Propia.

Sin embargo, una situación adicional que no ha sido considerada es que el proyecto sea realizado por una empresa externa a petición de Codelco. En este caso, al VPN de la empresa generadora, se le debe incluir los flujos obtenidos del ahorro de la multa que la generadora estaría obteniendo y llevarlos a valor presente. Esto se debe a que en este caso Codelco sí se ve beneficiada por la generación de electricidad por medio de ERNC debido a que estaría cumpliendo lo exigido por la ley. Ante esta nueva situación, el Valor Presente Neto (VPN) por ahorro de multa bajo las condiciones mencionadas alcanzaría los US\$ 4.452.711. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 30: Resultados Caso Adicional

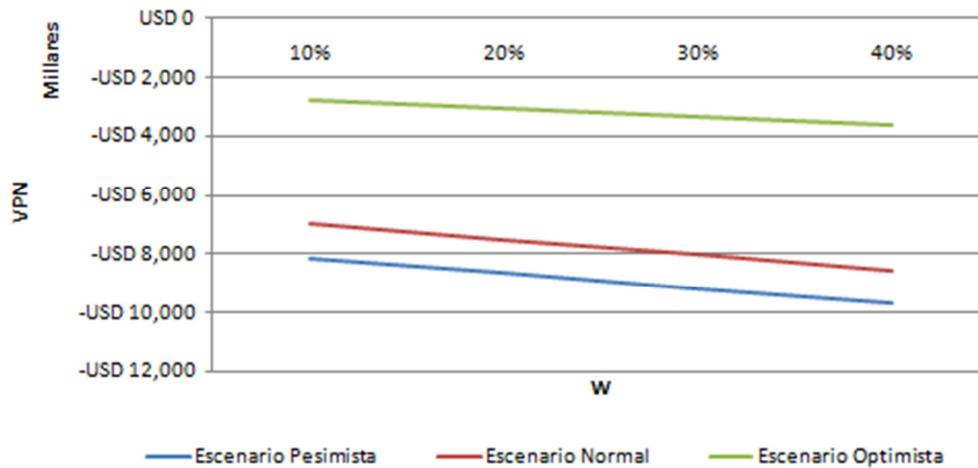
Caso	Escenario	VPN Consultora	VPN Ahorro de Multa	VPN Total
CODELCO	Pesimista	(US\$ 8.648.071)	US\$ 4.452.711	(US\$ 4.195.360)
	Normal	(US\$ 7.487.293)	US\$ 4.452.711	(US\$ 3.034.582)
	Optimista	(US\$ 3.068.984)	US\$ 4.452.711	US\$ 1.383.727

Fuente: Elaboración Propia.

Como se puede apreciar, la situación final cambia, presentando un caso favorable a la realización del proyecto bajo el escenario optimista, obteniéndose un VPN positivo de US\$ 1.383.727.

²⁸ Resultados en rojo corresponden a valores negativos.

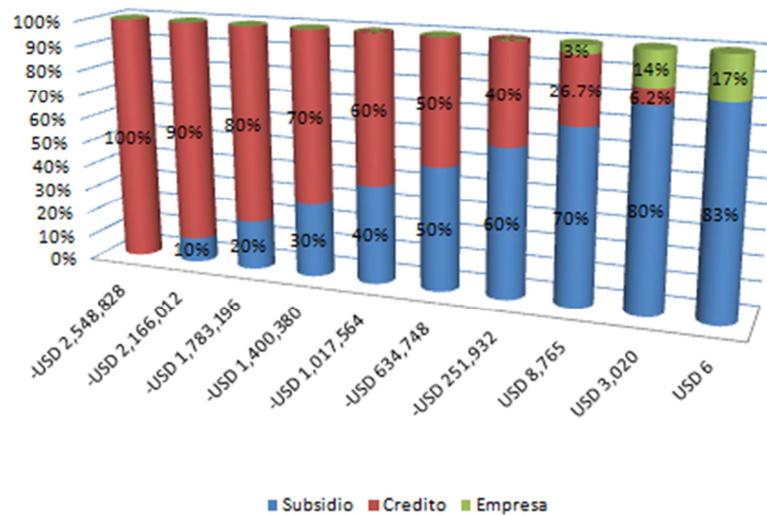
Ilustración 30: Análisis de sensibilidad al Capital de Trabajo.



Fuente: Elaboración propia.

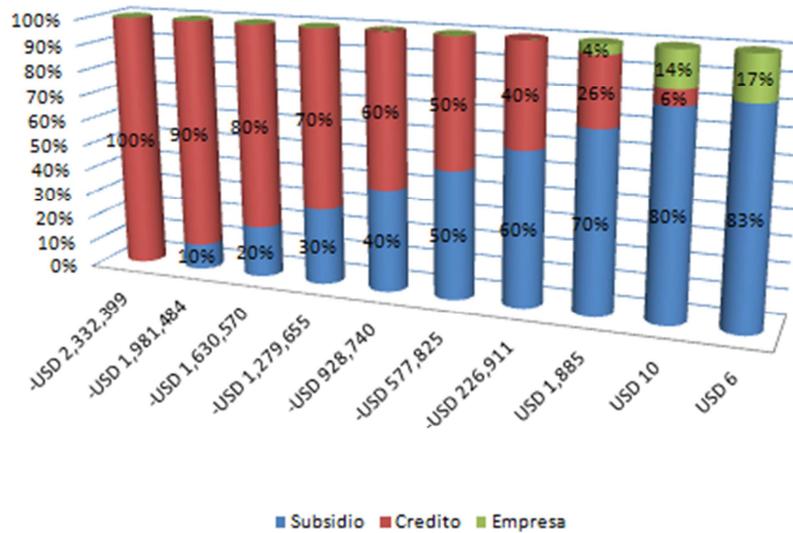
En relación al análisis de sensibilidad, específicamente para el capital de trabajo realizado al Caso 1, se observó, como era de esperarse, un aumento del VPN a medida que disminuye el capital de trabajo necesario. Si se observa la Ilustración 30 podemos apreciar un Gap entre la curva correspondiente al escenario normal y el escenario optimista. Esto es debido al apalancamiento financiero que otorga el crédito, el cual, para el análisis realizado resulta apreciable debido a la fuerte inversión inicial y porcentaje del crédito considerado (85% de la inversión total).

Ilustración 31: Relación Subsidio y Crédito para un capital de trabajo del 20% de la Inversión Inicial.



Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 32: Relación Subsidio y Crédito para un capital de trabajo del 10% de la Inversión Inicial.

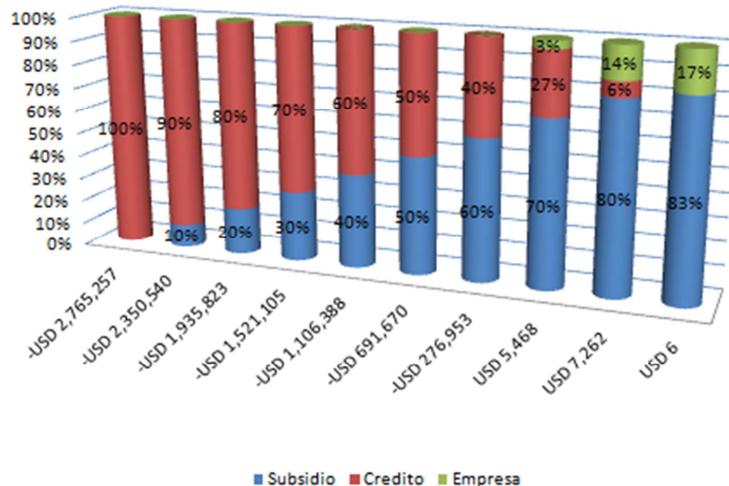


Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, el análisis de sensibilidad a los beneficios CORFO (subsidio y crédito) fue realizado calculando el subsidio y crédito mínimos para poder tener un VPN que haga rentable el proyecto (todos los cálculos realizados para el Caso 1, dado que los otros no pueden optar a estos beneficios). En la Ilustración 31 vemos que la condición buscada se logra con un subsidio mínimo del 70% (considerando un capital de trabajo del 20%), porcentaje que se mantiene aproximadamente constante para las tres situaciones analizadas (capitales de trabajo considerados del 10%, 20% y 30% de la inversión total), presentado pequeñas variaciones en el VPN obtenido.

Las variaciones del capital de trabajo hacen que el subsidio aumente sólo aproximadamente un 0,05 % para lograr un VPN positivo (VPN igual a US\$ 6), sin la necesidad de recurrir a crédito alguno.

Ilustración 33: Relación Subsidio y Crédito para un capital de trabajo del 30% de la Inversión Inicial.

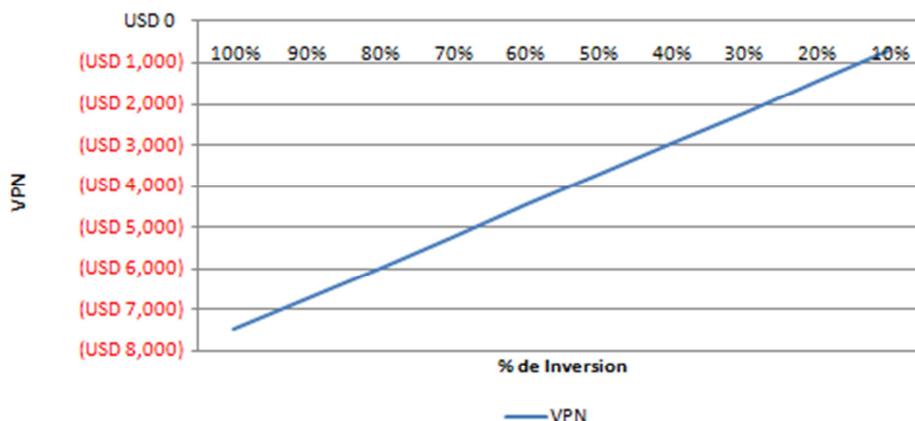


Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente al análisis anterior, se realizaron variaciones a la inversión con el fin de conocer la inversión inicial necesaria para que el subsidio entregado haga el

proyecto viable económicamente. La primera situación analizada (Ilustración 34) fue para un proyecto financiado con capital propio y un subsidio de US\$ 60.000, en donde se aprecia que el subsidio no resulta suficiente para ninguno de los porcentajes analizados, volviéndose rentable el proyecto con inversiones inferiores al 0,551% de la inversión total considerada, es decir, a una inversión menor a US\$ 41.451.

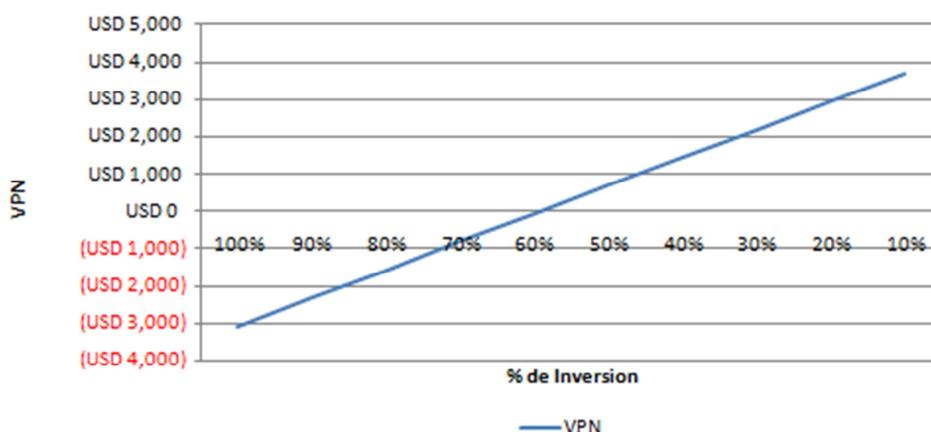
Ilustración 34: Comportamiento del Proyecto según Inversión total considerada (subsidio y capital propio).



Fuente: Elaboración propia.

La segunda situación analizada para estudiar los efectos de los beneficios CORFO fue considerar un financiamiento mixto entre capital propio y crédito CORFO (considerando además el subsidio). En este caso, el resultado es más esperanzador, obteniéndose VPN positivos con inversiones cercanas al 50% de la inversión total considerada, es decir, US\$ 3.734.372.

Ilustración 35: Comportamiento del Proyecto según Inversión total considerada (subsidio, crédito y capital propio).



Fuente: Elaboración propia.

Ahora, considerando la tasa de interés con la cual ambas empresas obtiene sus créditos de inversiones se realizaron estimaciones de rentabilidad del proyecto.

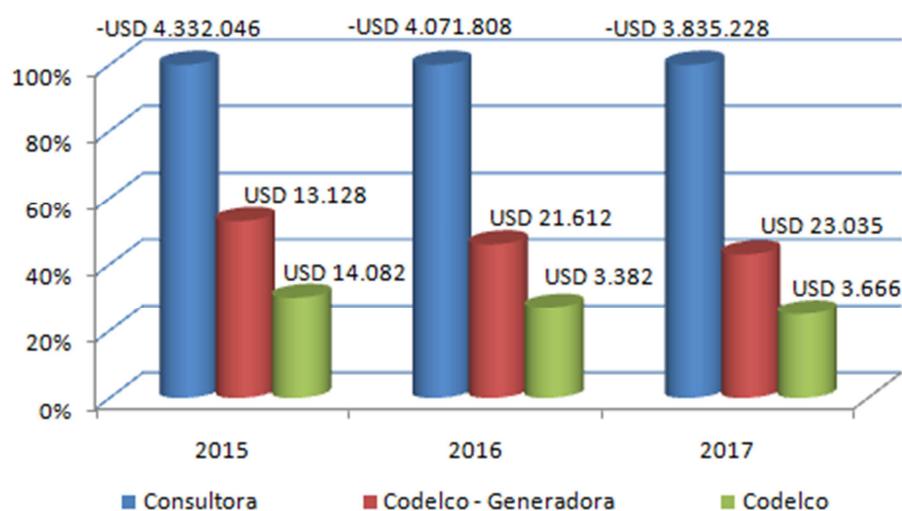
Si bien la tasa de descuento considerada en la evaluación económica es la recomendada por la CNE, pueden existir variaciones dependiendo de la tasa que utilice la empresa para evaluar sus proyectos. Codelco utiliza un tasa del 8% para evaluar proyectos mineros, sin embargo, no cuenta con una tasa específica para

evaluar negocios eléctricos, utilizando actualmente la tasa recomendada por la CNE. Por otro lado, empresas externas del rubro también emplean dicha tasa de referencia y, dependiendo del tipo de proyecto energético, dicho valor sube hasta un 12% como tasa de descuento.

Ahora, considerando la capacidad de negociación y respaldo financiero que ambas empresas tienen, se estimó que una empresa externa puede negociar una tasa de interés del orden del 12% anual²⁹. Del mismo modo, la tasa a la que Codelco solicita sus préstamos a bancos internacionales asciende a un 6.5%. Si bien, la tasa actual es más baja, se estima que subirá hasta alcanzar dicho valor.

Se analizaron los casos en que ambas empresas solicitan un préstamo bancario a las tasas antes señaladas, considerando las condiciones de pago equivalentes a las consideradas en el caso 1, es decir, 3 años de gracia y un periodo de pago igual a 12 años. Se realizaron variaciones al primer periodo de pago, considerando los años 2015, 2016 y 2017.

Ilustración 36: Relación del VPN del proyecto para un crédito privado.



Fuente: Elaboración Propia.

A pesar que una empresa externa puede negociar en forma privada un crédito bancario, la situación no le resulta conveniente en ninguno de los casos analizados. Esto se debe principalmente al bajo interés que otorga el crédito CORFO para ERNC (del orden del 2,81% anual) en comparación con la banca privada.

Una situación distinta ocurre en el caso de Codelco, el cual, al no poder optar por algún beneficio CORFO, el apalancamiento financiero que le otorga un crédito privado permite que el proyecto sea rentable. Dentro de este caso, la situación es ampliamente más favorable si Codelco ejecuta el proyecto en cualquiera de sus áreas de negocio que no sea la generación, ya que, como muestra la Ilustración 36, el porcentaje de crédito disminuye hasta en un 62% (de un 46% necesario para Codelco - Grupo Generador se pasa a un 27%).

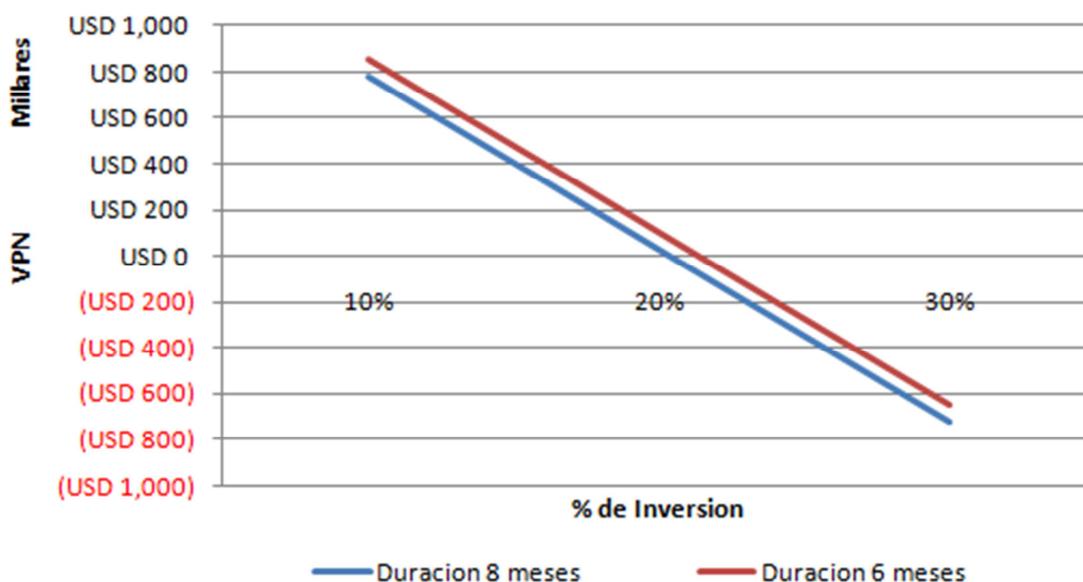
Finalmente, se analizó la posibilidad de acelerar la construcción y entrega del proyecto. En general, proyectos de estas magnitudes se llevan a cabo bajo la

²⁹ De acuerdo al Banco del Estado y Banco de Chile.

modalidad EPCM (Engineering, Construction, Management & Procurement), con una duración estimada de 1 año, partiendo de la ingeniería necesaria hasta la construcción y entrega final al cliente (llave en mano).

Una entrega anticipada del proyecto obedece, en la mayor parte de los casos, a los costos que dejó de incurrir (como en este caso el pago de la multa) o a beneficios e ingresos que anticiparía (por ejemplo, una compra en verde). En este caso en particular, acelerar la entrega del proyecto está fuertemente ligado con el pago de la multa del porcentaje de ERNC que no se está generando, valor que alcanzaría los US\$ 393.907 y US\$ 590.861 (si al cabo de tres años aun no se ha cumplido con la cuota de ERNC). Ahora, esto se ve enfrentado a los costos adicionales que una entrega anticipada traería, como por ejemplo, contratación extra, jornadas laborales extendidas, etc. Se realizaron variaciones en la inversión necesaria del 10%, 20% y 30% con respecto a su valor inicial, para un adelanto de 4 y 6 meses. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Ilustración 37: Relación del VPN del proyecto con la fecha de entrega al cliente.



Fuente: Elaboración Propia.

A partir de la Ilustración 37 podemos ver el adelanto del proyecto en 4 y 6 meses resulta insuficiente para mejorar el VPN del proyecto. A pesar que un adelanto en 6 meses permitiría un ahorro en el pago de la multa por parte de Codelco (incremento del VPN del 4,24%), los costos para llevarlo a cabo echarían por tierra tal propuesta, siendo rentable solo si estos fueran menores al 5% de la inversión considerada. Por lo tanto, adelantar la entrega del proyecto no resultaría conveniente en este caso.

5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES.

Tras la fusión de Codelco con GDF Suez acordada en noviembre del año pasado, la nueva empresa (E-CL) cuenta hoy con una capacidad instalada equivalente a la mitad de la capacidad total del SING, es decir, una potencia instalada cercana a los 1.800 MW.

Con la Ley de ERNC promulgada por el Estado en abril del 2008, E-CL está obligada a generar energía mediante recursos renovables, la cual para el presente año, la capacidad de planta para instalaciones consideradas como ERNC debe ser de 90 MW.

El proyecto estudiado fue presentado en virtud de satisfacer dicha necesidad energética, cubriendo un análisis a nivel conceptual de los equipos y diseños que han sido considerados.

A partir del estudio de biomasa realizado, se consideró a la *Opuntia Ficus Indica* como el mejor candidato a ocupar dada las características medioambientales y morfológicas del terreno a utilizar (III Región de Atacama). Su resistencia a las altas temperaturas y sequías, junto con pertenecer a la familia de las CAM y un factor de crecimiento elevado hacen que sus costos de producción y utilización en la degradación sean bajos en comparación con otras biomásas.

La selección de los equipos de digestión quedó sujeta a optimizar el proceso de degradación, con el fin de obtener un gas lo más puro posible. Es por ello, que los insumos considerados fueron solo la *Opuntia Ficus Indica* y agua, sin necesidad de incorporar desechos orgánicos adicionales como estiércol o basura al proceso. Lo anterior, permitió eliminar del proceso el tratamiento de Riles y digestado, reduciendo así la inversión inicial necesaria.

En el análisis técnico se dieron a conocer además los criterios de selección de equipos que primaron en el diseño de la planta. Dicha selección fue realizada considerando una fácil liquidación del proyecto al final del periodo de evaluación y su capacidad de expansión, debido a la existencia de otras plantaciones que podrían ser ocupadas, alcanzado así una capacidad total instalada de 6,2 MW. A partir de los motores de generación, los cuales fueron elegidos condicionados al balance energético entre el gas generado por el proceso de digestión y el consumo de combustible del motor, fueron seleccionados los equipos adicionales como la limpieza de gas, transformadores y equipos necesarios para la S/E.

El estudio económico fue realizado analizando 3 casos, dependiendo de quien realizaba el proyecto, con 3 escenarios cada uno. Así, se mostró que el nivel de inversión necesaria para la realización del proyecto, desde el punto de vista de una empresa externa (Caso 1), es de US\$ 7.528.744 para el escenario pesimista sin beneficios, US\$ 7.468.744 para el escenario normal con subsidio y crédito CORFO, y de US\$ 1.120.312 para el escenario optimista. Desde el punto de vista de Codelco, la inversión alcanza los US\$ 7.288.744 si este es realizado por Codelco - Grupo Generador y de US\$ 7.528.744 si es realizado por Codelco (en cualquiera de sus líneas de negocio que no sea la generación).

Los flujos de caja fueron descontados todos a una tasa de descuento del 10%, con un horizonte de evaluación a 20 años, obteniendo VPN's negativos, es decir, el proyecto no resulta ser rentable en ninguno de los casos analizados. Sin embargo, un tercer caso analizado fue el desarrollo del proyecto considerando que Codelco solicita a un tercero la construcción y administración de la planta, es decir, el proyecto es realizado por una empresa externa generadora de energía renovable. En este caso, se obtienen VPN's negativos para los escenarios pesimista y normal, pero un VPN positivo de US\$ 1.383.727, resultando el proyecto viable bajo esta condición. Esto se debe principalmente a que Codelco no puede hacer uso de los beneficios adicionales a los cuales la empresa externa puede optar. Por un lado tenemos los bonos de carbono, los que pueden ser considerados sólo si el proyecto es de carácter voluntario (no aplicable para Codelco, dado que el proyecto sería para cumplir con la Ley N°20.257), y por otro lado, tenemos los beneficios que entrega el estado (Subsidio y Crédito CORFO), a los cuales se puede postular si la empresa presenta ventas anuales inferiores a US\$ 15.000.000.

Los resultados muestran que de los tres casos considerados, el caso 1 resulta ser el menos favorable (VPN's más negativos) en todos los escenarios presentados. Lo anterior se debe a que, si bien el proyecto analizado desde el punto de vista de la empresa externa incorpora los ingresos por bonos de carbono, estos resultan ser menores que los ingresos obtenidos por ahorro en el pago de multa por incumplimiento de la Ley N°20.257. De hecho, una mirada a los valores presentes de ambos flujos muestran que estos últimos son 6 veces mayores.

En relación a los beneficios otorgados por el Estado, se consideró un subsidio para proyectos de pre inversión en fase preliminar, considerando un valor máximo de US\$ 60.000. Para el proyecto analizado, dicho aporte resulta completamente marginal, representando sólo el 0,05% del total de la inversión necesaria.

Se realizaron variaciones de la inversión total estimada a fin de poder capturar una posible sobreestimación en los costos de adquisición de los equipos considerados en la inversión total. Las variaciones consideradas muestran que el proyecto sometido a subsidio y crédito comienza a ser rentable con un 50% de la inversión considerada inicialmente, esto es aproximadamente US\$ 3.734.372, obteniéndose un VPN de US\$ 695.368. Variaciones consideradas para un proyecto sin crédito siguen siendo insuficientes, obteniéndose un proyecto no rentable en todo el rango analizado.

El Trade Off realizado entre subsidio y crédito revela que a medida que se aumenta el subsidio disminuyen los porcentajes de crédito necesarios para hacer rentable el proyecto. La Ilustración 32 muestra que con un subsidio del 70% (es decir, US\$ 4.830.944) y un 26,4% de crédito (equivalente a US\$ 1.821.956) el proyecto comienza a ser conveniente (VPN igual a US\$ 1.885). La situación bajo análisis resulto ser insensible a los cambios de capital considerados, existiendo una variación no mayor al 2% del porcentaje de subsidio y crédito considerado para un VPN determinado.

El proyecto resulta ser muy sensible a los cambios en el precio de la energía. Para el caso 1, el proyecto resulta rentable (caso optimista) para precios por sobre los US\$118 por MWh generados. Para los casos 2 y 3, los precios mínimos que hacen rentable el proyecto son de US\$ 108 y US\$ 104 por MWh generados

respectivamente. Esta variación, como se mencionó anteriormente, obedece a la diferencia en los montos de ingreso por concepto de ahorro de multa y bonos de carbono que diferencia a los casos analizados.

En caso de recurrir a créditos a través de entidades financieras, el análisis muestra que, dada la capacidad y respaldo financiero con el que cuenta Codelco, este puede adquirir créditos a una tasa de interés inferior a la que obtendría una empresa externa, obteniéndose un VPN del US\$ 3.666 con un 25% de crédito. Dichos porcentajes aumentan si el proyecto es realizado como Codelco - Grupo Generador (un VPN de US\$ 23.035 con un 43% de crédito). Para el caso de la empresa externa, el análisis muestra que aun cuando se lograra un 100% de crédito, el proyecto continuaría siendo no rentable.

Otro punto importante de mencionar es el análisis ambiental al cual debe ser sometido el proyecto y el cual no fue incluido en el desarrollo de este trabajo de título, pudiendo incrementarse la inversión estimada debido a los estudios que debiesen llevarse a cabo.

Todos los proyectos de inversión que se realicen en Chile y que se encuentren en la lista de proyectos o actividades señalados en el artículo 3³⁰ del Reglamento deben obligatoriamente someterse al SEIA, y podrán iniciar su construcción una vez que se haya obtenido una RCA favorable. De acuerdo a dicho artículo, se establece que deberán someterse al SEIA aquellas centrales generadoras de energía cuya potencia sea mayor a 3 MW. Por lo tanto, el proyecto presentado queda exento de someterse al SEIA en su primera fase; de ampliarse la capacidad al máximo (6,2 MW) si debería ingresar.

Finalmente, en base a lo mencionado anteriormente, se concluye que el proyecto es conveniente si Codelco lo solicita a alguna empresa externa, de manera de beneficiarse por los ingresos y regalías que, por sí solo, no podría obtener. Adicionalmente, se sugiere un análisis más detallado de la inversión necesaria para el proyecto, ya que, el subsidio entregado por el Estado resulta insuficiente para fomentar los proyectos de Energía Renovable No Convencionales.

Queda abierta la posibilidad de que en el futuro mejoren las condiciones sobre las cuales se desarrollan este tipo de proyectos, ya sea estableciendo alianzas estratégicas con países que poseen la tecnología necesaria (disminuyendo así la inversión inicial) o incentivos estatales que aceleren los ingresos del proyecto (como por ejemplo, desvincularlos del actual sistema eléctrico, precios diferentes para plantas generadoras con ERNC, entre otros), lo cual permitiría aumentar la rentabilidad y el atractivo de estos proyectos, captando el interés de privados.

³⁰ Se adjunta en Anexos las Disposiciones Generales del SEIA.

6. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.

- [1] CHARLY, ROLANDO Y VIVANCO, ELVA, 2007. Potencial del biogás, Santiago, Chile, Comisión Nacional de Energía
- [2] PROGRAMA DE ESTUDIOS E INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA DEL INSTITUTO DE ASUNTOS PUBLICOS Y NUCLEO MILENIO DE ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y MECANOTRONICA CENTRO DE INNOVACION EN ENERGÍA, 2008. Aporte potencial de en ERNC y eficiencia energética a la matriz eléctrica 2008 – 2025. Santiago, Chile, Universidad de Chile y Universidad técnica Federico Santa María.
- [3] BAEZA CONDORI, JAIME FERNANDO. 1995. Aprovechamiento del desecho del cultivo de *Cactasea Opuntia Cacti* para producción de biomasa. Memoria de Ingeniería Civil Industrial. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [4] HASSAN, GARRAD. 2009. Preliminary site selection – Chilean marine energy resources. [en línea] www.garradhassan.com [consulta: 1 abril 2010].
- [5] BENCKLE PALMA, RODRIGO Y MORAGA, PILAR. 2008. Barreras de mercado al fomento de ERNC. [diapositivas] Santiago, Programa Domeyko Energía de la Universidad de Chile.
- [6] REYES M , MARISOL Y LAVIN A, ARTURO,200-. Tuna (opuntia ficus indica mill.). En: Cultivos en Chile. Santiago, Chile.
- [7] HILBERT A, JORGE, 200-. Manual para la producción de Biogás. Santiago, Chile, Instituto de Ingeniería Rural INTA – Castelar.
- [8] CNE Y DEUTUSCHE GESELLSHAFT FUR - TECHNISCHE ZUSAMMENARBEIT (GTZ) GMBH. 2007. Guía de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile, Segunda Edición, Santiago, Chile.
- [9] CNE Y DEUTUSCHE GESELLSHAFT FUR - TECHNISCHE ZUSAMMENARBEIT (GTZ) GMBH. 2007. Potencial de Biogás - Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás. Santiago, Chile.
- [10] CNE Y DEUTUSCHE GESELLSHAFT FUR - TECHNISCHE ZUSAMMENARBEIT (GTZ) GMBH. 2007. Potencial de Biogás - Guía para la Evaluación Ambiental Energía Renovables No Convencionales. Santiago, Chile.
- [11] Centro de Energía FCFM, 2009. Proyección de Demanda Eléctrica Sistema Eléctrico San Pedro de Atacama (CESPA) Informe Final. Santiago, Chile.
- [12] BOWERK, 2009. Renewable energy from organic waste - The biogas Plant Stelling Moor in Hamburg, [Diapositivas]. Alemania, Biower Hamburg GmbH & Co. KG.

- [13] Chile, Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República, 2002. DS N° 114 - Norma primaria de calidad de Aire para Dióxido de Nitrógeno, 6 de Agosto de 2002, 6.
- [14] Chile, Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República, 2002. DS N° 115 - Norma Primaria de Calidad de Aire para Monóxido de Carbono, 6 de Agosto de 2002, 6.
- [15] Chile, Superintendencia de Servicios Sanitarios SISS, 1978. NCh 1333 - Norma Chilena sobre requisitos de calidad de agua para diferentes usos.
- [16] Energía mareomotriz en Chile, 2009. La tercera, Santiago, Chile, 3 agosto.
- [17] Página CDEC, www.cdec.cl. Fecha visita: 19 de Marzo 2010.
- [18] Página CNE, www.cne.cl. Fecha visita: 19,20, 21 de marzo; 2, 3 de Abril del 2010.
- [19] Pagina CORFO, www.corfo.cl. Fecha de visita: 20,21,22,23 de Junio: 3,4,5 de Julio del 2010.
- [20] Página SENDECO2, www.sendeco2.cl. Fecha de visita: 15,16,22,23 de Junio: 3,4,5 de Julio del 2010.