



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA MEDIANTE EL USO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS DE
RESPALDO Y EMERGENCIA”**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL**

RAIMUNDO ENRIQUE MUNITA DEL VALLE

**PROFESOR GUÍA:
MANUEL DÍAZ ROMERO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SANTIAGO BRADFORD VICUÑA
GERARDO DÍAZ RODENAS**

**SANTIAGO DE CHILE
2016**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TITULO DE: Ingeniero Civil
Industrial POR: Raimundo Munita D.
FECHA: 12/10/2016
PROF. GUIA: Manuel Díaz R.

“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE EL USO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS DE RESPALDO Y EMERGENCIA”

En este trabajo se evalúa la **factibilidad técnica y económica** de un proyecto de generación eléctrica, mediante el uso de grupos electrógenos de respaldo constituidos como **Pequeños Medios de Generación Distribuida** y operados en las instalaciones de terceros. El proyecto consiste en adaptar varios **grupos electrógenos** utilizados para el respaldo de distintas empresas e industrias como mini centrales generadoras conectadas al sistema de distribución a través del mismo **punto de conexión** a la compañía de distribución. Estas centrales funcionarán como PMGD y serán coordinadas por una única **empresa operadora**, la cual integrará el Centro de Despacho Económico de Carga. También se estudian en distintos capítulos la legislación, el sector, la factibilidad de la conexión, y se evalúa económicamente el proyecto obteniendo indicadores económicos relevantes como la TIR, el VAN y el payback del proyecto con una sensibilización de los posibles escenarios futuros.

El modelo de negocios diseñado con la metodología CANVAS se basa en mantener la capacidad de respaldo de los propietarios y operar como PMGD, sin generar costos para los propietarios. En otras palabras, rentabilizar lo que era considerado un **costo hundido** (inversión en GE). Se define también un plan de comercialización para captar, desarrollar y fidelizar a los clientes, el cual prioriza el respaldo de sus instalaciones antes de la operación como PMGD, de modo de no adicionar riesgos a la operación habitual de los clientes y sin realizar cobros directos a los clientes.

Asimismo se evalúa la adaptación de los **puntos de conexión** a la red para operar como PMGD y la rentabilidad del proyecto, de modo de obtener un escenario límite en cuanto al número de PMGDs adaptados para el desarrollo de este bajo una tasa de descuento calculada como un WACC. Las fuentes de ingresos de la empresa generadora equivalen a un porcentaje de los ingresos por **potencia de suficiencia e inyección de energía** de cada PMGD, fijado por un tarifario dinámico, según la potencia máxima instalada y la **indisponibilidad forzada** de generación. Según las proyecciones de precios estimados del diésel, potencia, CV y CMg se necesitan 115.000.000 de pesos para el desarrollo del proyecto, así como para disponer de suficientes fondos propios durante los primeros 4 años. La cifra se financiará en un 45% con un crédito al 6,55% a 15 años, y estará abierto también a inversores externos.

Por último, el **umbral de rentabilidad** se alcanza con un total de 6 “**PMGD tipo**” adaptados para el mes 20 (o un equivalente a 9 [MW] en potencia instalada) y una facturación de 7 millones de pesos mensuales. Finalmente, considerando los resultados obtenidos, el amplio y poco explorado mercado, además del mínimo alcance de mercado necesario para levantar el proyecto, se recomienda proceder con la ejecución de este. Es atractivo, innovador, rentable y a su vez muy escalable.

A todos los que me apoyaron para escribir y concluir esta tesis.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres por el apoyo incondicional a lo largo de mi carrera, las enseñanzas que me han entregado, por ser un ejemplo de vida, y por como me han formado.

Agradezco además a D'E Capital, que me guiaron en la elaboración de este trabajo. A Emilio Pellegrini padre e hijo que me dieron la oportunidad de desarrollar esta memoria de título. A Blas Barros por darse siempre el tiempo de responder mis inquietudes cuando mi trabajo lo requirió, y a Claudio Henríquez, Walter Wilmans e Ingrid Paz por su buena voluntad.

También quisiera agradecer a mi profesor guía, Manuel Díaz, cuya orientación, correcciones y lineamientos me dieron un orden a seguir y han sido clave durante desarrollo de este trabajo. Del mismo modo, quisiera agradecer a Santiago Bradford y Gastón Zepeda por su tiempo para escuchar mi trabajo y realizar correcciones. Asimismo, quiero agradecer a los profesores Luis Aburto, Daniel Díaz y Raul Uribe por siempre exigirme más.

Por último, agradezco a mis compañeros y amigos que me acompañaron durante este trabajo y la carrera, y también a mis hermanos Santiago y Exequiel.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos.....	2
1.3. Alcances.....	2
1.4. Metodología	3
1.5. Marco Conceptual.....	5
2. ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	8
2.1. Introducción.....	8
2.2. Mercado Eléctrico Chileno.....	8
2.3. Diagnóstico Del Mercado Generación Eléctrica SIC	10
2.3.1. Diagnóstico Mercado de Generación con PMGD en Base a Diésel.....	15
2.4. Legislación Pertinente	17
2.4.1. Ley 19.940.....	17
2.4.2. Ley 20.018.....	18
2.4.3. Decreto 244: Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación	18
2.4.4. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión..	20
2.4.5. Obligaciones del PMGD Térmico	21
2.5. Legislación medioambiental	21
2.5.1. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental	22
2.5.2. Primer Programa de Regulación Ambiental 2016 – 2017	23
2.5.3. Norma de Emisión para Grupos Electrógenos	23
3. ESTRUCTURA DEL NEGOCIO	26
3.1. Contextualización del Proyecto	26
3.2. Mercado potencial	26
3.3. Mercado Objetivo	28
3.4. Propuesta de Modelo de negocios.....	29
3.4.1. Método Canvas para el Modelo de Negocios.....	30
(a) Propuesta de Valor	31
(b) Relaciones con los Clientes	31
(c) Canales de Distribución.....	32
(d) Segmentos del Mercado	33
(e) Actividades Clave	33
(f) Recursos Clave	34
(g) Socios Clave.....	34
(h) Fuentes de Ingreso	35
(i) Estructura de Costos.....	35
4. PLAN DE COMERCIALIZACIÓN	37
5. FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL PMGD	40
5.1. Conexión de Respaldo	40
5.2. Conexión como PMGD	41
5.3. Especificaciones de Equipos y Conexión	43
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y DE NEGOCIOS.....	46
6.1. Introducción.....	46

6.2.	Régimen de Precios para los PMGD	46
6.3.	Estimación y proyección de Precios de Potencia, Diésel, CMg y CV	47
6.3.1.	Potencia de Suficiencia.....	47
6.3.1.1.	Metodología de Cálculo de la Potencia de Suficiencia	47
6.3.1.2.	Estimación de la Potencia de Suficiencia del PMGD Tipo	50
6.3.1.3.	Pago por Potencia de Suficiencia del PMGD Tipo.....	51
6.3.2.	Proyección del Precio del Diésel	52
6.3.3.	Modelación Del Costo Variable	53
6.3.4.	Proyección del Costo Marginal	55
6.3.5.	Modelación De Generación Eléctrica con Datos Históricos	57
6.4.	Comparación con el Método de Recorte de Punta y otros	59
6.5.	Cálculo de la Tasa de Descuento.....	61
6.6.	Resultados	62
6.6.1.	Empresa de Generación	62
6.6.2.	Análisis de Sensibilidad para el Umbral de Rentabilidad.....	63
6.6.2.1.	Análisis con 15 MW adaptados	65
7.	CONCLUSIONES.....	67
	BIBLIOGRAFÍA.....	70
	ANEXOS	73
	Definiciones y Abreviaciones	73
	(j) Definiciones	73
	(k) Abreviaciones.....	74
	Anexo A: Mapa SIC mayo 2014 por CDEC-SIC	76
	Anexo B: Despacho de Centrales de Generación al SIC según su CV (Fuente: CDEC-SIC y elaboración propia).	77
	Anexo C: Obligaciones de un PMGD.....	78
	Anexo D: Proceso de conexión de PMGD por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.....	83
	Anexo E: Formularios para el Intercambio de Información con la ED (NTCO).....	84
	Anexo F: Límites de Potencia Máxima a Inyectar como INS.....	87
	Anexo G: Transferencia de Energía y Balance de Facturación de Empresas Generadoras del SIC (Abril 2016).....	88
	Anexo H: Ejemplo de Tarifario para PMGD cercano al nudo de Cerro Navia	92
	Anexo I: Ficha Técnica	95
	Anexo J: Cálculo del Precio Básico de la Potencia de la subestación troncal en Subsistema SIC Centro-Sur	96
	Anexo K: Tarifas de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados de Chilectra (Julio 2016)	97
	Anexo L: Especificaciones Grupo Electrónico del "PMGD tipo"	98
	Anexo M: Flujo de Caja Anual a 5 años	99
	Anexo N: Límite de Utilización por emisión de NOx	100
	Anexo O: El Grupo Electrónico.....	101

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

En Chile hay 2 grandes sistemas eléctricos que suministran energía a gran parte del país, y otros sistemas medianos que suministran energía en distintas zonas aisladas en el país. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), cubriendo el área entre Arica y Antofagasta; el Sistema de Aysén, en la Región de Aysén; el Sistema de Magallanes, que cubre la Región de Magallanes y Antártica Chilena, el sistema de Isla de Pascua, el Sistema mediano de los Lagos; y el Sistema Interconectado Central (SIC), comprendiendo la mayor parte del territorio nacional entre Taltal y la Isla Grande de Chiloé [1].

Cada uno de estos sistemas eléctricos interconectados se clasifica en cuatro segmentos, la generación, la transmisión, la distribución y el consumo. El segmento de generación, en el cual se enmarca el trabajo de esta memoria, lo forman las empresas poseedoras de plantas de producción de energía. La energía eléctrica generada por las generadoras es transmitida por las empresas de transmisión y gran parte de ella distribuida a los clientes libres y regulados a través de las líneas de distribución de las empresas distribuidoras.

En el segmento de generación existen dos tipos de ingresos para las empresas participantes, el ingreso por concepto de potencia de suficiencia (a través de la transferencia de potencia entre empresas generadoras), y por ventas de sus inyecciones de energía eléctrica a las compañías de distribución a precio regulado, a los clientes no regulados o libres (poseen demanda mayor a 5 MW o entre 0,5 y 5 MW optando por ser no regulados) a precio acordado mediante negociaciones directas, o a través del mercado spot a costo marginal a otras empresas generadoras [2].

Las generadoras cubren la demanda del sistema en orden ascendente según su costo variable de generación por mega watt hora generado. Esta operación a nivel del sistema es coordinado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), quien da aviso a las generadoras cuando deben despachar energía al sistema, definiendo así un orden de entrada para las centrales. Sólo están exentas de este mandato las generadoras que se presenten en indisponibilidad, los Pequeños Medios de Generación (PMG) que opten por el autodespacho¹ y los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD operan con autodespacho) [4].

Las generadoras también tienen la opción de participar en licitaciones de suministro eléctrico de hasta 20 años supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [5]. Estas licitaciones les permiten obtener ingresos estables y disminuyen la incertidumbre de transar en el mercado spot a costo marginal, de manera que incentivan la inversión en el sector.

Los PMGD mencionados son pequeñas generadoras con capacidades menores a los 9 MW. Estas pequeñas generadoras se conectan a las instalaciones de las empresas de distribución y usan las mismas para inyectar su energía al sistema interconectado. Entre

¹ El propietario u operador del respectivo PMGD es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado.

otras alternativas los PMGD pueden ser conformados por generadores de respaldo (grupos electrógenos) o también por un conjunto de estos grupos [6].

Por otro lado, muchas empresas y particulares que no están enfocados en el negocio de la comercialización de energía, poseen grupos generadores de respaldo para sus procesos productivos o conjuntos habitacionales [7]. Estos grupos significan un costo importante para sus propietarios, y en el mejor de los casos son utilizados para recortar potencia durante las horas punta en los meses de invierno. Así, una oportunidad importante para estos privados de rentabilizar sus grupos generadores es la de constituirlos como PMGD ante el CDEC y la empresa distribuidora, de modo de participar de las transferencias de energía y potencia.

El presente trabajo de memoria tiene como finalidad evaluar factibilidad técnica y la rentabilidad de un proyecto que consiste en constituir como PMGD los generadores instalados en edificios, industrias, hospitales, centros comerciales u otros a modo de respaldo y/o emergencia, y sean operados por un único operador externo. La evaluación se realiza desde el punto de vista de este operador externo.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un proyecto de generación eléctrica mediante el uso de grupos electrógenos de respaldo constituidos como PMGD y operados por un operador externo.

1.2.2. Objetivos Específicos

- ✓ Dimensionar, analizar y desagregar el mercado de grupos electrógenos de respaldo en la región Metropolitana.
- ✓ Definir las tareas de un operador de PMGD's para el correcto funcionamiento de las centrales, coordinación con el CDEC y suministro de energía al sistema.
- ✓ Definir el modelo de negocios para el desarrollo del proyecto y su evaluación previa, que especifique los términos de uso de los generadores.
- ✓ Definir los escenarios de conexión y de despacho de generación para la evaluación del proyecto.
- ✓ Evaluar la factibilidad económica del proyecto a través de una estimación de la valorización e inyección de energía y potencia de los PMGD.

1.3. Alcances

El trabajo contempla principalmente el análisis económico del proyecto, la venta de potencia y generación de energía por parte de los PMGD's, mediante la transferencia

del excedente de potencia. Y el análisis técnico, mediante el requerimiento de equipos para la conexión y las obligaciones de los PMGD hacia el CDEC, la empresa distribuidora y las regulaciones ambientales.

Se verifica la conveniencia de este proyecto, sólo en la Región Metropolitana, evaluando los ingresos equivalentes para un PMGD más cercano al nudo troncal de Alto Jahuel, Cerro Navia, Polpaico y Lampa para conocer las mejores ubicaciones para el proyecto.

Este trabajo solo abarcará la evaluación del proyecto, de modo que la posible implementación quedará propuesta. Se incluirán el mecanismo de conexión, los antecedentes del sector, la estructura del negocio, factibilidad técnica de la conexión, la ya mencionada evaluación económica, y por último un análisis de sensibilidad en caso variaciones de factores como el costo marginal del sistema o los ingresos de los PMGD.

1.4. Metodología

La idea detrás de este trabajo es analizar la rentabilidad del proyecto, sobre otras alternativas que permitan obtener ingresos tanto a los propietarios de los grupos generadores mediante el recorte de punta u otros usos adicionales que puedan dar a sus equipos, o la empresa operadora de los PMGD con su costo de oportunidad del capital (tasa de descuento del 10%).

Para entender el negocio de la generación PMGD se hizo un levantamiento bibliográfico sobre los antecedentes del sector energético, el mercado de la generación, la distribución, normas técnicas, reglamentos y legislación pertinente. También se exploraron declaraciones de impacto ambiental (DIA) de PMGD diésel, y datos e informes del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) y Comisión Nacional de Energía (CNE) para comprender el escenario energético chileno, resumiendo a grandes rasgos sus características más relevantes para el proyecto en las secciones 2.2 y 2.3. Ahí, se exhiben antecedentes del mercado, un diagnóstico de la matriz generadora del SIC, otros PMGD similares y aspectos legales relacionados con la generación eléctrica o factores ambientales.

Luego, para comenzar la evaluación fue necesario dimensionar el mercado de grupos electrógenos utilizados en régimen de respaldo en la Región Metropolitana. Se realizó una investigación de mercado a través de datos secundarios y fuentes primarias como la SEREMI de Salud Metropolitana y el Registro Nacional de Aduanas, canalizando toda la información en un solo archivo para su posterior análisis. Mediante análisis de datos se logró desagregar la base de datos por dirección (punto de conexión) y así se realizaron filtros estratégicos por potencia (kilowatts) y razón social que definieron los puntos de conexión aptos para el desarrollo del proyecto. De este modo se calculó el mercado potencial para el desarrollo del proyecto y se concretó la estrategia del negocio.

A continuación, nuevamente se volvió a la bibliografía estudiando detalladamente la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, el control de emisiones de la Seremi de Salud de la Región Metropolitana, y el Reglamento de PMGD de la Comisión Nacional de Energía. Se elaboró un listado que

resume las obligaciones que debe cumplir un PMGD y su operador ante el CDEC, la compañía de distribución y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Así, el siguiente paso fue pulir el modelo de negocios. Para esto se utilizó la herramienta del modelo Canvas descrita en el Marco Conceptual, y se revisaron punto por punto los aspectos en que se debe desarrollar el proyecto para que este sea escalable y de gran interés para su público objetivo. Se desarrolla una estrategia de acercamiento comercial con los propietarios de generadores estudiando la demanda. Se define así pagar un arriendo diferenciado según potencia, disponibilidad de generación y número de puntos de conexión por cliente que permita rentabilizar el proyecto para quien lo desarrolle, y a su vez se mantenga atractivo para el cliente. Todo lo anterior siguiendo las indicaciones de la metodología Canvas.

Luego se analizaron las características típicas del mercado objetivo para conocer las alternativas más provechosas. En el capítulo 5 se describen las especificaciones para la adaptación de puntos de conexión como PMGD en distintos niveles de tensión y las instalaciones eléctricas faltantes para la generación segura hacia a la red, las cuales fueron obtenidas del “Estudio Conceptual Técnico para la Conexión de Centrales de Respaldo como Pequeños Medios de Generación” de la empresa D’E Capital . De modo que se creó un “PMGD tipo” considerando consumos propios y la indisponibilidad estimada (capítulo 6) basados en las instalaciones de un cliente objetivo conectado a las redes de CHILECTRA con una tarifa AT4.3, la más usual del segmento empresas (considera un cargo fijo mensual, cargo por energía, cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas punta y un cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada) [8].

Finalmente se evaluó el caso límite para la rentabilización del proyecto en términos del “PMGD tipo” de acuerdo a cinco estimaciones clave. Primero, la estimación de las capacidades de potencia de suficiencia con la que contaría la central siguiendo los pasos del Manual de Procedimientos disponible en la web del CDEC-SIC [4]. En segundo lugar, se estimaron los precios a 5 años de la potencia en 4 nudos troncales de la Región Metropolitana siguiendo la metodología de cálculo del decreto 5T [30] . En tercer y cuarto lugar se proyectaron los precios del diésel utilizando las proyecciones de la CNE en Abril de 2016, y el costo marginal del sistema. Y por último, en quinto lugar se modelaron los escenarios de generación utilizando los valores de años anteriores de cada una de las variables mencionadas para simular un Costo Variable por MWh en el pasado, el cual se comparó con el CMg real de la barra de Alto Jahuel 220. De modo que se obtuvieron todas las instancias en que el “PMGD tipo” le hubiese correspondido inyectar energía desde el año 2012.

Con estas estimaciones se obtuvieron flujos monetarios estimados por energía inyectada, por potencia de suficiencia, por consumo de combustible, por mantenciones, por operación, y por la administración de la empresa de generación para los próximos 5 años.

Con los flujos monetarios y los costos de administración, operación y la inversión por punto adaptado, se elaboró un flujo de caja mensual para el caso crítico (umbral de rentabilidad), con un total de 9 MW. Este fue sometido a un análisis de sensibilidad variando algunas variables como el precio del diésel, la hidrología del sistema y el precio de la potencia. Así, se calcularon los indicadores económicos VAN, TIR y el

PAYBACK para cada uno de los escenarios combinando las alteraciones de las distintas variables en cada una de las cuatro barras troncales seleccionadas. Adicionalmente, se realizó el mismo análisis para un caso con 15 MW instalados.

Finalmente se entregan recomendaciones para los ejecutores del proyecto, y discusiones acerca de las problemáticas de éste en los capítulos 6 y 7.

1.5. Marco Conceptual

Modelo de negocio y metodo CANVAS:

Es una herramienta conceptual que tiene en cuenta las diferentes decisiones que se pueden tener en una empresa y sus efectos, de tal forma que se conoce y planea la manera en que se crea, proporciona y capta el valor de la organización [39].

El objetivo de la metodología CANVAS es respaldar el desarrollo del modelo de negocio más adecuado, para ofrecer las respuestas correctas a las necesidades comerciales de la empresa. Este consta de un planteamiento de nueve módulos como los que se encuentran en el cuadro 1.

Cuadro 1: Lienzo de Modelo de Negocios Canvas (Fuente: OSTERWALDER, Alexander & PIGNEUR, Yves, Generación de modelos de negocio, 2008) [38].

Asociaciones Clave 	Actividades Clave 	Propuesta de Valor 	Relaciones con Clientes 	Segmentos de Mercado 
	Recursos Clave 		Canales 	
Estructura de Costes 		Fuentes de Ingresos 		

En el se describe de manera lógica la forma en que se crea, entrega y captura el valor. A continuación se describe cada uno de los módulos.

Propuesta de valor: Describe cuál es el producto y/o servicio que crea valor para el segmentos de mercado que esta enfocado. Es lo que hace a las empresas diferenciarse de los otros agentes del mercado mediante la oferta de características y solución de necesidades del cliente [39].

Relaciones con clientes: El tipo de relaciones que se mantengan con los clientes es fundamental para la adquisición, retención y crecimiento de los mismos. Este tiene una relación directa con los canales de distribución.

Canales de Distribución: es la forma en que la empresa busca el contacto con los clientes y de qué manera podrá mantenerlos informados de las diferentes ofertas y formas de entrega de cada producto o servicio [39].

Segmento del Mercado: Este es uno de los bloques principales, y de los que inician la lógica del modelo. Aquí se debe identificar el mercado es decir, a quien se le ofrecerán los productos y también se pueden detallar otras características como sus gustos, forma de compra y de pago [38].

Actividades clave: Describe las actividades más importantes que una compañía debe hacer para que su modelo de negocio funcione. Estas pueden ser divididas en producción, solución de problemas o creación de una plataforma [39].

Recursos clave: Son los recursos o activos que se requieren para desempeñar las actividades clave. Pueden ser materiales, financieros, humanos e intelectuales, como las patentes o las marcas entre otras.

Socios Clave: Red de proveedores y socios que se necesitan para que el modelo funcione adecuadamente. Las mismas se crean, sobre todo, para optimizar el modelo por economías de escala, la reducción de riesgo e incertidumbre o la adquisición de recursos para el desempeño de ciertas actividades. Pueden ir desde una simple relación proveedor-comprador hasta una alianza estratégica. Es importante reconocer que no se cuenta con todas las competencias, capacidades y habilidades para poder llevar a cabo su operación [39].

Fuentes de ingresos: Representa el efectivo que la empresa genera de cada segmento de mercado. Hay varias maneras de generar ingresos, puede ser por la venta de un producto, cobro de suscripciones, renta, licenciar propiedad intelectual, publicidad, entre otras [39].

Estructura de costos: Son los costos que se generan por las actividades. Las estructuras de costos se pueden basar, principalmente, en dos enfoques: aquellos guiados por el costo y los que son guiados por el valor. El primero se basa en minimizar el costo lo más posible, mientras que el segundo se centra en que el costo sea el necesario para crear el valor preciso [39].

Método de Cálculo de la tasa de descuento

Weighted Average Cost of Capital:

Es el costo medio ponderado del costo de capital, y equivale a la tasa de descuento que se debe utilizar para descontar los flujos operativos para evaluar una empresa. Este se calcula de la siguiente manera:

$$WACC = K_e * \frac{CAA}{CAA + D} + K_d * (1 - T) * \frac{D}{CAA + D}$$

Donde,

K_e : Es la tasa de costo de oportunidad de los inversionistas.

CAA : Capital aportado por los accionistas

D : Deuda contraída.

K_d : Tasa de la deuda.

T : Tasa de impuestos.

Indicadores de evaluación de proyectos:

- **Retorno de la inversión (Payback):** indica el tiempo que tarda en recuperar la inversión.

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^T F_i$$

Donde I_0 corresponde a la inversión inicial del proyecto, F_i al flujo de efectivo en el período i y T al periodo de retorno de la inversión, en donde se cumple la ecuación.

- **Valor Actual Neto (VAN):** Es la suma de los flujos de efectivo del proyecto para un tiempo actual.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

Donde r representa la tasa de descuento del proyecto, esta aumenta para sistemas más riesgosos. La tasa de descuento representa el valor del dinero en el tiempo. Un proyecto rentable económicamente tiene un VAN mayor a cero.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es la tasa de descuento a la que el VAN del proyecto se iguala a 0.

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+TIR)^i}$$

2. ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1. Introducción

En este capítulo se presentan las características del mercado eléctrico Chileno, dando una mayor relevancia al mercado de generación eléctrica, y realizando un diagnóstico del mercado de generación en el SIC. Adicionalmente, se desarrolla de manera más específica la generación eléctrica en base a tecnologías diésel para pequeños medios de generación distribuida (PMGD).

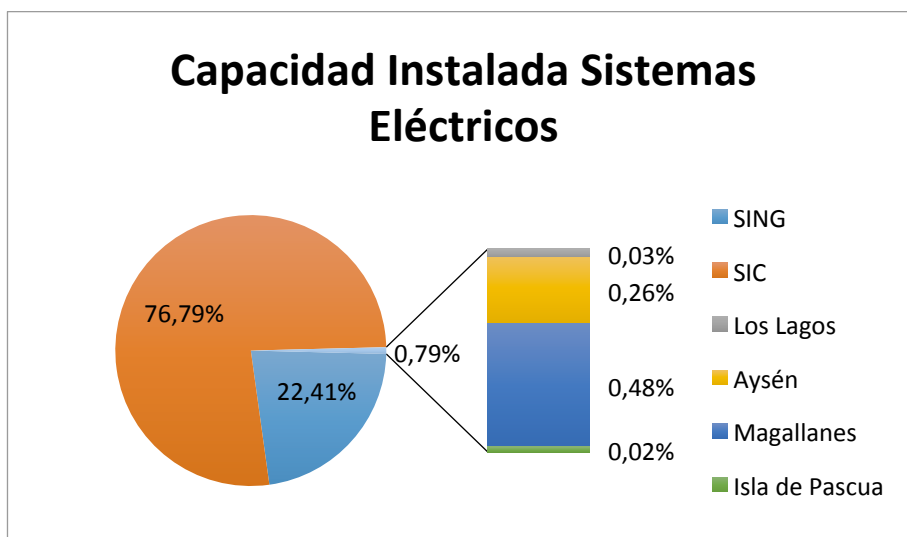
También se exhiben las características de la legislación pertinente a los PMGD y las obligaciones para su operador y se detalla la legislación ambiental importante hacia los PMGD y sus emisiones.

2.2. Mercado Eléctrico Chileno

A diferencia países de la región como Argentina, Brasil y Perú, que tienen un único sistema eléctrico nacional, en Chile hay 2 grandes sistemas eléctricos y otros 3 sistemas medianos que suministran energía a distintas zonas del país, con una capacidad total de 21.056 MW [9]. Entre estos sistemas están:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), cubriendo el área entre Arica y Antofagasta con una capacidad instalada de 4.719 MW .
- El Sistema Interconectado Central (SIC), comprendiendo la mayor parte del territorio nacional entre Taltal y la Isla Grande de Chiloé. Y con una capacidad instalada de 16.169 MW.
- Sistemas Medianos de Los Lagos que abastece a Cochamó y Hornopirén con 7 MW instalados.
- Sistemas Medianos de Aysén, en la Región de Aysén con 54 MW instalados.
- Sistemas Medianos de Magallanes, que cubre la Región de Magallanes con 102 MW de capacidad instalada.
- Isla de Pascua con 4 MW de potencia instalada.

Tabla 1: Sistemas Eléctricos (Fuente: CNE, junio 2016 [9]).



Cada uno de estos sistemas eléctricos interconectados se clasifica en cuatro segmentos:

- La **generación** lo forman las empresas poseedoras de plantas de producción de energía. La energía eléctrica generada por las generadoras es transmitida por las empresas de transmisión y gran parte de ella distribuida a los clientes libres y regulados a través de las líneas de distribución de las empresas distribuidoras [10].
- El sistema de **transmisión**, que corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de la energía eléctrica desde las generadoras hasta los clientes libres o distribución. En el mercado nacional se considera como transmisión a toda línea o subestación con una tensión superior a 23 kV [11], y esta es de libre acceso² para las generadoras.
- Los sistemas de **distribución** distribuyen la electricidad desde las subestaciones a los consumidores finales en niveles de tensión menores o igual a 23 kV (MT y BT). Cada empresa distribuidora (ED) tiene asignada una zona y opera con su propio sistema de distribución (SD), al igual que las compañías de transmisión, en régimen de concesión de servicio público y sin competencia [10].
- Los **consumidores** son quienes consumen la electricidad. Estos se dividen en dos tipos: Los regulados, que pagan tarifas reguladas a las ED; y los libres o no regulados, que poseen una demanda mayor a 5 MW o entre 0,5 y 5 MW optando por ser no regulados que pagan un precio acordado mediante negociaciones directas con las generadoras [12].

El Estado Chileno a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación de inversiones en generación y transmisión, sin embargo, las actividades relacionadas a la generación, transmisión y distribución eléctrica son desarrolladas por empresas con capitales privados.

El despacho de las centrales generadoras en el sistema de transmisión es coordinado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de cada sistema eléctrico, quienes definen el orden en que las generadoras ingresan al mercado para satisfacer la demanda, partiendo desde las tecnologías con el costo variable más bajo y avanzando hasta las más caras (centrales de punta) [13]. Los CDEC están integrados por las empresas generadoras, de transmisión y clientes libres.

Asimismo, cada tecnología tiene también un factor de planta distinto. Esto es, las horas en las que una central generadora puede efectivamente producir energía. Generalmente los factores de planta rondan el 25% para la tecnología solar fotovoltaica, 80% para las

² Mediante el pago de peajes pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión.

térmicas, 50% las hidráulicas y 35% la eólica [10] (SANTANDER, Serie Estudios Sectoriales, 2014), y afectan la potencia de suficiencia que se le reconoce a cada central.

De este modo, en el segmento de generación existen dos tipos de ingresos para las empresas participantes, el ingreso por concepto de potencia de suficiencia (a través de la transferencia de potencia entre empresas generadoras), y por ventas de sus inyecciones de energía eléctrica a las compañías de distribución a precio regulado, a los clientes no regulados o libres (poseen demanda mayor a 5 MW o entre 0,5 y 5 MW optando por ser no regulados) a precio acordado mediante negociaciones directas, o a través del mercado spot a otras empresas generadoras. En el mercado spot, el precio de la energía que se paga a cada generadora es el costo marginal horario (CMg) dado por la última central que entró al sistema [14].

Es importante aclarar que según la época del año y el horario del día existen distintos niveles de demanda por satisfacer, y por lo tanto diferentes tecnologías en operación. En las noches de invierno la demanda de electricidad es mayor que en las mañanas de verano. Para satisfacer la demanda con seguridad es necesario que exista un exceso de capacidad instalada. Por esta razón, se distingue entre las inyecciones de energía, que son las que efectivamente se utilizan para cubrir la demanda en cada momento, y potencia de respaldo, que es la energía necesaria que debe estar disponible para cubrir los máximos de demanda.

2.3. Diagnóstico Del Mercado Generación Eléctrica SIC

El Sistema Interconectado Central, está constituido por los sistemas de distribución, sistemas de transmisión y las centrales generadoras que operan interconectadas desde Paposo por el norte (cerca de Taltal en la Región de Antofagasta), hasta la comuna de Chonchi en la isla grande de Chiloé, Región de Los Lagos (para mayor nivel de detalle puede observarse el mapa del SIC en el Anexo A). EL SIC es el mayor sistema eléctrico en Chile, cuenta con una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,2% de la población [15].

La generación de energía eléctrica en el SIC está en manos de 119 empresas privadas integrantes del CDEC-SIC, siendo Endesa con un 37%, Colbún con un 20,9% de participación, y Gener con un 16,9% los principales actores de este mercado concentrando la mayor parte de la generación de electricidad del SIC (SANTANDER, Serie Estudios Sectoriales, 2014) [10].

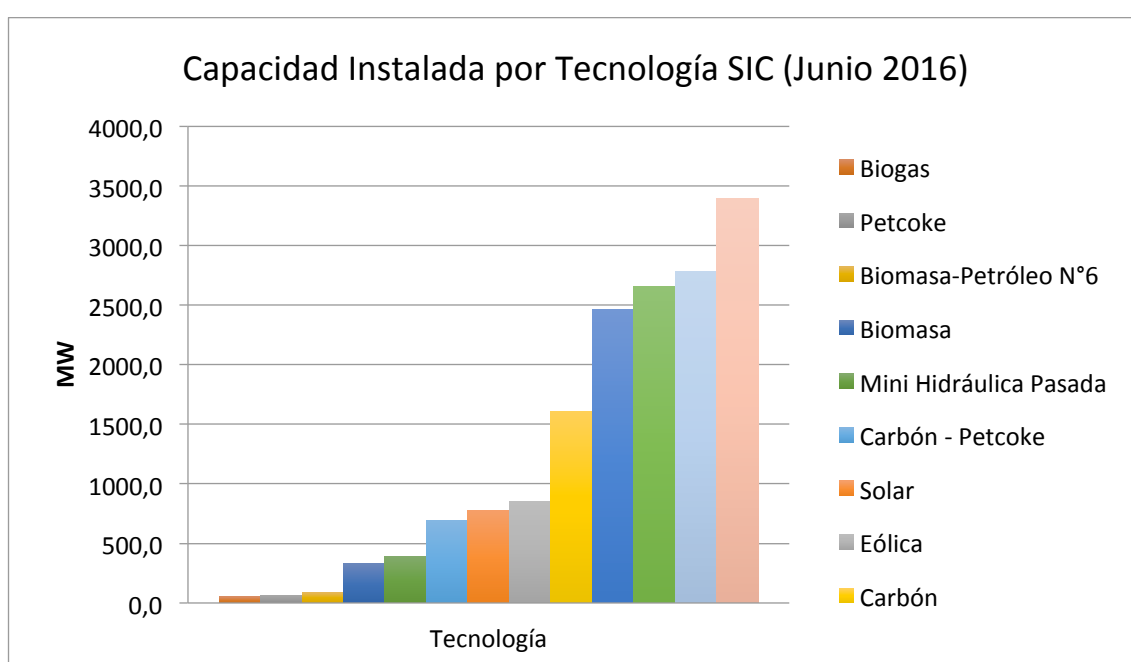
La situación actual del SIC a junio de 2016 es analizada en términos generales de las tablas 2 y 3 [16], donde se puede observar que el sistema tiene una capacidad instalada de 16.210,7 MW con un 40,3% de su matriz compuesta por energía hidroeléctrica y con más de un 13% de su capacidad en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y proyectándose según la Ley 20/25 en más de un 20% para el año 2025, y más de un 23% a nivel nacional para el año 2018 según la cuanta pública del 21 mayo de 2016 [17]. Por otro lado, la demanda máxima es cercana a los 7.500 MWh/h [18], de modo que la capacidad instalada duplica la demanda del sistema. Ya que debe existir una brecha entre la capacidad instalada y la generación máxima a la que es sometido el

sistema para evitar riegos de no suministros u otras situaciones desfavorables como cortes programados a finales de la década de los 90’.

Tabla 2: Matriz del SIC hasta junio de 2016 (Fuente: CDEC-SIC)

Por Tecnología	2015 Cierre a Diciembre [MW]		2016 Cierre Mayo [MW]		2016 * Proyección a Diciembre [MW]	
Térmica	8.177,0	51,4%	8.241,7	50,8%	8.298,7	47,7%
Embalse	3.402,0	21,4%	3.402,0	21,0%	3.402,0	19,5%
Pasada	3.068,5	19,3%	3.130,8	19,3%	3.346,1	19,2%
Eólica	819,9	5,2%	819,9	5,1%	1.144,9	6,6%
Solar	443,6	2,8%	616,3	3,8%	1.215,2	7,0%
Total	15.911,1	100,0%	16.210,7	100,0%	17.406,9	100,0%
ERNC	1.983,6	12,5%	2.178,2	13,4%	3.207,3	18,4%

*En construcción según ficha Catastro de Nuevos Proyectos

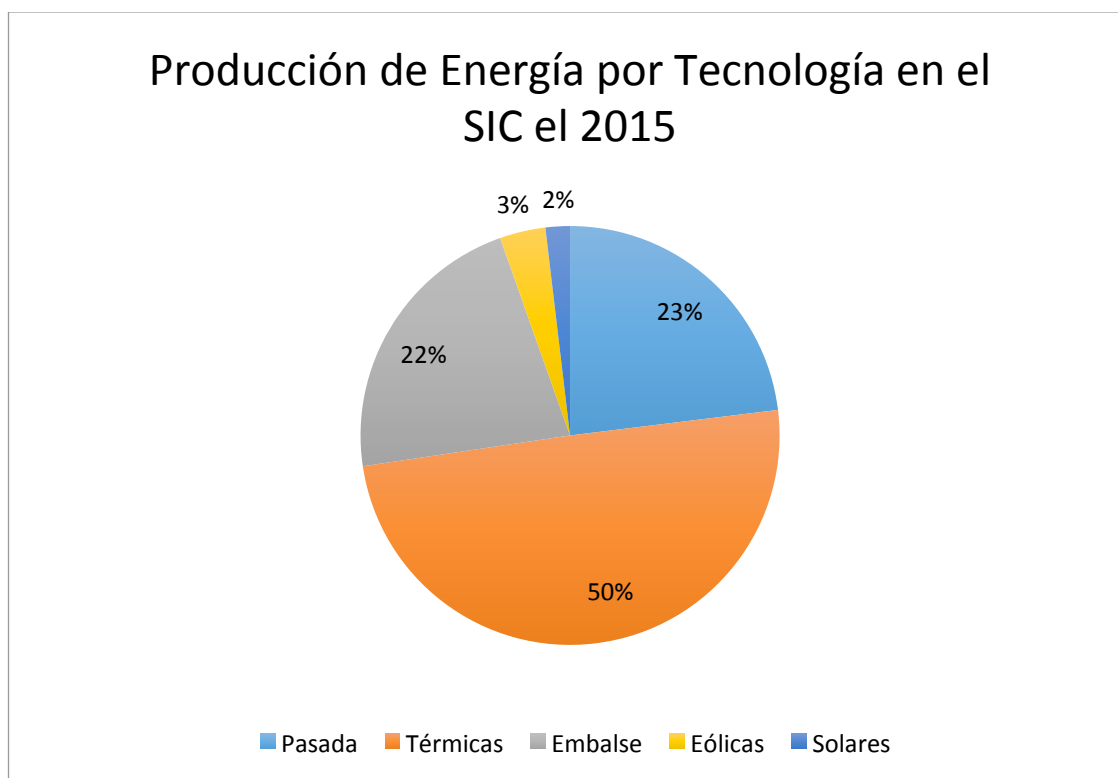


La mayoría de la inversión en ERNC en Chile va destinada a la energía solar, donde sólo para diciembre de 2016 se proyecta una inyección de 598,9 MW adicionales en esta tecnología [16]. Siendo Chile el país con la mayor inversión en energía solar en Latinoamérica [19]. De modo que se prevé un futuro alentador para los Cmg's horarios en las horas de sol, dado el bajo costo por MWh de la tecnología solar fotovoltaica.

A pesar de la alta inversión en ERNC y su fomento por parte del Gobierno, las tecnologías térmicas generan la mayor parte de la producción real de energía (tabla 3), principalmente con centrales en base a carbón y gas natural, a diferencia de años anteriores donde predominaba la generación hidráulica [18].

Tabla 3: Producción de energía desagregada por tecnología en el SIC (Fuente: CDEC-SIC).

Por Tecnología	2015 Cierre a Diciembre [GWh]		2016 a la fecha (GWh)		Acumulado últimos 12 meses [GWh]	
Térmica	26.273,0	49,6%	13.062,2	57,9%	26.035,9	48,5%
Embalse	11.615,0	21,9%	3.702,7	16,4%	12.520,7	23,3%
Pasada	12.201,0	23,0%	4.635,0	20,6%	12.049,8	22,5%
Eólica	1.867,0	3,5%	629,3	2,8%	1.902,7	3,6%
Solar	994,0	1,9%	526,9	2,3%	1.153,1	2,2%
Total	52.950,0	100,0%	22.556,0	100,0%	53.665,3	100,0%
ERNC	5.881,0	11,1%	2.402,6	10,7%	6.183,2	11,5%



Esto se debe en parte a la mayor capacidad instalada de centrales térmicas y mayor flexibilidad a la hora de generar al no depender de recursos con mayor incertidumbre, como lo pueden ser la hidrología, el viento y la radiación solar que pueden limitar o restringir la entrada en operación de las centrales. Esa menor disponibilidad se traduce en un menor factor de planta para centrales en base a las tecnologías mencionadas, como las solares y la eólicas.

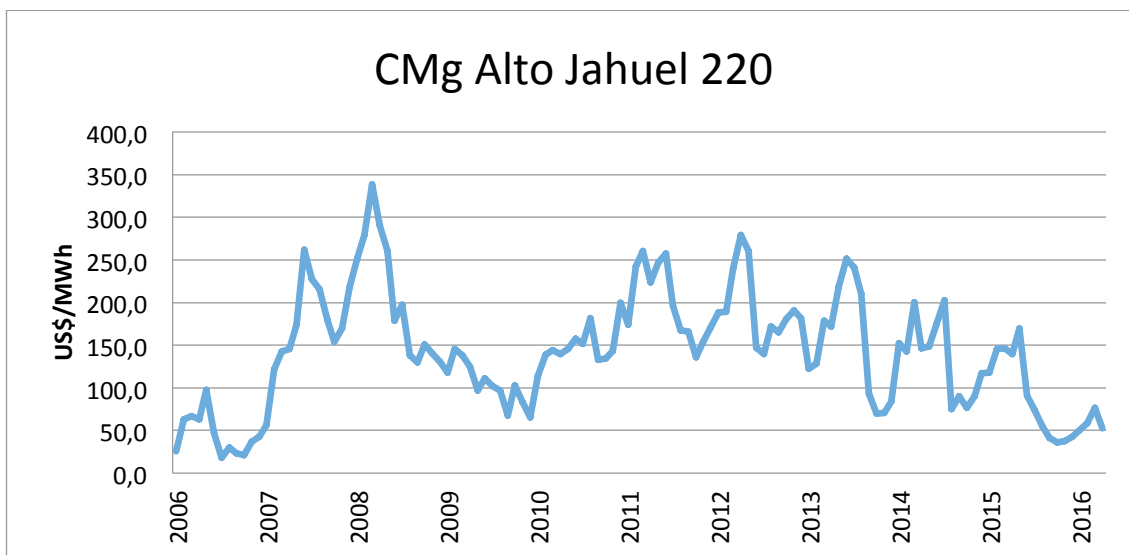
El CDEC-SIC coordina la entrada en operación de las centrales del SIC, las cuales inyectan carga al menor costo variable que alcance para cubrir la demanda del momento [15]. Así, en el Anexo B se puede ver la entrada de las centrales generadoras según su tecnología dado el CMg del momento en el eje de las ordenadas, marcando la demanda total de los últimos 12 meses con rojo. El hecho que la generación de tipo diésel se encuentre fuera de la demanda de los últimos 12 meses no quiere decir que no haya existido generación con centrales en base a diésel, se debe tener en cuenta que las eólicas, hidráulicas y solares se encuentran limitadas en ciertas horas. De este modo aún cuando actualmente las ERNC son las más “baratas” (el costo de generar 1 MWh es

menor que para las centrales térmicas convencionales) [20], la mayor parte de la generación en el SIC proviene de centrales Térmicas (en general con los CV más caros).

Sin embargo, el costo marginal promedio anual ha disminuido constantemente en el SIC [21]. A modo de ejemplo, en la barra de Alto Jahuel 220 el CMg promedio anual ha disminuido desde 2012 con un valor 194,5 (US\$/MWh) para ese año, 153,4 (US\$/MWh) el 2013, 134,8 (US\$/MWh) el 2014 y 91,3 (US\$/MWh) en 2015. Estos movimientos en los precios son explicados por varias variables, entre ellas la producción de centrales hidráulicas (con costos muy bajos, a mayor hidrología los CMg's se ven afectados a la baja), el menor crecimiento de demanda (en los últimos años la oferta a crecido más rápido que la demanda debido a la desaceleración económica, y que los proyectos de generación son de mediano y largo plazo, disminuyendo los CMg's), el aumento de la generación con alta penetración renovable, la baja de los costos de los combustibles, el suministro de gas natural, las fallas de las centrales de base (aquellas con los CMg's más bajos) y menores restricciones de transmisión.

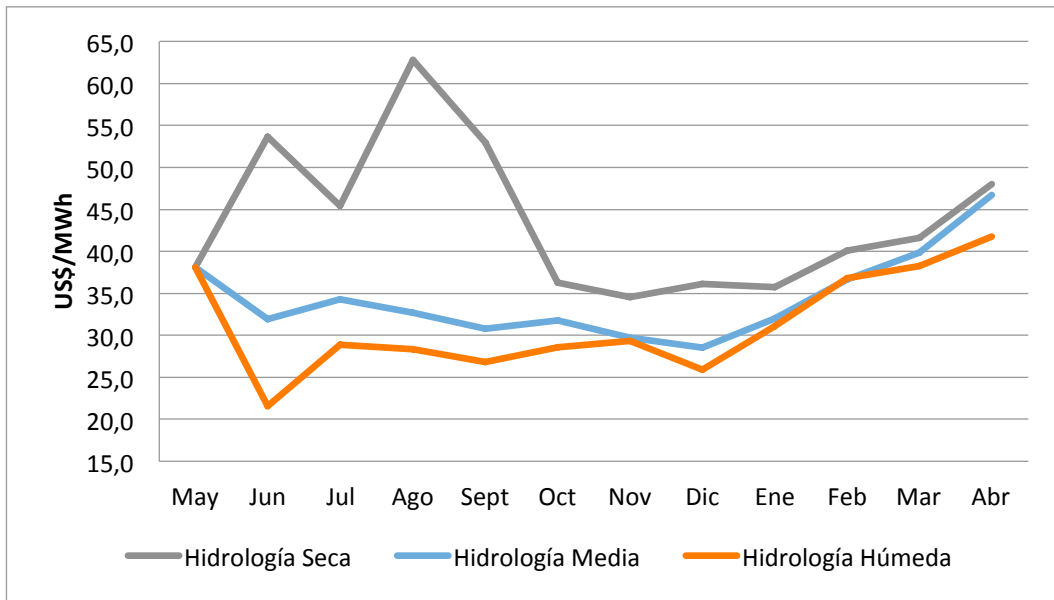
La evolución del CMg promedio mensual durante los últimos 10 años en la barra Alto Jahuel 220 es exhibida en el gráfico 1. Del gráfico se puede observar cierta estacionalidad en los CMg promedio mensual, siendo estos más altos durante el primer semestre de cada año [18].

Gráfico 1: evolución del CMg promedio mensual en la barra de Alto Jahuel 220 (Fuente: Systept)



Luego, en el gráfico 2 se observan los CMg's promedio mensuales de la misma barra proyectados por el CDEC-SIC para los próximos 12 meses, dependiendo del tipo de hidrología (seca, húmeda o normal). De la proyección se espera que el CMg se mantenga bajo en comparación a la historia de los últimos 10 años para los próximos 12 meses [20].

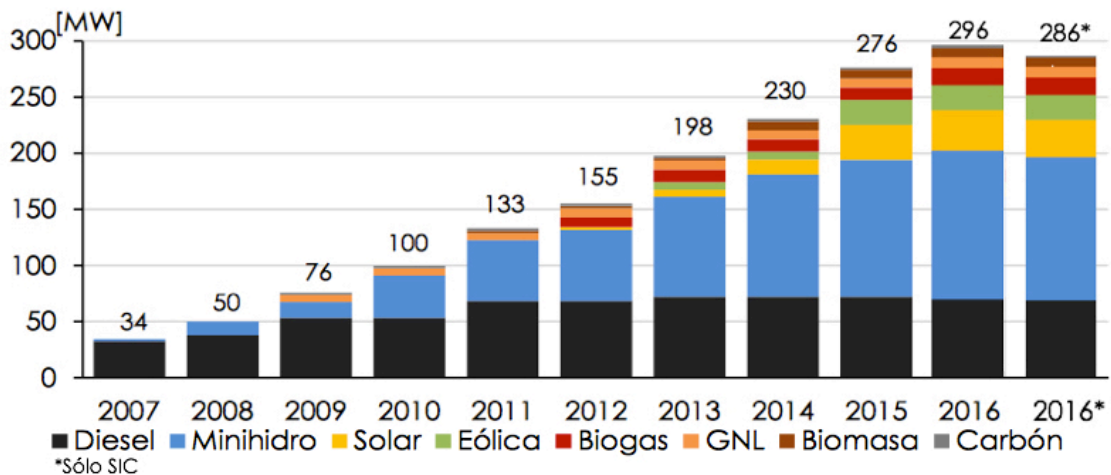
Gráfico 2: Costo Marginal Proyectado para 2016-2017 en el CDEC-SIC Alto Jahuel 220 (Fuente: CDEC-SIC)



Otra tendencia en el SIC es el aumento de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) desde la publicación del Reglamento para PMGD promulgado en 2005 y la ley de fomento a las ERNC del 2008 [22]. Los PMGD son pequeñas generadoras cuya capacidad de generación es menor o igual a los 9 MW y utilizan las instalaciones de distribución para inyectar su producción.

Se ha visto un alto crecimiento de este tipo de instalaciones en el país, principalmente en el SIC como se puede apreciar en el gráfico 3. Las tecnologías con mayor crecimiento han sido las mini hidráulicas y las solares fotovoltaicas, y existe un alto porcentaje de motores en base a diésel el cual se ha mantenido casi constante desde el año 2011.

Gráfico 3: Potencia PMGD instalada en el SIC y SING (Fuente: CNE y SYSTEP [22])



Los PMGD operan con auto despacho, de modo que sus operadores deciden la potencia y energía a inyectar a la red, pero al igual que las generadoras comunes participan de los balances de inyección y retiros de energía. Sin embargo, a diferencia del resto de los generadores coordinados por el CDEC-SIC que sus inyecciones son valorizadas al CMg

del momento, los PMGD pueden optar a un régimen de precios estabilizados [23], el cual corresponde al PNCP de la energía³.

El desarrollo de proyectos de tipo PMGD ayuda a reducir las pérdidas por transmisión, ya que están conectados más cerca de la demanda en las líneas de distribución. Así, en caso que toda la energía inyectada sea consumida en el mismo alimentador, sólo existirían pérdidas a nivel de distribución, y no a nivel de subtransmisión ni transmisión.

2.3.1. Diagnóstico Mercado de Generación con PMGD en Base a Diésel

Los PMGD en base a diésel deben cumplir con diferentes requisitos para su conexión, los cuales dependen de su capacidad instalada. Si la capacidad es inferior a los 1,5 MW pueden ser constituidos como PMGD de Impacto No Significativo (INS) [6], lo que les permitiría comenzar a operar en un periodo mínimo de 2 meses después de iniciar los trámites para la creación conexión. Si su potencia es menor a los 3 MW, no requieren de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) [6], alivianando el proceso de conexión a labores técnicas. Y por último, si es mayor a los 3 MW, estos deben cumplir con todos los requisitos mencionados (DIA e instituirse como impacto significativo), de modo que difícilmente pueden ser declaradas en estado operativo antes de 6 meses de comenzada la tramitación.

En el SIC existen varios PMGD diésel, con aproximadamente 70 MW operativos a junio de 2016 [24], y sólo 3 MW en la Región Metropolitana correspondientes a la central Estancilla. Los PMGD diésel en operación exhibidos en la tabla 4, se mueven en un rango entre los 0,8 y 9 MW de potencia máxima, y se conectan a través de las instalaciones de distintas empresas de distribución eléctrica como Saesa, Frontel, CGE y Chilquinta entre otras.

Al ser medios de generación convencionales no están exentos del pago por peajes troncales y subtransmisión, pero si operan con autodespacho, de modo que no están sujetos a las indicaciones del CDEC [6]. En caso de no generar cuando el costo marginal horario en la barra de facturación correspondiente sea más alto que su costo variable no son penalizados. Sin embargo se calculan las horas no generadas como tiempo de indisponibilidad, el cual descuenta el pago por potencia de suficiencia.

La potencia máxima promedio de los PMGD diésel existentes en el SIC es de 2,47 MW [25], su indisponibilidad⁴ media ponderada por megawatt es de un 11,6%, y el costo variable medio ponderado por MW fue de 158 US\$/MWh para septiembre del 2015 [26], mismo mes en que el CMg promedio de la barra de Alto Jahuel 220 fue de 41,2

³ PNCP: precio de nudo de corto plazo de la energía, es publicado cada abril y octubre por la CNE, y es calculado como una media ponderada de los costos marginales promedio proyectados para los próximos 48 meses.

⁴ La indisponibilidad para estos medios de generación se calculaba hasta el año 2015 sobre las horas que se solicitó despacho en horario punta en una ventana móvil de 5 años, y a partir de 2016 se calcula sobre las horas que se solicita despacho durante todas las horas del año en una ventana móvil de 5 años.

US\$/MWh, lo que refleja lo costoso de la generación de tipo diésel y porque es de las últimas en entrar en operación.

La empresa más importante en este tipo de generación es Sociedad Generadora Austral (SAGESA) con 38,6 MW de potencia en un total de 20 PMGD's [25]. En la tabla 4 a continuación se exhibe un breve resumen de las centrales PMGD en base a diésel existentes en el SIC.

Tabla 4: Principales PMGD diésel (Fuente: CDEC-SIC con elaboración propia [26])

Empresa	Central	Pmax (MW)	Indisp. (%)	CV sep 2015
El Canelo	El Canelo 1	3,00	-	
Elektragen	MONTE PATRIA	9,00	0,00%	191,68
Elektragen	PUNITAQUI	9,00	0,00%	191,63
Estancilla	ESTANCILLA	3,00	-	303,60
GBS Corp.	TOMAAVAL 1	1,00	14,80%	118,30
Nutreco	SKRETTING	3,00	15,01%	136,40
Sagesa	BIOMAR	2,40	15,01%	136,40
Sagesa	CAÑETE	4,00	13,11%	150,10
Sagesa	CHUFKEN	2,00	4,10%	150,70
Sagesa	CURACAUTIN	2,20	12,65%	141,80
Sagesa	DANISCO	0,80	16,15%	134,20
Sagesa	EAGON	2,40	-	140,60
Sagesa	LONQUIMAY	1,20	0,00%	177,90
Sagesa	LOS SAUCES	1,60	33,84%	151,40
Sagesa	LOS SAUCES 2	1,50	97,85%	
Sagesa	LOUISIANA LAUTARO	2,40	-	140,50
Sagesa	LOUISIANA PANGUI.	3,00	-	146,10
Sagesa	MALLECO	3,00	-	
Sagesa	MULTIEXPORT I	0,80	-	138,30
Sagesa	MULTIEXPORT II	1,60	-	138,30
Sagesa	SALMOFOOD 1	1,60	97,85%	
Sagesa	SKRETTING OSORNO	3,00	4,56%	138,90
Sagesa	SOUTHERN BULBS	0,80	-	143,40
Sagesa	TIRUA	1,90	0,00%	183,00
Sagesa	WATT'S I	0,80	-	136,10
Sagesa	WATT'S II	1,60	-	136,10
Tecnored	CASABLANCA 1	1,60	0,76%	173,36
Tecnored	CASABLANCA 2	1,00	0,00%	181,08
Tecnored	CURAUMA	2,50	0,00%	175,12
Total		71,70	11,55%	158,15

El proyecto en el que se enmarca este trabajo propone la adaptación de grupos electrógenos de distintas empresas, a pequeñas centrales de este tipo en la Región Metropolitana.

2.4. Legislación Pertinente

En esta sección se presenta el marco legal que abarca todos los aspectos importantes para el desarrollo y operación de los pequeños medios de generación distribuida dentro del sistema eléctrico nacional.

2.4.1. Ley 19.940

En marzo de 2004 la Ley 19.940 también conocida como “Ley Corta 1”, modifica la Ley General de Servicios Eléctricos regulando el mercado de la transmisión, definiéndole un carácter de servicio público, y entre otros, también modifica los artículos 71°-7 y 91° del DFL1, perfeccionando el marco regulatorio del acceso a los mercados de generación eléctrica conectada a la red para pequeñas centrales.

Se establece que las empresas las cuales se adjudiquen licitaciones de transmisión, tienen la obligación de prestar el servicio de transporte de energía, y que el Estado determinará las tarifas, los peajes, el acceso a instalaciones y las normativas, de acuerdo a lo que sería un “mercado ideal”.

También, en el primer artículo mencionado, se exime parcialmente o totalmente del pago de peajes a los medios de generación no convencionales menores a 20 MW. Como señala en el artículo 71-7: *“Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes...”*.

Y en el segundo artículo mencionado se establece que las concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilizan bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución a los medios de generación cuyos excedentes no superen los 9 MW, los PMGD, y que estos tendrán derecho a vender sus inyecciones de energía al sistema al CMg instantáneo. Como dice el artículo 91 inciso cuarto y quinto: *“Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.*

Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento”.

2.4.2. Ley 20.018

En mayo de 2005 la Ley 20.018, también conocida como “Ley Corta 1”, modifica también la Ley General de Servicios Eléctricos incentivando la inversión en el sector de generación, mediante un sistema de licitaciones competitivas que aseguren un ingreso a las generadoras por un tiempo determinado, disminuyendo el riesgo al que estaban expuestas. Así, las distribuidoras deben licitar su suministro y además, tienen la obligación de satisfacer el consumo proyectado de sus clientes por al menos 3 años. Como señala el artículo 79°-1: *“Las concesionarias de servicio público de distribución deberán **disponer permanentemente del suministro de energía** que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita **satisfacer el total del consumo proyectado** de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para dichos efectos, con la antelación que fije el reglamento, **deberán licitar el suministro** necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios ubicados en su zona de concesión, de modo que el conjunto de los contratos resultantes, más la eventual capacidad de generación propia, garanticen el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso anterior”.*

2.4.3. Decreto 244: Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación

En el Título II del Reglamento se presentan antecedentes generales para la regulación de los PMGD; la reglamentación respecto a los procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones de un PMGD; la determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD; el régimen de operación, remuneración y pagos de un PMGD; medición y facturación de un PMGD.

Como antecedentes generales, las empresas distribuidoras tienen obligaciones respecto a la conexión de los PMGD. Principalmente deben permitir la conexión a sus instalaciones cuando éstos se conecten a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros, también entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño, evaluación de la conexión y operación de un PMGD, así como los propietarios de los PMGD deberán desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos conforme a la información suministrada por la ED y las

normas vigentes, y adquieren calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta.

Luego, se detalla el proceso de conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones de un PMGD según el proceso exhibido en el Anexo D, describiendo el proceso de comunicación, conexión y operación del PMGD con la ED y el debido conocimiento por parte de la SEC.

Igualmente, en cuanto a las obras adicionales necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD, el reglamento establece que estas deben ser ejecutadas por las ED correspondientes y que sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD.

Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD están claramente establecidos en la NTCO, la cual se expone en el punto siguiente de manera particular.

Asimismo, respecto a la remuneración y los pagos de un PMGD se explicita el hecho de que estos medios operan con autodespacho, es decir, el mismo propietario es responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al SD. De todos modos, se deberá coordinar la operación con la empresa distribuidora y el CDEC respectivo para efectos de la programación de la operación del sistema completo así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores. Permitiendo que los PMGD participen de las transferencias de energía y potencia incluyéndoseles en el balance de inyecciones y retiros.

El operador de un PMGD incluido en los balances puede optar a vender su energía al sistema a CMg instantáneo⁵ o a un régimen de precio estabilizado correspondiente al PNCP de la energía de la o las barras trocales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD. Este debe mantener la opción de precio escogida por al menos 4 años. Sin embargo, la valoración de inyecciones de potencia siempre corresponderán al precio de nudo aplicable a las inyecciones de potencia.

También, el reglamento establece que los PMGD cuya fuente sea convencional deberá pagar la totalidad de los costos de transmisión asociados al uso que hacen de los sistema de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicional. No obstante, el uso que la inyección de los excedentes de potencia hace de las instalaciones de las ED no da lugar al pago de peajes.

Por último, el reglamento expone que los propietarios de PMGD deben contar con los equipos de medida y facturación que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema, o contratar este con la ED. Así, los operadores deberán suministrar al CDEC y la CNE informes estadísticos y proyecciones de operación.

⁵ Es el CMg horario que calcula el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria correspondiente.

2.4.4. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

En adición al Decreto 244, la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, también conocida como “NTCO” complementa los procedimientos, metodologías y demás exigencias respecto a los PMGD.

En ella se detallan las exigencias aplicables a los PMGD que se conecten en MT que deben ser cumplidas considerando:

- a) La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación.
- b) Los procedimientos de conexión y entrada en operación de un PMGD.
- c) Las exigencias técnicas para la conexión y operación de un PMGD.
- d) Las exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.
- e) La metodología de cálculo del Factor de Referenciación.

Respecto a las **exigencias generales**, la NTCO principalmente agrega al reglamento que las ED deberán garantizar el acceso de los PMGD a su SD con la misma calidad de servicio que los clientes regulados, y no podrán imponer al propietario de un PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la NTCO o en la normativa vigente. Adicionalmente, Los formularios, estudios y procedimientos técnicos deberán ser de acceso público mediante los medios de publicación de que dispongan las referidas empresas en forma permanente y gratuita para todos los interesados.

Luego, en cuanto al **procedimiento de conexión** existe un capítulo el cual establecen primeramente los intercambios de información necesarios con la ED para la conexión o modificación de un PMGD según el proceso exhibido en el Anexo D, y desarrollando esta comunicación a través de los formularios únicos disponibles en el Anexo E. En segundo lugar, la determinación de un PMGD como INS, la cual restringe esta clasificación para los PMGD según los siguientes criterios en el contexto de un motor en base a diésel:

- Los excedentes de potencia deben ser menores o iguales a 1,5 MW.
- De ser el único PMGD conectado o con intención de conectarse al alimentador, su potencia máxima a inyectar no debe sobrepasar el 85% de la menor capacidad de diseño del alimentador aguas arriba del punto de conexión.
- De no ser el único PMGD conectado o con intención de conectarse al alimentador, se debe realizar un análisis que considere las demandas mínimas aguas abajo del punto de conexión, el cual debe cumplir con los límites diferenciados de la Potencia Máxima a Inyectar en el Anexo F.
- La variación de tensión⁶ que genera el PMGD debe ser menor o igual a un 6% para zonas urbanas y 8% para zonas rurales.
- El sistema de protecciones proyectado debe mantener una adecuada coordinación con el SD y cumplir con los ajustes entregados por la ED.

⁶ Estas se calcula como $\frac{PotAparente_{PMGD} \cdot \cos(\varphi - \sigma)}{PotAparente_{Cortocircuito_{pto\ conexión}}}$ con “ φ ” el ángulo de la impedancia de la red en el punto de conexión, y “ σ ” el ángulo entre la corriente y la tensión del PMGD.

Si no se es calificado como INS la ED indicará con el FORMULARIO 4 (en el Anexo E) los estudios técnicos que se deben realizar para evaluar el impacto de la conexión, y adicionalmente se deberá realizar un estudio de los costos de conexión el cual será costado por el propietario del PMGD y realizado por la ED.

Por otro lado, de las **exigencias técnicas para la conexión y operación** la NTCO agrega entre los puntos más importantes, que: debe cuidarse específicamente que no se superen las inyecciones permitidas en el punto de conexión, motivo por el cual los propietarios de los generadores son los responsables de tener en buen estado todos los equipos hasta el empalme.

La conexión debe ser en YD (estrella en media tensión aterrizada) sólo si existe inyección. De otro modo, es decir, si además existe un consumo asociado, se debe conectar en DY (delta en MT).

La norma establece exigencias específicas con respecto al estado de ciertos equipos, condiciones de operación y otros, como:

- Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión.
- Dispositivo de sincronización.
- Instalaciones de control y medida.
- Comportamiento en estado normal en la red de MT.
- Comportamiento en estado de falla.
- Calidad de servicio del PMGD.
- Operación en isla.

Luego, la NTCO establece **pruebas** que verifiquen las exigencias técnicas establecidas para las instalaciones de conexión. Estas se dividen en pruebas de diseño y de la instalación de la conexión efectuadas en equipos representativos, y pruebas de puesta en servicio con el fin de comprobar el correcto desempeño del equipamiento de conexión y la unidad generadora en terreno.

Finalmente, señala que las inyecciones de energía y potencia de los PMGD serán referidas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada utilizando un **factor de referenciación** que será calculado por la ED según la metodología de cálculo establecida en el título 3-3 de la NTCO.

2.4.5. Obligaciones del PMGD Térmico

A modo de síntesis de la legislación descrita anteriormente, se creó un único listado en el cual se registran las obligaciones que deben cumplir los propietarios y operadores de los PMGD que no cuentan con los beneficios de los MGNC (Medios de Generación No Convencionales) para su correcto funcionamiento en el SIC y coordinación con la concesionaria de distribución y el CDEC. Este listado se encuentra disponible en el Anexo C.

2.5. Legislación medioambiental

En esta sección se revisa la normativa ambiental relevante para el proyecto de los PMGD en base a diésel y su operación. Las temáticas exhibidas incluyen la declaración de impacto ambiental, la cual puede retrasar el proceso de conexión de los grupos electrógenos como PMGD; el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016 – 2017,

que presenta las directrices que llevaría la futura legislación; y finalmente los aspectos ya conocidos que tendría la nueva norma de emisiones para grupos electrógenos, la cual afecta directamente la operación futura de los PMGD.

2.5.1. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

La ley 19.300 sobre las Bases Generales del Medio Ambiente señala que toda central generadora de energía con una capacidad instalada de 3 MW o más deberá ser sometida al sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA). En consecuencia, se deberá presentar una Declaración de Impacto Ambiental o elaborar un Estudio de Impacto Ambiental dependiendo del grado de impacto.

Al respecto, deberán elaborar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) si generan cualquiera de los siguiente efectos descritos en la Ley:

- a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos. Para este punto se consideran los límites establecidos en las normas de calidad ambiental y de emisión vigentes.
- b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire.
- c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos.
- d) Localización en (o próxima a) poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos y glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
- f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

En caso de ser necesaria la EIA, esta deberá ser entregada a la Dirección Regional de Evaluación Ambiental, la cual la revisará en un plazo de 120 días.

Sin embargo, de no generar ninguno de los efectos descritos en los puntos anteriormente mencionados, una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) deberá presentarse bajo la forma de una declaración jurada, y deberá contener los siguientes puntos:

- a) Descripción del proyecto o actividad.
- b) Antecedentes que justifiquen la inexistencia de los efectos indicados en los puntos anteriormente mencionados, que generen la necesidad de realizar un EIA.
- c) La indicación normativa ambiental aplicable y como se cumplirá.

- d) La indicación de los permisos ambientales sectoriales aplicables, y los antecedentes asociados a los requisitos y exigencias para el respectivo pronunciamiento.

La DIA también debe ser entregada a la Dirección Regional de Evaluación Ambiental, pero el plazo para la revisión será de 60 días.

Finalmente, para ambos casos se debe adjuntar la documentación y los antecedentes necesarios para acreditar el cumplimiento de la normativa ambiental y de los requisitos y contenidos de los permisos ambientales sectoriales contemplados en los artículos del Título VII del Reglamento.

2.5.2. Primer Programa de Regulación Ambiental 2016 – 2017

En marzo de 2016 se publicó en el diario oficial el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016 – 2017 el cual contempla las políticas, planes e instrumentos de gestión ambiental relacionados a la calidad del aire del país y cambio climático, agua, biodiversidad, residuos, suelo y evaluación de riesgo, y expone las prioridades para el bienio 2016-2017.

En el Título I de este programa (Aire y Cambio Climático) se detallan varios puntos relacionados con los grupos electrógenos y sus emisiones, los cuales responden a actualizar las normas de calidad del aire y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por Chile entre otros. Estos puntos son:

- La creación de una estrategia nacional de planes de prevención y/o descontaminación atmosférica, en las zonas declaradas como saturadas o latentes.
- La creación de una nueva norma de emisión para grupos electrógenos a nivel nacional, a la cual ya se le ha dado inicio⁷ a su elaboración el 27 de mayo de 2016.
- La revisión de normas como la norma primaria de calidad del aire para SO y la norma de calidad primaria para material particulado respirable MP10.
- La creación y actualización de planes de prevención y descontaminación, como el plan de descontaminación atmosférica por MP2,5 que define a la Región Metropolitana como nueva zona saturada por MP2,5, y la actualización del plan de prevención y descontaminación por MP10 para la Región Metropolitana.

2.5.3. Norma de Emisión para Grupos Electrógenos

En la norma actual de emisiones [40] se diferencia a los grupos electrógenos por su potencia activa en puntuales (potencia activa mayor o igual a 300 KW) y grupales

⁷ (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

(potencia activa inferior a 300 KW), y adicionalmente en grupo electrógeno de emergencia, de respaldo, o de operación continua, según los siguientes criterios:

- Grupo electrógeno de emergencia: es aquel destinado a generar sólo en el caso de cortes del suministro de energía. Esta categoría tiene autorización para operar 50 horas anuales fuera de emergencia para la realización de pruebas y mantenciones.
- Grupo electrógeno de respaldo: es aquel que se utiliza de manera programada existiendo suministro por parte de la red pública. Por ejemplo el ahorro de energía eléctrica en horas de invierno realizado por varias industrias.
- Grupo electrógeno de operación continua: es utilizado cuando no existe factibilidad técnica de utilizar el sistema público de energía eléctrica. Adicionalmente, se incluye en esta categoría a los GE con contrato fijo de arriendo pertenecientes a empresas dedicadas al arriendo de estos.

Así, los límites de emisión de MP son de 112 mg/Nm³ para los grupos puntuales y de 56 mg/Nm³ para los grupos grupales. Igualmente, no podrán operar en pre-emergencia y emergencia ambiental los GE con emisión de MP en concentraciones mayores o iguales a 32 mg/Nm³ y 28 mg/Nm³ respectivamente [40].

No obstante, el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica mencionado del Programa de regulación ambiental en el punto anterior sostiene que las medidas ya implementadas no han logrado reducir los altos niveles de material particulado MP₁₀ y MP_{2,5} diario, y que por lo tanto, se ha determinado agregar nuevas medidas para el control de emisiones. Estas medidas buscan reducir los contaminantes MP₁₀, MP_{2,5}, CO, O₃, SO₂ y NO_x [40].

También, de los GE indica la necesidad de que posean un horómetro⁸ y propone límites máximos de emisión según la potencia neta del motor, para establecer en la futura norma. Estos límites son exhibidos en la tabla 5 a continuación.

Tabla 5: Límites máximos de emisión para los GE nuevos (Fuente: Ministerio del Medio Ambiente)

Potencia Neta del Motor: P	CO	HCNM	HCNM+NO _x	NO _x	MP
KW	g/KWh (g/bhp-h)	g/KWh (g/bhp-h)	g/KWh (g/bhp-h)	g/KWh (g/bhp-h)	g/KWh (g/bhp-h)
560 ≤ P	3,5 (2,6)	0,19 (0,14)	No aplica	0,67 (0,5)	0,03 (0,022)
130 ≤ P < 560	3,5 (2,6)	0,19 (0,14)	No aplica	0,4 (0,3)	0,02 (0,015)
56 ≤ P < 130	5 (3,7)	0,19 (0,14)	No aplica	0,4 (0,3)	0,02 (0,015)
37 ≤ P < 56	5 (3,7)	No aplica	4,7 (3,5)	No aplica	0,03 (0,022)
19 ≤ P < 37	5,5 (4,1)	No aplica	4,7 (3,5)	No aplica	0,03 (0,022)

Del mismo modo, el plan de prevención y descontaminación también establece límites de MP y NO_x para grupos electrógenos existentes con potencia ≥ 1 MW con operación mayor a 50 horas entre el 1 de abril al 30 de septiembre, de 1.850 mg/Nm³ para NO_x y de 30 mg/Nm³ para MP, límite bastante más restrictivo que el anterior.

⁸ Un horómetro es un dispositivo que registra la cantidad de horas en que un equipo ha funcionado desde la última vez que se ha inicializado el dispositivo.

Así, el panorama futuro de los grupos electrógenos se ve mucho más regulado para los equipos nuevos y para los utilizados en el recorte de punta, de manera que nuevos filtros de aire deberán ser equipados a estos generadores.

Aún así, para el historial de utilización de las centrales diésel no existirían problemas con los límites de SOx y MP, sin embargo, la emisión de NOx si puede afectar la utilización de acuerdo al gráfico en el Anexo N.

3. ESTRUCTURA DEL NEGOCIO

3.1. Contextualización del Proyecto

El proyecto evaluado en el presente trabajo consiste en: proveer los servicios de adaptación de grupos electrógenos (GE) como pequeños medios de generación distribuidos (PMGD) en empresas/industrias establecidas en la Región Metropolitana que posean una capacidad de potencia y registro en la Seremi de salud adaptables para operar los equipos de forma programada; y adicionalmente coordinar la operación de los PMGD por un periodo de al menos 5 años, y hasta el final de la vida útil del PMGD según la conformidad de los propietarios.

La operación de todos los PMGD constituidos será coordinada por una nueva empresa con giro de generación, la cual participara de las transferencias de potencia y energía en el CDEC. Posteriormente, esta empresa repartirá los flujos a los propietarios de los equipos según les corresponda. Eventualmente, a cada propietario se le pagaría el valor de sus inyecciones a la red más el pago por potencia de suficiencia tomando en cuenta la indisponibilidad, descontándoles un porcentaje para la empresa coordinadora por los servicios prestados. Este porcentaje dependerá de la potencia instalada del PMGD y del poder de negociación del cliente.

Así, de manera de evaluar técnica y económicamente el proyecto, en este capítulo se estudia el mercado en el que eventualmente se desarrollaría el proyecto, y se detalla el modelo de negocios a implementar.

3.2. Mercado potencial

El mercado potencial para este negocio son básicamente todos los grupos electrógenos que puedan ser conectados a las redes de distribución eléctrica con una potencia activa superior a los 100 KW y, que a su vez, no estén limitados por el plano regulador para constituir generadoras (el uso de suelo como infraestructura energética debe estar permitido).

Así, se desarrolló una base de datos con los registros del Registro Nacional de Aduanas y la Seremi de Salud Metropolitana. Se registraron 9.034 grupos electrógenos en base a combustible diésel n°2 en la Región Metropolitana a diciembre de 2015, dispersados en varias comunas de la región. Del registro se obtienen la localización (dirección y comuna), características (potencia activa, año de fabricación, marca y modelo entre otras) y el propietario.

De este modo, el registro contiene más de 1.900 MW en potencia en equipos de respaldo y emergencia instalados en la Región Metropolitana. De estos, 4.641 equipos superan el filtro de los 100 KW de potencia activa por si solos para poder ser habilitados como PMGD, sumando un total de 1.641 MW potencialmente adaptable cómo PMGD, sin tomar en consideración la capacidad instalada total por punto de conexión, la factibilidad de la conexión y el interés por parte de los propietarios.

En la tabla 6 se pueden observar los datos del registro a grandes rasgos. En ella se puede ver la información dividida por rubros, donde se pueden resaltar las empresas dedicadas al arriendo de maquinaria, las inmobiliarias y edificios, y las empresas dedicadas a la

industria, manufactura o fabricación de productos como los rubros con mayos capacidad instalada en GE. Por otro lado, los Data Center, empresas del rubro energético y de suministro o distribución de combustibles destacan por tener unidades de GE más grandes, y por lo tanto más atractivas para la adaptación como PMGD.

Tabla 6: Distribución de los Grupos Electr6genos por Rubro (Fuente: elaboraci3n propia)

Rubro	Capacidad instalada [KW]	# de Equipos	ratio[KW/Equipo]	
Arriendo de Maquinaria	450.708	2.334	193	
Inmobiliarias y Edificios	321.918	2.302	140	
Industria y Manufactura	176.177	455	387	
Retail	141.736	522	272	
Data Center	134.128	273	491	*
Agrícola y Alimentos	117.233	301	389	
Salud	102.226	349	293	
Logística y Distribución	54.096	202	268	
Constructora	34.749	197	176	
Energía	32.510	72	452	*
Aguas	32.301	108	299	
Minería	30.390	45	675	
Combustibles	17.054	39	437	*
Autopista	17.001	111	153	
Financiera	16.415	145	113	
Hotelería	10.850	37	293	
Comercios Pequeños	5.578	47	119	
Privados	3.871	32	121	
Automotriz	3.758	23	163	
Otro	199.808	1.439	139	
Total	1.902.506	9.033	211	

Sin embargo, si se considera la factibilidad de desarrollar el proyecto en estos rubros, existen distintos riesgos asociados a cada uno que pueden hasta imposibilitar la adaptación de los GE como PMGD. Este es el caso de los equipos usados para el arriendo y en las constructoras, ya que están en constante movimiento siendo utilizados como fuentes móviles, y por tanto no existiendo un punto de conexión fijo donde se pueda declarar el PMGD. Adicionalmente, las empresas del rubro energético tampoco podrían ver sus equipos adaptados como PMGD y operados por una empresa externa, ya que tienen giro de generación y pueden desarrollar el proyecto ellos, ya los usan para la generación a la red, o la cantidad de horas de uso actual es muy alta, lo que significaría tener una indisponibilidad forzada muy alta también como PMGD.

En consecuencia, los 10 principales puntos de conexión descartando los rubros anteriormente mencionados se exhiben en la tabla 10. Casi todos los puntos de conexión en la tabla exceden los 9 MW de potencia, por lo que no habría dificultades para implementar PMGD de 9 MW desde el punto de vista de capacidad técnica de las instalaciones.

Tabla 7: Principales puntos de conexión (Fuente: elaboración propia)

PROPIETARIO	PUNTO DE CONEXIÓN	KW	UNIDADES
COSTANERA CENTER SA	AV ANDRES BELLO 2465	18.520	7
DATA LUNA	EL MOLINO 2130	17.666	10
ENTEL	LOS VIENTOS 22043	16.800	9
CRISTALERIAS DE CHILE SA	CAMINO A VALPARAISO 501	16.055	12
MINERA DISPUTADA	MINA LOS BRONCES S/N	10.900	10
MINERA FLORIDA	CAMINO EL ASIENITO S/N	10.370	9
MOLIBDENOS Y METALES	AV PEÑUELAS 0258	10.263	11
AGUAS ANDINAS	CAMINO EL TREBAL 2095	10.060	4
CRISTALERIAS TORO	DAGOBERTO GODOY 145	8.604	14
ENVASES CMF S A	LA MARTINA 0390	8.220	7

3.3. Mercado Objetivo

En el mercado potencial se incluían todos los grupos declarados en la Seremi de Salud Metropolitana, incluyéndose GE de propiedad de empresas constructoras, empresas enfocadas en el suministro eléctrico, empresas generadoras y empresas dedicadas al arriendo de equipos y maquinarias las cuales concentraban un gran número de GE en su haber, y adicionalmente puntos de conexión con capacidad instalada menos a los 100 KW necesarios para entrar en régimen de PMGD. Por este motivo se procede a limpiar los datos según el giro del propietario y capacidad en el punto de conexión, descartando todos los mencionados anteriormente. Es importante aclarar que las instalaciones de empresas que realizan recorte de punta si son considerados en el listado, y que si situación se evaluará más adelante en la sección 5.2.2.

Asimismo, mediante un análisis de datos se agruparon los GE de un mismo propietario por punto de conexión, para proceder a la desagregación de los clientes más importantes y obtener una mejor referencia del número potencial de PMGD's adaptables y su capacidad de generación.

El siguiente paso realizado fue dividir los puntos de conexión en 5 grupos según su rango de potencia y requisitos que este implique en su adaptación como PMGD:

- * Punto de conexión de potencia inferior a 500 KW: Para estos casos, el PMGD puede ser declarado como INS y, adicionalmente puede inyectar y medir sus flujos en BT.
- * Punto de conexión de potencia inferior a 1.500 KW pero superior a 500 KW: Para estos casos también puede ser declarado como INS, pero debe conectarse en MT lo que implica mayor inversión en equipos.
- * Punto de conexión de potencia inferior a 3.000 KW pero superior a 1.500 KW: En este caso no puede ser declarado como INS, por lo que el permiso de conexión a la red demora más en ser tramitado, necesitando de una mayor inversión inicial por el tiempo que no se recibirían ingresos.
- * Punto de conexión de potencia inferior a 9.000 KW pero superior a 3.000 KW: en estos casos la instalación como PMGD debe incluir una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Evaluación de Impacto Ambiental (IEA) según sea

pertinente, la cual debe ser aprobada por la SEC, la CNE y la SEREMI de la región, de manera que aumentan los costos de implementación del PMGD.

- * Punto de conexión de potencia superior a los 9.000 KW: Para estos casos no puede ser instalado como PMGD a menos que se declare una potencia activa a inyectar menor que la potencia instalada ante la ED, la SEC y el CDEC, debiendo realizar inversiones adicionales en protecciones que aseguren que no se sobrepasará la potencia declarada. Si no, debe ser conectada como un generador convencional, sin gozar de los beneficios de los PMGD (como las facilidades para usar las instalaciones de la ED).

Cada uno de estos grupos forma un segmento diferente debido a las diferencias mencionadas. Así, para un horizonte a mediano plazo de 5 años para el proyecto, los segmentos objetivos son los grupos con potencia instalada alrededor de los 1.500 KW. Ya que, requieren de una menor inversión para la adaptación de la conexión, menos requisitos en cuanto a la legislación, mayor rapidez en el trámite del permiso de conexión a la red, y a su vez representan un menor riesgo desde el punto de vista para los propietarios. Esto debido a que mientras mayor es la capacidad de respaldo instalada, mayores son las necesidades de suministro a mínimo riesgo.

De todos modos, los otros segmentos si serán considerados en la práctica, sobretodo con el conocimiento de la existencia de empresas con puntos de conexión en varios rangos, con las cuales se pueden disminuir el número de visitas y negociaciones de carácter previo a la instalación.

En la Tabla 8 se exhiben las características de los 5 segmentos, en cuanto al número de clientes diferentes por rango, cantidad de puntos de conexión por rango y la potencia total del segmento.

Tabla 8: Resumen de los puntos de conexión según su rango de potencia (fuente: elaboración propia).

Rango MW	# Clientes	# Ptos Conexión	[MW]
< 0,5	1.321	1.936	416
0,5 - 1,5	309	418	348
1,5 - 3	62	73	150
3 - 9.	40	45	204
> 9	8	8	111
Total	1.740	2.480	1.228

3.4. Propuesta de Modelo de negocios

El proyecto consiste en crear una empresa con giro de generación la cual se encargue de contactar clientes, analizar las instalaciones, y adaptar los puntos de conexión como PMGD en caso de ser factible, operando dichas generadoras por un periodo mínimo de 5 años. Realizando todos los pedidos, requisitos y comunicaciones requeridas con la ED, el CDEC-SIC y la SEC. De modo que los propietarios sólo se preocupen de despachar energía (encender y apagar sus GE conectados a la red) cuando la empresa se los indique.

La idea es que los propietarios mantengan sus condiciones de mantenimiento de los generadores y el personal encargado en caso que sean compatibles con los requerimientos de la norma. También el respaldo propio (motivo por el cual poseen los equipos) será prioritario en caso de ser necesario, declarándolo como indisponibilidad forzada ante el CDEC.

La empresa define cuando deben despachar las generadoras mediante un seguimiento del CMg de la barra más cercana informado por el CDEC-SIC con un día de anticipación. Y también se encargará de cobrar el pago por potencia y energía a otras generadoras (mercado spot) según la “Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras” [33], y juntando las facturas de todos los PMGD’s operados por ella a nombre de un solo operador. Puesto que en el mercado spot y en el balance de potencia entre empresas generadoras, son muchos los cobros que deben ser realizados.

En el Anexo G, se muestran las transferencias de energía y balances de potencia entre empresas generadoras del CDEC-SIC del mes de abril de 2016, ahí se puede notar que para las transferencias de energía de ese mes fueron 44 las empresas pagadoras, así como para el balance de potencia de suficiencia, donde 39 fueron las empresas pagadoras. Esto es un reflejo de la complejidad de los cobros por parte de una generadora, lo que sería aún más dificultoso si cada PMGD participase por sí sólo. De esta manera, será la empresa operadora la representante de todos los PMGD ante el CDEC, lo que da más valor al negocio y simplifica la operación de los clientes, cobrando los pagos de todos los PMGD a través de una única empresa de generación.

Los PMGD pueden optar entre 2 régimen de precios, comunicando la opción elegida con 6 meses de anticipación a la entrada en servicio, y manteniendo esta por al menos 4 años. Las opciones de precios corresponden al precio estabilizado (venta de las inyecciones de energía al precio de nudo de corto plazo de la energía), y al costo marginal horario [6].

Los propietarios pueden ser más propensos a aceptar esta relación, debido a que no tienen giro de generación, necesitarían de personal a tiempo completo para realizar el seguimiento del CDEC, entregar los reportes y realizar los cobros en la transferencia de potencia; no deben realizar inversión alguna; y la relación de negocios no le significaría ningún egreso de dinero, sino solo ingresos (un porcentaje del pago por potencia de suficiencia y los pagos por inyecciones de energía al CMg).

La idea principal, es ofrecer el servicio, y devolver todos los flujos de dinero a los propietarios con un recorte entre el 15% al 50% según el poder de negociación del cliente, su potencia instalada y cantidad de puntos de conexión adaptables como PMGD.

3.4.1. Método Canvas para el Modelo de Negocios

Para el diseño del modelo de negocios se utiliza el modelo canvas, que describe de manera lógica y estructurada como una organización crea, captura y entrega valor a sus clientes.

(a) Propuesta de Valor

La propuesta de valor del negocio es rentabilizar una inversión ya realizada por parte de privados en generadores eléctricos de respaldo mediante la adaptación de estos como Pequeños Medios de Generación Distribuidos.

Los propietarios de estos equipos, en general los adquieren por la necesidad de respaldar sus instalaciones en caso de emergencias, o para el recorte de horas de punta del sistema. De este modo, ya tienen metodologías rigurosas de operación y mantenimiento de sus grupos electrógenos para que estos puedan operar en óptimas condiciones cuando se les necesite, incurriendo en gastos mensualmente.

Mediante la adaptación como PMGD, los privados recibirán flujos mensuales por disponibilidad de potencia e inyecciones de energía manteniendo la modalidad de respaldo de sus equipos.

Por otro lado, la operación como PMGD no es del interés de la mayoría de los privados que están fuera de la industria eléctrica, ya que para ellos son complicaciones para sus operaciones la interacción con el CDEC, el monitoreo de los CMg y los cobros por potencia e inyecciones de energía. Ahí es donde la propuesta comercial cubre la necesidad de los privados. La empresa a constituir tendrá giro de generación y se encargará de la operación del PMGD, dando únicamente órdenes de despacho a los privados y recortando un porcentaje de los ingresos mensuales por potencia de suficiencia a cambio de la realización de todas las tareas (monitoreo CMg, comunicación con el CDEC y ED, cobro de las facturas a otras empresas generadoras, e informes de disponibilidad mensuales y anuales).

(b) Relaciones con los Clientes

Las relaciones que se establecerán con los clientes serán de asistencia personal dedicada en un comienzo buscando crear lazos de confianza y al largo plazo, y luego de co-creación buscando generar valor en conjunto con los clientes mediante la operación como PMGD.

La relación se concretará mediante una relación comercial con los propietarios de los equipos. Se firmará un pre-contrato inicialmente, dando opción a un primer contrato por 5 años.

La relación con los clientes se divide en 4 partes de forma general:

- Presentación de la propuesta comercial: se realizará una presentación por parte del equipo de D'E Capital a los propietarios de los grupos electrógenos, idealmente a personal autorizado para la toma de decisiones como el gerente de operaciones o el mismo propietario en caso que sea una persona natural. En la que se mostrarán la propuesta comercial, y los posibles ingresos para el propietario en base a los antecedentes obtenidos de la base de datos. Luego, de ser el caso, se firmará un acuerdo para acceder a las instalaciones del punto de conexión del grupo electrógeno con el objeto de evaluar la factibilidad de formar parte de la empresa de generación.

- Evaluación de la instalaciones y requerimientos: se procederá a revisar con un instalador eléctrico las instalaciones del punto de conexión, evaluando con una ficha técnica los equipos requeridos para adaptar el punto de conexión. Si los requerimientos en equipos no limitan la rentabilidad del proyecto en ese punto de conexión, se ofrecerá un contrato al propietario según su potencia instalada, número de puntos de conexión a adaptar y tamaño de la empresa. Esta etapa tendría una duración máxima de 1 mes.
- Solicitud de conexión a la ED y adaptación del punto de conexión: en esta etapa, se procederán a instalar los equipos necesarios para adaptar el generador eléctrico como punto de conexión manteniendo la opción de operar en modo de respaldo, y a su vez se tramitará el proceso de conexión con la empresa de distribución eléctrica y el CDEC según el proceso detallado en el Anexo D. Por último, se realizarán las pruebas de la instalación de conexión en conjunto con un instalador eléctrico de la empresa distribuidora. La duración de esta etapa debiera ser menor a los 6 meses para PMGD's declarados como impacto no significativo (INS) y menor a 1 año para los otros casos.
- Operación: En esta etapa, los propietarios sólo deben preocuparse de encender y apagar el generador cuando se les indique mediante comunicación telefónica, y de mantener los protocolos de abastecimiento de diésel y mantenencias que tenían cuando operaban como respaldo únicamente. Adicionalmente se realizaran pruebas periódicas de la instalación de conexión en intervalos regulares de 1 año. Por contrato, esta etapa debería tener una duración de 5 años mínima, la cual se puede renovar en el futuro mediante un nuevo contrato.

Para cada etapa es necesaria la realización de la etapa previa. Además, la etapa de evaluación define si es factible instalar el punto de conexión como PMGD, y si se continuo con la adaptación.

De este modo, este tipo de relación con los clientes tiene un costo bastante alto para el primer año, ya que requiere de visitas físicas a las instalaciones y adaptación de las mismas, por lo que es necesario un trabajo técnico en terreno. Luego para los años futuros, el costo es bajo, las comunicaciones se realizaran telefónicamente sólo cuando haya instrucción de encender y apagar el generador, y virtualmente para la realización de los pagos. Idealmente, sólo una vez por año se realizará un contacto físico para realizar las pruebas periódicas de la conexión.

(c) Canales de Distribución

Los canales de distribución serán propios y directos, con una fuerza de ventas que informará a los clientes la propuesta de valor mediante visitas y reuniones comerciales con personal con poder de decisión en las empresas.

Para distribuir los servicios a los clientes se constituirá una empresa con giro de generación que centralice la operación de todos los PMGD's. Esta se encargará de monitorear los CMg de las barras del SIC según los datos informados por el CDEC, y dar aviso de despacho a los propietarios de los equipos. De este modo se centralizará la operación de todos los PMGD's creados, y así participar de las transferencias de

potencia y energía como única empresa generadora, disminuyendo el número de facturas a cobrar y el tiempo de horas hombre destinadas a este trabajo, lo que se traduce en un ahorro.

Del mismo modo, la empresa se encargará de monitorear las mantenciones de los PMGD, las cuales serán efectuadas del mismo modo en que las realizaban los propietarios de los equipos cuando los operaban con régimen de respaldo, agregando una única prueba anual de las instalaciones de conexión. Así se aseguran la conformidad de los clientes, y se disminuyen los costos.

Para los clientes es importante mantener la modalidad de respaldo de sus equipo, es la razón por la que realizaron la inversión en los grupos electrógenos. Por este motivo, es muy importante conservar la opción de operar con esta modalidad para los clientes y hacerles saber que la operación de respaldo para ellos será prioritaria.

En resumen, el canal de comunicación con los clientes será directo, entendiéndose directamente con ellos y mediante la exposición física para la propuesta comercial.

(d) Segmentos del Mercado

La empresa enfocará sus servicios durante el primer año en clientes que posean puntos de conexión con potencia activa cercana o superior a los 1,5 MW y que tengan sus instalaciones en MT, con la intención de conectar no más de 1,5 MW a la red de distribución, de modo que exista la posibilidad de ser declarados como impacto no significativo (INS) y reducir el tiempo necesario para obtener el permiso de conexión a menos de la mitad (55 días para el caso más optimista), el cliente perciba un menor impacto en sus instalaciones, sea menos dificultosa la medición de inyecciones por la conexión en MT, y exista escalabilidad a futuro habilitando más capacidad. El porqué del enfoque en MT es desarrollado en la sección 4.1.2.

No se buscarán clientes de relacionados a las áreas de la salud o sanidad durante los primeros años. Es importante adquirir cierta reputación antes de llevar la propuesta de negocio a posibles clientes que tengan riesgos tan altos ante eventuales fallas de sus sistemas eléctricos, aún cuando la adaptación como PMGD no afecte la calidad de esta, para ser escuchados. Por otro lado, si se buscarán clientes del tipo de Data Center, los cuales por lo general tienen un alto consumo energético y al mismo tiempo, poseen mayor capacidad de respaldo que el suministro que reciben de la empresa distribuidora. En otras palabras, pueden estar más interesados en habilitar como PMGD una fracción de sus grupos de respaldo al percibir ellos una situación de riesgo menor.

Así, una vez consolidado el negocio el enfoque cambiará a clientes grandes y de todo tipo. Ya teniendo un nombre en el mercado y pudiendo exhibir experiencia técnica en la materia se buscarán relaciones comerciales con clientes de potencias instaladas por punto de conexión de hasta 9.000 KW, realizando inversiones mayores en estudios e instalaciones, pero también asegurando mayores ingresos por PMGD. Además se buscará escalar los PMGD en operación que dispongan de más potencia activa en sus instalaciones.

(e) Actividades Clave

Existen varias actividades clave para el desarrollo del negocio, principalmente en las relaciones con los clientes. Es de suma importancia el acercamiento al cliente y la presentación del servicio, ya que es la puerta de entrada al negocio y si no es efectuada de buena manera no se obtendrán interesados, ni se podrán constituir centrales PMGD. En este punto es sustancial recalcar que el servicio no tendrá un costo monetario para el cliente, todas las inversiones en equipos y estudios serán financiadas por la empresa a constituir, de forma que el cliente no tenga que incurrir en ningún gasto adicional a los que ya tiene en operación de respaldo.

También es importante la etapa de solicitud de conexión a la ED, ya que puede tomar mucho tiempo y la empresa no recibiría ingresos de momento, dando un peso importante a la inversión inicial. Por esta razón, cada formulario enviado a la ED e instalación realizada en el punto de conexión se debe efectuar con rigurosidad.

Por otro lado, es importante mantener la relación con los clientes en buenos términos en todo momento, ya que la empresa solo presta un servicio y los grupos electrógenos son de propiedad del cliente. Si se pretende renovar el contrato pasados los 5 años, las buenas relaciones son fundamentales, es por esto que se debe cumplir al pie de la letra la frase “el cliente siempre tiene la razón”.

Asimismo, se debe mantener un perfil bajo en la primera etapa del proyecto, este es un nicho de negocios no muy explorado que puede despertar intereses de terceros o negación de clientes con menor capacidad de exposición al riesgo en materia de suministro eléctrico, por lo que es importante la elección del segmento de mercado para los primeros meses. Existirá incertidumbre acerca del servicio ofrecido por parte de ciertos clientes sobre la validez del modelo de negocios, motivo por el que se cree que deben abarcar el negocio por partes, y buscar socios clave para el desarrollo del proyecto, como clientes con varios puntos de conexión en distintas ubicaciones.

(f) Recursos Clave

Un recurso clave es la experiencia del equipo de D'E Capital en el sector eléctrico, con participación en 20 proyectos de generación por un total de 2.500 MW y 5 proyectos de transmisión por un total de 600 kilómetros, y liderados por el ex presidente de Colbún Emilio Pellegrini. De modo que debe ser utilizado el historial de experiencia para consolidar la propuesta comercial con los clientes.

Asimismo, el conocimiento del equipo en materia de PMGD y el giro de la empresa a constituir son un recurso clave. Para las empresas es muy importante concentrar su foco en lo que saben hacer, más aún cuando las alternativas de negocios son complejas. Ese es el caso del segmento de mercado a abarcar, donde nadie tiene giro de generación, ni es muy entendido en materia de PMGD. Por consiguiente, la opción de rentabilizar sus generadores mediante un operador externo conocedor del tema se vuelve atractiva.

Finalmente, también son de suma importancia los recursos financieros y el capital de trabajo necesario para el desarrollo del proyecto, el personal de instalación que adapte los puntos de conexión con conocimientos técnicos sobre instalaciones eléctricas y licencia clase A emitida por la Superintendencia.

(g) Socios Clave

Para el correcto funcionamiento del proyecto es necesario adquirir socios clave como:

- Los proveedores de los equipos eléctricos: es importante generar una buena relación con los proveedores, cumpliendo con los pagos de la empresa a tiempo y con otras obligaciones de modo que se cree un incentivo para cumplir con los plazos de entrega y crear beneficios para ambos.
- Las empresas de distribución eléctrica propietarias de los alimentadores que dan suministro a los clientes: es necesaria una buena relación con las ED (Chilectra para la mayoría de la Región Metropolitana) para facilitar los trámites de conexión a la red y operación. De ellos se deben obtener facilidades para realizar los estudios de conexión y maniobrar los puntos de conexión.

(h) Fuentes de Ingreso

Los ingresos del proyecto serán un porcentaje mensual de la potencia de suficiencia y energía generada por los PMGD's.

Tabla 9: Ejemplo de las tarifas mensuales según potencia y disponibilidad de generación (fuente: elaboración propia).

Potencia [MW]	Tarifa indexada por disponibilidad		
	95%	85%	75%
0,5	40%	44%	48%
0,8	39%	43%	47%
1,0	38%	40%	42%
1,2	37%	39%	41%
1,5	36%	38%	40%
1,8	35%	37%	38%
2,0	34%	36%	37%

Este porcentaje será acordado previamente con cada cliente según su poder de negociación y potencia habilitada como PMGD, siguiendo de manera flexible las tarifas mostradas en el Anexo H, donde se pueden diferenciar las tarifas del primer año y de los años siguientes debido a la inversión que significa la tramitación de la conexión. Es importante aclarar que el ingreso de la empresa operadora no dependerá de la disponibilidad operativa de los PMGD, ya que la tarifa está indexada a ella, de modo que si la disponibilidad de un cliente disminuye, su tarifa aumenta.

A final de cada mes el CDEC publica un cuadro de transferencias de energía y balance de potencia de suficiencia como los que se muestran en el Anexo G, donde se indican los pagos que deben facturar todas las generadoras, los cuales deben ser cancelados con fecha límite el día 23 del mes siguiente (23 de mayo de 2016 para el caso del Anexo G).

(i) Estructura de Costos

Los costos asociados al proyecto son los costos fijos, costos variables y la inversión inicial a realizar como los del cuadro 2. Los costos fijos son el pago a los trabajadores, el espacio de la oficina y los servicios básicos (luz y agua). Los costos variables son los

costos de combustibles, costo de operación de los generadores (diésel, aceite y agua refrigerante entre otros), y mantenciones adicionales a los equipos.

Por otro lado, la inversión inicial incluye los estudios de conexión en BT y MT, los requerimientos en equipos para las nuevas adaptaciones de puntos de conexión como PMGD, activos fijos, sitio web de la empresa, y el sistema de comunicación y coordinación para los PMGD.

Existe un capital de trabajo de un poco más 115 millones de pesos para el desarrollo del proyecto, ya que la adaptación de los puntos de conexión y los servicios prestados a los clientes no son cobrados a estos de forma directa, sino que descontados de sus futuros ingresos durante el primer año (como se muestra en las tarifas en el Anexo H). Esta cifra es calculada como el déficit acumulado máximo para el proyecto, el cual es alcanzado en febrero de 2018 para el caso normal (correspondiente al año 3 del Anexo M). De este modo, se estima que en el escenario más optimista la empresa comenzaría a obtener ingresos al cuarto mes de iniciada la relación con el primer cliente, y en un comienzo el número de clientes será pequeño. Así se explica que tarde en alcanzarse el payback de la inversión inicial en casi 4 años como muestra el Anexo M.

Esta importante cifra será obtenida en un 45% mediante un crédito bancario al 6,5% a 15 años, y otro 55% mediante inversiones privadas.

Cuadro 2

Costo Combustible
Costo Variable No Combustibles
Remuneraciones Propietarios Energía
Remuneraciones Propietarios Potencia
COSTOS DE OPERACIÓN FIJOS
Mantenimiento Anual
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN
Remuneración Gerente
Remuneración Ingeniero de Proyecto
Remuneración Contador
Servicios Básicos (luz, agua, telefonía)
OTROS
Imprevistos
Depreciación
INVERSIÓN
Instalaciones eléctricas
Estudios

4. PLAN DE COMERCIALIZACIÓN

El plan de comercialización corresponde a las actividades realizadas por la empresa de generación para lograr que el servicio ofrecido esté al alcance de los posibles clientes. Su función se realiza cuando se efectúa el contrato. La firma de éste indica que el propósito de la comercialización ha sido cumplido.

Para la realización del plan es necesario tener claro algunos puntos importantes. Entre ellos se deben considerar el negocio, el deseo del cliente, la competencia, las características relevantes del servicio, los canales de contacto con los clientes, la promoción y la capacidad del equipo para adaptar nuevos puntos de conexión.

El negocio de la empresa consiste en comercializar la energía y potencia generadas por varios PMGD, y a su vez coordinar su operación. El servicio entregado consistirá en la adaptación del punto de conexión y la administración de los PMGD, siendo estos los únicos servicios ofrecidos, de manera que esta tendrá giro comercial, y también contará con giro de generación. Es importante recordar que el negocio es en escala, no es rentable para casos particulares con potencias máximas no significativas (esto es potencias menores a los 9 [MW] evaluados a 5 años).

Los servicios ofrecidos satisfacen el deseo de rentabilizar una inversión ya realizada en grupos electrógenos, utilizando capacidad ociosa de los equipos para estar disponible a la red, sin agregar costo alguno a la operación de estos.

Existe competencia directa principalmente en ciudades fuera de la Región Metropolitana. Esta está representada por empresas como TECNORED en la región de Valparaíso, una empresa de venta de materiales y prestación de servicios eléctricos, Sociedad Generadora Austral (SAGESA) una empresa generadora del grupo SEASA que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos, o TOMAVAL GENERACIÓN, con su central en la Región de Valparaíso. La fortaleza de éstas radica en el tiempo que llevan en el mercado. La conciencia respecto del servicio que presta la competencia está sólidamente establecida.

SAGESA utiliza estas centrales para complementar los servicios de distribución de SAESA, recortando punta real de la distribuidora y adicionalmente obteniendo ingresos por potencia. TECNORED vende energía a clientes libres, abasteciéndose de generación propia, compra de energía a otras empresas generadoras y al sistema, de modo que su foco principal no son los GE. Y TOMAVAL GENERACIÓN que aprovecha la capacidad de respaldo de la producción de tomates hidropónicos de TOMAVAL.

Adicionalmente, pueden ser consideradas como competencia empresas generadoras que puedan estar interesadas en instalar PMGD's diésel en la Región Metropolitana y aún no hayan demostrado su interés. Por esta razón se decidió que no existirán cobros hacia los clientes, de modo que exista un menor interés por buscar otros proveedores para el servicio ofrecido. Por otro lado, también pueden ser competencia los fabricantes de los equipos que ofrezcan el servicio de recorte de punta del sistema, o las mismas empresas distribuidoras en el caso que exista un acuerdo para recortar la punta real que ellas tienen. Este último caso no es excluyente para la operación como PMGD, ya que no existe una normativa que impida la existencia de ambas como si lo hay en el caso del recorte de punta y la operación como PMGD.

Así, las características del servicio que mejor contribuyen a satisfacer el deseo de los clientes, son el costo cero mencionado, la flexibilidad de operación (esto es la capacidad de privilegiar la operación en modo de respaldo antes de la operación como generadora en todo momento), y la mantención de los procesos de mantenimiento utilizados previamente por los clientes. En otras palabras, la capacidad de mantener su operación actual “tal cual”, únicamente adicionando ciertas horas de generación cuando les sea previamente indicado.

La forma de llegar a los clientes será inicialmente mediante el contacto directo con empresas en posesión de instalaciones y equipos teóricamente adecuados para la adaptación como PMGD, siguiendo los registros presentes en la base de datos trabajada, donde existe información respecto al propietario y la ubicación del punto de conexión. El método de contacto directo será mediante las redes personales que permitan el nexo al personal de las distintas empresas en el listado, permitiendo así ofrecer el servicio internamente a través de los propios trabajadores de cada una de las empresas.

El servicio se encuentra en la etapa de introducción, por lo que es importante la captura rápida de clientes para la mantención y rentabilización del negocio. Es por esto que es importante que quién presencie las reuniones con los clientes, o realice las presentaciones para dar a conocer el servicio, este bien preparado y de señales de confianza. Los clientes deben percibir al presentador como experto, con credibilidad, para pasar a conversaciones más serias. Por esta misma razón, es recomendable que el mismo gerente del proyecto realice esta tarea, e idealmente acompañado del ingeniero de proyectos. También es importante la existencia de una relación de trabajo basada en la confianza, que le permita al segundo dar feedback sobre la performance del primero en cada una de las presentaciones/reuniones, y así pulir cada vez más estas instancias.

El piso del proyecto es adaptar un total de 9 [MW] en un plazo de 1,5 años (equivalente a 6 casos “tipo”), de modo que se deben cerrar contratos para la adaptación de puntos de conexión de 1,5 [MW] en promedio cada 3 meses en el plazo mencionado. Luego, la capacidad máxima de puntos en adaptación al mismo tiempo se estima mayor a 5 puntos mensuales, sin importar la capacidad de potencia, y el tiempo de adaptación es estimado en al menos 3 meses.

Uno de los principales desafíos que debe enfrentar la empresa en su primer año y medio de actividad, es la falta de conocimiento de los posibles clientes. El objetivo de la empresa debe ser captar al menos 9 [MW] para la conexión en ese mismo período, y conseguir nuevos clientes todos los meses.

Las estrategias para alcanzar este objetivo implican:

- Captación de clientes entre los mismos inversores del fondo D'E Capital (propietario de la empresa), de modo que exista compromiso en el desarrollo del proyecto.
- Conseguir reuniones con personal de las empresas en la base de datos, a través de las redes de contacto del círculo de la empresa.
- Contacto con CHILECTRA para asegurarlo como socio estratégico clave en el desarrollo de los PMGD.

- Creación y envío de los formularios de solicitud de información (formulario 1 en Anexo E) a la ED y la SEC antes de cerrar contratos con los clientes. Así se agiliza la tramitación de la solicitud de conexión (formulario 3 en Anexo E).
- Eliminar el paradigma del “huevo de oro”. Si se quiere crecer, es necesario darse a conocer al público, aun cuando esto signifique revelar la idea de negocio.
- La creación de un exhibidor del proyecto en el sitio web del Fondo de Inversión D'E Capital.
- La distribución de tarjetas comerciales y publicación de artículos sobre la potencia distribuida.
- La publicación de un boletín anual para clientes e inversionistas existentes, y algunas empresas selectas. El boletín publicará los avances del proyecto, PMGDs en proceso de conexión y la actividad de los ya instalados.
- Publicidad en la revista electricidad y otras relacionadas con grandes industrias.

5. FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL PMGD

En este capítulo se analizan los grupos electrógenos y la factibilidad técnica de adaptar los que operan a modo de respaldo en las instalaciones típicas de grandes clientes regulados a la modalidad de PMGD manteniendo la posibilidad de contar con los mismos como generadores de respaldo en caso de emergencia. Para mayor detalle sobre el funcionamiento de un Grupo Electrónico, y más particularmente el utilizado en esta evaluación se debe revisar el Anexo O.

5.1. Conexión de Respaldo

Existen 2 tipos de conexión generales para los grupos electrógenos de respaldo o emergencia, y dependen del nivel de tensión al que se conectan. Están los casos en que se conectan en baja tensión (BT), que por lo general se trata de clientes con una demanda menor y sólo están conectados a la barra de consumo de baja tensión a través del tablero de transferencia y un interruptor como se muestra en la ilustración 1. Luego, para el caso de los generadores eléctricos conectados en media tensión (MT), estos son conectados mediante un interruptor y un transformador elevador (de BT a MT) como muestra la ilustración 2.

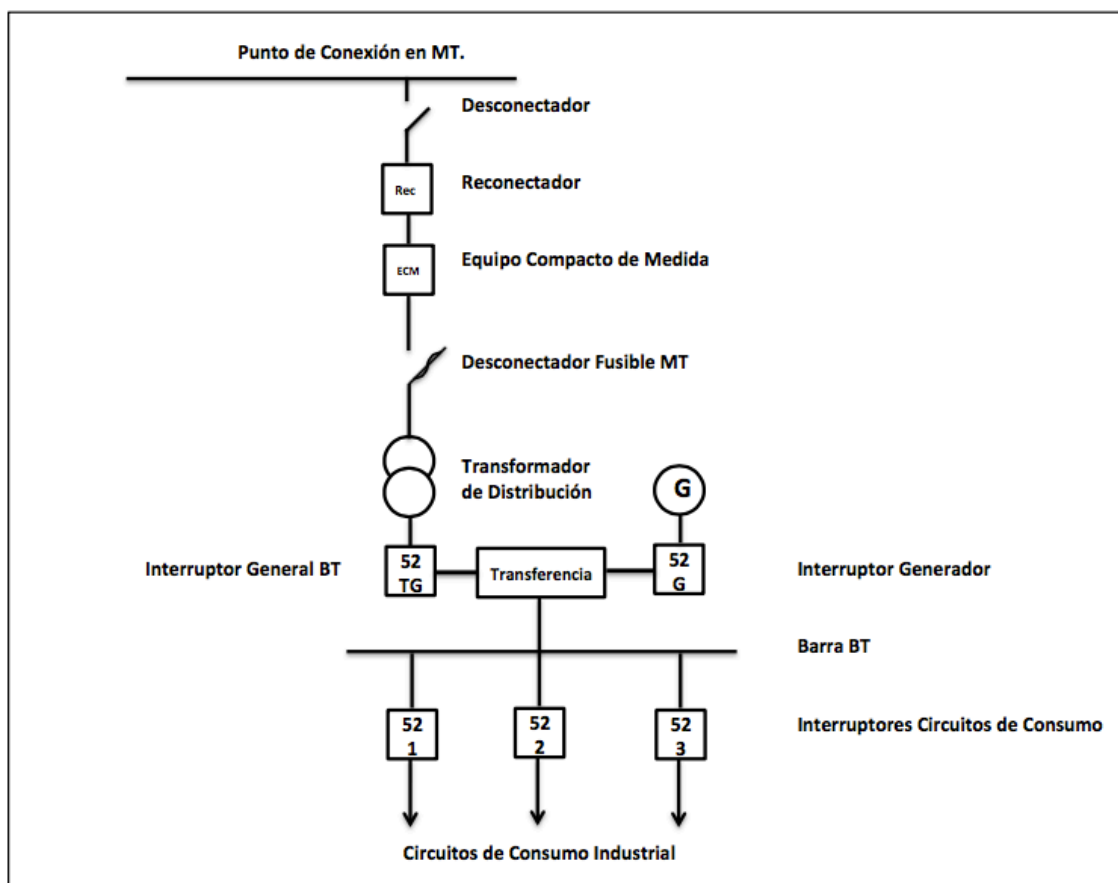


Ilustración 1: Conexión de generador eléctrico en baja tensión (fuente: Estudio Conceptual Técnico para la Conexión de Centrales de Respaldo como PMGD, D'E Capital)

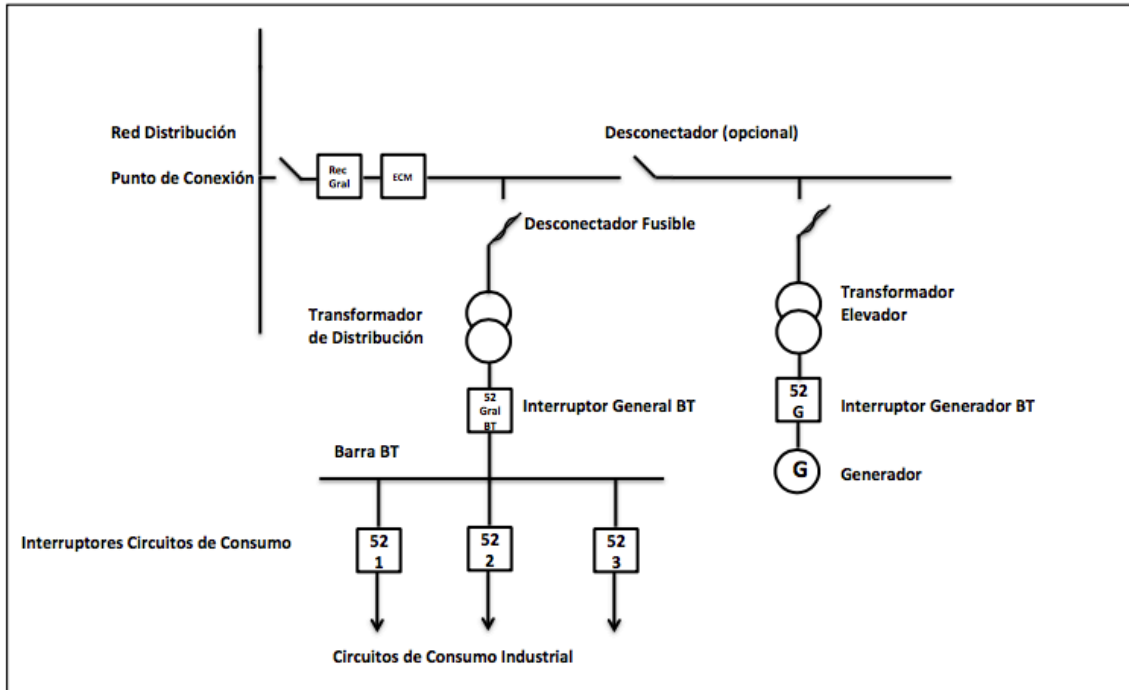


Ilustración 2: Conexión de generador eléctrico en media tensión (fuente: Estudio Conceptual Técnico para la Conexión de Centrales de Respaldo como PMGD, D'E Capital)

En BT el nivel de tensión es de 380 [V] y en las líneas en MT de Chilectra los niveles de tensión son de 12.000 [V] o 23.000 [V] [29]. De este modo, las pérdidas en BT son alrededor de 1.000 y 3.600 veces mayores que las pérdidas en MT para una misma cantidad de potencia. Por consiguiente, los clientes con una mayor demanda energética conectan su respaldo en MT para verse menos afectados por las pérdidas dentro de sus mismas instalaciones.

5.2. Conexión como PMGD

Para realizar la conexión de tipo PMGD conservando la opción de generación a modo de respaldo, las configuraciones exhibidas anteriormente deben ser modificadas. Así, para conectarlos como PMGD deben contar con las protecciones requeridas por la NTCO de PMGD's, sobre y bajo voltaje, sobre y baja frecuencia, y anti-isla.

En el caso del generador conectado en BT, este sólo puede ser adaptado como PMGD en el caso que sean autoprodutores o que sean menores a los 500 KW. Para su adaptación es necesario modificar el tablero de transferencia de modo que se pueda optar por mantener la operación como respaldo u operar como PMGD. Es necesario también, agregar un equipo de medida (EM) de tipo semidirecto para medir la energía generada por el grupo electrógeno, el cual debe estar conectado entre el grupo y el interruptor. Además, con el fin de poder realizar un balance de potencia y energía generada versus las consumidas, este equipo de medida debe estar sincronizado con el medidor del equipo compacto de medida (ECM) conectado en el empalme en MT. Del mismo modo, el medidor del equipo compacto de medida debe ser bidireccional, de modo que se pueda diferenciar inyecciones de consumo.

Esto formaría un sistema de medida más complejo de lo normal, donde las inyecciones hacia la red serían medidos en BT (por la conexión del GE), y los retiros de la red serían

medidos en MT (por la conexión del equipo compacto de medida en la ilustración 1). Así, el balance de energía generada no es simplemente lo que mida el EM, y la medición de consumo de la empresa de distribución tampoco sería la medición del ECM, ni una suma directa de las mediciones del ECM y del EM. En el transformador de distribución se producen pérdidas cercanas a un 3% al subir o bajar voltaje, el cual es considerado por la empresa de distribución para dar suministro, y por lo mismo, la generación en BT hacia MT puede ser penalizada, reconociéndose una menor potencia por parte de la empresa distribuidora, y por ende disminuyendo los ingresos. Cuando las concesionarias de distribución entregan suministro en MT, pero la medición es realizada en BT, el decreto tarifario indica que se debe aplicar un recargo de un 3,5% la energía entregada, razón por la que un descuento parecido de la energía a inyectar es esperable, aún cuando esta situación debe ser negociada con la empresa distribuidora.

Luego, para el caso del grupo generador conectado en MT es necesario incorporar a la instalación eléctrica un reconectador para el PMGD antes del interruptor y el transformador elevador del generador, y también conectar un equipo compacto de medida (ECM) para la generación entre el reconectador del PMGD y el interruptor anterior al transformador elevador como exhibe la ilustración 3. Por otro lado, el transformador elevador debe ser de tipo D-y o Y-d, esto es delta en el lado de media tensión o estrella en media tensión aterrizada, y deben contar con las protecciones necesarias para detectar y despejar fallas que puedan ocurrir en el lado de media tensión. Aún así, si el transformador elevador es distinto, podrá ser aceptado por la ED y la SEC siempre y cuando se realice un estudio de protecciones que pruebe su correcto funcionamiento.

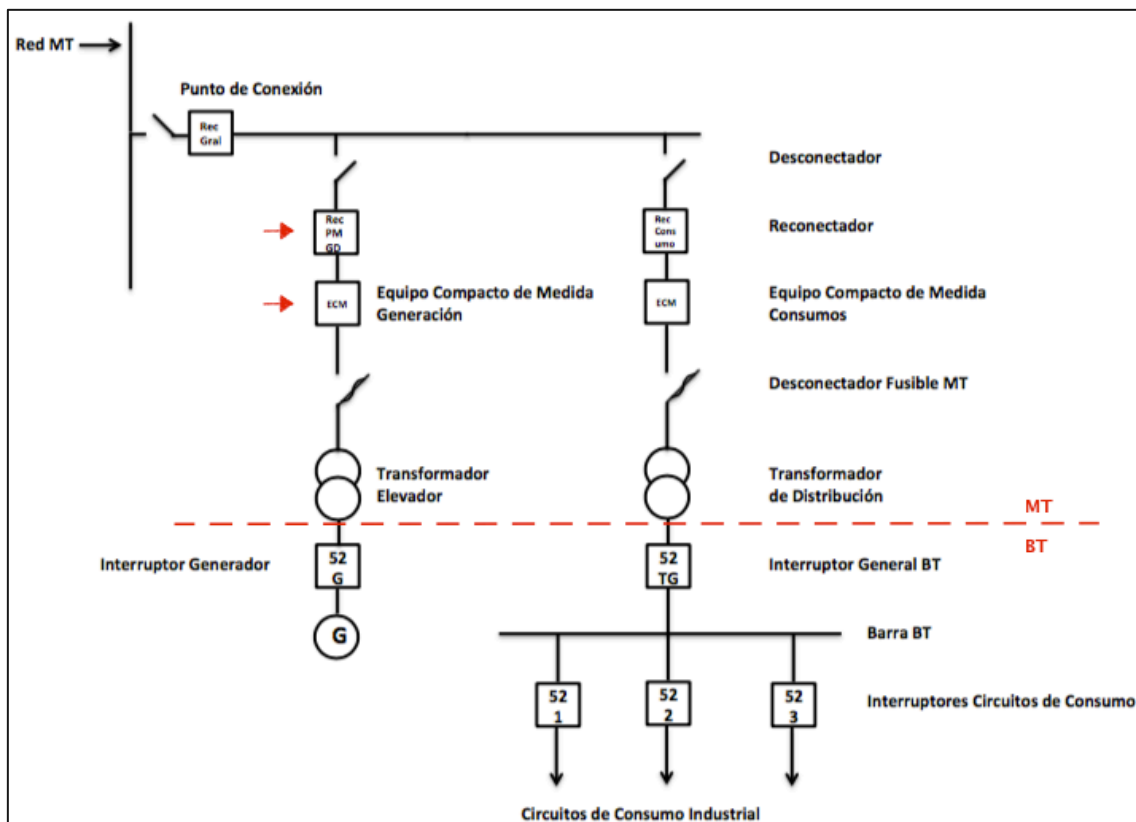


Ilustración 3: Conexión de generador eléctrico en media tensión adaptado como PMGD (fuente: Estudio Conceptual Técnico para la Conexión de Centrales de Respaldo como PMGD, D'E Capital)

5.3. Especificaciones de Equipos y Conexión

Si bien son pocos los equipos que se deben agregar para la adaptación de los GE como PMGD para hacer factible la operación, también es necesario verificar la compatibilidad de las instalaciones existentes para inyectar energía a la red, y mantener la seguridad del SD. El costo promedio estimado por instalación es de \$25.000.000, con \$4.000.000 de margen para errores como se exhibe en el cuadro.

Detalle	Precio		\$Pesos
Medidor	1.200.000	\$	1.200.000
Instalación Medidor	700.000	\$	700.000
Estudio de protecciones	300	UF	7.860.702
Conexión Dist	130	UF	3.406.304
Instalador Propio	100	UF	2.620.234
Otros	150	UF	3.930.351
			\$25.000.000

Adicionalmente a estos equipos, es necesario que todos los PMGD mantengan un mecanismo de comunicación del tipo telefónica con la ED disponible en todo momento, en caso de alguna emergencia.

Los equipos deben cumplir al menos con los requisitos a continuación, y para verificar esto en el periodo de evaluación se utilizará una ficha técnica elaborada específicamente para la evaluación de los PMGD (disponible en el Anexo I).

Transformador:

La conexión del PMGD a la red de media tensión se debe realizar a través de transformadores elevadores con uno de sus devanados en conexión delta, de tipo D-y o Y-d. Esto es delta en el lado de media tensión o estrella en media tensión aterrizada, y deben contar con las protecciones necesarias para detectar y despejar fallas que puedan ocurrir en el lado de media tensión.

No obstante, el transformador elevador puede ser distinto a la conexión anterior si se realiza un estudio de protecciones que pruebe que su funcionamiento no afecta la calidad de la conexión. De todos modos, las características del transformador deben ser informadas a la ED correspondiente, incluyendo la conexión, paso del cambiador, impedancia de cortocircuito, máxima corriente de conexión e información del fabricante. Y asimismo, la ED deberá determinar la conexión del neutro del lado de MT del transformador o transformadores conectados galvánicamente con el sistema de distribución.

Desconectador:

La función de este equipo es interrumpir la alimentación de electricidad a un circuito eléctrico. En general son utilizados como dispositivos de desconexión principales en

pequeñas centrales o como desconectores en alimentadores de la red de distribución [28].



Imagen 1: Desconector con apertura visible (Allen-Bradley) [28]

Debe existir un desconector y un letrero que indique “Peligro generador conectado” en el punto de conexión al sistema de distribución. El desconector debe ser de apertura visible y accesible en todo momento al personal de la empresa de distribución.

Equipamiento de medida:

Los medidores para la facturación deben estar ubicados cercanos al punto de conexión al SD, y deberán realizar mediciones independientes de las inyecciones y de los consumos en el caso de un PMGD autoprodutor. Para esto, se debe disponer de un equipo compacto de medida, y un medidor de energía bidireccional, los cuales deben contener un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión, y un medidor de tensión de secuencia cero.

El Equipo de Medida debe contener un puerto de comunicaciones Ethernet, y al mismo tiempo contar con sincronización horaria mediante GPS para el registro requerido en las transferencias de energía. De esta manera, debe existir un acceso directo a las medidas del medidor por parte del CDEC y, a su vez garantizar una disponibilidad de la información mayor o igual a 97% en una ventana móvil de 12 meses.

Los medidores de energía que son utilizados en la balance de transferencia de energía deben cumplir con el índice de clase de precisión del 0,2%, y Los errores máximos admisibles para los transformadores de medida deben ser de 0,2%, y de 0,3% para el caso del Equipo Compacto de Medida. Sin embargo, para los PMGD menores a 1 MW, los medidores de energía y equipos compactos de medida podrán cumplir con una precisión igual al 0,5%.

Interruptor de acoplamiento:

El interruptor de acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla y contar con la capacidad de interrupción ante las mismas en el punto de conexión del PMGD. Este puede operar en tensiones menores a MT cuando se trata de un PMGD menor a 500 KW o de un autoprodutor, mismo caso en que el interruptor de acoplamiento podrá ubicarse en un lugar distinto de la instalación de conexión, con el fin de que una desconexión del generador no implique la desconexión de las instalaciones de los consumos.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y DE NEGOCIOS

6.1. Introducción

En este capítulo se describen las estimaciones utilizadas para la evaluación económica del proyecto. Se definen las proyecciones de precios del diésel y CMg a utilizar, el pago por potencia estimado, y el costo variable de generación por MWh de un “PMGD tipo”.

Adicionalmente, se exhiben los resultados de la evaluación del proyecto y un análisis de sensibilidad para posibles variaciones de los precios definidos para el diésel y la potencia, y para distintos escenarios en la hidrología del SIC.

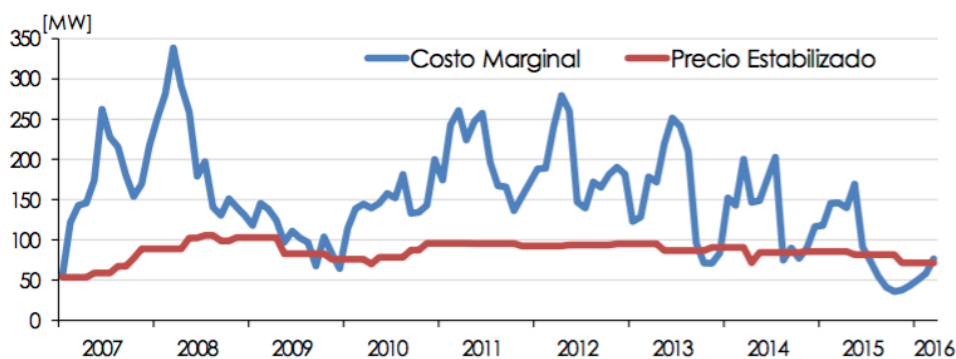
6.2. Régimen de Precios para los PMGD

Se evaluaron las dos opciones de precio a las que pueden optar los PMGD:

- **Venta de energía a precio estabilizado:** se calcula como una media ponderada de los costos marginales promedio proyectados para los próximos 48 meses.
- **Venta indexada al costo marginal:** venta de las inyecciones de energía al costo marginal real, lo que induce un riesgo alto para las generadoras por la volatilidad de este. El riesgo puede ser reducido mediante un contrato de suministro de energía (PPA, contrato de producción o Tolling agreement).

Las alternativas de precios estabilizados o la venta al CMg con contrato de suministro son poco realistas para una central en base a diésel debido a su CV de generación. Como se puede ver en el gráfico 4, el precio estabilizado ha sido bastante menor al costo marginal real los últimos años. También, el CMg de la barra corresponde a la última central que entró en generación (en el Anexo B se detalla el orden normal de las centrales según tecnología), y que las centrales diésel son las últimas en ser despachadas y por lo tanto las más caras. Así, tal como se exhibe en la sección 2.3.1 y en la tabla 4 en dicha sección, el CV de los PMGD en base a diésel ronda los 150 [US\$/MWh], siendo constantemente más alto que el precio estabilizado. En resumen, si se opta por un precio estabilizado la central igual debe generar cuando el $CMg > CV$, pero se le pagará el precio nudo de corto plazo de energía por MWh generado, y esto no es rentable al ser el $CV > PNCP$.

Gráfico 4: Precio estabilizado vs costo marginal histórico (Alto Jahuel 220) (Fuente: CNE – CDEC SIC)



Del mismo modo, los contratos de suministro son fijados a precios menores al CMg, siendo normalmente los Power Purchase Agreement (PPA) los más convenientes para las generadoras. Los PPA estabilizan el ingreso del generador a un precio fijo y reducen el riesgo de suministro para la demanda. El problema con estos es que la tecnología diésel por su precio es una tecnología de punta, por lo tanto, el CMg promedio es menor que su CV, de modo que no es conveniente para el demandante realizar un PPA con un PMGD diésel donde exista suministro eléctrico.

Por último, la única opción rentable dentro de la Región Metropolitana es vender la energía al CMg real, y nunca recibir menos del costo de generación por MWh generado.

6.3. Estimación y proyección de Precios de Potencia, Diésel, CMg y CV

Para evaluar los flujos futuros del proyecto es necesario realizar supuestos y proyecciones de los movimientos de algunas variables para obtener valores futuros estimados. Entre ellas el precio de la potencia en los nudos de la Región Metropolitana, el precio del diésel en la misma región, los movimientos del costo variable de generación, y la evolución del CMg entre otras.

Adicionalmente, se establecen las características de un PMGD “tipo” de 1,5 [MW] conectado en MT con el cual se evalúa el proyecto, influyendo en los pagos y costos por cada una de las variables estimadas. Y se definen los valores utilizados en el flujo de caja para cada una de las variables, y las sensibilidades que se les aplicará a cada una.

6.3.1. Potencia de Suficiencia

6.3.1.1. Metodología de Cálculo de la Potencia de Suficiencia

Uno de los dos tipos de ingresos de las empresas generadoras, y el más importante para las centrales en base a combustible diésel corresponde a la potencia de suficiencia. Esta es la potencia que se le reconoce una unidad generadora como aporte a la Suficiencia de Potencia del sistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador cada mes del año.

Cada año la dirección de operaciones (DO) del CDEC elabora un cálculo preliminar y un cálculo definitivo de potencia de suficiencia, los cuales son utilizados para realizar los balances de inyecciones y retiros de potencia para determinar las deudas y pagos de las generadoras. Los cálculos son realizados según el procedimiento de la dirección de operaciones del CEDEC “cálculo de la potencia de suficiencia de las centrales generadoras del sic”.

Para realizar estos cálculos para cada central es necesario contar con la información sobre la potencia máxima instalada, los consumos propios, la disponibilidad del combustible, indisponibilidad forzada y la demanda máxima del sistema. Para así poder calcular la **potencia inicial**, la **potencia de suficiencia preliminar** y la **potencia de suficiencia definitiva**.

La potencia máxima de una central generadora corresponde al máximo valor de potencia activa bruta promedio, sostenida en un periodo de 5 horas continuas, que se

registren durante el año de cálculo. No obstante, para los PMGD se considera como potencia máxima la informada a la DO mediante los formularios disponibles en el Anexo E aprobados por la ED.

A su vez, la disponibilidad del combustibles es calculada por la DO según la siguiente fórmula:

$$DIP_j = 1 - \frac{1}{HT} \sum_{i=1}^{HT} \left[(LC_i + DLC_i) * \left(1 - \frac{Plim_i}{P_{m\acute{a}x}} \right) \right]$$

Donde:

DIP_j : Es la disponibilidad media anual del insumo principal para el año de cálculo j de la central.

LC_i : Proporción de la hora i en que la central generadora estuvo en el estado operativo LC (limitación de combustible de su insumo principal) en el año de cálculo j.

DLC_i : Proporción de la hora i en que la central generadora estuvo en el estado operativo DLC (desconectada con limitación de combustible de su insumo principal) en el año de cálculo j.

$Plim_i$: Potencia limitada promedio de la central generadora en la hora i debido a restricciones en el suministro de combustible.

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima verificada para el año correspondiente de la central generadora.

i : Horas del año de cálculo

HT : Número total de horas del año de calculo, descontadas las horas en que la central estuvo en mantenimiento mayor.

Dada la fórmula anterior, la potencia inicial para una central térmica sin la capacidad de generación con un combustible alternativo es $P_{inicial} = P_{m\acute{a}x} * DIP$.

Por otro lado, la indisponibilidad forzada (IFOR) corresponde al porcentaje del tiempo en que una central no se encuentra disponible por razones distintas al abastecimiento de combustible. Esta es calculada en una ventana móvil de 5 años según la fórmula $IFOR = \frac{T_{off}}{T_{off} + T_{on}}$, donde T_{off} es el tiempo medio acumulado en que la una unidad generadora se encuentra indisponible y T_{on} es el tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, sin importar el nivel de despacho. Esto, cuando el $CMg > CV$. Adicionalmente, en el caso de una central que sea incluida por primera vez en las transferencias de potencia, la indisponibilidad forzada de sus unidades se estimará en base a estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología, o las que garantice el fabricante.

Del mismo modo, también se consideran los consumos propios como la porción de la potencia bruta de una central utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios

auxiliares (los cuales son nulos para el caso de los GE) y las horas de mantenimiento proyectado para ser descontadas de la potencia inicial previo al cálculo de la potencia de suficiencia preliminar. El factor de mantenimiento se calcula como la diferencia entre uno y el cociente de las horas proyectadas de mantenimiento por unidad (HM_i) y las horas totales del año (HT).

$$Fmante_i = 1 - \frac{HM_i}{HT}$$

Luego, la potencia de suficiencia preliminar es calculada con $P_{ini} = P_{inicial} * Fmante_i * (1 - ConsProp)$, y se obtiene de evaluar en valor esperado, la potencia que ella aporta a la suficiencia de potencia del sistema para el abastecimiento de la demanda de punta siguiendo la siguiente fórmula:

$$PSP_i = \sum_{j=1}^{N_i} p_j * g_i(P = p_j) \quad (1)$$

Donde g_i corresponde a la función de densidad de probabilidad de la central generadora i , para los distintos estados j de su variable aleatoria P (oferta de potencia). Y equivale a la siguiente expresión:

$$g_i(P = p_j) = Pb(P = p_j | P_{SIS} > D_{punta}) = \frac{Pb(P = p_j \wedge P_{SIS} > D_{punta})}{Pb(P_{SIS} > D_{punta})}$$

Con P_{SIS} una variable aleatoria que describe la oferta de potencia del sistema considerando todas las centrales generadoras, y D_{punta} la demanda promedio de los 52 mayores valores netos horarios de la curva de carga anual del sistema (un valor estimado por la DO en 7.033,87 MW para el año 2016). Así, bajo el supuesto que ambas variables aleatorias son independientes se puede realizar el cambio de variable $P_{SIS} = P'_{SIS} + p_j$, obteniendo la expresión (2).

$$g_i(P = p_j) = \frac{Pb(P = p_j) * Pb(P'_{SIS} > D_{punta} - p_j)}{Pb(P_{SIS} > D_{punta})} \quad (2)$$

Y la $Pb(X > Y)$ es equivalente a $1 - Pb(X \leq Y)$, por lo tanto:

$$g_i(P = p_j) = \frac{Pb(P = p_j) * Pb(P'_{SIS} > D_{punta} - p_j)}{1 - Pb(P_{SIS} \leq D_{punta})}$$

A $Pb(P_{SIS} \leq D_{punta})$ se le define como la probabilidad de pérdida de carga para la demanda de punta del sistema (LOLP_{dm}). Y así, volviendo a la expresión (1) obtenemos:

$$PSP_i = \frac{1}{1 - LOLP_{dm}} * \sum_{j=1}^{N_i} p_j * Pb(P = p_j) * Pb(P'_{SIS} > D_{punta} - p_j)$$

Donde N_i es el número de estados de potencia de la i -ésima unidad generadora. Luego, la variable aleatoria P tiene solo 2 posibles valores, 0 con probabilidad $IFOR_i$ (no esta disponible y por lo tanto no puede generar), y P_{ini} con probabilidad $1 - IFOR_i$. Así la expresión final para la potencia de suficiencia preliminar es:

$$PSP_i = \frac{1}{1 - LOLP_{dm}} * Pini_i * (1 - IFOR_i) * Pb(P'_{SIS} > D_{punta} - Pini_i)$$

Alternativamente, para pequeñas centrales podemos notar en la expresión (2) que $\frac{Pb(P'_{SIS} > D_{punta} - P_j)}{P_{SIS} > D_{punta}} \approx 1$, y por lo mismo la expresión para la potencia de suficiencia preliminar puede ser bien estimada como:

$$PSP_i = Pini_i * (1 - IFOR_i). \quad (3)$$

Una vez calculada la potencia de suficiencia preliminar, se procede a calcular la potencia de suficiencia definitiva de la central generadora la cual corresponde a la misma mencionada reducida por un factor único para todas las centrales, de modo que al sumar todas las potencias de suficiencia definitiva la suma sea igual a la demanda de punta, aun cuando la capacidad instalada sea mayor.

$$PSD_i = PSP_i * \left[\frac{D_{punta}}{\sum PSP_i} \right]$$

6.3.1.2. Estimación de la Potencia de Suficiencia del PMGD Tipo

El PMGD tipo a los que apunta el proyecto a evaluar corresponde a una pequeña central compuesta por uno o más grupos electrógenos en base a combustible diésel, con una capacidad de potencia activa máxima a declarar de 1,5 [MW] ($P_{m\acute{a}x}$) y conectado en MT a las instalaciones del sistema de distribución, y ubicada en zonas que el plano regulador permita el uso industrial dentro de la Región Metropolitana.

Luego, debido al fácil acceso que existe al petróleo diésel, se considera la disponibilidad de combustible como un 100%. Ya que existen contratos de suministro de diésel por parte de los propietarios de los grupos de respaldo, y ante la más remota posibilidad de fallo, siempre está la alternativa de comprar al proveedor más cercano. Así se considera que no existirán los estados “limitación de combustible” ni “desconectado con limitación de combustible”, por lo tanto $P_{inicial} = P_{m\acute{a}x} * DISP$, y $DISP = 1$, $\rightarrow P_{inicial} = 1,5 [MW]$.

Del mismo modo, para los PMGDs formados por motores diésel los antecedentes de consumos propios que maneja la DO del CDEC son de un 0% para todas las centrales de este tipo. Entre ellas están las centrales Danisco, Skretting Osorno, Placilla y Monte Patria, de 0,8 MW, 3 MW, 3 MW y 9 MW respectivamente. Y a su vez, el mantenimiento preventivo de los equipos no limita la capacidad de generación, ya que este es realizado previo al encendido de los equipos y puede ser programado acorde a la proyección mensual del CMg, de modo que no interfiera la capacidad de generación. Por otro lado, si son recomendables una mantención básica cada tres meses y una especial de forma anual, las que sumarían un total de 12 horas al año. Por lo tanto:

$$F_{mante} = 1 - \frac{12}{8760} = 99,86\% \rightarrow P_{ini} = P_{inicial} * 99,86\% = 1.498 [KW]$$

Luego, como se menciona en la sección anterior, para las centrales PMGD que se integran al sistema, se considera su indisponibilidad forzada según las estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología, y la CNE considera una tasa de salida forzada de un 5% para las generadoras en base al combustible petróleo diésel. De este modo, el IFOR para el primer año del PMGD tipo es de 0,05.

Así, suponiendo que $1,498 \text{ [MW]} \ll P_{SIS}$ y $1,498 \text{ [MW]} \ll D_{punta}$ recurrimos a la estimación en (3) y obtenemos PSP igual a $1,423 \text{ [MW]}$.

Por último, utilizando los valores preliminares entregados por el CDEC para el año 2016 de $7.033,87 \text{ [MW]}$ como la demanda máxima y $12.270,058 \text{ [MW]}$ como la potencia de suficiencia del sistema, la potencia de suficiencia definitiva de la central tipo es estimada por la siguiente expresión:

$$PSD = 1,423 \text{ [MW]} * \frac{7.033,87 \text{ [MW]}}{12.270,058 \text{ [MW]}} = 0,816 \text{ [MW]}$$

6.3.1.3. Pago por Potencia de Suficiencia del PMGD Tipo

El precio de nudo de la potencia aplicable a los PMGD corresponde al precio de nudo de la subestación troncal que se encuentre a la menor distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal, determinada por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo [30]. Adicionalmente, el pago de este es efectuado según el balance de potencia de suficiencia como el del Anexo G B, donde las empresas con déficit de potencia pagan a las excedentarias.

Los valores del precio de nudo de la potencia por subestación troncal se calculan según la fórmula descrita en el Anexo J, obteniendo un valor para un KW durante un mes. Es decir, el pago mensual total que le corresponde a un PMGD equivale a su potencia de suficiencia en KW multiplicada por el precio de nudo de la subestación troncal más cercana.

Así, para un PMGD tipo ubicado más cercano a las distintas subestaciones troncales en la Región Metropolitana se obtienen los siguientes valores para el mes de agosto de 2016:

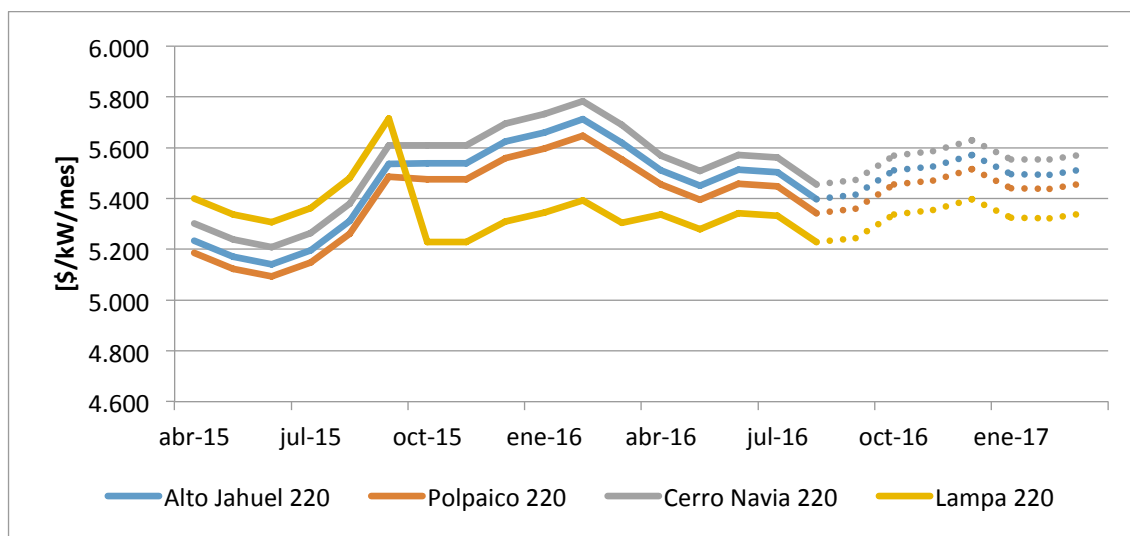
Tabla 11: Valor mensual de la potencia de suficiencia del PMGD tipo según la subestación troncal para agosto de 2016 (fuente: elaboración propia).

Subestación	Potencia [KW]	(\$/kW/mes)
Alto Jahuel	816	4.404.006
Polpaico	816	4.359.541
Cerro Navia	816	4.451.092
Lampa	816	4.266.248

Estos valores varían mes a mes debido a su indexación al dólar, el IPC, al Producer Price Index Industry Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, y al Producer Price Index como se describe en el Anexo J. En el gráfico 5 se muestra la evolución del precio de la potencia por KW/mes en las 4 subestaciones mencionadas desde el decreto de PNCP de abril de 2015 hasta octubre de 2016, donde la CNE liberará nuevos coeficientes para su cálculos. Del gráfico se puede observar que la valoración de la potencia es distinta para cada subestación, pero se mueve de la misma manera entre cada decreto de PNCP (son publicados en abril y octubre de cada año) tras la publicación del precio base para cada subestación por parte de la CNE. Adicionalmente, no se presentan grandes variaciones salvo una caída del 8% en Lampa en octubre del

2015, y salvo ese hecho aislado, las series nunca se desvían más de un 5% de su valor promedio. De la misma manera, Polpaico es la serie con la desviación estándar más alta, con 3,08%.

Gráfico 5: Precio por potencia de la subestación troncal ende la RM (fuente: elaboración propia con datos de la CNE, INE, BCC y Bureau of Labor Statistics)



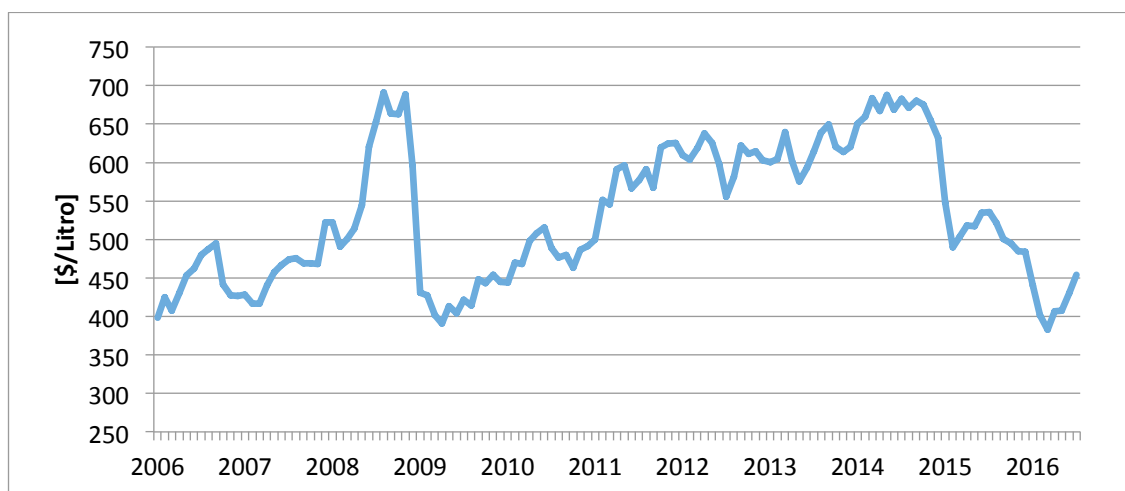
Dado el comportamiento estable de las series, y la dependencia de los nuevos coeficientes para estimar los valores futuros, se consideran 3 posibles escenarios para la valorización de la potencia de suficiencia a 5 años de un PMGD más cercano a cada una de las 4 subestaciones mencionadas. El primer escenario corresponderá a una situación optimista con el precio base de la potencia equivaldrá al promedio desde abril de 2015 más 2 desviaciones estándar. El segundo escenario será una situación regular, con el precio básico de la potencia igual al promedio de la serie. Y el tercer escenario corresponde a un horizonte pesimista, con el precio básico de la potencia equivalente al promedio de la serie menos 2 desviaciones estándar.

6.3.2. Proyección del Precio del Diésel

Para estimar los costos variables de generación es necesaria una proyección de los precios del diésel, ya que es la única componente del costo variable que no es fija en el tiempo (bajo el supuesto que el rendimiento del motor es el mismo a través del tiempo con las mantenciones adecuadas), por lo que puede significar grandes variaciones en los ingresos del PMGD.

En el gráfico 6 se observan los precios al público promedios mensuales del litro de diésel en la Región Metropolitana. Se observa una gran volatilidad del precio, destacando grandes caídas y subidas progresivas, las cuales afectan directamente el costo de generación del PMGD.

Gráfico 6: Precios observados al público, promedios nominales en la Región Metropolitana (\$/Litro) (fuente: CNE).



Al ser así de volátil el precio del diésel, es difícil realizar una estimación que prediga de manera cercana los valores futuros, por otro lado, el mes de abril de 2016 la Comisión Nacional de Energía publicó en el informe técnico definitivo del PNCP sus proyecciones anuales del precio promedio anual del crudo Brent en dólares (tabla 11).

Luego, para la evaluación económica se utilizará esta proyección del diésel anual, utilizando el tipo de cambio observado del dólar promedio mensual estimado acorde al crecimiento proyectado del mercado Chileno y el mercado de EEUU.

Tabla 12: Proyección precio de crudo Brent (fuente: CNE abril 2016).

Año	Precio [USD/bbl]	Año	Precio [USD/bbl]
2016	72,13	2024	89,92
2017	77,49	2025	92,49
2018	77,38	2026	95,26
2019	78,85	2027	98,12
2020	80,31	2028	101,06
2021	82,50	2029	104,10
2022	84,88	2030	107,22
2023	87,37	2031	110,44

6.3.3. Modelación Del Costo Variable

El costo variable de cada central es el que define su orden de entrada de generación, las más económicas son las que más generan (siempre y cuando tengan disponibilidad), y las más caras generan menos. Para cada una de las centrales térmicas, su valor se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$CV_i = CVC_i + CVNC_i, \text{ con } CVC_i = Rend * CC_i \text{ y } CVNC_i = CVM_i + CVONC_i$$

Donde:

CV: Costo Variable de generar 1 [MW] durante 1 hora en el mes *i*.

CVC: Costo Variable de Combustibles en el mes *i*.

CVNC: Costo Variable de No Combustibles en el mes *i*.

Rend: Consumo específico de diésel de generar 1 [MW] durante 1 hora en unidades [Ltr/MWh].

CC_i: Costo del petróleo diésel en US\$/litros en el mes *i*.

CVM_i: Costo Variable originado por las acciones requeridas para los mantenimientos preventivos de las unidades generadoras en el mes *i*, con el objeto de asegurar la funcionalidad de toda la maquinaria a lo largo de su vida útil.

CVONC_i: Costo Variable de Operación No Combustible en el mes *i*, tiene relación con la operación mecánica, eléctrica, ambiental y química del equipamiento de generación.

Luego, para el cálculo mensual del CV del PMGD tipo, con 1,5 [MW] de potencia declarada, se realiza el mismo procedimiento. En primer lugar, el CVNC será estimado como un valor fijo equivalente al promedio declarado por las centrales en base a petróleo diésel y con capacidad instalada menor o igual a 9 [MW], equivalente a 32 [US\$/MWh]. El CVNC es tomado como un valor fijo dada la poca o nula variación de este costo para las centrales térmicas desde el año 2013 [20].

En segundo lugar, el rendimiento del combustible del generador es considerado de 2 casos diferentes. Uno equivale al rendimiento de un equipo generador modelo HTW-1900 T5 de Mitsubishi [32] en modo Prime Power¹⁰, con un rendimiento de 245,114 [Lts/MWh]. Y el otro corresponde al promedio de las centrales del SIC en base a petróleo diésel y una potencia máxima menor o igual a los 9 [MW], con un rendimiento promedio de 323,19 [Lts/MWh].

En tercer lugar, el tipo de cambio corresponde al dólar promedio mensual publicado por el Banco Central [34], y el costo del diésel equivale a los valores informados por la CNE (gráfico 6) descontando el IVA del 19% para fechas anteriores, y al valor anual equivalente al de la tabla 12 para los meses futuros. Solo se utilizan valores anteriores del tipo de cambio debido a que el Costo Variable se expresa en [USD/MWh] y los valores proyectados por la CNE para el precio del diésel en la tabla 12 están en [USD/bbl], por lo que no es necesaria la conversión de divisa.

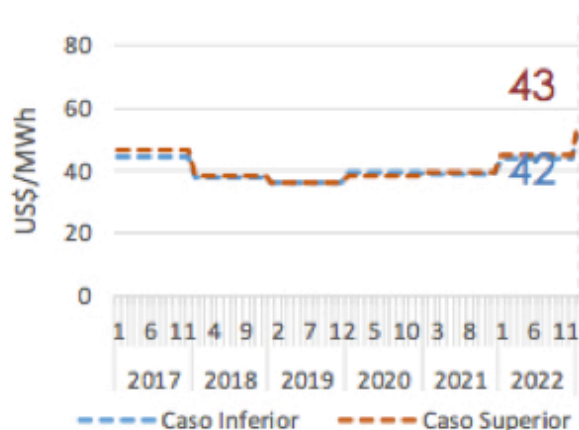
Así, si tomamos como fecha referencial el mes de julio de 2016, el costo variable del PMGD tipo es:

$$CV(Rend_1) = 245,114 \left[\frac{L}{MWH} \right] * \frac{381,33 \left[\frac{\$}{L} \right]}{657,57 \left[\frac{\$}{US\$} \right]} + 32 \left[\frac{US\$}{MWh} \right] = 142,19 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

$$CV(Rend_2) = 323,19 \left[\frac{L}{MWH} \right] * \frac{381,33 \left[\frac{\$}{L} \right]}{657,57 \left[\frac{\$}{US\$} \right]} + 32 \left[\frac{US\$}{MWh} \right] = 219,42 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

¹⁰ Potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas.

Gráfico 8: Proyección del CMg en la barra Alto Jahuel 220 kV, promedio estadístico anual de las 54 hidrologías simuladas por SysteP (fuente: SysteP).

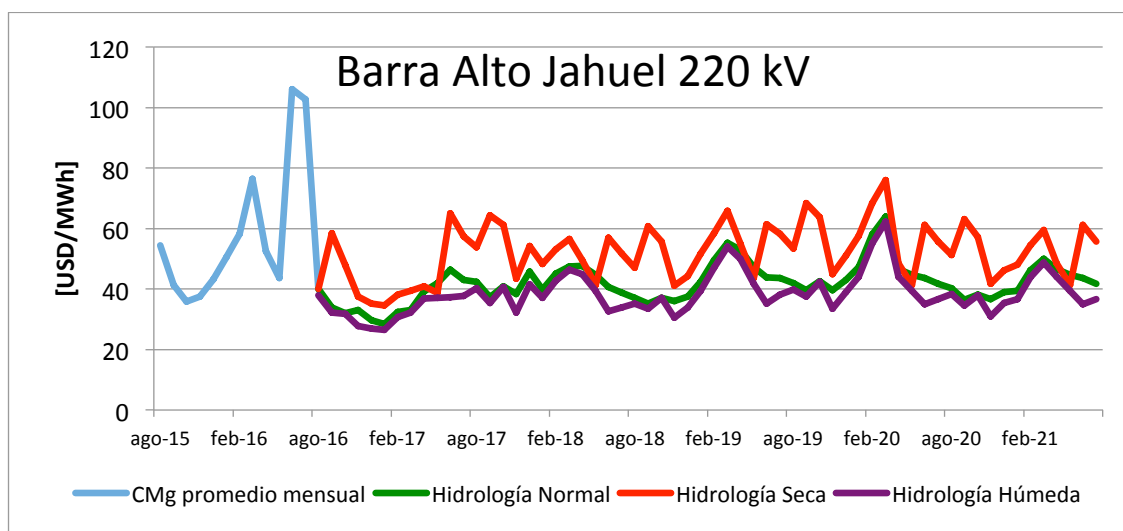


Del gráfico se puede observar que los costos marginales decrecen en el corto plazo (2018 – 2020) debido a los supuestos tomados por SysteP de una menor demanda proyectada, menores precios de combustibles, la puesta en servicio de nuevos proyectos, y mejoras en el sistema de transmisión que solucionan congestiones.

Luego, siguiendo las mismas directrices establecidas por SysteP, se procedió a realizar una proyección más detallada para el CMg promedio mensual en la barra de 220 kV de Alto Jahuel de los próximos 5 años. La proyección fue realizada en base a los movimientos del CMg en esa barra durante los primeros meses del año 2016 en comparación con los de la barra de Quillota en la misma tensión, donde los precios se mueven de igual manera con un valor en promedio un 2% más alto más alto en Alto Jahuel. De este modo, bajo el supuesto que los movimientos de ambas barras continuarán con su parecido, se proyectan los valores hasta julio de 2021 utilizando la proyección de precios de la CNE para la barra de Quillota en 220 kV. Los valores son ajustados por un factor de 1.02, y se mantienen los casos para las distintas hidrologías realizados por la CNE y SysteP hasta 2017 proyectando las mismas diferencias con una hidrología normal hasta julio de 2021.

De este modo se obtiene la proyección exhibida en el gráfico 9, donde también se muestra un decrecimiento del CMg ya que se mantienen los mismos supuestos del gráfico anterior.

Gráfico 9: Proyección del costo marginal promedio mensual en la barra de Alto Jahuel 220 kV (fuente: CNE con elaboración propia)



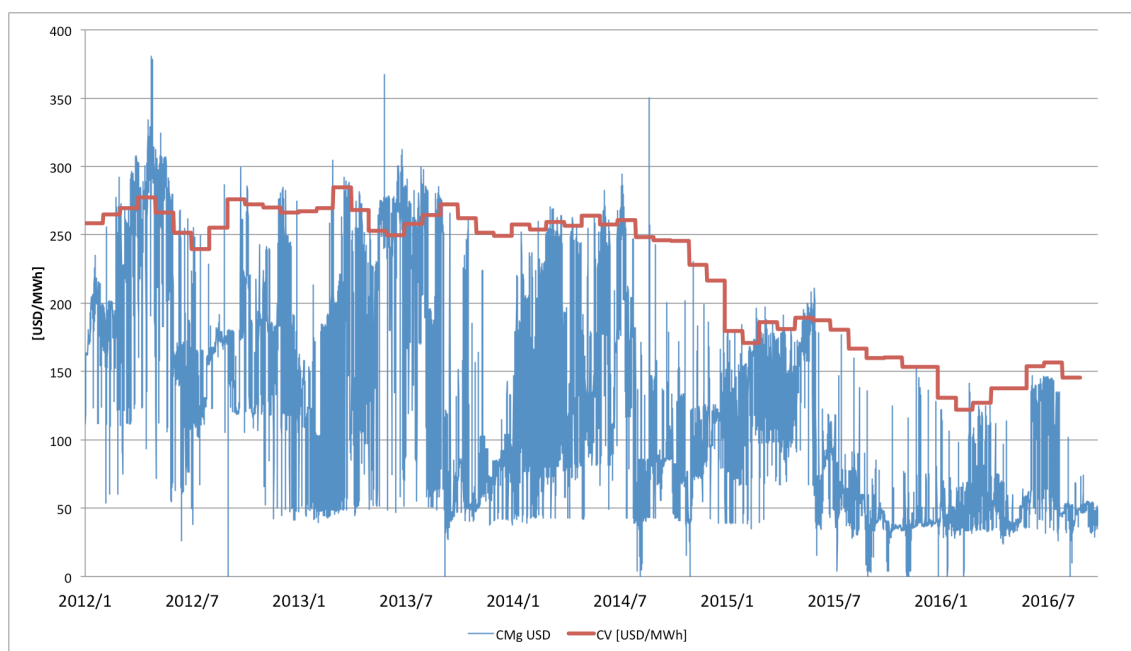
6.3.5. Modelación De Generación Eléctrica con Datos Históricos

A modo de simulación, para obtener una estimación de horas de generación que debiese cumplir el “PMGD tipo”, y las estacionalidades que se puedan dar durante el año, se realizó un cruce del CMg en la barra de Alto Jahuel 220 publicado por el CDEC-SIC [21] y el costo variable (CV) por MWh modelado en la sección 6.3.3 entre los meses de enero de 2012 y agosto de 2016.

Teóricamente un generador es despachado cuando su costo variable (CV) es más bajo que el costo marginal (CMg) de la barra de tensión donde esta conectado. De este modo cruzando los gráficos del CMg y CV se pueden obtener los escenarios en que el costo variable del PMGD modelo sea menor que el costo marginal de la barra, para el caso de un PMGD eléctricamente cercano a la barra de Alto Jahuel 220.

Se consideró para el cruce un PMGD tipo como el descrito en la sección 6.3.3 Modelación Del Costo Variable como CV1, con una capacidad máxima declarada de 1,5 MW, un rendimiento promedio de 245 litros por hora, el precio medio mensual histórico del diésel al público de las estadísticas de la CNE descontando el IVA, el tipo de cambio medio mensual calculado por el Banco Central y un costo variable no combustibles de 32 [USD/MWh]. El caso del PMGD tipo con CV2 no es considerado debido a su alto CV, el cual nunca estuvo bajo el CMg.

Gráfico 10: Cruce del CMg de la Barra de Alto Jahuel 220 kV con la modelación del CV del PMGD tipo (fuente: CDEC y elaboración propia).



Del cruce de ambas series en el gráfico 10 se puede observar que los escenarios de generación son mínimos (casi un 8,3% del total de las horas del año y menos de un 2,4% desde el 2014), lo que es razonable si consideramos que la tecnología diésel es de punta, y que además es la más cara de todas las utilizadas en el SIC, de modo que las centrales en base a diésel son las últimas en ser despachadas. En la tabla siguiente se exhibe la utilización para cada año resultante del cruce entre las series.

Tabla 13: Simulación de la utilización del “PMGD tipo”

Año	Utilización
2012	15,2%
2013	17,9%
2014	2,3%
2015	4,0%
2016	0,3%

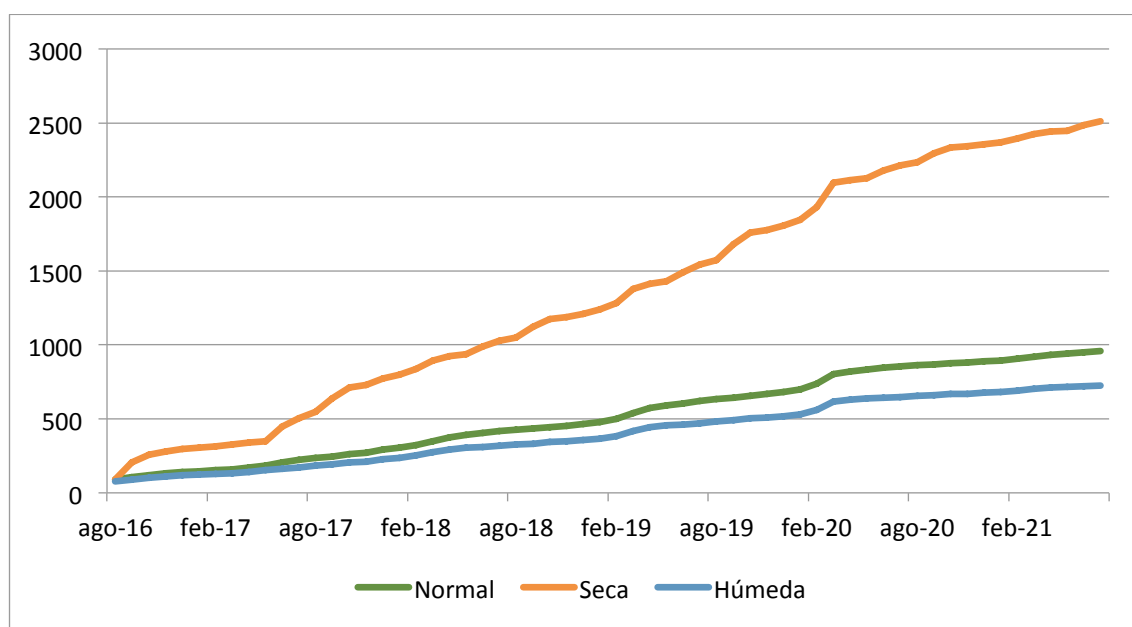
Con este porcentaje de generación, se habrían obtenido ingresos por 237 dólares en el último año, lo que no alcanza a cubrir un mes de operación de la empresa operadora. Por este razón la base del negocio es la potencia (vista en la sección 6.3.1.3), y la operación en escala, de modo que sea rentable. Aquí hay otra barrera de entrada para los propios propietarios para adaptarse como PMGD de manera independiente, ya que los ingresos son bajos si no se escala el negocio.

Por otro lado, el historial del CMg no es muy buena referencia para los eventos futuros, sobre todo ante la fuerte entrada de tecnologías ERNC de bajo costo. Asimismo, el gráfico es meramente referencial, realizando el mismo proceso para años anteriores se obtienen porcentajes de generación más altos del orden de un 12% y otros mucho menores y cercanos a 0. No obstante, si puede ser una buena forma de conocer la

distribución horaria del CMg, ya que el promedio mensual siempre estará bajo el CV en circunstancias normales.

Finalmente, para obtener una estimación de los ingresos futuros por concepto de generación eléctrica, se utilizara la probabilidad de generación dado el costo marginal mensual estimado. Y un ingreso horario en caso de generación de US\$ 10, equivalente al promedio de la diferencia entre el CV y el CMg cuando el segundo es mayor que el primero desde septiembre de 2015. De modo que se obtiene el horizonte de ingresos mostrado en el gráfico 11.

Gráfico 11: Estimación del Ingreso acumulado por generación de energía eléctrica de un PMGD tipo en la RM para los próximos 5 años (fuente: elaboración propia)



6.4. Comparación con el Método de Recorte de Punta y otros

Es común en algunas industrias el uso de sus grupos electrógenos de respaldo para ahorrar en facturas de energía eléctrica. El llamado recorte de punta consiste en reducir total o parcialmente la potencia consumida de la red de distribución de la empresa distribuidora en el horario de punta (desde las 18:00 y hasta las 23:00 horas durante todos los días de semana entre el 1 de abril y el 30 de septiembre). De este modo, el ahorro monetario generado corresponde al consumo de potencia eléctrica no facturado por la ED menos los gastos de generación. Así, dependiendo de la zona geográfica, la tarifa de distribución y el precio del diésel puede hasta no ser conveniente el recorte de horas de punta. Igualmente, existen casos en que algunas empresas de distribución (ED) acuerdan con ciertos clientes estratégicos el pago por la disponibilidad de un máximo de 100 horas al año de su capacidad de respaldo, de manera que las ED puedan recortar la punta real de su potencia distribuida.

En esta sección se evalúa y compara el caso de recorte de punta total para un cliente con tarifa de distribución AT4.3 aérea o subterránea con la compañía de distribución CHILECTRA, una demanda promedio de 1,08 [MW], y capacidad de respaldo por 1,5 [MW]. El caso de un cliente con un acuerdo con la ED, con las mismas condiciones

anteriores y bajo el supuesto que el pago corresponde al descuento de la potencia de horas punta en la tarifa AT4.3. Y finalmente, también con el caso de un PMGD tipo recortando sus ingresos por los servicios de la empresa operadora.

La tarifa de distribución AT4.3 es calculada siguiendo el procedimiento descrito en el Decreto número 1T “Fijación de Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados” del ministerio de energía, y utilizando los datos de las tarifas de suministro eléctrico vigentes en julio de 2016 de la compañía Chilectra en el Anexo K.

En segundo lugar, el recorte de horas de punta se calcula con la misma tarifa de suministro sin contratar potencia de punta, de modo que no se incorpora ese cobro. Sin embargo, se consideran los costos de generar 108 horas mensuales entre abril y septiembre correspondientes al horario de punta de un año incorporando el costo de combustible y de operación del motor. Los parámetros considerados para el motor equivalen a los mismos descritos en la modelación del costo variable como CV1. El precio del diésel, el precio de la potencia en el nudo de Cerro Navia 220 kV y el dólar utilizados equivalen a los de julio de 2016. Luego, se comparará también con el caso de un contrato acordado con la ED, el cual establece un máximo de 100 horas de generación al año manteniendo la tarifa AT4.3, y bajo el supuesto que la ED también descuenta el cobro por potencia de punta (cabe señalar que este es el escenario más positivo para el pago recibido por las horas de generación).

Por último, el cuarto caso incluye la tarifa AT4.3 en condiciones normales y adicionalmente un PMGD de 1,5 [MW] como el caso “tipo” en operación normal y se consideran sólo los ingresos por potencia de suficiencia, de modo que se utiliza el caso más pesimista en que no existen ingresos por concepto de generación.

Los costos anuales de cada uno de los casos anteriormente descritos son exhibidos en la tabla 12. En ambos tipos de conexión a la red de distribución de Chilectra el formato de tarifa AT4.3 normal más operación como PMGD es más conveniente que el recorte de punta y que el no hacer nada, con diferencias de más de 30 millones de pesos. Incluso para la conexión aérea con Chilectra en tarifa AT4.3 el recorte de punta es peor que la tarifa normal. Sin embargo, bajo los supuestos establecidos, el acuerdo con la ED es más conveniente que la operación como PMGD para los parámetros considerados en la evaluación, los que consideran tarifas del 64% del pago por potencia de suficiencia para los clientes, la existencia del acuerdo con la ED a pesar de poseer una potencia menor que muchos otros clientes de la misma compañía, y ganancias por inyección de energía despreciables. De modo que depende de cada caso en particular la alternativa más conveniente entre la operación como PMGD y el acuerdo mencionado.

Tabla 14: Comparación de los costos anuales del PMGD tipo y el recorte de punta en pesos chilenos (Fuente: elaboración propia).

	Chilectra_aereo	Ahorro	Chilectra_subte	Ahorro
Factura AT4.3 normal	365.761.367	0	375.830.743	0
Factura + recorte de punta	370.478.871	-4.717.504	375.177.906	652.837
Factura + acuerdo con ED	316.520.629	49.240.738	321.219.664	54.611.079
Factura + PMGD	326.913.079	38.848.289	342.352.795	33.477.948

Por otro lado, considerando que el precio del diésel es el factor más influyente para la rentabilidad de cada caso, es necesario describir los casos límite del modelo. Para que el recorte de punta sea más rentable que la operación como PMGD el precio por el litro de diésel tiene que ser menor a \$ 270 y \$ 298 para los casos de la conexión aérea y subterránea respectivamente. El caso en la tabla 12 es evaluado con un precio por el litro de diésel de \$ 381, el cual es bajo en comparación a años anteriores. Y del mismo modo, la operación como PMGD es conveniente al acuerdo con la ED cuando el precio del diésel es mayor a \$ 428 y \$ 474 para la conexión aérea y subterránea respectivamente.

6.5. Cálculo de la Tasa de Descuento

Para descontar los flujos futuros del proyecto se calculó la tasa de descuento de este utilizando el método Weighted Average Cost of Capital (WACC), y el método de CAPM para obtener la tasa de costo de oportunidad de los accionistas.

$$WACC = K_e * \frac{CAA}{CAA + D} + K_d * (1 - T) * \frac{D}{CAA + D}$$

Donde,

K_e : Es la tasa de costo de oportunidad de los inversionistas con un valor de 14,2% obtenido de la siguiente fórmula: $K_e = r_f + B(E[r_m] - r_f)$.

r_f : Es la tasa libre de riesgo de CAPM, para este caso se considera un bono a 5 años del Banco Central con un retorno del 3,94% (septiembre de 2016) [34].

r_m : Es el retorno de mercado para el sector eléctrico, equivalente a un 12% según analistas del banco BCI y el promedio de los retornos de la empresas del sector en el “Informe de Carteras Recomendadas” del 12 de septiembre del 2016 del banco BICE [36].

B : Es el Beta apalancado para el sector eléctrico equivalente a 1,27. Este se obtuvo del beta desapalancado para el sector calculado por Aswath Damodaran en enero de 2016 y la fórmula para el beta apalancado de CAPM: $B = B_u * \frac{[D(1-T)]}{E}$.

CAA : Capital aportado por los accionistas por un total de 63,5 MM\$. Es calculado como un 65% del capital de trabajo.

D : Deuda contraída de 52 MM\$.

K_d : Tasa de la deuda de 6,55%.

T : Tasa de impuestos de un 25% obtenida del SII [31].

Así se obtuvo un WACC de 10% para el proyecto, el cual será utilizado como la tasa de descuento.

6.6. Resultados

Con una potencia máxima de 1,5 [MW] en un PMGD tipo, y manteniendo una indisponibilidad forzada (IFOR) en 5%, los ingresos anuales¹¹ estimados por potencia de suficiencia son de 105 millones de pesos, y por generación de energía son de 2,6 millones de pesos chilenos en promedio.

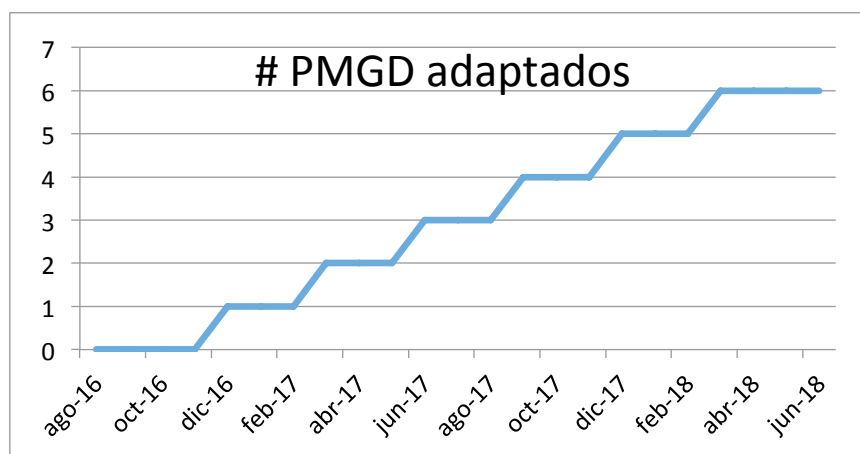
6.6.1. Empresa de Generación

Siguiendo la lógica de los cálculos realizados en este documento para las estimaciones del pago por potencia de suficiencia según el nudo para los próximos 5 años, la proyección de precios por el litro de diésel, la modelación del costo variable de generación de un PMGD, y la modelación de generación dada la proyección del costo marginal en la barra representativa de Alto Jahuel 220 kV en las secciones anteriores, en esta sección se describen los escenarios críticos en condiciones normales para la rentabilidad de una nueva empresa de generación que se dedique a la coordinación y operación de PMGD's en base a grupos electrógenos de tipo diésel.

La empresa de generación funciona en régimen de PMGD con autodespacho, y venta de energía al costo marginal. Esta se queda sólo con un porcentaje de los ingresos por energía y potencia de cada PMGD dadas las tarifas del Anexo H, de modo que la mayor parte de los ingresos son de los clientes. Dado esto, se ha buscado el escenario límite para la ejecución del proyecto, en donde la TIR a 5 años sea mayor a la tasa de descuento de un 10%.

Así, para un horizonte de 5 años considerando una empresa de generación operada por 3 personas (gerente de proyectos, ingeniero de proyectos y un contador), que comparte los servicios básicos y de administración con el fondo de inversión D'E Capital, la cual realice tareas de captación de clientes, evaluación de la adaptación, externalización de la instalación y coordinación de la operación de los PMGD por un período mínimo de 5 años, y los tiempos necesarios para adaptar un grupo electrógeno como PMGD, el punto de partida para la rentabilización del proyecto es la adaptación de al menos 6 "PMGD tipo" en poco más de 1,5 años. Esto asumiendo diferencias temporales en la entrada en operación de cada generadora como se exhibe en el gráfico 12.

Gráfico 12



¹¹ Se consideran los ingresos desde que la central ya está en operación.

La utilidad para este caso se puede encontrar en la tabla 15 donde se han considerado además tasas de descuento de un 10%, un porcentaje de impuestos de 25% para el año 1, 25,5% para el año 2 y 27% para el año 3 y siguientes [31]. También se considera un proyecto con inversiones nulas en grupos electrógenos ya que estos han sido incorporados anteriormente por distintos propietarios, y una inversión promedio de 25 millones en la adaptación como PMGD.

Tabla 15: Indicadores de evaluación de proyectos para el caso crítico (9 MW en PMGD's instalados en un periodo de 1,5 años)

Barra/Índice	5 Años		Perpetuidad		Payback
	VAN (MM\$)	TIR	VAN (MM\$)	TIR	
Alto Jahuel 220 kV	12,4	16,25%	288,4	36,64%	3,2 años
Polpaico 220 kV	9,2	14,62%	279,2	35,50%	3,3 años
Cerro Navia 220 kV	16,2	18,16%	299,1	38,00%	3 años
Lampa 220 kV	6,2	13,09%	270,6	34,43%	3,5 años

Cabe resaltar que el caso es un escenario eventual, el cual puede ser replicado de varias maneras para llegar a resultados parecidos, en esta ocasión sólo se evaluaron PMGD's de 1,5 [MW] alcanzando una potencia total de 9 [MW], lo que puede ser similar a lograr la adaptación de un solo PMGD de 9 [MW] o tres de 3 [MW].

Por otro lado, el escenario es considerado como una situación bastante realista. Para el año 2015 ya existían más de 1.200 [MW] instalados en grupos electrógenos en la Región Metropolitana como se exhibe en la tabla 8 de la sección 3.3. Sin embargo, hay variables que pueden influir fuertemente en la rentabilidad del proyecto según sus movimientos futuros.

6.6.2. Análisis de Sensibilidad para el Umbral de Rentabilidad

Los ingresos del proyecto corresponden principalmente al pago por potencia y en menor grado a la venta de energía. La venta de energía, depende fuertemente del CMg, el cual está muy relacionado con la hidrología y el precio de los combustibles entre otras variables. El pago por potencia de suficiencia depende del precio de la potencia en el nudo más cercano, y de la disponibilidad de las centrales. Como las tarifas consideradas por la empresa de generación están protegidas ante la disponibilidad pasando el cargo en caso de una indisponibilidad a la fracción de ingresos que corresponde al cliente, el proyecto es más sensible el precio de la potencia en el nudo.

De este modo, se realizó un análisis de sensibilidad respecto al precio de la potencia, el tipo de hidrología y el precio del diésel. El pago por potencia de suficiencia se sensibilizó para cada uno de los 4 nudos en 3 casos: normal (el estimado), alto (el estimado más 2 desviaciones estándar) y bajo (el estimado menos 2 desviaciones estándar). Se consideraron los 3 tipos de hidrologías proyectados en la sección 5.3.4 Proyección del Costo Marginal (hidrología normal, seca y húmeda). Y se evaluó también con precios del diésel alto (10% superior al estimado, 20% superior al estimado y 30% superior al estimado).

Cuadro 3: Variables sensibilizadas.

Variable	Sensibilidad	
Barra troncal	Alto Jahuel 220 kV	
	Polpaico 220 kV	
	Cerro Navia 220 kV	
	Lampa 220 kV	
CMg	Hidrología	Normal
		Seca
		Húmeda
Precio Potencia	Caso 1	Estimado
	Caso 2	Estimado + 2σ
	Caso 3	Estimado - 2σ
Precio de compra del Diésel	Precio Estimado	
	Precio Estimado +10%	
	Precio Estimado +20%	
	Precio Estimado +30%	

Los indicadores a 5 años más relevantes para cada una de las combinaciones de las variables sensibilizadas son exhibidos en la tabla 16, donde en rojo se muestran las condiciones no favorables para el escenario crítico mencionado anteriormente.

Tabla 16: Balance total a 5 años de la empresa de generación según variaciones en el precio del diésel, el precio de la potencia de suficiencia, y el tipo de hidrología.

		Barra Alto Jahuel 220 kV			Barra Polpaico 220 kV			Barra Cerro Navia 220 kV			Barra Lampa 220 kV			
Hidrología		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	12	32	-7	9	28	-10	16	36	-3	6	19	-7
		TIR	16,25%	26,25%	6,49%	14,62%	24,23%	5,22%	18,16%	28,27%	8,33%	13,09%	19,50%	6,76%
	Seca	VAN (MM\$)	15	35	-4	12	31	-7	19	39	-1	9	22	-4
		TIR	17,64%	27,66%	7,88%	16,01%	25,63%	6,62%	19,56%	29,68%	9,73%	14,48%	20,90%	8,15%
	Húmeda	VAN (MM\$)	12	32	-7	9	28	-10	16	35	-4	6	18	-7
		TIR	16,03%	26,03%	6,27%	14,40%	24,01%	5,00%	17,94%	28,04%	8,12%	12,87%	19,28%	6,54%
110% Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	11	31	-8	8	27	-11	15	35	-5	5	18	-8
		TIR	15,62%	25,58%	5,89%	14,00%	23,57%	4,64%	17,52%	27,58%	7,73%	12,47%	18,86%	6,17%
	Seca	VAN (MM\$)	12	32	-7	9	28	-10	16	36	-3	6	19	-7
		TIR	16,14%	26,04%	6,51%	14,54%	24,04%	5,26%	18,04%	28,03%	8,33%	13,02%	19,36%	6,78%
	Húmeda	VAN (MM\$)	11	31	-8	8	27	-11	15	34	-5	5	18	-8
		TIR	15,57%	25,54%	5,84%	13,95%	23,53%	4,58%	17,48%	27,55%	7,68%	12,42%	18,81%	6,12%
120% Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	11	30	-9	8	27	-11	15	34	-5	5	17	-8
		TIR	15,49%	25,47%	5,75%	13,87%	23,45%	4,48%	17,40%	27,48%	7,59%	12,34%	18,74%	6,02%
	Seca	VAN (MM\$)	12	31	-8	8	27	-11	15	35	-4	5	18	-7
		TIR	15,75%	25,70%	6,05%	14,14%	23,69%	4,80%	17,65%	27,70%	7,89%	12,61%	18,99%	6,33%
	Húmeda	VAN (MM\$)	11	30	-9	8	27	-11	15	34	-5	5	17	-8

130% Diésel Estimado		TIR	15,47%	25,45%	5,73%	13,85%	23,44%	4,46%	17,38%	27,46%	7,57%	12,32%	18,72%	6,00%
	Normal	VAN (MM\$)	11	30	-9	8	26	-11	15	34	-5	5	17	-8
		TIR	15,44%	25,43%	5,69%	13,81%	23,41%	4,42%	17,35%	27,43%	7,53%	12,28%	18,69%	5,96%
	Seca	VAN (MM\$)	11	31	-8	8	27	-11	15	34	-5	5	18	-8
		TIR	15,56%	25,53%	5,84%	13,95%	23,52%	4,57%	17,47%	27,54%	7,68%	12,42%	18,81%	6,11%
	Húmeda	VAN (MM\$)	11	30	-9	8	26	-11	15	34	-5	5	17	-8
		TIR	15,43%	25,42%	5,68%	13,81%	23,40%	4,41%	17,34%	27,43%	7,52%	12,28%	18,68%	5,95%

En las cuatro barras consideradas se pueden observar cambios similares, con los escenarios más positivos en Cerro Navia, y los más negativos en Polpaico. Luego, en cuanto a las variables sensibilizadas, el tipo de hidrología es la que menos afecta la rentabilidad del proyecto, siendo más significativo en la barra de Lampa 220 KV, esto se puede explicar, debido a que menos del 10% de los ingresos del proyecto son producto de la generación de energía. En este caso se observa que una hidrología menos húmeda es más favorable para el proyecto en particular, al contrario de lo que uno pensaría del sistema. Esto sucede por la relación de la hidrología con los CMg, ya que hidrologías malas implican un CMg más alto, y por lo tanto una mayor generación por parte de las centrales en base a diésel.

En segundo lugar, el precio del diésel afecta de mayor manera la rentabilidad del proyecto, ya que afecta directamente al costo variable de generación, de modo que con un precio del diésel muy alto los escenarios de generación pueden llegar a ser incluso nulos durante períodos largos.

Por último, la variable más importante es el pago por potencia de suficiencia. De la tabla podemos observar que en el escenario que el precio de la potencia caiga más de 2 desviaciones estándar respecto de sus movimientos el último año y medio, el proyecto con 9 [MW] no sería rentable en ningún caso, a menos que sea acompañado de una hidrología seca durante los 5 años de evaluación.

No obstante, el caso estudiado corresponde a un escenario muy conservador, con sólo 6 PMGD habilitados. Eventualmente, se pueden desarrollar más centrales de este tipo y así proteger aún más los riesgos que pueden significar estas variable. Esta también es la razón por la cual los valores pueden parecer pequeños al no superar las decenas de millones de pesos en 5 años, pero es debido a que el caso evaluado corresponde al punto crítico desde donde se puede rentabilizar el proyecto. Así, los casos pueden ser muy escalables.

6.6.2.1. Análisis con 15 MW adaptados

Adicionalmente, se evalúa un nuevo caso para el desarrollo del proyecto considerando que en 2 años se logra la adaptación de 15 MW como PMGD. Esto equivale a 10 “PMGD’s tipo”.

En la tabla 17 se encuentran los resultados obtenidos para este caso, donde se pueden ver números bastante más grandes que en el caso anterior. Aun así, el análisis de sensibilidad exhibido es igual al realizado anteriormente.

Tabla 17: Balance total a 5 años de la empresa de generación según variaciones en el precio del diésel, el precio de la potencia de suficiencia, y el tipo de hidrología para el caso con 15 MW.

		Barra Alto Jahuel 220 kV			Barra Polpaico 220 kV			Barra Cerro Navia 220 kV			Barra Lampa 220 kV			
Hidrología		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	120	152	89	115	145	85	126	158	95	110	131	90
		TIR	48,48%	59,52%	37,96%	46,71%	57,27%	36,62%	50,57%	61,77%	39,93%	45,04%	52,04%	38,25%
	Seca	VAN (MM\$)	125	156	93	120	150	89	131	162	99	115	135	94
		TIR	49,91%	61,00%	39,36%	48,14%	58,74%	38,01%	52,02%	63,26%	41,33%	46,47%	53,49%	39,65%
	Húmeda	VAN (MM\$)	120	151	88	114	145	84	126	157	94	109	130	89
		TIR	48,24%	59,28%	37,73%	46,47%	57,03%	36,39%	50,34%	61,52%	39,70%	44,81%	51,81%	38,02%
110% Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	118	150	87	113	143	83	124	156	93	108	129	88
		TIR	47,74%	58,74%	37,26%	45,98%	56,50%	35,93%	49,83%	60,97%	39,23%	44,32%	51,29%	37,55%
	Seca	VAN (MM\$)	120	152	89	115	145	85	126	158	95	110	131	90
		TIR	48,10%	59,05%	37,67%	46,34%	56,82%	36,34%	50,18%	61,28%	39,62%	44,69%	51,63%	37,95%
	Húmeda	VAN (MM\$)	118	149	87	113	143	83	124	156	93	108	128	88
		TIR	47,71%	58,71%	37,23%	45,95%	56,47%	35,89%	49,80%	60,95%	39,19%	44,29%	51,26%	37,52%
120% Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	118	149	87	113	143	82	124	155	92	108	128	87
		TIR	47,65%	58,66%	37,17%	45,89%	56,42%	35,83%	49,74%	60,90%	39,13%	44,23%	51,21%	37,46%
	Seca	VAN (MM\$)	119	150	87	114	144	83	125	156	93	109	129	88
		TIR	47,83%	58,82%	37,37%	46,07%	56,58%	36,03%	49,91%	61,05%	39,32%	44,41%	51,38%	37,65%
	Húmeda	VAN (MM\$)	118	149	86	113	143	82	124	155	92	108	128	87
		TIR	47,64%	58,65%	37,15%	45,88%	56,41%	35,82%	49,73%	60,89%	39,12%	44,22%	51,20%	37,44%
130% Diésel Estimado	Normal	VAN (MM\$)	118	149	86	112	143	82	124	155	92	108	128	87
		TIR	47,62%	58,63%	37,13%	45,86%	56,39%	35,79%	49,71%	60,87%	39,09%	44,20%	51,18%	37,42%
	Seca	VAN (MM\$)	118	149	87	113	143	83	124	156	93	108	128	88
		TIR	47,70%	58,70%	37,22%	45,94%	56,46%	35,89%	49,79%	60,94%	39,18%	44,28%	51,26%	37,51%
	Húmeda	VAN (MM\$)	118	149	86	112	143	82	124	155	92	108	128	87
		TIR	47,62%	58,63%	37,12%	45,85%	56,38%	35,79%	49,71%	60,87%	39,09%	44,19%	51,17%	37,41%

De estos resultados se puede destacar que no existen escenarios negativos para la sensibilización efectuada. También, se mantienen las tendencias del caso anterior, con los casos en Cerro Navia como los más atractivos, seguidos de alto Jahuel.

7. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se analizó la regulación y normativa vigente respecto a los pequeños medios de generación distribuida, y más detalladamente los conformados por grupos electrógenos en base a petróleo diésel a nivel nacional. Estos pueden ser operados en condiciones normales para la Región Metropolitana cuando el porcentaje de generación es menor al 7% de las horas del año.

Asimismo, se generó un listado de las obligaciones mínimas que debe cumplir un operador para participar de los balances de potencia y transferencias de energía del CDEC.

A pesar que este tipo de generación no sigue la tendencia por las tecnologías ERNC del mercado chileno, fomentando el desarrollo de nuevas fuentes de generación que no sean contaminantes, si se alinea con la política energética del Ministerio de Energía, en los pilares de seguridad, calidad de suministro y de eficiencia.

En ese contexto se desarrolló una estrategia de negocios, para satisfacer el deseo de rentabilizar el costo hundido realizado por varias empresas y privados en la Región. Se analizó un mercado poco explorado por parte de las empresas generadoras, como lo son los más de 1900 [MW] en generadores de respaldo en la Región Metropolitana, y se definió como mercado objetivo las empresas con un respaldo mayor a los 500 [KW]. Estas buscan asegurar el suministro de energía para sus instalaciones aun cuando existan fallas en las redes de las compañías de distribución eléctrica que les dan suministro. Adicionalmente, se definió el “PMGD tipo” como una central basada en un GE de 1.500 [KW].

Dado el modelo de negocios, en que se definió que el cliente no debe agregar costo alguno a su operación, en modo de respaldo al operar en régimen de PMGD, se evaluó la factibilidad de la conexión a la red de distribución desde un cliente conectado en baja tensión (BT) y uno en media tensión (MT). La adaptación del punto de conexión en MT resultó ser más fácil, las instalaciones están mejor preparadas y se necesitan menos equipos.

Con el caso de conexión ideal para la adaptación de PMGD's, se pudo definir un “PMGD tipo” con 1,5 [MW] en 1 unidad generadora y una tarifa de suministro AT4.3 de la compañía distribuidora CHILECTRA. Este se utilizó como referencia para la modelación del costo variable de generación por MWh, y para los cálculos necesarios en la estimación de la operación y flujos futuros. Se estimaron los ingresos por potencia de suficiencia y por generación de energía en 260 millones y 8 millones de pesos a 5 años, utilizando también las proyecciones estimadas por la CNE para el crudo Brent y la evolución del CMg en la barra de Quillota 220 kV adaptado a Alto Jahuel 220 kV.

Esos ingresos dependen de variables controlables, como la disponibilidad de la central y su potencia máxima. Por esto se decidió que la manera más adecuada de cobrar a los clientes, es en porcentajes de los ingresos totales, en tarifas dinámicas que dependen de la potencia máxima y la disponibilidad de la central. Así, se reduce la volatilidad de los ingresos de la empresa generadora, y a su vez se les da a los clientes la sensación de que el servicio no tiene costo. Esta política de cobro fue puesta a prueba ante las distintas alternativas que tienen los clientes para darle un uso adicional al de respaldo a sus

equipos. En la comparación de los ingresos anuales, el régimen de PMGD resultó ser muy favorable ante el recorte de punta y la inexistencia de uso adicional, pero no mejor que un acuerdo de recorte de punta real de la distribuidora con CHILECTRA, bajo el supuesto que CHILECTRA no cobrará por la potencia de punta al cliente. Aun así, este tipo de acuerdo no es excluyente para la operación como PMGD por normativa ni por materias técnicas de la instalación, por lo que no se considera una amenaza.

Así, considerando los costos de administración y operación de la empresa generadora, la inversión media de \$25.000.000 por la adaptación de un punto de conexión, periodos de al menos 3 meses de adaptación, se calculó el caso crítico para la realización del proyecto en 4 nudos de la Región. Este caso indica desde que punto en adelante el proyecto es rentable para una tasa de descuento del 10%, y corresponde a la adaptación de “6 PMGD tipo” en un año y medio, o el equivalente a 9 [MW]. Con un valor actual neto promedio a 5 años de 6 millones de pesos, una tasa interna de retorno del 13% y el payback de la inversión en 4 años, y un valor actual neto a perpetuidad de 283 millones de pesos y una tasa interna de retorno del 34%. Cualquier escenario en que se instale una mayor potencia en centrales generadoras tiene índices financieros muy superiores.

Todo lo anterior se limita a condiciones esperadas para la hidrología, precio de la potencia en los nudos de la Región Metropolitana, y los costos de los combustibles. En el primer y segundo caso, no es posible saber con certeza como serán las condiciones debido a factores naturales, y la incertidumbre existente respecto a la evolución futura de los precios de la potencia de suficiencia con el cambio desde la potencia firme, el cambio del cálculo de la demanda máxima y la desaceleración económica que ha ampliado la brecha entre demanda y oferta. Sin embargo, pueden esperarse precios bajos del petróleo, según proyecciones realizadas por estudios de la CNE. Es en este sentido que se analizó posteriormente el rendimiento de la empresa dados los comportamientos de los pequeños generadores en cuanto a la generación de energía eléctrica e ingresos por potencia de suficiencia, tomando en cuenta principalmente los casos expuestos.

Se evaluó el mismo caso crítico con 6 “PMGD tipo” adaptados en 1,5 años, considerando escenarios positivos, normales y negativos, para el precio de la potencia en cada una de las barras de Alto Jahuel 220 kV, Cerro Navia 220kV, Polpaico 220 kV y Lampa 220 kV. También se consideraron casos de hidrología seca, normal y húmeda. Y por último, escenarios para el precio del diésel estimado, un 10% mayor, un 20% mayor y un 30% mayor. De este modo se obtuvieron 144 variaciones del caso inicial en Alto Jahuel, donde la variable más influyente en la variación del VAN del proyecto fue el precio de la potencia, en mucho menor grado, en segundo lugar, el precio del diésel, y en tercer lugar y casi insignificante, el tipo de hidrología. Eso si, sin considerar que el proyecto no toma en cuenta con generar más de un 7% de las horas del año o del límite de emisión (Anexo N) [40], situación que se vería superada con una hidrología muy seca por 5 años, y por lo tanto habría que incluir compensaciones por emisiones de contaminantes.

El escenario más negativo para el caso expuesto sensibilizado es en la barra de Cerro Navia con el precio de la potencia bajo y el diesel más caro. Su VAN a 5 años es de -19 millones y aun así, con una mejor estrategia de alcance de mercado este escenario (el más pesimista) puede ser rentable.

La principal particularidad del proyecto es la inexistencia de inversiones en GE, ya que estas han sido realizadas por terceros. Así, es importante convencer a los propietarios de estos que es conveniente operar sus generadores de respaldo en régimen de PMGD, y que no les significa ningún riesgo adicional para su suministro. De esta manera el punto clave de la empresa es la estrategia de captación de clientes, ya que un motor de 1,5 [MW] puede hacer una gran diferencia en el valor del proyecto.

Finalmente, considerando el amplio mercado y bajo porcentaje de alcance necesario para rentabilizar el proyecto, se recomienda proceder con la ejecución de este. Es atractivo, innovador, rentable y a su vez muy escalable.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Generadoras de Chile. (2016, agosto). “Generación Eléctrica en Chile” [Online]. Disponible: <http://generadoras.cl/generacion-electrica/>.
- [2] Héctor Andrés Obando Salazar y Rodrigo Alexis Montano Salas. “Inversión en Planta de Generación de Energía Eléctrica en Base a Grupos Electrógenos Diésel, Análisis Estratégico, de Mercado, Organizativo y Financiero”. Tesis, Magister de Administración Universidad de Chile. Santiago, Chile. Agosto 2014.
- [3] CENTRAL ENERGÍA. (2016, agosto). “Costos Marginales, Estrategias Comerciales y Regulación” [Online]. Disponible: <http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/>.
- [4] Manual de Procedimiento de Potencia Firme con PMGD. (19 de Mayo de 2005). CDEC-SIC. Recuperado el 3 de Abril de 2016, de Manuales de Procedimiento: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/manuales-de-procedimiento/>.
- [5] Licitaciones Eléctricas. (enero de 2015). *Programa LICITACIÓN SUMINISTRO 2015/01*. Obtenido de LICITACIONES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: <http://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-vigentes/programa/>.
- [6] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión”. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Chile. Septiembre 2015.
- [7] Subdepartamento de Calidad del Aire. “Exigencia de Medición de material Particulado para grupos Electrógenos”. Seremi de Salud Región Metropolitana, Ministerio de Salud, Gobierno de Chile. RM. Abril 2010.
- [8] CHILECTRA. (2016, agosto). “Tarifas y Reglamento” [Online]. Disponible: <https://www.chilectra.cl/tarifas>.
- [9] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Estadísticas Electricidad. [en línea] <http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> [consulta : 13 junio 2016]
- [10] SANTANDER, Serie Estudios Sectoriales. (2014). *Energía Eléctrica*. Santander, Estudios y Políticas Públicas, Santiago.
- [11] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Santiago, Chile. Septiembre 2015.
- [12] Comisión Nacional de Energía. Tarificación Electricidad. [en línea] <http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/> [consulta : 13 junio 2016]
- [13] Ley 20.018. “Ley General de Servicios Eléctricos”. Subsecretaria De Economía, Fomento Y Reconstrucción, Gobierno de Chile. Chile. Febrero 2007.

- [14] Carlos Fabián Carrillo Lincopi. “Análisis De Utilización De Pequeños Medios De Generación En Divisiones De Anglo American Chile”. Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Santiago, Chile. Abril 2010.
- [15] CDEC-SIC. (junio de 2016). *Sobre el CDECSIC*. Obtenido de CDECSIC: <http://www.cdecsic.cl/sobre-cdec-sic/>.
- [16] CDEC SIC. (2016, junio). “Gráficos Y Estadísticas” [Online]. Disponible: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/graficos-y-estadisticas/>.
- [17] CHILE. Ministerio de Energía. 2016. Cuenta Pública, mayo 2016. 22p.
- [18] SYSTEP. (2016, agosto). “Estadísticas: Datos de Operación del SIC” [Online]. Disponible: http://www.systep.cl/?page_id=1203.
- [19] BBC Mundo. (2016, abril). “Los países de América Latina que más y menos invierten en energías renovables” [Online]. Disponible: http://www.bbc.com/mundo/noticias/2016/04/160329_ciencia_energia_renovable_inversion_america_gtg.
- [20] Comisión Nacional de Energía. “Informe Técnico Definitivo: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo”. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Santiago, Chile. Abril 2016.
- [21] CDEC SIC. (2016, agosto). “CDEC SIC Costo Marginal Barras” [Online]. Disponible: http://cmg.cdec-sic.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgBarras.aspx.
- [22] SYSTEP. “Reporte Mensual del Sector Eléctrico SIC y SING”. Las Condes, Santiago, Chile. Abril 2016.
- [23] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2005. Decreto Supremo nº 244: Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, septiembre 2005. 26p.
- [24] SYSTEP. (2016, junio). “Estructura del SIC” [Archivo Online]. Disponible en: http://www.systep.cl/?page_id=1203.
- [25] Comisión Nacional de Energía. “Estadísticas Electricidad: Capacidad instalada de Generación”. [en línea] <http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> [consulta : 13 junio 2016]
- [26] CDEC SIC. “Potencia Firme: Calculo Definitivo de Indisponibilidad de Centrales año 2015”. [Online] disponible en: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/potencia-firme/>.
- [27] Charles L. Segaser, “Conventional alternating-current generators and engine generator sets”, Oak Ridge National Laboratory (ORNL), Abril 1978.

- [28] Rockwell Automation. (s.f.). *www.literature.rockwellautomation.com*. Recuperado el julio de 2016, de Rockwell Automation: <http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/br/194r-br001-es-p.pdf>.
- [29] CHILECTRA. (2005). *INFORME DE SOSTENIBILIDAD 2005*. CHILECTRA. Santiago: CHILECTRA.
- [30] Decreto 5T, Fija Precios De Nudo Para Suministros De Electricidad (Comisión Nacional de Energía, 2016).
- [31] Servicio de Impuestos Internos. “Impuesto a la Renta de Primera Categoría” (2016)
- [32] Himoina, “Himoina The Energy: Modelo HTW-1900 T5 Datos de Grupo” Disponible en: http://www.himoina.com/grupo-electrogeno/246_13/grupo-electrogeno-diesel-htw-1900_t5-mitsubishi-50hz-gama-pesada-prp_1892kva.aspx#.V_hcuZPhCRs.
- [33] Comisión Nacional de Energía. ”Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras”. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Santiago, Chile. Enero 2016.
- [34] Base de Datos Estadísticos, Banco Central, “Tipos de Cambio”. [en línea] <http://si3.bcentral.cl/Siete/secure/cuadros/arboles.aspx> y <http://si3.bcentral.cl/Boletin/secure/boletin.aspx?idCanasta=1MRMW2951>.
- [35] SYSTEP. “Proyección Del Costo Marginal Y Comercialización De La Energía: Desafíos Para La Minihidro”. Las Condes, Santiago, Chile. Junio 2016.
- [36] BICE Inversiones. “Carteras Recomendadas Renta Variable Local”. Santiago, Chile. 12 de septiembre de 2016.
- [37] Aswath Damodaran. “Betas by Sector January 2016”. Disponible: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betas.xls>.
- [38] Osterwalder, Alexander & Pigneur, Yves. “Generación de modelos de negocio”, 2008. Pág. 44.
- [39] Johana Paola Cruz Herrera y Diana Marcela Romero Briñez. “Modelo de negocio para la creación de la empresa Marroquinería D&J S.A.S. de fabricación y comercialización de accesorios, a partir de la reutilización de residuos de desorillado en las curtiembres de San Benito bajo la metodología del modelo CANVAS”. Tecnología Industrial, Facultad Tecnológica, Universidad Distrital Francisco José De Caldas, Colombia. 2014.
- [40] Ministerio del Medio Ambiente. (27 de mayo de 2016). Resolución 450. *DA INICIO A LA ELABORACIÓN DE LA NORMA DE EMISIÓN PARA GRUPOS ELECTRÓGENOS (41482)*.

ANEXOS

Definiciones y Abreviaciones

(j) Definiciones

Para la lectura del presente trabajo, se establecen las siguientes definiciones:

- Alimentador: Circuito que forma parte de la red de una Empresa Distribuidora y que se utiliza para distribuir electricidad desde el punto en donde recibe energía (subestación principal de distribución) que permite dar suministro a clientes finales.
- Costos de Conexión: Sumatoria de los costos de las Obras Adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación de un PMGD.
- Costo Marginal (CMg): precio al que los generadores transan su energía en el mercado spot en una base horaria.
- Empalme: Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor de la instalación o sistema del cliente, a la red de suministro de energía eléctrica.
- Factor de Referenciación: Factor calculado por la Empresa Distribuidora que permite referenciar las inyecciones del PMGD desde el Punto de Conexión a la barra de la subestación primaria de distribución.
- Interruptor: Dispositivo de maniobra con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y cortocircuito.
- Instalación de Conexión: conjunto de equipos necesarios para permitir la conexión de un PMGD a la red de media tensión.
- Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD): Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts y mayores a 100 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución.
- Protección Red e Instalación (Protección RI): Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento en el empalme cuando los valores de tensión y frecuencia se encuentran fuera de los valores establecidos por normativa.
- Operador del PMGD: propietario o encargado de operar una instalación de PMGD conectado a un Sistema de Distribución (SD).

- Potencia Eléctrica: cantidad de energía que puede ser entregada o distribuida a un sistema en una unidad de tiempo.
- Potencia Instalada: capacidad máxima de generación eléctrica.
- Potencia Máxima: máximo valor que puede sostener una unidad generadora, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice la dirección de operaciones del CDEC a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.
- Potencia de Suficiencia: potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.
- Reconectador: Dispositivo de interrupción de corrientes de carga y cortocircuito, con posibilidad de re cierre automático ajustable, monitoreo y operación vía tele comando.
- Red de baja tensión (BT): es aquella red cuya tensión nominal es inferior a 1 KV.
- Red de media tensión (MT): es aquella red cuya tensión nominal está comprendida entre 1 y 23 KV.
- Sistema de Distribución (SD): Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 KV, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión.
- Suficiencia de Potencia: capacidad de un sistema o subsistema de abastecer la demanda de punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal y alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan a la central con el sistema de transmisión o distribución.

(k) Abreviaciones

Para la lectura del presente trabajo, las siguientes abreviaciones tendrán el significado indicado en esta sección:

- 1) CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.
- 2) CC: Costos de Conexión.
- 3) CMg: Costo Marginal de la barra de estación primaria.
- 4) CNE: Comisión Nacional de Energía.
- 5) CV: Costo Variable de generar 1 MWh de una central generadora.
- 6) ED: Empresa Distribuidora, de Distribución o Empresa con Instalaciones de Distribución.
- 7) FR: Factor de Referencia de la Energía y de la Potencia.
- 8) GE: Grupo Electrógeno: máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna.
- 9) INS: Impacto No Significativo.
- 10) ICC: Informe de Criterios de Conexión

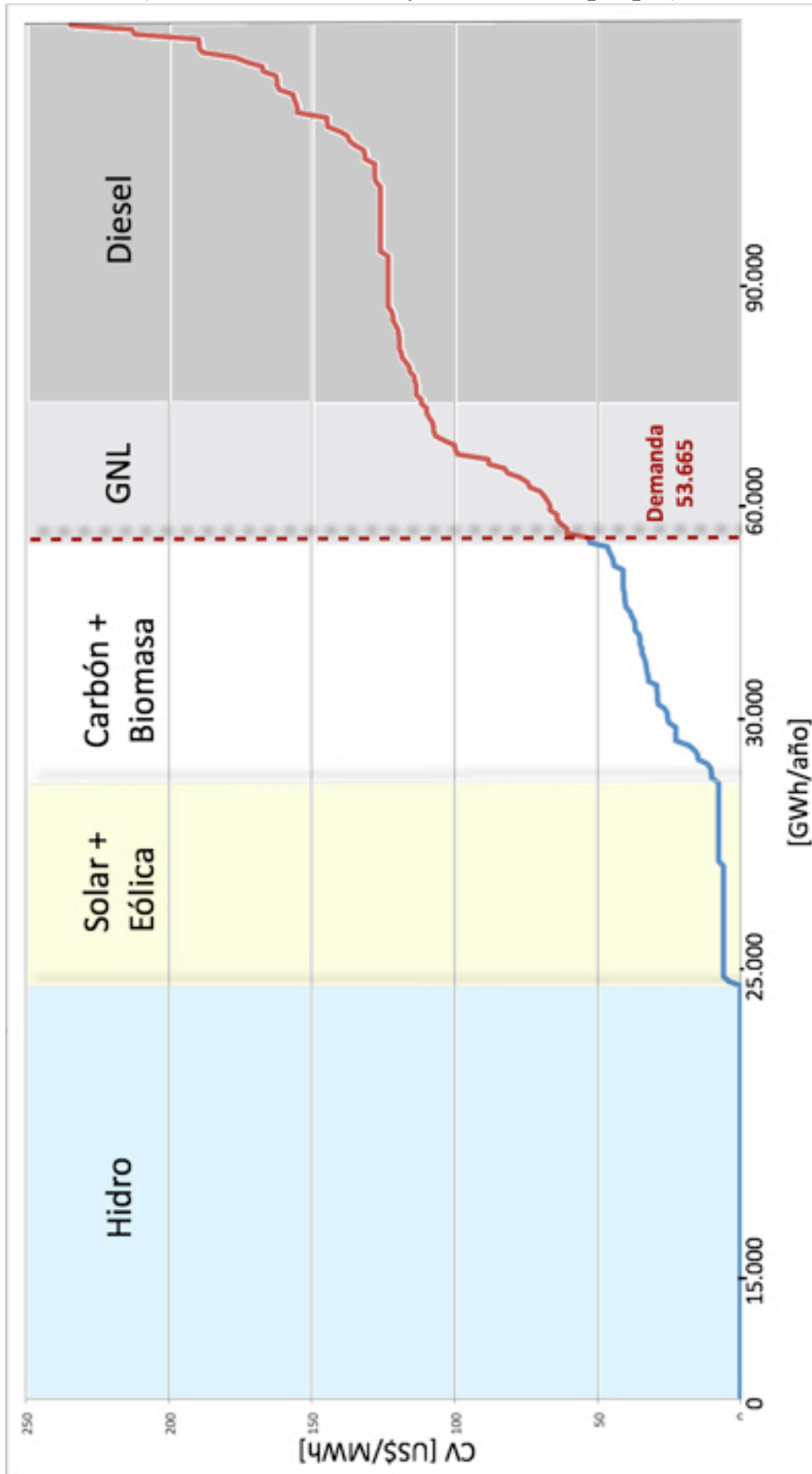
- 11) NTCO: Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.
- 12) NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.
- 13) PMGD: Pequeño medio de generación distribuida.
- 14) PNCP: Precio de Nudo de Corto Plazo
- 15) SCR: Solicitud de Conexión al SD.
- 16) SD: Sistema de Distribución.
- 17) SI: Solicitud de Información.
- 18) SIC: Sistema Interconectado Central.
- 19) Superintendencia, SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Anexo A: Mapa SIC mayo 2014 por CDEC-SIC

CDEC-SIC SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL



**Anexo B: Despacho de Centrales de Generación al SIC según su CV
(Fuente: CDEC-SIC y elaboración propia).**



Anexo C: Obligaciones de un PMGD.

Número	Documento	Obligación
1	Reglamento PMGD	Debe participar de las transferencias de energía y potencia establecidas en la ley
2	Reglamento PMGD	Efectuará coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad del servicio Junto a la ED
3	Reglamento PMGD	Entregar toda la información que la comisión requiera, en la forma y oportunidad que esta disponga
4	Reglamento PMGD	Se deberán costear los estudios para la realización de una conexión segura
5	Reglamento PMGD	Deberán costear las obras adicionales para permitir las inyecciones de los excedentes de potencia del PMGD
6	Reglamento PMGD	Deberán desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos conforme a la información suministrada por la empresa distribuidora y las normas vigentes.
7	Reglamento PMGD	Deberá mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de este con la ED.
8	Reglamento PMGD	Debe comunicar su intención de conexión a la ED, con copia a la SEC.
9	Reglamento PMGD	Deberá presentar ante la ED una SCR y un cronograma de la ejecución del proyecto.
10	Reglamento PMGD	Artículo 16o sexies: En el evento que los PMGD no cumplan con lo establecido en los artículos 34o bis y 34o ter del presente reglamento, se entenderá que éstos producen un impacto significativo en la red de la empresa distribuidora y, por lo tanto, requerirán de la realización de los estudios técnicos a los que se refiere el literal c) del inciso segundo del artículo 16o del presente reglamento.
11	Reglamento PMGD	Deberá ratificar o no a la ED su intención de continuar con los estudios siguientes o con la ejecución de las obras adicionales, des a la entrega de los estudios técnicos.entro de los 20 días siguient
12	Reglamento PMGD	En caso de disconformidad del interesado o propietario de un PMGD respecto del ICC o del informe señalado en el artículo 32o del presente reglamento, éste podrá presentar una solicitud de correcciones a dichos informes, en la cual incluya los antecedentes que fundamentan su disconformidad.
13	Reglamento PMGD	La interconexión de un PMGD a un sistema eléctrico deberá comunicarse conforme a lo dispuesto en el artículo 13 del decreto supremo No 291
14	Reglamento PMGD	la puesta en servicio de un PMGD deberá comunicarse a la Superintendencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 123o de la ley.
15	Reglamento PMGD	El propietario deberá informar a la Superintendencia el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTCO, previo a la entrada en operación.
16	Reglamento PMGD	La desconexión, retiro, modificación o cese de operaciones de un PMGD de un sistema eléctrico deberá ser comunicada conforme lo dispuesto en el artículo 13 precitado".
17	Reglamento PMGD	Deberá hacerse cargo de los costos asociados a la construcción y mantención de los empalmes necesarios para la conexión.
18	Reglamento PMGD	Deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa de distribución.
19	Reglamento PMGD	Antes del 15 de diciembre de cada año, el propietario u operador de un PMGD deberá informar a la empresa distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario.

20	Reglamento PMGD	Deberá informara la ED la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permiten su conexión a la red de distribución, en conformidad con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.
21	Reglamento PMGD	Deberá realizar el control de tensión y maniobras de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva en forma coordinada con la ED.
22	Reglamento PMGD	Deberá en todo momento acatar las instrucciones de la empresa distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la empresa distribuidora.
23	Reglamento PMGD	La empresa distribuidora podrá solicitar al propietario del PMGD respectivo aportes financieros reembolsables para cubrir los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD que no sean cubiertos por los costos de conexión señalados en el Artículo 30o del presente reglamento.
24	Reglamento PMGD	Será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución.
25	Reglamento PMGD	Deberá coordinar la operación con la ED y el CDEC.
26	Reglamento PMGD	Deberá enviar un informe de operación mensual a más tardar el 25 de cada mes, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente.
27	Reglamento PMGD	Si durante el mes no se pueda operar conforme a la previsión entregada en el informe, se deberá informar a la ED y la DO a más tardar 48 horas despues de constatada dicha situación. Actualizando también el informe de operación mensual.
28	Reglamento PMGD	Deberán solicitar a la DO del CDEC la inclusión en el balance de inyecciones y retiros.
29	Reglamento PMGD	Estará obligado a informar a la ED y al CDEC su inyección horaria en el punto de conexión.
30	Reglamento PMGD	Debará informar al menos 6 meses antes de su entrada en operación el regimen de precios ecogido por el PMGD, el cual tendra un periodo mínimo de 4 años.
31	Reglamento PMGD	El cambio de régimen debe ser comunicada con una antelación de 12 meses.
32	Reglamento PMGD	Los retiros o compromisos asociados al PMGD deben ser informados al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros.
33	Reglamento PMGD	Deberán enviar toda la información que el CDEC solicite en la forma y oportunidad que disponga.
34	Reglamento PMGD	Deberán pagar los costos de transmisión asociados al uso de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y transmición adicional.
35	Reglamento PMGD	Deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema.
36	Reglamento PMGD	Los PMGD deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.
37	Reglamento PMGD	Los propietarios u operadores de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento participarán del financiamiento y composición del CDEC respectivo conforme se establezca en la reglamentación que se dicte de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.018.
38	NTCO PMGD	La vida útil de los PMGD deberá estar dentro del rango de 20 y 30 años.
39	NTCO PMGD	En el F3 se deberá indicar si desea ser evaluado como un PMGD de INS.
40	NTCO PMGD	Dentro de 5 días hábiles posteriores a la recepción del F4, el Interesado deberá comunicar a la Empresa Distribuidora si los estudios técnicos serán realizados por cuenta propia o por la Empresa Distribuidora, utilizando para ello el F5.
41	NTCO PMGD	los PMGD deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación de un CDEC

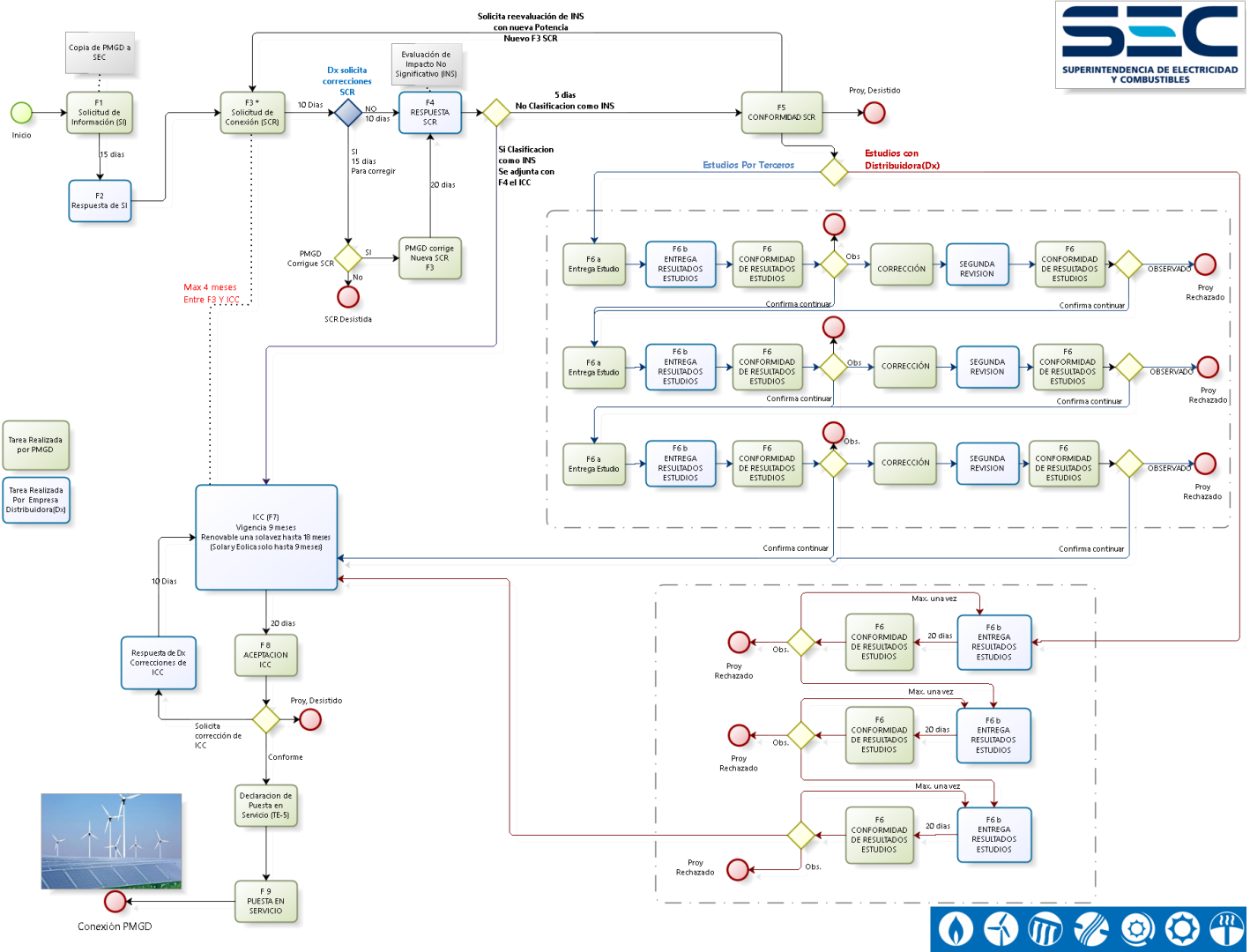
42	NTCO PMGD	Tanto los CDEC como los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos de FR realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar los días 15 de diciembre y 15 de junio según corresponda.
43	NTCO PMGD	El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de éste con el SD. Dichas instalaciones comprenden el conjunto de líneas, empalmes y equipos eléctricos entre su Punto de Conexión al SD y sus unidades de generación, incluyendo el Punto de Conexión.
44	NTCO PMGD	La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará a través de transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. Se podrá implementar tanto una conexión D-y (delta en media tensión) como una conexión Y-d (estrella en media tensión aterrizada).
45	NTCO PMGD	Para el caso de PMGD asincrónicos sin equipos de electrónica de potencia incorporados, la velocidad de partida debe estar entre el 95 y 105% de su velocidad de sincronismo.
46	NTCO PMGD	El Interruptor de Acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo. Por lo tanto, para la conexión del PMGD con el SD, este equipo de maniobras deberá contar con capacidad de interrupción ante las corrientes de falla previstas en el Punto de Conexión seleccionado.
47	NTCO PMGD	En el Punto de Conexión con la red de distribución, deberá existir un letrero que indique "Peligro Generador Conectado".
48	NTCO PMGD	Las características del transformador deberán ser informadas a la empresa correspondiente, incluyendo conexión, paso del cambiador, impedancias de cortocircuito, máxima corriente de conexión, entre otras.
49	NTCO PMGD	En el caso de PMGD sincrónicos directamente conectados a la red de media tensión del SD, el dispositivo de sincronización requerido para cumplir con las condiciones de sincronización deberá ser automático y contener un equipamiento de medida, consistente en un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión de secuencia cero.
50	NTCO PMGD	Los medidores destinados a facturación, y los aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión
51	NTCO PMGD	Los propietarios de PMGD deberán contar con un sistema de medidas de acuerdo a lo que indica el Título "Sistema de Medidas de Transferencias Económicas" de la NTSyCS vigente, a menos que se especifique lo contrario. El sistema de medida deberá disponer de equipos de respaldo mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, para operar por 2 horas luego de una interrupción de suministro.
52	NTCO PMGD	Los transformadores de corriente y de potencial para medida deberán ser de tres elementos. Solo se podrán instalar transformadores de corriente y de potencial de dos elementos en caso que la medición se realice en un transformador elevador con grupo de conexión no aterrizado en el lado de media tensión, donde se realice la medición.
53	NTCO PMGD	Como segunda opción para el canal de comunicación hacia la DP del CDEC, el PMGD podrá implementar un canal GPRS o superior con la Empresa Distribuidora, y convenir con ésta la incorporación de sus instalaciones al sistema SCADA de la Empresa Distribuidora. Este tipo de desconexión, también deberá permitir el acceso a la Empresa Distribuidora a las mediciones del PMGD, con el objeto de que ésta última pueda conocer el estado del PMGD en caso de falla.
54	NTCO PMGD	Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora.
55	NTCO PMGD	En el caso que la potencia instalada del PMGD supere la potencia máxima declarada para inyección a la red, esta última no podrá ser superada bajo ninguna circunstancia. Se deberá implementar un sistema de protección y/o control adecuado, que limite la inyección hacia la red. El tiempo máximo de actuación de este sistema de limitación será de 2 segundos.
56	NTCO PMGD	Para la ejecución de la prueba a la Protección RI, deberá instalarse una regleta con separación longitudinal y provista de bornes de pruebas,

57	NTCO PMGD	Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación, correspondiente a vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones que permitan establecer las comunicaciones de voz con la empresa respectiva, y entre aquellos PMGD que posean una relación funcional de tipo operativo.
58	NTCO PMGD	Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas.
59	NTCO PMGD	El PMGD no deberá energizar la red de media tensión del SD, o parte de ésta, cuando la red se encuentre desenergizada
60	NTCO PMGD	La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente NT para el punto de repercusión respectivo. Art 4-29
61	NTCO PMGD	Los condensadores de compensación instalados junto al PMGD no podrán ser conectados a la red de media tensión del SD antes de sincronizar el generador, y deberán ser desconectados simultáneamente con el generador.
62	NTCO PMGD	El PMGD deberá separarse automáticamente de la red de media tensión del SD, durante fallas en el circuito al cual está conectado
63	NTCO PMGD	El PMGD deberá estar separado de la red de media tensión del SD, cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado que corresponda.
64	NTCO PMGD	En caso de presentarse una operación en isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la red de media tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos. Art 4-37
65	NTCO PMGD	En el caso de una desconexión manual del PMGD por la Empresa Distribuidora, el titular del PMGD debe coordinar la reconexión con la misma.
66	NTCO PMGD	En la operación del PMGD, las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el Punto de Conexión, no deberán superar los límites dispuestos en la normativa vigente.
67	NTCO PMGD	La verificación de las exigencias establecidas en el CAPÍTULO 4 de la presente NT para las Instalaciones de Conexión, se realizará en conformidad a las pruebas señaladas en el presente Capítulo. Las pruebas son aplicables a cualquier esquema de conexión. Los resultados de estas pruebas deberán ser documentados formalmente por el propietario u operador del PMGD. Dicha documentación deberá estar disponible para la Empresa Distribuidora y la Superintendencia.
68	NTCO PMGD	Previo a la entrada en operación del PMGD, el propietario deberá comunicar la puesta en servicio a la Superintendencia y al CDEC respectivo, por lo menos con quince días de anticipación. deberá contener como mínimo: a) una declaración que indique que se cumple la normativa eléctrica vigente y que acredite la conformidad con las pruebas de diseño eléctrico, firmada por el propietario y por el instalador eléctrico responsable de la instalación eléctrica del PMGD; b) antecedentes mínimos del proyecto, tales como: Descripción de los principales características del PMGD, como ubicación, potencia, tecnología, diagrama unilineal, planos, memorias de cálculo y estudios, según corresponda.
69	NTCO PMGD	Los equipos correspondientes a la Instalación de Conexión deben probar que la existencia de interferencia electromagnética no debe conducir a un cambio de estado o a una falsa operación de la instalación, según lo dispuesto en el Artículo 4-30. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo a lo establecido por el Artículo 1-6. Art 5-3
70	NTCO PMGD	La prueba de formación fortuita de isla eléctrica deberá verificar que se cumple con lo establecido en el Artículo 4-37
71	NTCO PMGD	Las pruebas de sincronización, deberán demostrar que se cumple con las exigencias establecidas en el Artículo 4-27. Art 5-7
72	NTCO PMGD	La prueba de respuesta a tensión y frecuencia anormales debe demostrar que el PMGD dejará de energizar la red de media tensión del SD cuando la tensión o la frecuencia sobrepasen los límites especificados en el Artículo 4-36 y Artículo 4-37. Art 5-11

73	NTCO PMGD	La prueba de respuesta a sobrecorriente residual y de fase debe demostrar que el PMGD dejará de energizar la red de media tensión del SD cuando la corriente residual y de fase sobrepasen los límites especificados en el proyecto o estudio de protecciones. Art 5-12
74	NTCO PMGD	El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar una inspección de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora del PMGD, a fin de verificar que éstas correspondan con los planos, memorias y especificaciones técnicas del proyecto definitivo y que sirvieron de base para la emisión del ICC.
75	NTCO PMGD	deberá realizar pruebas a las puestas a tierra de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora
76	NTCO PMGD	deberá verificar la concordancia de las instalaciones de medida y facturación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 4-14 y Artículo 4-17.
77	NTCO PMGD	Deberá verificarse la existencia del enlace y respectivo protocolo de comunicación con la distribuidora o CDEC, en conformidad a lo indicado en el Artículo 4-17.
78	NTCO PMGD	El PMGD que cuente con reconexión automática deberá verificar que ésta se realiza según las exigencias del Artículo 4-39.
79	NTCO PMGD	deberá llevar a cabo la Prueba de Funcionamiento de la no formación de Isla. Art 5-20
80	NTCO PMGD	Las pruebas definidas en el F9 deben ser realizadas en presencia de la Empresa Distribuidora.
81	NTCO PMGD	Una vez superadas las pruebas, el F9 debe ser firmado y archivado por el PMGD y la Empresa Distribuidora como comprobante de la realización de ellas.
82	NTCO PMGD	El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora. Para ello, un instalador eléctrico que disponga de licencia clase A emitida por la Superintendencia, deberá acreditar, en intervalos regulares de un año, una inspección exhaustiva del estado del PMGD y una inspección visual de los ajustes de la Protección RI, junto con una revisión del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento. Adicionalmente, en intervalos regulares no mayores a 3 años, se realizarán pruebas a la Protección RI, por medio del método de inyección secundaria, verificando que su operación sea de acuerdo a los parámetros de configuración señalados en la presente NT.
83	NTCO PMGD	Los resultados deberán quedar anotados en un Protocolo e Informe de Pruebas. Este deberá documentar cronológicamente las pruebas realizadas los que deberán estar siempre accesibles para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión. Dicho informe contemplará los aspectos detallados en el FORMULARIO 10.

Anexo D: Proceso de conexión de PMGD por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Proceso de Conexión de PMGD -DS. 101



Anexo E: Formularios para el Intercambio de Información con la ED (NTCO)

FORMULARIO 1 SOLICITUD DE INFORMACIÓN

Página 1 de 2

IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO	
Persona natural o representante legal	
Nombre:	Región:
Rut:	Teléfono:
Dirección:	E-mail:
Ciudad:	Código Postal:
Persona jurídica (si corresponde)	
Nombre:	Dirección:
Rut:	Ciudad, región:
Giro:	Teléfono:
Código Sii:	E-mail:
Características principales del proyecto	
Nombre del proyecto:	Comuna:
Dirección:	Ciudad, región:
DATOS DE CONEXIÓN:	
Potencia activa a inyectar: _____ MW (Excedentes de potencia) Estimación de energía anual: _____ MWh Nivel de Tensión del Alimentador: _____ kV Vida Útil de PMGD: _____ Años	Punto de Conexión deseado Código de Estructura de Empresas de Distribución a contactarse: _____ <input type="checkbox"/> Poste <input type="checkbox"/> Cámara <input type="checkbox"/> Otro: _____
Alimentador seleccionado:	Geo referencia de Punto de Conexión (coordinada en formato UTM) Zona: Coordenada E: Coordenada N:
DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD	
Sistema de Generación: <input type="checkbox"/> Convencionales <input type="checkbox"/> Basados en ERNC <input type="checkbox"/> Cogeneración Eficiente	Tecnología del PMGD: <input type="checkbox"/> Sistemas basado en inversores. <input type="checkbox"/> Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> Sistemas basados en máquinas asincrónicas <input type="checkbox"/> Otros _____
Recurso energético primario <input type="checkbox"/> Eólico <input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Hidro <input type="checkbox"/> GLP <input type="checkbox"/> Fotovoltaico <input type="checkbox"/> Diésel/Fuel Oil Desechos <input type="checkbox"/> Biomasa <input type="checkbox"/> Otro _____	¿Posee sistema de almacenamiento de energía? Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> PMGD es Autoproducer Sí <input type="checkbox"/> o No <input type="checkbox"/>
INFORMACIÓN A SOLICITAR	
<input type="checkbox"/> Nómina de los Interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD. <input type="checkbox"/> Nómina de los PMGD u otros medios de generación que ya se encuentren operando en el Alimentador seleccionado <input type="checkbox"/> Listado de Estudios Técnicos requeridos, para el caso de ser clasificado como PMGD de impacto significativo, en conformidad al artículo 16°, literal c del Reglamento. <input type="checkbox"/> Cronograma de todas las SCR en trámite del alimentador, la cual deberá contener las fechas estimadas de tramitación de cada PMGD, respetando el orden de llegada de la SCR y los plazos legales regulados el proceso de conexión, también deberá informarse la fecha estimada en que se tramitaría el presente PMGD.	

INFORMACION A SOLICITAR ADICIONAL	
<p>Esta información será entregada por la empresa distribuida con la respuesta a la SCR en el Formulario 4, solamente en el caso que el PMGD sea clasificado como de Impacto significativo.</p> <p><input type="checkbox"/> Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en la cabecera del Alimentador.</p> <p><input type="checkbox"/> Informar si el transformador se la subestación primaria de distribución en la que conecta al alimentador cuenta con cambiador de taps bajo carga e informar su consigna respectiva.</p> <p><input type="checkbox"/> Resistencia (secuencia positiva y cero) y reactancia (secuencia positiva y cero) de cada segmento del Alimentador. En caso de existir tramos con cables aislados, se deberá indicar además la susceptancia de secuencia positiva del tramo.</p> <p><input type="checkbox"/> Últimas lecturas de demanda máxima y mínima anuales (activa y reactiva), en Estado Normal del SD, verificadas o estimadas.</p> <p><input type="checkbox"/> Capacidad de ruptura de interruptores y reconectores.</p> <p><input type="checkbox"/> Marca, modelos y ajustes de equipos de protección.</p> <p><input type="checkbox"/> Capacidad de los transformadores de distribución.</p> <p><input type="checkbox"/> Capacidad y características de operación de equipos de compensación y reguladores de tensión.</p> <p><input type="checkbox"/> Plano referenciado geográficamente del Alimentador, donde se distingan los segmentos del trazado y su longitud, equipos de protección y maniobra, transformadores de distribución, equipos de compensación, reguladores de tensión y otros equipos relevantes.</p> <p><input type="checkbox"/> Proyectos Futuros en el Alimentador (*)</p> <p><input type="checkbox"/> Criterios de diseño del Alimentador(**)</p> <p><input type="checkbox"/> Otra información necesaria.</p>	
Especificar:	
N° de proceso de conexión:.....	Autoriza a la Empresa Distribuidora en conformidad al artículo. 15°, en cumplimiento de las disposiciones del Reglamento, Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
DATOS ENVÍO	
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:	Firma, fecha y timbre Interesado:

(*) Entiéndase por los proyectos de inversión relevantes que afectarán la información proporcionada sobre el Alimentador, incluyendo ampliaciones o modificaciones de éste, en el plazo máximo de 18 meses, a partir de la fecha de solicitud de los antecedentes.

(**) A efectos de diseñar eventuales instalaciones adicionales.

Página 2 de 2

IDENTIFICACIÓN DE LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN		
Número de solicitud: N° de proceso de conexión: Fecha de la solicitud: Fecha de la respuesta:		
IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA		
Nombre: Dirección: Ciudad, región:	Teléfono: E-mail: Código Postal	
Ingeniero Responsable		
Nombre: Cargo:	Teléfono: E-mail:	
DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD		
Nombre del proyecto:	Potencia activa a inyectar:.....MW	
ANTECEDENTES TÉCNICOS DE LA RED		
Nombre Alimentador:	Nivel de tensión.....kV	
Punto de Conexión– Geo referenciado : (coordenada en formato UTM) Código ID de Alimentador (Proceso Star):		
Código de Estructura de Empresas de Distribución a contactarse:	Tipo de estructura:	
Nivel de cortocircuito en la cabecera del Alimentador	Trifásico:.....MVA	Monofásico.....MVA
Nivel de cortocircuito en el Punto de Conexión	Trifásico:.....MVA	Monofásico.....MVA
DATOS DE TRAMITACIÓN		
Cantidad de SCR en trámite en alimentador:	Cantidad de SCR en trámite para PMGD INS: Cantidad de SCR en trámite para PMGD no INS:	
OTROS ANTECEDENTES A ENTREGAR		
<input type="checkbox"/> Nómina de los Interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD con ICC aprobada. <input type="checkbox"/> Nómina de los PMGD u otros medios de generación que ya se encuentren operando en el Alimentador seleccionado. <input type="checkbox"/> Cronograma de todas las SCR en trámite del alimentador, la cual deberá contener las fechas estimadas de tramitación de cada PMGD, respetando el orden de llegada de la SCR y los plazos legales regulados el proceso de conexión, también deberá informarse la fecha estimada en que se tramitara el presente PMGD. <input type="checkbox"/> Listado de Estudios Técnicos requeridos, para el caso de ser clasificado como PMGD de impacto significativo, en conformidad al artículo 16, literal c del Reglamento.		
Comentarios adicionales:		

Lugar, fecha

Firma:

Recibido:

Anexo F: Límites de Potencia Máxima a Inyectar como INS

Criterios para la verificación de la Potencia Máxima a Inyectar como PMGD de Impacto No significativo ante la existencia o posible existencia de la conexión de otro PMGD en el mismo alimentador de la red de distribución eléctrica:

$$PMI_{noche} \leq Cap_{diseño} + Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{no\ solar} + \sum PMGD_{solar\ CA} \right)$$

$$PMI_{día} \leq Cap_{diseño} + Dmin_{día} - \sum PMGD$$

Donde:

$Dmin_{noche}$: Demanda mínima, en horas sin sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresada en MW, en estado normal de operación.

$Dmin_{día}$: Demanda mínima, en horas con sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresada en MW, en estado normal de operación.

$PMGD_{no\ solar}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados o Previstos de Conectar aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.

$PMGD_{solar}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD solar, con capacidad de almacenamiento de energía, conectado o Previsto de Conectar aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.

PMGD: Potencia máxima a inyectar por un PMGD.

Anexo G: Transferencia de Energía y Balance de Facturación de Empresas Generadoras del SIC (Abril 2016)

- a) Fragmento del cuadro de pagos del balance definitivo del mes de abril de 2016 de la Transferencia de Energía entre empresas generadoras del CEDEC-SIC (Valores en \$ - fuente: CEDEC-SIC):

Tabla 18: Fragmento del Cuadro de Pagos

PAGAN	RECIBEN				
	AES GENER	IMELSA_ENERGIA	COLBUN	GUACOLDA	ARAUCO BIO
ENDESA	137.500.603	12.337.428	2.155.107.119	373.856.745	1.265.614.040
PEHUENCHE	3.481.101	312.346	54.560.817	9.464.926	32.041.533
SGA	94.298	8.461	1.477.976	256.392	867.960
TECNORED	6.010.871	539.334	94.211.015	16.343.236	55.326.616
NUEVA ENERGIA	1.545.123	138.638	24.217.395	4.201.107	14.221.973
PACIFIC HYDRO	1.826.936	163.924	28.634.363	4.967.340	16.815.894
ELECTRICA CENIZAS	3.881.357	348.260	60.834.212	10.553.202	35.725.664
GAS SUR	4.832.561	433.608	75.742.837	13.139.472	44.480.944
GENPAC	55.765	5.004	874.029	151.622	513.285
MONTE REDONDO	11.723.054	1.051.867	183.740.556	31.874.354	107.903.977
PANGUIPULLI	13.136.234	1.178.666	205.889.948	35.716.715	120.911.488
EMELDA	103.914	9.324	1.628.685	282.536	956.466
PEHUI	4.744	426	74.361	12.900	43.669
CHACAYES	14.586.060	1.308.754	228.613.698	39.658.712	134.256.299
LA ARENA SPA	11.107.728	996.656	174.096.281	30.201.315	102.240.253
CARDONES SA	40.007	3.590	627.051	108.777	368.244
BE FORESTALES	10.714.498	961.373	167.933.011	29.132.143	98.620.795
EL CANELO	133.730	11.999	2.096.009	363.605	1.230.908
CARBOMET	555.185	49.815	8.701.650	1.509.517	5.110.154
DUKE ENERGY	126.620	11.361	1.984.565	344.272	1.165.461
KALTEMP	646.949	58.048	10.139.910	1.759.019	5.954.791
HIDROPROVIDENCIA	44.302	3.975	694.359	120.454	407.771
TALINAY	4.084.163	366.457	64.012.877	11.104.620	37.592.376
GENERHOM	15.530	1.393	243.415	42.226	142.949
RIO HUASCO	911.764	81.809	14.290.481	2.479.038	8.392.267
COLMITO	13.456.284	1.207.383	210.906.229	36.586.913	123.857.363
AGUAS DEL MELADO	106.277	9.536	1.665.733	288.963	978.223
ENORCHILE	12.025.504	1.079.005	188.480.980	32.696.698	110.687.850
ARRAYAN_EOLICO	1.250.926	112.241	19.606.309	3.401.200	11.514.054
ALMEYDA	2.644.808	237.309	41.453.233	7.191.091	24.343.938
PUNTA PALMERAS	36.416	3.267	570.765	99.013	335.189
MARIA ELENA	530	48	8.306	1.441	4.878
BESALCO	3.742.647	335.814	58.660.144	10.176.056	34.448.915
JAVIERA	6.759.320	606.489	105.941.785	18.378.228	62.215.659
LOS_GUINDOS	85.859	7.704	1.345.704	233.446	790.282
ERNC1	695.316	62.388	10.897.988	1.890.526	6.399.982
PUCLARO	396.539	35.580	6.215.132	1.078.169	3.649.915
EL_MORADO	2.180.569	195.654	34.177.010	5.928.850	20.070.883
CHUNGUNGO	10.357.820	929.369	162.342.645	28.162.355	95.337.781
SPVP4	1.012.225	90.823	15.865.047	2.752.186	9.316.950
SUNEDISON_CHILE	313.874	28.163	4.919.485	853.407	2.889.030
LA HIGUERA	4.679.185	419.846	73.338.917	12.722.453	43.069.211
LA CONFLUENCIA	8.089.484	725.840	126.790.020	21.994.871	74.459.050
TRANSELEC	589.275	52.874	9.235.966	1.602.207	5.423.939
TOTAL	295.585.955	26.521.850	4.632.848.019	803.682.317	2.720.698.868

Tabla 19: Empresas Participantes de las Tranferencias de energía para Abril de 2016.

PAGAN 44	RECIBEN 105		
ENDESA	AES GENER	HIDROBONITO	EL_MIRADOR
PEHUENCHE	IMELSA_ENERGIA	ARRAYAN	RIO_MULCHEN
SGA	COLBUN	SUBSOLE	EOLICA_RENAICO
TECNORED	GUACOLDA	SOLAIREDIRECT	ANDES_GENERACION
NUEVA ENERGIA	ARAUCO BIO	SANTAMARTA	CAREN
PACIFIC HYDRO	ELEKTRAGEN	SANTA IRENE	RENOVALIA_6
ELECTRICA CENIZAS	GESAN	HIDROELECTRICA S.ANDRES	RENOVALIA_7
GAS SUR	HIDROMAULE	COMMONPLACE	STERICYCLE
GENPAC	PUNTILLA	AELA_EOLICA_NEGRETE	TILTIL_SOLAR
MONTE REDONDO	EL MANZANO	AMANECER SOLAR	BELLAVISTA
PANGUIPULLI	ESPINOS	SAN_ANDRES_SPA	MALLARAUCO
EMELDA	ENLASA	LAS_PAMPAS	M_VILLARRICA
PEHUI	P.EOLICO_LEBU	MAISAN	EOLICA_ESPERANZA
CHACAYES	ORAFIT	ENERGIA_LEON	EL_GALPON
LA ARENA SPA	PETROPOWER	ENERGIAS_DEL_FUTURO	RASO_POWER
CARDONES SA	HIDROELEC	TOMAVAL	HIDROANGOL
BE FORESTALES	NORVIND	BIOCRUZ	DEI DUQUECO
EL CANELO	HIDROPALOMA	HBS	
CARBOMET	COLIHUES	ALBA	
DUKE ENERGY	SWC	EBCO_ENERGIA	
KALTEMP	GEN. INDUSTRIAL	LOS_PADRES	
HIDROPROVIDENCIA	NUEVA DEGAN	LOS_CURUROS	
TALINAY	BARRICK	LOMAS_COLORADAS	
GENERHOM	CARRAN	PAMA	
RIO HUASCO	DONGO	RIO_PUMA	
COLMITO	E_GENERACION	PICHILONCO	
AGUAS DEL MELADO	HIDROLIRCAY	UCUQUER_DOS	
ENORCHILE	LOS MORROS	EBCO_ATACAMA	
ARRAYAN_EOLICO	DIUTO	EOLICA_TALTAL	
ALMEYDA	LICAN	PV_SALVADOR	
PUNTA_PALMERAS	ENERGIA PACIFICO	COLLIL	
MARIA_ELENA	DONGUIL	LAS_FLORES	
BESALCO	COMASA	ACCIONA_ENERGIA	
JAVIERA	ENERBOSCH	LLEUQUERO	
LOS_GUINDOS	HIDROMUCHI	CURILEUFU	
ERNC1	CAPULLO	DOSAL	
PUCLARO	ALLIPEN	BIOBIO_NEGRETE	
EL_MORADO	HIDRONALCAS	LUZ_DEL_NORTE	
CHUNGUNGO	HIDROCALLAO	RAKI	
SPVP4	RUCATAYO	LUNA_DEL_NORTE	
SUNEDISON_CHILE	ESTANCILLA SPA	TRAILLEFU	
LA HIGUERA	MAPOCHO TREBAL	SOL_DEL_NORTE	
LA CONFLUENCIA	UCUQUER	GR_PAN_DE_AZUCAR	
TRANSELEC	ROBLERIA	HUAJACHE	

b) Fragmento del cuadro de pagos del balance de potencia de suficiencia del mes de abril de 2016 entre empresas generadoras correspondientes al CDEC-SIC (Valores en \$ - fuente: CDEC-SIC):

Tabla 20: Fragmento del cuadro del Balance De Potencia.

Pagan	Reciben			
	AELA_EOLICA_NEGRETE	AJTE	ALBA	ALMEYDA
ACCIONA_ENERGIA	1.384	2.916	959	405
AES GENER	1.993.981	4.203.044	1.381.783	583.855
AGUAS DEL MELADO	4.346	9.161	3.012	1.273
ALLIPEN	7.516	15.843	5.208	2.201
ANDES_GENERACION	11	23	8	3
ARRAYAN_EOLICO	454.220	957.435	314.764	133.000
BESALCO	26.063	54.938	18.061	7.632
BIOBIO_NEGRETE	603	1.271	418	177
CARBOMET	47.945	101.061	33.225	14.039
CAREN	43.075	90.796	29.850	12.613
COLBUN_TRANSMISION	22.747	47.947	15.763	6.660
COLMITO	34.352	72.408	23.805	10.058
EL_GALPON	16	33	11	5
ELECTRICA CENIZAS	242.516	511.192	168.058	71.011
ENDESA	14.467.037	30.494.574	10.025.325	4.236.078
ENORCHILE	1.252.747	2.640.623	868.125	366.816
EOLICA_ESPERANZA	528	1.113	366	155
EOLICA_RENAICO	7.146	15.062	4.952	2.092
ERNC1	76.317	160.867	52.886	22.346
HIDROLIRCAJ	195.686	412.479	135.606	57.299
KALTEMP	26.703	56.287	18.505	7.819
LA ARENA SPA	412.997	870.542	286.197	120.929
LA HIGUERA	149.430	314.977	103.551	43.754
MALLARAUCO	98.946	208.565	68.567	28.972
MONTE REDONDO	471.972	994.854	327.066	138.198
NUEVA ENERGIA	59.241	124.871	41.052	17.346
ORAFI	1.385	2.920	960	406
PACIFIC HYDRO	134.155	282.781	92.966	39.282
PANGUIPULLI	507.102	1.068.904	351.410	148.484
PARQUE_EOLICO_LEBU	37.630	79.318	26.076	11.018
PEHUENCHE	866.281	1.826.005	600.313	253.655
PETROPOWER	584.212	1.231.440	404.845	171.062
RAKI	5.257	11.082	3.643	1.539
RIO_MULCHEN	66	139	46	19
STS	702	1.479	486	205
SUNEDISON_CHILE	27.813	58.626	19.274	8.144
TECNORED	32.571	68.655	22.571	9.537
TILTIL_SOLAR	3	6	2	1
TRANSELEC	809.097	1.705.468	560.686	236.911
Total	23.103.798	48.699.707	16.010.402	6.764.999

Tabla 21:Empresas Participantes del Balance de Potencia de Suficiencia para Abril de 2016.

PAGAN 39	RECIBEN 115		
ACCIONA_ENERGIA	AELA_EOLICA_NEGRETE	ENERGIA_LEON	M_VILLARRICA
AES GENER	AJTE	ENERGIAS_DEL_FUTURO	MAISAN
AGUAS DEL MELADO	ALBA	ENLASA	MAPOCHO TREBAL
ALLIPEN	ALMEYDA	EOLICA_TALTAL	MARIA_ELENA
ANDES_GENERACION	AMANECER SOLAR	ESPINOS	NORVIND
ARRAYAN_EOLICO	ARAUCO BIO	ESTANCILLA SPA	NUEVA DEGAN
BESALCO	ARRAYAN	GAS SUR	PAMA
BIOBIO_NEGRETE	BARRICK	GEN. INDUSTRIAL	PEHUI
CARBOMET	BE FORESTALES	GENERHOM	PICHILONCO
CAREN	BELLAVISTA	GENPAC	PUCLARO
COLBUN_TRANSMISION	BIOCRUZ	GESAN	PUNTA_PALMERAS
COLMITO	CAPULLO	GR_PAN_DE_AZUCAR	PUNTILLA

EL_GALPON	CARDONES SA	GUACOLDA	PV_SALVADOR
ELECTRICA CENIZAS	CARRAN	HBS	RASO_POWER
ENDESA	CHACAYES	HIDROANGOL	RENOVALIA_6
ENORCHILE	COLBUN	HIDROBONITO	RENOVALIA_7
EOLICA_ESPERANZA	COLIHUES	HIDROCALLAO	RIO HUASCO
EOLICA_RENAICO	COLLIL	HIDROELEC	RIO_PUMA
ERNC1	COMASA	HIDROELECTRICA S.ANDRES	ROBLERIA
HIDROLIRCAY	COMMONPLACE	HIDROMAULE	RUCATAYO
KALTEMP	CONTRA	HIDROMUCHI	SAN_ANDRES_SPA
LA ARENA SPA	CURILEUFU	HIDRONALCAS	SANTA IRENE
LA HIGUERA	DEI DUQUECO	HIDROPALOMA	SANTAMARTA
MALLARAUCO	DIUTO	HIDROPROVIDENCIA	SGA
MONTE REDONDO	DONGO	HUAJACHE	SOL_DEL_NORTE
NUEVA ENERGIA	DONGUIL	IMELSA_ENERGIA	SOLAIREDIRECT
ORAFTE	DOSAL	JAVIERA	SPVP4
PACIFIC HYDRO	DUKE ENERGY	LA CONFLUENCIA	STERICYCLE
PANGUIPULLI	E_GENERACION	LAS_FLORES	SUBSOLE
PARQUE_EOLICO_LEBU	EBCO_ATACAMA	LAS_PAMPAS	SWC
PEHUENCHE	EBCO_ENERGIA	LICAN	TALINAY
PETROPOWER	EL CANELO	LLEQUEREO	TAMM
RAKI	EL MANZANO	LOMAS_COLORADAS	TOMAVAL
RIO_MULCHEN	EL_MIRADOR	LOS MORROS	TRAIELFU
STS	ELEKTRAGEN	LOS_CURUROS	TRANSCHILE
SUNEDISON_CHILE	ELETRANS	LOS_GUINDOS	UCUQUER
TECNORED	EMELDA	LOS_PADRES	UCUQUER_DOS
TILTIL_SOLAR	ENERBOSCH	LUNA_DEL_NORTE	
TRANSELEC	ENERGIA PACIFICO	LUZ_DEL_NORTE	

Anexo H: Ejemplo de Tarifario para PMGD cercano al nudo de Cerro Navia

En el presente anexo se informan las tarifas correspondientes al mes de mayo de 2016 para los propietarios de los grupos electrógenos, según su potencia habilitada como PMGD por D'E Power, y su disponibilidad de generación¹².

Estas tarifas están indexadas al precio de la potencia en la barra más cercana, el tipo de cambio observado del dólar, la indisponibilidad del Diésel, las pérdidas en el empalme y el factor de referencia del alimentador al que se está conectado. Además, la potencia es descontada según el factor PMGD, y el factor único de suficiencia, acorde a la normativa vigente para el cálculo de la potencia firme para un PMGD en base a combustible diésel en el CDEC-SIC y la CNE. Todos estos parámetros, correspondientes al mes de mayo, están incluidos en la **tabla 1**.

Tabla 22: Parámetros Indexadores de la Tarifa para el mes de mayo de 2016.

Precio Cerro Navia abril 2016 [\$/kW/mes]	5.569,79
Indisponibilidad Diésel	0%
Perdida trafo y medida	3,50%
Factor único de suficiencia	57%
Factor referencia	100%
USD	679,85

Tabla 23: Tarifa mensual según potencia y disponibilidad de los equipos correspondiente al mes de mayo de 2016.

KW/Disp	Pago Mensual Según Disponibilidad y Potencia en Régimen [US\$]									
	95%	90%	85%	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%
400	875	845	815	786	756	726	697	667	637	608
500	1.101	1.064	1.027	990	954	917	880	844	807	770
600	1.329	1.286	1.242	1.199	1.155	1.112	1.068	1.024	981	937
700	1.561	1.511	1.461	1.410	1.360	1.310	1.259	1.209	1.159	1.108
800	1.796	1.739	1.682	1.625	1.568	1.511	1.454	1.397	1.341	1.284
900	2.034	1.970	1.907	1.844	1.780	1.717	1.653	1.590	1.527	1.463
1000	2.274	2.205	2.135	2.065	1.996	1.926	1.856	1.786	1.717	1.647
1100	2.518	2.442	2.366	2.290	2.215	2.139	2.063	1.987	1.911	1.835
1200	2.764	2.683	2.601	2.519	2.437	2.355	2.273	2.191	2.109	2.028
1300	3.014	2.926	2.838	2.751	2.663	2.575	2.487	2.400	2.312	2.224
1400	3.266	3.173	3.079	2.986	2.892	2.799	2.705	2.612	2.519	2.425
1500	3.522	3.423	3.324	3.224	3.125	3.026	2.927	2.828	2.729	2.630

¹² La disponibilidad de generación corresponde al porcentaje del tiempo que se generó energía eléctrica con los generadores del total de horas en que el costo variable de generación fue menor al costo marginal de la barra más cercana informado por el CDEC.

1600	3.780	3.675	3.571	3.466	3.362	3.257	3.153	3.049	2.944	2.840
1700	4.041	3.931	3.822	3.712	3.602	3.492	3.383	3.273	3.163	3.053
1800	4.305	4.190	4.075	3.960	3.846	3.731	3.616	3.501	3.386	3.271
1900	4.572	4.452	4.332	4.213	4.093	3.973	3.853	3.733	3.613	3.493
2000	4.842	4.718	4.593	4.468	4.343	4.219	4.094	3.969	3.844	3.720
2100	5.115	4.986	4.856	4.727	4.597	4.468	4.339	4.209	4.080	3.950
2200	5.391	5.257	5.123	4.989	4.855	4.721	4.587	4.453	4.319	4.185
2300	5.670	5.531	5.393	5.255	5.116	4.978	4.840	4.701	4.563	4.424
2400	5.952	5.809	5.666	5.524	5.381	5.238	5.096	4.953	4.811	4.668
2500	6.236	6.089	5.943	5.796	5.649	5.503	5.356	5.209	5.062	4.916
2600	6.524	6.373	6.222	6.072	5.921	5.770	5.620	5.469	5.318	5.168
2700	6.814	6.660	6.505	6.351	6.196	6.042	5.887	5.733	5.578	5.424
2800	7.108	6.950	6.791	6.633	6.475	6.317	6.159	6.001	5.842	5.684
2900	7.404	7.243	7.081	6.919	6.757	6.596	6.434	6.272	6.111	5.949
3000	7.704	7.538	7.373	7.208	7.043	6.878	6.713	6.548	6.383	6.218
4000	10.638	10.436	10.235	10.033	9.831	9.629	9.428	9.226	9.024	8.822
5000	13.756	13.527	13.298	13.069	12.839	12.610	12.381	12.151	11.922	11.693
6000	16.783	16.521	16.260	15.999	15.737	15.476	15.214	14.953	14.692	14.430
7000	19.901	19.612	19.323	19.034	18.745	18.456	18.168	17.879	17.590	17.301
8000	23.111	22.799	22.487	22.175	21.863	21.552	21.240	20.928	20.616	20.304
9000	26.412	26.082	25.752	25.422	25.092	24.761	24.431	24.101	23.771	23.441
10000	29.653	29.301	28.949	28.598	28.246	27.895	27.543	27.192	26.840	26.489
11000	32.954	32.584	32.214	31.844	31.474	31.105	30.735	30.365	29.995	29.625
12000	36.317	35.932	35.546	35.161	34.776	34.391	34.006	33.620	33.235	32.850
13000	39.740	39.343	38.946	38.548	38.151	37.753	37.356	36.959	36.561	36.164
14000	43.225	42.819	42.412	42.006	41.599	41.193	40.786	40.379	39.973	39.566
15000	46.771	46.359	45.946	45.533	45.121	44.708	44.295	43.883	43.470	43.057
16000	49.890	49.449	49.009	48.569	48.129	47.689	47.248	46.808	46.368	45.928
17000	53.008	52.540	52.072	51.605	51.137	50.669	50.201	49.734	49.266	48.798

Tabla 24: Tarifa mensual durante el primer año, según potencia y disponibilidad de los equipos correspondiente al mes de mayo de 2016

KW	Pago Mensual Según Disponibilidad y Potencia el 1er Año [US\$]				
	95%	90%	85%	80%	75%
400	426	373	321	269	217
500	550	486	422	358	293
600	682	606	530	455	379
700	822	734	647	560	472
800	968	870	772	674	575
900	1.123	1.014	905	796	687
1000	1.284	1.165	1.045	926	807
1100	1.453	1.324	1.194	1.065	936
1200	1.629	1.490	1.351	1.213	1.074
1300	1.812	1.664	1.516	1.369	1.221
1400	2.003	1.846	1.690	1.533	1.376

1500	2.201	2.036	1.871	1.706	1.541
1600	2.367	2.192	2.017	1.842	1.667
1700	2.536	2.351	2.166	1.981	1.796
1800	2.707	2.512	2.318	2.123	1.928
1900	2.881	2.676	2.472	2.268	2.063
2000	3.057	2.843	2.629	2.415	2.201
2100	3.235	3.012	2.789	2.565	2.342
2200	3.416	3.184	2.951	2.718	2.486
2300	3.600	3.358	3.116	2.874	2.632
2400	3.786	3.535	3.284	3.033	2.782
2500	3.974	3.714	3.454	3.195	2.935
2600	4.165	3.896	3.628	3.359	3.090
2700	4.358	4.081	3.803	3.526	3.249
2800	4.554	4.268	3.982	3.696	3.410
2900	4.752	4.457	4.163	3.869	3.574
3000	4.952	4.650	4.347	4.044	3.742
4000	6.970	6.585	6.200	5.814	5.429
5000	9.171	8.712	8.254	7.795	7.337
6000	11.005	10.455	9.905	9.354	8.804
7000	12.839	12.197	11.555	10.913	10.271
8000	14.673	13.940	13.206	12.472	11.739
9000	16.508	15.682	14.857	14.031	13.206
10000	18.342	17.425	16.508	15.590	14.673
11000	20.176	19.167	18.158	17.150	16.141
12000	22.010	20.910	19.809	18.709	17.608
13000	23.844	22.652	21.460	20.268	19.075
14000	25.678	24.395	23.111	21.827	20.543
15000	27.513	26.137	24.761	23.386	22.010
16000	29.347	27.879	26.412	24.945	23.477
17000	31.181	29.622	28.063	26.504	24.945

Anexo I: Ficha Técnica

FICHA TÉCNICA: SOLICITUD DE INFORMACIÓN

CLIENTE	
Nombre:	Dirección:
Rut:	Ciudad:
Giro:	Teléfono:
Nombre Contacto:	Correo:
PUNTO DE CONEXIÓN	
Dirección:	Comuna:
Demanda máxima: _____ MWh	Nivel de tensión del empalme: <input type="checkbox"/> BT <input type="checkbox"/> MT
Potencia instalada de los consumos: _____ MW	Tarifa de Distribución: _____
Nivel de tensión en el alimentador: _____ KV	Marca y modelo del reconectador: _____
Propietario de los equipos: _____	¿Envió diagrama unilineal? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
¿Posee medidor de 4 cuadrantes? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	Facilita TE1: <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Marca y modelo del medidor: _____	Observaciones: _____
Protección de consumos en BT por incorporación del generador: _____	
INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR	
Marca y modelo del transformador: _____	¿Posee intercambiador automático de taps? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Capacidad del transformador: _____ KVA	Observaciones: _____
Impedancia del transformador: _____ Ω	
DATOS RELACIONADOS CON EL GENERADOR	
Unidades Generadoras:	Nivel de tensión de la conexión del generador: _____
Impedancia de los generadores: _____ Ω	¿Recorta punta? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Certificado de emisiones: _____	Potencia Activa [KW] U1 _____ U2 _____
Repaldo <input type="checkbox"/> Emergencia <input type="checkbox"/>	U3 _____ U4 _____
Marca y modelo del reconectador del generador: _____	U5 _____ U6 _____
Marca y modelo de la tarjeta de sincronía: _____	U7 _____ U8 _____
¿Posee estanque adicional? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	Marca y modelo del tablero de transferencia de carga: _____
¿Medidor de combustible? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	Capacidad de almacenamiento de diesel: _____
¿Posee calefactor para partida en frío? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	Observaciones: _____
Rendimiento del generador: _____ lts/hr	

Anexo J: Cálculo del Precio Básico de la Potencia de la subestación troncal en Subsistema SIC Centro-Sur

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Ecuación 1: Precio básico de la potencia [30]

Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.

Pb_0 : Precio base del precio básico de la potencia en \$/kW/mes.

DOL_i : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al mes anterior a cual se registre la indexación.

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI_{turb_i} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI_i : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

DOL_0 : Dólar observado EEUU promedio del mes publicado por el Banco Central anterior al mes de liberación del decreto, actualmente corresponde a marzo de 2016 (682,07 [\$/US\$]).

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor correspondiente al valor publicado por el INE 2 meses anterior al mes de publicación del decreto, actualmente corresponde a febrero de 2016 (123,11). IPC determinado, en conformidad a lo estipulado en el Informe “Empalme de las Series del IPC y Factor de Reajustabilidad” publicado en enero 2014 por el Instituto Nacional de Estadísticas.

PPI_{turb_0} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al valor 6 meses anterior a la fecha de liberación del último decreto de PNCP. Actualmente corresponde al valor del mes de octubre de 2015 (221,0).

PPI_0 : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al valor 6 meses anterior a la fecha de liberación del último decreto de PNCP. Actualmente corresponde al valor del mes de octubre de 2015 (187,5).

$Coef1$, $Coef2$ y $Coef3$: Corresponden a los coeficientes ponderadores del PPI_{turb} , PPI e IPC respectivamente publicados por la CNE los meses de abril y octubre de cada año en el Decreto de Precio Nudo de Corto Plazo.

Anexo K: Tarifas de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados de Chilectra (Julio 2016)

TARIFAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS

De acuerdo a lo establecido en el artículo N° 191 de DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se detallan a continuación las tarifas que aplicará Chilectra S.A. a los suministros sometidos a regulación de precios, a partir del 01 de Agosto de 2016. Las opciones tarifarias y condiciones de aplicación son las establecidas en el Decreto N° 1T de 2012, Decreto N° 5T de 2016 y en el Decreto N° 7T de 2016, todos del Ministerio de Energía.

VALORES NETOS Y C/IVA TARIFAS DE SUMINISTRO	ÁREA 1 A (a)		ÁREA 1 A (b)		ÁREA 1 A (c) S.I.C. 2		ÁREA 1 A (c) S.I.C. 3		ÁREA 1S Caso 1(a)		ÁREA 1S Caso 2(a)		ÁREA 1S Caso 3(a)		
	VIGENCIA 1-08-2016		VIGENCIA 1-08-2016		VIGENCIA 1-08-2016		VIGENCIA 1-08-2016		VIGENCIA 1-08-2016		VIGENCIA 1-08-2016		VIGENCIA 1-08-2016		
	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	
BT-1	Cargo Fijo (\$/cliente)	618,1176	735,56	858,6470	1.021,79	979,3445	1.165,42	979,3445	1.165,42	618,1176	735,56	618,1176	735,56	618,1176	735,56
	Energía Base (\$/KWh)	94,5361	112,498	99,4882	118,391	114,0016	135,662	109,1571	129,897	97,0862	116,103	97,0862	115,535	100,1193	119,142
BT-2	E. Adicional de Invierno (\$/KWh)	123,1369	146,533	133,0411	158,319	157,4184	187,328	152,3798	181,332	129,1966	153,744	128,2411	152,607	134,3033	159,821
	Cargo Fijo (\$/cliente)	618,1176	735,56	858,6470	1.021,79	979,3445	1.165,42	979,3445	1.165,42	618,1176	735,56	618,1176	735,56	618,1176	735,56
BT-3	Cargo Fijo (\$/cliente)	957,6974	1.139,66	1.359,9579	1.618,35	1.570,7983	1.869,25	1.570,7983	1.869,25	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66
	Energía (\$/KWh)	65,9344	78,462	65,9344	78,462	70,5857	83,997	65,9344	78,462	65,9344	78,462	65,9344	78,462	65,9344	78,462
BT-4	Cons. Parc. Pte. Pta (\$/KW/mes)	5.472,5630	6.512,35	6.582,0386	7.808,82	8.721,8403	10.378,99	8.689,2857	10.340,25	6.139,0924	7.305,52	6.034,0336	7.180,50	6.700,8487	7.974,01
	Cons. Pte. Punta (\$/KW/mes)	8.870,9159	10.556,39	10.595,1260	12.501,10	13.752,9683	16.366,03	13.696,0000	16.298,24	9.870,7142	11.746,15	9.713,1176	11.588,61	10.713,3361	12.748,87
AT-2	Cargo Fijo BT - 4.1 (\$/cliente)	618,1176	735,56	858,6470	1.021,79	979,3445	1.165,42	979,3445	1.165,42	618,1176	735,56	618,1176	735,56	618,1176	735,56
	Cargo Fijo BT - 4.2 (\$/cliente)	957,6974	1.139,66	1.359,9579	1.618,35	1.570,7983	1.869,25	1.570,7983	1.869,25	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66
AT-3	Cargo Fijo BT - 4.3 (\$/cliente)	1.053,3277	1.253,46	1.698,5210	2.021,24	1.706,0084	2.030,15	1.706,0084	2.030,15	1.053,3277	1.253,46	1.053,3277	1.253,46	1.053,3277	1.253,46
	Energía (\$/KWh)	65,9344	78,462	65,9344	78,462	70,5857	83,997	65,9344	78,462	65,9344	78,462	65,9344	78,462	65,9344	78,462
AT-4	Pot Total Cont o Leída (\$/KW/mes)	1.613,2352	1.919,75	2.001,6974	2.382,02	3.207,1176	3.816,47	3.207,1176	3.816,47	1.993,9579	2.372,81	1.993,9495	2.301,40	2.314,8319	2.754,65
	Dem. Máx. de Punta (\$/KW/mes)	7.257,6806	8.636,64	8.593,4285	10.119,08	10.545,8487	12.549,58	10.488,8823	12.481,77	7.876,7663	9.373,34	7.779,1680	9.257,21	8.398,5042	9.994,22
AT-2	Cargo Fijo (\$/cliente)	618,1176	735,56	858,6470	1.021,79	979,3445	1.165,42	979,3445	1.165,42	618,1176	735,56	618,1176	735,56	618,1176	735,56
	Cargo Fijo (\$/cliente)	957,6974	1.139,66	1.359,9579	1.618,35	1.570,7983	1.869,25	1.570,7983	1.869,25	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66
AT-3	Energía (\$/KWh)	62,5747	74,464	62,5747	74,464	66,9882	79,716	62,5747	74,464	62,5747	74,464	62,5747	74,464	62,5747	74,464
	Cons. Parc. Pte. Pta (\$/KW/mes)	3.634,6134	4.325,19	4.298,4873	5.115,20	5.014,3361	5.967,06	4.980,5714	5.926,88	4.256,1948	5.064,86	3.634,6134	4.325,19	4.256,1948	5.064,86
AT-4	Cons. Pte. Punta (\$/KW/mes)	5.382,5294	6.405,21	6.212,3897	7.382,72	7.117,4957	8.469,82	7.064,9747	8.407,32	6.159,4873	7.323,79	5.382,5294	6.405,21	6.159,4873	7.323,79
	Cargo Fijo AT - 4.1 (\$/cliente)	618,1176	735,56	858,6470	1.021,79	979,3445	1.165,42	979,3445	1.165,42	618,1176	735,56	618,1176	735,56	618,1176	735,56
AT-4	Cargo Fijo AT - 4.2 (\$/cliente)	957,6974	1.139,66	1.359,9579	1.618,35	1.570,7983	1.869,25	1.570,7983	1.869,25	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66	957,6974	1.139,66
	Cargo Fijo AT - 4.3 (\$/cliente)	1.053,3277	1.253,46	1.698,5210	2.021,24	1.706,0084	2.030,15	1.706,0084	2.030,15	1.053,3277	1.253,46	1.053,3277	1.253,46	1.053,3277	1.253,46
Todas las Tarifas	Energía Inyectada en baja tensión (\$/KWh)	616,38	735,56	616,38	735,56	616,38	735,56	616,38	735,56	616,38	735,56	616,38	735,56	616,38	735,56
	Energía Inyectada en media tensión (\$/KWh)	517,9663	616,38	905,2268	1.077,22	1.303,1092	1.550,70	1.303,1092	1.550,70	880,5462	1.047,85	517,9663	616,38	880,5462	1.047,85
	Dem. Máx. de Punta (\$/KW/mes)	4.864,5630	5.788,83	5.307,1428	6.315,50	5.814,3885	6.919,12	5.761,8655	6.856,62	5.278,9411	6.281,94	4.864,5630	5.788,83	5.278,9411	6.281,94
	Cargo Único por uso Troncal (\$/KWh)	1,24300	1,47917	1,24300	1,47917	1,24300	1,47917	1,24300	1,47917	1,24300	1,47917	1,24300	1,47917	1,24300	1,47917

Tarifas de Inyección	\$ NETO	\$ C/IVA
Energía inyectada en baja tensión	65,9344	-
Energía inyectada en media tensión	62,5747	-
Energía inyectada en alta tensión	62,5747	-

Las condiciones de aplicación de las Tarifas de Inyección son las establecidas en la Ley N° 20.571 de 2012, del Ministerio de Energía, que regula el pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales. De acuerdo a lo establecido en el artículo 149 quinquies, dichos valores no se encuentran afectos a IVA, con excepción para aquellos contribuyentes del Impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa.

LAS COMUNAS PARA EL ÁREA 1A Y 1S SE DEFINEN SEGÚN DECRETO N° 1T/2012 (E):

(a) Comunas no indicadas en (b) y (c).

(b) Colina.

(c) Til Til.

Anexo L: Especificaciones Grupo Electrónico del “PMGD tipo”



MODELO
HTW-1900 T5
GAMA PESADA
Estático Estándar
Powered by MITSUBISHI

Especificaciones de Motor 1.500 r.p.m.

SERVICIO		PRP	STANDBY
Potencia Nominal	kW	1580	1740
Fabricante		MITSUBISHI	
Modelo		S16R PTA2	
Tipo de Motor		Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección		Directa	
Tipo aspiración		Turboalimentado y post-enfriado	
Clindros, número y disposición		16V	
Diámetro x Carrera	mm	170 x 180	
Cilindrada total	L	65,37	
Sistema de refrigeración		Agua	
Especificaciones del aceite motor		API CD o CF SAE 30 o SAE 40	
Relación de compresión		13,5:1	
Consumo combustible Standby	l/h	423,75	
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	387,28	
Consumo combustible 75 % PRP	l/h	297,96	
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	209,88	
Consumo combustible 25 % PRP	l/h	121,18	
Consumo máximo de aceite a plena carga	g/kwh	0,8	
Capacidad total de aceite (incluido tubos, filtros)	L	230	
Cantidad total de líquido refrigerante	L	445	
Regulador	Tipo	Electrónico	
Filtro de Aire	Tipo	Seco	
Diámetro interior de salida de escape	mm	340	

Alternador

DATOS GENERADOR SINCRONO		
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)		Estrella
Tipo de acoplamiento		S-00 21"
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H
Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)		IP23
Sistema de excitación		Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión		A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte		Monopalier
Sistema de acoplamiento		Disco Flexible
Tipo de recubrimiento		Estándar (Impregnación en vacío)



Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23,6 | 30730 San Javier (Murcia) SPAIN | Tel.: +34 902 19 11 28 / +34 968 19 11 28
Fax: +34 968 19 12 17 | Export Fax +34 968 19 04 20 | E-mail: info@himoinsa.com | www.himoinsa.com



Imagen 2: Especificaciones generador Himoinsa modelo HTW-1900 T5 (fuente: Himoinsa [32])

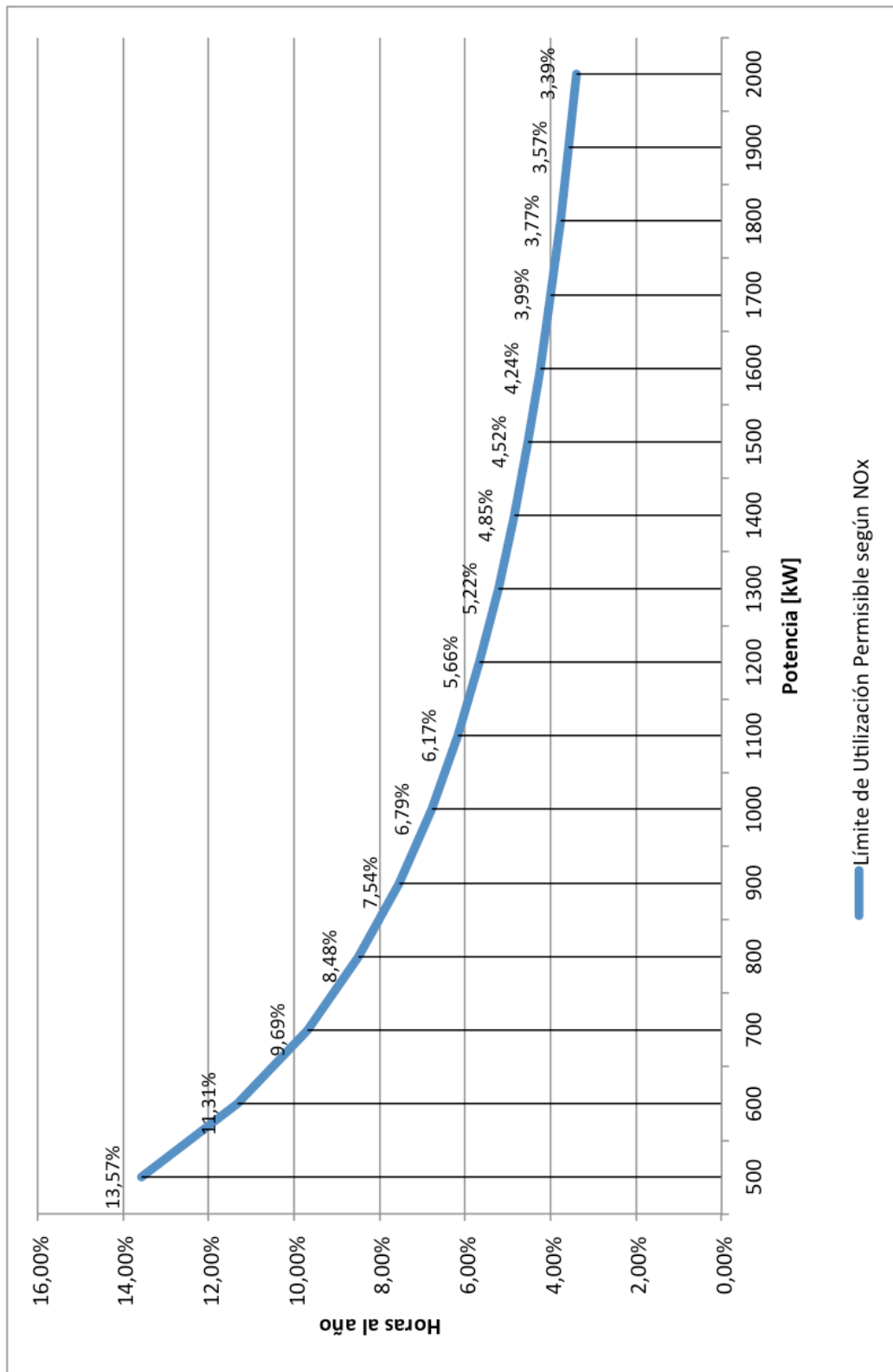
Anexo M: Flujo de Caja Anual a 5 años

Año	1	2	3	4	5
INGRESOS					
Energía	2.081	10.386	10.343	14.654	1.732
Potencia	66.712	266.846	320.215	320.215	320.215
COSTOS DE OPERACIÓN VARIABLES					
Costo Combustible	-1.021	-5.103	-5.105	-7.260	-865
Costo Variable No Combustibles	-276	-1.368	-1.345	-1.885	-218
Remuneraciones Propietarios Energía	-55	-323	-424	-599	-69
Remuneraciones Propietarios Potencia	-32.022	-131.288	-195.331	-204.938	-204.938
COSTOS DE OPERACIÓN FIJOS					
Equipos	-75.000	-75.000	-	-	-
Mantenimiento Anual	-	-4.000	-6.000	-6.000	-6.000
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN					
Remuneración Gerente	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000
Remuneración Ingeniero de Proyecto	-12.000	-12.000	-12.000	-12.000	-12.000
Remuneración Contador	-9.600	-9.600	-9.600	-9.600	-9.600
Servicios Básicos (luz, agua, telefonía)	-900	-900	-900	-900	-900
OTROS					
Imprevistos	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
Depreciación	-2.500	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
RESULTADO OPERACIONAL	-103.580	-6.350	55.853	47.687	43.358
Perdidas del Ejercicio Anterior	-	-103.580	-109.929	-54.076	-6.389
RESULTADO NO OPERACIONAL	-	-103.580	-109.929	-54.076	-6.389
UTILIDADES ANTES DE IMPUESTOS	-103.580	-109.929	-54.076	-6.389	36.969
Impuesto de Primera Categoría	-	-	-	-	-9.982
UTILIDADES DESPUÉS DE IMPUESTOS	-103.580	-109.929	-54.076	-6.389	26.987
Depreciación	2.500	5.000	5.000	5.000	5.000
Perdidas del Ejercicio Anterior	-	103.580	109.929	54.076	6.389
FLUJO OPERACIONAL	-101.080	-1.350	60.853	52.687	38.376
FLUJO NETO DE CAJA	-101.080	-1.350	60.853	52.687	38.376
FLUJO DESCONTADO	-91.891	-1.115	45.720	35.986	23.829
FLUJO DESCONTADO ACUMULADO	-91.891	-93.006	-47.286	-11.300	12.529

*Todos los valores estan en miles de pesos chilenos

TIR	15,1%
VAN a 5 años [M\$]	12.529
PAYBACK (años)	4

Anexo N: Límite de Utilización por emisión de NOx



Anexo O: El Grupo Electrónico

Un grupo electrónico es un grupo formado principalmente por una combinación motor-generador que transforma la energía térmica de un combustible a energía mecánica y ésta a su vez mediante inducción electromagnética en un generador se transforma a energía eléctrica.

Existen varios tipos de GE, pero según Charles Segauer de la “Intefrated Community Energy Systems” [27], la data disponible y técnicas relevantes para la selección y análisis del equipamiento de generación eléctrica apropiado en el programa ICES refleja que de las clases de generadores A-C disponibles comercialmente, los síncronos con rotación del alternador como el de la imagen 1 son los más adecuados para el respaldo eléctrico. Por lo mismo, son los más usados para esta utilidad.

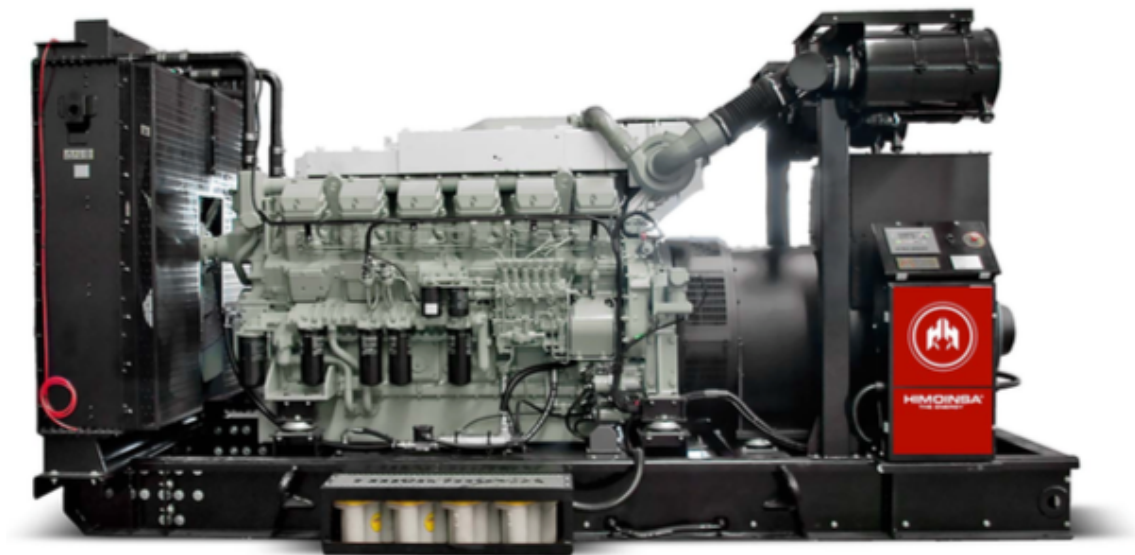


Imagen 3: Grupo electrónico HIMOINSA HTW -1900 T5 de potencia PRIME 1,5 [MW]

El generador consiste esencialmente de un motor y un generador montados sobre una estructura metálica y unidos a través del acoplamiento flexible. Estos tienen sistemas anexos de lubricación, refrigeración (radiador o intercambiador de calor agua-agua), partida, regulación del motor, admisión y escape, control, y de depósito de combustible.

Dentro del panel de control hay un componente llamado gobernador, este ajusta el caudal de combustible para mantener la velocidad constante ante variaciones de la carga, y regular la potencia activa (Watts) entregada por el equipo en condiciones de trabajo en paralelo a una barra energizada (el sistema de distribución de CHILECTRA por ejemplo). El combustible es bombeado a los cilindros por una bomba del motor y el gobernador controla el caudal.

Una vez que el combustible está dentro de los cilindros, por temperatura y presión, la combustión provoca el movimiento de los pistones, que a través de las bielas hacen girar el cigüeñal, produciendo la rotación del eje del motor como se muestra en la imagen 2. Así, en el alternador se transforma la potencia en el eje en potencia eléctrica.

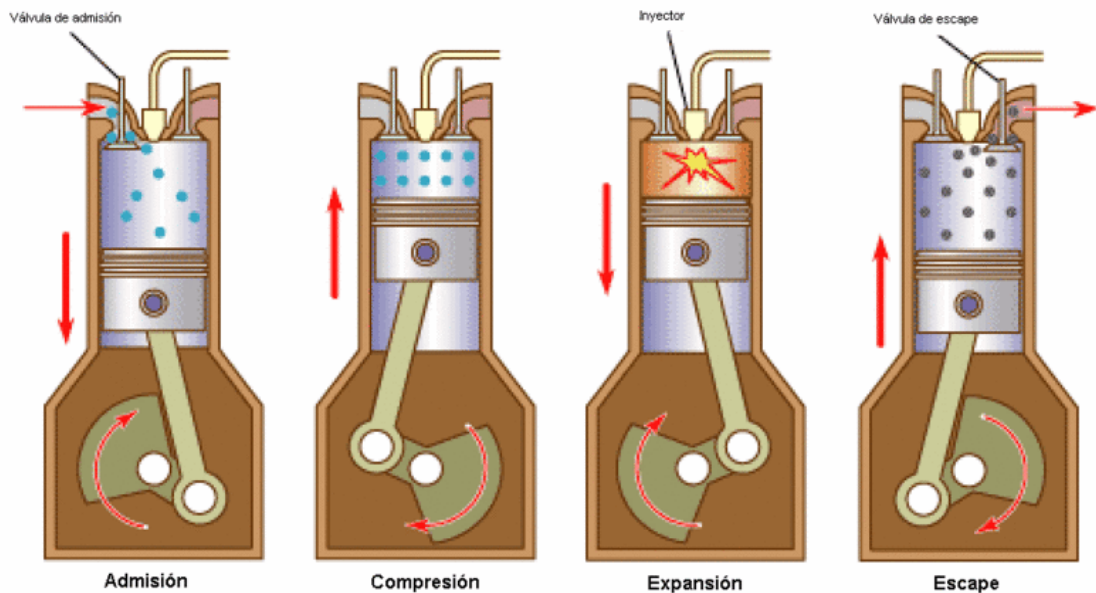


Imagen 4: Ciclo del diésel de 4 tiempos (fuente: Enciclopedia Británica)

La frecuencia de la señal eléctrica generada, típicamente 60 o 50 Hz (en Chile se utilizan 50 Hz), está determinada por la relación entre la velocidad de giro del conjunto motor/alternador y el número de polos del generador.

Por otro lado, los generadores pueden operar en distintos régimen de potencia, en modo Prime y Emergency Standby:

- **Prime (PRP):** es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debería rebasar el 70% de la PRP.
- **Emergency Standby (ESP):** esta es la potencia máxima disponible cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año de 200h entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

Así, en este trabajo se evaluará el proyecto considerando la operación PRP al ser adecuada para la generación durante un número indefinido de horas de generación al año. También, en el Anexo L se pueden encontrar las especificaciones del motor y el alternador del GE utilizado como principal referencia para el proyecto.