



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

NEGOCIO ENERGETICO PARA UN GRAN CONSUMIDOR

MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL ELECRCICISTA

ALVARO FELIPE MENDEZ RUIZ

**PROFESOR GUIA :
CRISTIAN HERMANSEN**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
OSCAR MOYA
RICARDO FUENTES
ALFREDO BERNAL**

**SANTIAGO DE CHILE
2007**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: ALVARO MENDEZ R.
FECHA: 28/11/2007
PROF. GUIA: Sr. CRISTIAN HERMANSEN

“NEGOCIO ENERGETICO PARA UN GRAN CONSUMIDOR”

El objetivo del presente trabajo de título es analizar y evaluar la mejor opción de negocio eléctrico para un gran consumidor, desde el punto de vista del establecimiento de una Empresa de Generación, o bien mediante su declaración como Autoprodutor.

La creciente incertidumbre energética en el Sistema Eléctrico Chileno, acrecentada por la Crisis del Gas Argentino, ha llevado a los Grandes Consumidores Nacionales a asegurar su abastecimiento eléctrico mediante la Instalación de Centrales Eléctricas destinadas a respaldar aquellos procesos críticos de su producción o para autoabastecerse completamente. Es en esta situación que la compañía Anglo American Chile se ha interesado en estudiar dos formas en que un cliente libre, puede participar del mercado de generación, mediante el establecimiento de una Empresa de Generación y como un Autoprodutor. Con lo anterior se busca asegurar el abastecimiento energético del cliente libre y al mismo tiempo aumentar la capacidad instalada y el número de generadores en el mercado eléctrico nacional.

Con la finalidad de determinar características de comportamiento y operación de los Autoprodutores en el mercado eléctrico nacional, se analizaron distintos mercados internacionales, de esta manera se consiguió reforzar las regulaciones sobre esta forma de operación. Además se analizaron las regulaciones y características principales que rigen a los Generadores dentro del mercado eléctrico. Con el conocimiento del funcionamiento y marco de negocio, para un Generador y un Autoprodutor, se estudió y modeló La División Los Bronces de la Empresa Anglo American Chile, en representación de un cliente libre. Posteriormente, se evaluaron ambas opciones de negocio mediante la instalación de una Central Térmica Diesel de 135.6 MW, con el objeto cumplir con las regulaciones ambientales y a su vez con las de cada negocio estudiado. Además, para aumentar el nivel de análisis se incorporaron unidades de diferentes capacidades y fuentes de generación para permitir expandir los resultados del estudio.

Como resultado de los análisis económicos con cada opción de negocio y frente a diferentes escenarios, que consideran crecimiento de consumos del cliente y situaciones de racionamiento con distintos niveles de profundidad, se obtienen diferentes rentabilidades, años de recuperación de inversión, tasas internas de retorno y otras, las que dependen principalmente del costo variable de la unidad de generación y del precio de contrato evaluado. Lo que permite finalmente concluir, que la mejor opción de negocio desde el punto de vista del Cliente Libre, es declararse Autoprodutor, utilizando para ello una Central Térmica Carbón de 152 MW, permitiendo una mayor seguridad de abastecimiento eléctrico y menores costos en periodos de racionamiento.

Agradecimientos

“Y todo lo que hacéis, de palabra o de hecho, hacedlo todo en el nombre del Señor Jesús, dando gracias por medio de El a Dios el Padre.” (Colosenses 3:17)

Primero agradezco a Dios por su ayuda y apoyo constante en el camino que he recorrido y gracias a los conocimientos que he adquirido me he dado cuenta recién, de la complicada maquina que él ha creado.

“Enseña al niño el camino en que debe andar, y aún cuando sea viejo no se apartará de él.” (Proverbios 22:6)

“Y vosotros, padres, no provoquéis a ira a vuestros hijos, sino criadlos en la disciplina e instrucción del Señor.” (Efesios 6:4)

Agradezco a mi familia, padre, madre y hermanos, por el apoyo incondicional que en todo momento me han brindado. Consciente estoy que sin Uds. nunca hubiese logrado nada, gracias por todo.

Agradezco a mi querida “Abuelita” por todo su cariño y consejos que siempre me ha entregado. Nunca me olvidare de ti.

Como olvidar a mis primos y tíos por todo su apoyo, también a ellos les doy las gracias.

“El amigo ha de ser como el dinero, que antes de necesitarlo, se sabe el valor que tiene.”(Sócrates).

Agradezco a mi amigos y compañeros por todos los buenos y malos momentos que hemos pasado.

Doy las gracias a Anglo American Chile y en especial al Sr. Alfredo Bernal, por creer en mis capacidades y permitir poder llevar a cabo este proyecto. Agradezco su confianza, apoyo y consejos, que sé me serán muy útiles en el futuro laboral que me espera, gracias por todo.

“El buen maestro hace que el mal estudiante se convierta en bueno y el buen estudiante en superior.” (Maruja Torres)

Le doy las gracias a mi Profesor Guía Cristian Hermansen por su orientación, consejos y apoyo, pues sin su ayuda este proyecto no hubiese podido ser desarrollado satisfactoriamente.

*Dedicada a mi “Lela”, Descansa en Paz.
Porque los sueños, se hacen realidad.*

Índice

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. MOTIVACIÓN	5
1.2. ALCANCE	6
1.3. METODOLOGÍA.....	6
1.4. OBJETIVOS.....	7
1.4.1. <i>Objetivos Generales</i>	7
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i>	7
1.5. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA.....	8
2. ANÁLISIS DE MERCADOS ELÉCTRICOS INTERNACIONALES CON ENFOQUE A LOS AUTOPRODUCTORES.....	9
2.1. INTRODUCCIÓN.....	9
2.2. MERCADOS ELÉCTRICOS LATINOAMERICANOS.....	9
2.5. MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	12
2.5.1. <i>Marco Regulatorio</i>	12
2.5.2. <i>Descripción del Negocio Energético</i>	12
2.5.3. <i>Autoproducción en el Mercado Eléctrico</i>	14
2.6. MERCADO ELÉCTRICO DEL ECUADOR	16
2.6.1. <i>Un poco de Historia y Marco Regulatorio</i>	16
2.6.2. <i>Descripción del Negocio Energético</i>	17
2.6.3. <i>Autoproducción en el Mercado Eléctrico del Ecuador</i>	19
2.7. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	22
2.7.1. <i>Descripción del Mercado Eléctrico Español</i>	22
2.7.2. <i>Mercados diario e intradiario</i>	23
2.7.3. <i>Autoproducción en el Mercado Eléctrico</i>	23
2.8. MERCADO ELÉCTRICO REPÚBLICA DE IRLANDA.....	25
2.8.1. <i>Marco Legislativo</i>	25
2.8.2. <i>Estructura y Funcionamiento del Mercado Eléctrico Irlandés</i>	26
2.8.3. <i>Autoproducción en el Mercado Eléctrico Irlandés</i>	27
2.9. CONCLUSIONES.....	30
3. MODELO DEL AUTOPRODUCTOR Y SU POSIBLE APLICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	32
3.1. INTRODUCCIÓN.....	32
3.2. AUTOPRODUCTOR EN EL MERCADO CHILENO	32
3.3. ESTRUCTURA MODELO DE UN AUTOPRODUCTOR	35
3.3.1. <i>Modelo Primero</i>	36
3.3.2. <i>Modelo Segundo</i>	41
3.4. EXPERIENCIA DE UN AUTOPRODUCTOR EN EL MERCADO	43
3.4.1. <i>Sobre la Compañía Minera Quebrada Blanca S.A.</i>	43
3.4.2. <i>Características de Generación</i>	44
3.4.3. <i>Sobre la participación como Autoproducción</i>	44
3.4.4. <i>Análisis de su participación</i>	45
3.4.5. <i>Conclusión</i>	46
4. ANÁLISIS COMO GENERADOR EN EL MERCADO NACIONAL	47
4.1. INTRODUCCIÓN.....	47
4.2. MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	47
4.2.1. <i>Características Generales</i>	47
4.2.2. <i>De la Calificación Especial para Unidades de Generación</i>	48

4.2.3. De las Líneas de Transporte	55
4.2.4. Del Pago de Peaje por Conexión	56
4.2.5. Del Negocio de los Generadores	60
4.2.6. Transacciones entre Generadores.....	62
4.2.7. De Situaciones de Racionamiento.....	65
4.2.8. El No Cumplimiento de las disposiciones Regulatorias	68
4.3. EXPERIENCIA EMPRESA DE GENERACIÓN EN EL MERCADO.....	69
4.3.1. Arauco Generación S.A.....	69
4.4. CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS ENTRE UN GENERADOR Y UN AUTOPRODUCTOR	70
5. CARACTERÍSTICA Y DATOS TÉCNICOS DEL GRAN CONSUMIDOR Y CENTRAL DE GENERACIÓN.	74
5.1. INTRODUCCIÓN.....	74
5.2. DIVISIÓN LOS BRONCES.....	75
5.2.1. Características Generales y Localización Geográfica	75
5.2.2. Descripción General de la estructura eléctrica de la división.....	76
5.2.3. Modelación del Sistema Eléctrico	76
5.2.4. Central de Generación considerada para la Evaluación Económica	83
5.3. CONCLUSIONES.....	93
6. SIMULACIONES, RESULTADOS ECONÓMICOS Y CONCLUSIONES	94
6.1. INTRODUCCIÓN.....	94
6.2. CARACTERÍSTICAS, DATOS TÉCNICOS, HIPÓTESIS Y ECUACIONES UTILIZADAS.....	95
6.2.1. Características de las Centrales de Generación	95
6.2.2. Años de Evaluación	96
6.2.3. Hipótesis establecidas para la Evaluación Económica	97
6.2.4. Precios de Entrada y Criterios para el Costo Marginal.....	100
6.2.5. Determinación Generación Anual	102
6.3. RESULTADOS ECONÓMICOS FINALES.....	104
6.3.1. Datos de Entrada	104
6.3.2. Escenarios Simulados.....	104
6.3.3. Análisis Generales	105
6.4. CONCLUSIONES FINALES A PARTIR DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	113
6.4.1. Conclusiones como Empresa de Generación.....	113
6.4.2. Conclusiones como Autoproducer	117
6.4.3. Conclusiones Comparando Ambas Opciones de Negocio	121
7. CONCLUSIONES Y DISCUSIONES	126
7.1. INTRODUCCIÓN.....	126
7.2. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES GENERALES	127
7.3. CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	128
8. BIBLIOGRAFÍA.....	133
ANEXOS I.....	137
DE LOS COSTOS Y REQUERIMIENTOS PARA INCORPORARSE AL CDEC	137
ECUACIONES UTILIZADAS LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	141

1. Introducción

1.1. Motivación

El mercado eléctrico nacional está compuesto por actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico, actividades que son desarrolladas por empresas controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

La demanda a su vez ha venido creciendo a una tasa del 7% en los últimos 20 años, llegando el 2006 a los 52.790 GWh y de acuerdo a la tendencia proyectada a diez años la demanda se duplicara y triplicara en los siguientes diez, por tanto, la capacidad de generación, deberá también duplicarse y triplicarse, a partir de los 12.000 MW actuales de capacidad.

Ahora bien, los recursos energéticos que se utilizan principalmente son el petróleo del cual se importa el 95%, el gas que es escaso y caro y el carbón de calidad baja para las centrales de generación eléctrica. En este sentido las importaciones de materias primas como gas natural han demostrado ser poco confiable y de un valor tendiente al alza [1].

Es en este marco, que la creciente incertidumbre energética en el Sistema Eléctrico Chileno, acrecentada por la Crisis del Gas Argentino (desde el año 2004), ha llevado a los Grandes Consumidores Nacionales a asegurar su abastecimiento eléctrico mediante la Instalación de Centrales Eléctricas (Generadores) destinadas a respaldar aquellos procesos críticos de su producción o bien, autoabastecerse completamente. Estos agentes son denominados como Autogeneradores o Autoproductores, practica utilizada especialmente en el sector forestal o biomasa para fabricar vapor industrial y derivarlo a la generación eléctrica (cogeneración), también utilizado desde hace algún tiempo en el sector minero, debido a la distancia entre los yacimientos y los sistemas eléctricos, o bien para asegurar su abastecimiento.

Dentro de este marco la empresa Anglo American Chile una de las empresas mineras más importantes del sector, con presencia a lo largo del país con sus divisiones, Mantos Blancos (II Región), Mantoverde (III Región), El Soldado y Fundición Chagres (V Región) y Los Bronces (RM), se ha interesado en analizar y determinar todas las formas en que puede un cliente libre participar del mercado de generación. Este es el objetivo principal de la memoria, de tal manera de entregar una visión completa de las opciones, barreras de entrada, regulaciones, etc., del negocio de generación en Chile, desde la visión de un cliente libre.

Las formas de negocio que el presente trabajo abordara son, desde el punto de vista de la generación, donde este es su giro principal (Vía utilizada por ejemplo por la empresa de Celulosa Arauco y Constitución S.A., con la formación de Arauco Generación S.A.) y el

camino del Autoproducer, donde su giro principal no es la generación (Vía que intentó utilizar para ingresar al negocio de generación la empresa minera Quebrada Blanca S.A.).

1.2. Alcance

El presente trabajo entrega herramientas suficientes para conocer las opciones del negocio de generación disponibles en el mercado eléctrico chileno. En este sentido, se establece un marco regulatorio completo para el Autoproducer, considerando para su diseño, comportamientos de estos agentes en mercados eléctricos internacionales, así como también, consideraciones existentes en el mercado eléctrico nacional.

Determinar desde el punto de vista de un “Gran Consumidor” las ventajas y desventajas de elegir la opción de negocio con giro en la generación o bien con un giro diferente, actuando como Autoproducer directamente.

Finalmente el presente trabajo termina considerando como “Gran Consumidor” la división Los Bronces, que es analizada desde el punto de sus instalaciones y niveles de consumo, de esta manera y considerando diferentes fuentes y centrales de generación, se determinaran los beneficios económicos de uno u otro negocio (Empresa de Generación, Autoproducer), con diferentes escenarios de estudio, siendo evaluadas mediante el Programa Microsoft Excel.

1.3. Metodología

Con el objeto de determinar una estructura y comportamiento del Autoproducer a nivel nacional, y con ello completar el marco de negocio posible para un Gran Consumidor (Cliente Libre), se estudiaran países a nivel internacional para extraer características y regulaciones aplicadas a Autoproduceres, considerando el funcionamiento que cada mercado eléctrico posee. Los países que serán estudiados son: Perú, Ecuador, España y la República de Irlanda; Estos países fueron elegidos de acuerdo a la disponibilidad de información relacionada con esta materia y similitud con el mercado nacional.

Una vez reunida la información, se establecerá a partir de esta, un marco regulatorio aplicable para esta opción de negocio en Chile. Para completar la visión, se estudiará el total de regulaciones vigentes para los Generadores y Autoproduceres a nivel nacional, concluyendo las ventajas y desventajas que estas opciones de negocio pueden entregar desde el punto de vista regulatorio, a un Gran Consumidor.

Finalmente, se estudiará la División Los Bronces de la Empresa Anglo American Chile, a la cual se aplicaran las regulaciones antes consideradas y se determinara las rentabilidades que una u otra opción de negocio entrega. Para esto se establecerá un modelo de la división, considerando los consumos de la división, distintas centrales de generación y diferentes escenarios de análisis (ej. variación de demanda, variación de precios marginales, tasa de fallas y mantenimientos de las unidades de generación, situaciones de racionamiento, etc.) que entregaran diferentes resultados económicos, determinando el valor esperado de

rentabilidad. Con todo se determinara la mejor opción desde el punto de vista regulatorio y económico para la División Los Bronces, con el Modelo establecido.

Lo anterior es resumido mediante la siguiente Figura:

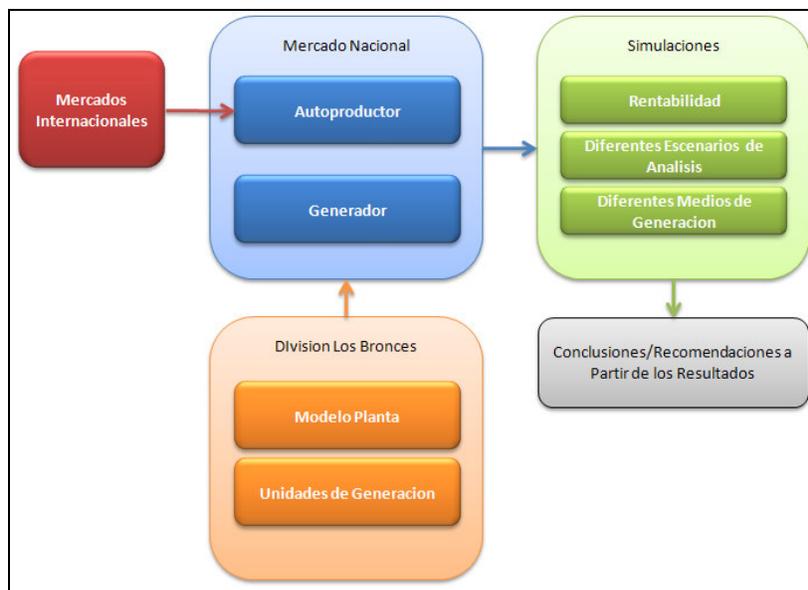


Figura 1.- Resumen de la Metodología.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivos Generales

Determinar y analizar las formas de negocio disponibles en el mercado eléctrico nacional, para Grandes Consumidores (Clientes Libres) considerando para ello dos estructuras de negocio más importantes: Generador y Autoprodutor.

1.4.2. Objetivos Específicos

En el presente trabajo se definen los siguientes objetivos específicos:

- Analizar la forma de participación de Autoprodutores en Mercados Internacionales, América Latina y Europa.
- Determinar una estructura para el Autoprodutor en Chile, acorde con la operación del mercado.
- Establecer de manera detallada las regulaciones y estructuras de negocio de los Generadores en el mercado nacional.
- Analizar las Ventajas y Desventajas de elegir ser Generador o Autoprodutor, con el fin de participar en el Mercado Eléctrico.
- Descripción General de Medios de Generación considerados en el análisis de negocio.

- Establecer un Modelo para la Planta Los Bronces de Anglo American Chile, con objeto de permitir evaluar su participación en el mercado, considerando algunos medios de generación.
- Determinar Rentabilidades esperadas frente a diferentes escenarios y medios de generación.

1.5. Estructura de la Memoria

La memoria de este trabajo de título presenta la siguiente estructura:

Capítulo 1 “Introducción”: En este capítulo se introduce la motivación y alcance de este proyecto de título, así como sus objetivos, tanto generales como específicos; además se explica la estructura de este documento.

Capítulo 2 “El Autoprodutor en Mercados Eléctricos Internacionales”: Presenta las características y formas de operación de algunos mercados eléctricos internacionales, considerando las medidas regulatorias existentes para los Autoprodutores.

Capítulo 3 “Análisis y Estructura regulatoria del Autoprodutor en el Mercado Nacional”: Presenta dos modelos de operación en el mercado eléctrico nacional, considerándose para su diseño dos visiones: basándose principalmente en los mercados internacionales y un modelo adaptado considerando disposiciones y regulaciones existentes en el mercado eléctrico nacional.

Capítulo 4 “Análisis y Estructura regulatoria del Generador en el Mercado Nacional”: Presenta las características y disposiciones regulatorias que se aplican en el mercado eléctrico nacional, en relación a los Generadores.

Capítulo 5 “Características y datos técnicos del gran consumidor y central de generación”: Presenta los datos técnicos del Gran Consumidor utilizados en la evaluación económica; además analiza la factibilidad de instalar una central de generación en las instalaciones del cliente.

Capítulo 6 “Simulaciones, Resultados Económicos y Conclusiones”: Presenta los resultados económicos y conclusiones obtenidas, a partir de las ecuaciones e hipótesis planteadas.

Capítulo 7 “Discusión y Conclusiones”: Este capítulo muestra las conclusiones y observaciones obtenidas a partir de los resultados de este trabajo de título.

Bibliografía: En esta sección se muestran las principales fuentes bibliográficas, tanto impresas como electrónicas, consultadas para el desarrollo de este trabajo.

Anexos: Se presenta información adicional, complementaria y planillas Excel utilizadas.

2. Análisis de Mercados Eléctricos Internacionales con enfoque a los Autoprodutores.

El objetivo de este capítulo es determinar cuál es la estructura que rigen a los mercados eléctricos con características similares al nacional, de América Latina y países con mercados eléctricos más complejos, de manera de poseer herramientas de análisis capaces de estudiar la participación que pudiese afectar a un Autoprodutor en Chile.

2.1. Introducción

Los mercados eléctricos han sufrido a lo largo de los años variadas modificaciones con la finalidad de permitir una mayor competitividad en el sector. Lo que trajo como consecuencia la obtención de diversas estructuras de mercado, desde sistemas totalmente centralizados y regularizados, donde los participantes renuncian a establecer relaciones comerciales directas hasta llegar a sistemas totalmente liberales económicamente, con estructuras de negocio, tales como, bolsas de energía, contratos bilaterales, etc. Pese a este mar de mercados existentes a nivel mundial, se presentan características similares, que permiten identificar estructuras de mercado y enmarcar a cada uno de ellos en determinadas formas de organización. Con esta herramienta disponible, es posible establecer qué mercados a nivel mundial son similares al nacional, y visualizar como un Autoprodutor se desenvuelve en ellos.

Para poder establecer que países se deberán estudiar, corresponde en primera medida, determinar y explicar brevemente cuales son las estructuras y participantes típicos dentro de los mercados eléctricos a nivel mundial. Luego, se analizaran naciones dentro de la región con similitudes operacionales determinadas por análisis de sus mercados, que permitirá establecer un precedente de cómo opera en la región un Autoprodutor, para ello se requiere conocer su estructura y la forma en que estos funcionan. Finalmente se analizaran estructuras de mercado de países europeos que a pesar de presentar una estructura de negocio más compleja que la presente en el mercado nacional, posibilita conocer cuáles son los cambios o modificaciones que estos han desarrollado.

2.2. Mercados Eléctricos Latinoamericanos

Todos los países de América Latina han sufrido una serie de modificaciones y transiciones en sus mercados, de llevar estructuras monopólicas, reguladas sobre la base de una tasa de retorno sobre el capital invertido, con una fuerte presencia del Estado en la planificación, operación y propiedad del sistema, hasta mercados más liberales y competitivos, permitiendo contratos bilaterales, bolsas de energía en algunos casos (Colombia, Argentina, entre otros), pero es válido destacar que estos no han estado exentos de problemas principalmente debidos a implantar modelos sin considerar restricciones del sistema necesarias para un funcionamiento ideal, dentro de los cuales destacan: poseer una amplia capacidad en el sistema, lo que incluye no solo a la generación, sino también la transmisión y distribución (Market for Power, Joskow y Schmalensee, 1983), estructuras reguladoras capaces de ejercer efectivamente su función, entre otras.

Estas reformas o modificaciones al sector eléctrico se fueron desarrollando a partir de la década de los noventa. En este ámbito, Chile sirvió de referencia en el proceso reformista con la publicación de la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982. A continuación se presenta en el gráfico, la evolución de los mercados:

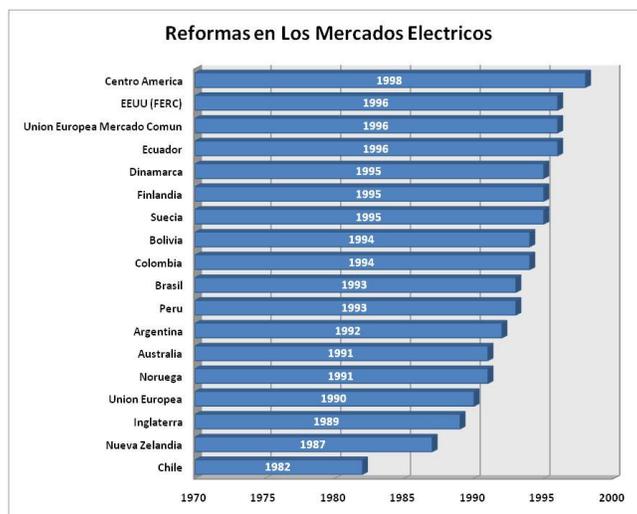


Tabla 1.- Cronología de los Sistemas Eléctricos Competitivos [2].

Los países de la región que siguieron con las reformas básicas, vale decir, la privatización de las empresas estatales, reestructuración de la industria eléctrica, separar las funciones del estado como propietario, responsable de políticas, regulador y operador, desintegraron el sistema eléctrico para permitir la competencia en los principales componentes del sector y desarrollaron marcos legales y regulatorios que incluían elementos comunes como los que se nombran a continuación:

Los componentes básicos de los mercados eléctricos obtenidos en la región se pueden resumir de la siguiente manera (Rudnick, H. 1996):

- Separación de los tres componentes de la cadena (Generación, Transmisión y Distribución) (Desintegración Vertical).
- Competencia al nivel de generación, pero sujeta a un despacho centralizado.
- Operación de la transmisión y distribución entregada en concesión.
- Construcción licenciada de las centrales hidroeléctricas, no de las termoeléctricas.
- Libre acceso, no discriminatorio, para las líneas de transporte de electricidad.
- Obligación de las distribuidoras concesionarias de abastecer su área de concesión.
- Un sistema de precios de generación y transmisión basado en los costos marginales. Los precios de distribución basados en el costo de una empresa modelo o un sistema de precios tope.
- Multas para estimular la calidad de servicio en algunos países.

A pesar de estas medidas ser similares en los diferentes países de la región no significa que fuesen idénticos, motivo por el cual para poder establecer aquellos mercados que se

deberán analizar en mayor profundidad, se presentara a continuación a aquellos países con mayor similitud al mercado eléctrico chileno.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO EN ALGUNOS PAISES DE LA REGION						
Funciones	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Peru	Ecuador
Desitegracion Vertical	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Remuneracion Generacion	Mercado	Mercado	Costo Marginal	Mercado	Costo Marginal	Mercado
Remuneracion Transmision	Precio Tope	Costo del Servicio	Costo del Servicio	Precio Tope	Estandares de eficiencia	Costo del Servicio
Remuneracion Distribucion	Precio Tope	Precio Tope	Estandares de eficiencia	Precio Tope	Estandares de eficiencia	Estandares de eficiencia
Concentracion Propiedad	Regulada	No regulada	No regulada	Regulada	Regulada	Regulada
Propiedad Transmision	Concesion	Estatad y Concesion	Privada	Estatad y Concesión	Estatad y Concesión	Privada
Operador Sistema	Generadore, Transmisores, Distribuidores, Clientes y Regulador	Generadore, Transmisores, distribuidores	Generadores	Generadores y Transmisores	Generadores y Transmisores	Generadore, Transmisores, Distribuidores, Grandes Consumidores.
Despacho de Carga	Precio declarado	Costo Auditado	Costo Auditado	Precio Declarado	Costo Auditado	Costo Auditado
Mercado Mayorista	Existe	Existe	Existe con el fin de abastecer a clientes libres	Existe	NO	Existe
Mercado Minorista	NO	NO	NO	Existe	NO	NO
Clientes Libres	100 KW	3MW	2MW (*)	100KW	1MW	650KW
Servicios Complementarios	Existe	NO	NO	NO	Existe	NO

(*) Clientes de potencias mayores a 500KW pueden también ser considerados como clientes libres.

Tabla 2.- Marco Institucional de algunos países en América del Sur [4].

De la Tabla 2, destaca las similitudes estructurales y regulatorias que posee el mercado eléctrico peruano además, frente a los avances regulatorios establecidos en el Ecuador hacen de este país atractivo de ser analizado.

En conclusión los mercados con un mayor interés en su análisis, dentro de la región, son el Mercado Eléctrico Peruano y Ecuatoriano, debido a su similitud regulatoria con el mercado eléctrico nacional y de presentar o haber presentado en el funcionamiento de sus mercados eléctricos, Autoprodutores.

Ahora bien, para aumentar el nivel de referencias internacionales y mercados aun más competitivos, es que se determino analizar el mercado español, mercado bastante competitivo, permitiendo entre otras cosas, bolsas de energía y contratos bilaterales. Finalmente, y solo para complementar antecedentes de funcionamiento de Autoprodutores, se incorporo el mercado eléctrico irlandés, que reúne datos importantes

en relación a la conexión y uso del sistema de transmisión de los Autoprodutores. A continuación se presentan cada uno de estos mercados eléctricos.

2.5. Mercado Eléctrico Peruano

2.5.1. Marco Regulatorio

La reforma que se efectuó en el sector eléctrico peruano con la promulgación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), de noviembre de 1992 y se Reglamenta en febrero de 1993 mediante el Decreto Supremo 009-93-EM (siendo en 1994 el primer año en que la reforma se aplicó plenamente en el sector), se basa en la experiencia de Chile, Argentina y Reino Unido, donde la oferta de electricidad es separada en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución. Basada en este esquema, la generación eléctrica debe realizarse dentro de un marco de libre competencia absoluta; la transmisión, mientras no esté sujeta a la competencia, debe proveer libre acceso a compradores y proveedores; y los derechos y responsabilidades de las compañías distribuidoras serán regulados de acuerdo a su condición de monopolio natural.

Con la finalidad de implantar las condiciones para un mercado eficiente y competitivo, la ley introduce la segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro del sector eléctrico, además de promover la especialización de las empresas eléctricas en cada una de dichas actividades.

Asimismo, establece el régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia, el sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran y la interconexión de los sistemas eléctricos y la administración privada de la operación bajo principios de eficiencia [4][5].

2.5.2. Descripción del Negocio Energético

El mercado eléctrico del Perú, está definido de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas 1992, la cual se basa en la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en 1982 (Chile). A continuación se resumen algunos elementos a tener presente:

- Libre acceso al Sistema de Transmisión Troncal y a los Ramales.
- Tarifas Reguladas que reflejan los costos marginales del suministro y se estructuran de modo que promuevan la eficiencia en el sector.
- Tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden, precios a nivel de generación, peajes unitarios por uso del sistema de transmisión y valor agregado de distribución (VAD).
- El VAD se basa en una empresa modelo.
- Los precios regulados no podrán variar más allá de más menos el 10% de precios de mercado libre.
- Los precios en barra, consideraran variaciones de demanda, costos marginales de corto plazo, entre otros.

Lo anterior demuestra a grandes rasgos la similitud de ambas estructuras de negocio.

Luego, de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, antes mencionada, define varios tipos de transacciones en el mercado eléctrico entre las que destacan:

- **Mercado de Servicio Público o Mercado Regulado**, destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1 MW. Los precios máximos son fijados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERGMIN), a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado de transmisión y distribución de los correspondientes sistemas económicamente adaptados.
- **Mercado libre**, para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW, y las empresas suministradoras de electricidad que puedan ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado.
- **Mercado de Oportunidad**, para transacciones puntuales, realizadas en circunstancias de demanda y/u oferta no previstas. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del Estado. Este tipo de mercado no está definido en la normatividad, sin embargo es permitido.
- **Mercado Inter Generadores**, conformado por las negociaciones entre empresas generadoras de electricidad integrantes de un sistema eléctrico interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por un Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Las transacciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el período de la transacción.

Lo anterior queda representado mediante la siguiente figura:

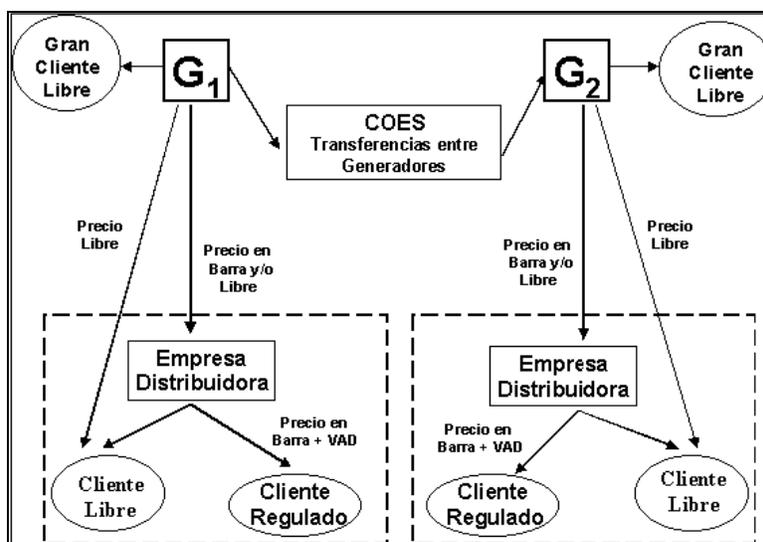


Figura 2.- Transacciones en la Industria Eléctrica del Perú [6].

2.5.3. Autoprodutor en el Mercado Eléctrico

El Autoprodutor en el mercado eléctrico peruano, surge debido a la escasa infraestructura eléctrica reinante a mediados de la década de los sesenta. Esta falta en infraestructura se vio corregida con la llegada al gobierno de las fuerzas armadas que en 1969 promovió una política de reformas donde el Estado cumplía un rol importante. En el periodo de 1972 y 1979 se produce un crecimiento en la potencia instalada del país, en un promedio de 114 MW anuales, a una tasa del 5,7%. Las inversiones realizadas por ELECTROPERU (empresa estatal encargada del sector eléctrico, actualmente con participación privada) ascendían en promedio, a US\$ 180 millones anuales. Lo que llevo a reducir la potencia instalada de los Autoprodutores (véase Tabla 3), pero a esa fecha aun no existía ninguna normativa referente a esta forma de generación.

	1970-1979	1980-1985	1980-1989	1986-1990	1990-1993	1994-1995
Inversiones en US\$ Millones de 1995, promedios anuales por período	178.6	656	490	222.2	96.4	30.6
Inversiones, %PBI promedio anual por período	0.52	1.74	1.29	0.57	0.24	0.05
Adición promedio de potencia anual en MW						
ELECTROPERU	85	88	75	45	49	106
Autoprodutores	29	8	18	1	-13	0
Variación Porcentual de la Potencial Instalada						
ELECTROPERU	73	4.6	3.5	2.1	2.2	7.1
Autoprodutores	3.5	0.8	1.7	0.1	-1.3	0

Tabla 3.- Indicadores relevantes de la evolución del sector eléctrico del Perú (1970-1975) [7].

Durante el periodo de 1980 y 1985, se aprecia una disminución de la inversión en el sector eléctrico, lo que provoco que la potencia instalada disminuyera a un promedio de 46MW anuales. Alrededor de 1990 el nivel de electrificación en el Perú llegaba solamente a un 53% y en algunos departamentos o regiones, solo a un 10%. La carencia de oferta eléctrica, reforzada con ataques terroristas a infraestructuras eléctricas y falta de mantenimiento por parte de la administración pública, produjeron severos racionamientos y discontinuidades del servicio, lo que volvió a reforzar a los Autoprodutores en el sector, principalmente en clientes mineros, quienes requerían asegurar su abastecimiento. Es en esta situación, en que surge una normativa a los Autoprodutores, denominada “Norma de Autoprodutores de Energía Eléctrica y Plantas Eléctricas de Emergencia” el 27 de Marzo de 1987 [8]. El objetivo de la norma, era establecer los procedimientos y trámites que debían seguir las personas naturales o jurídicas a modo de obtener del Ministerio de Energía y Minas, autorización para realizar actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica que requieran para uso, como Autoprodutores de energía eléctrica o para operar plantas eléctricas de emergencia.

En dicha norma se define al Autoprodutor de la siguiente manera:

“Persona natural o jurídica que subsidiariamente a sus actividades principales produce, previa autorización de la entidad competente, energía eléctrica destinada total o parcialmente a satisfacer sus propias necesidades...”

Destacando lo siguiente:

“... pudiendo también efectuar actividades de transmisión y/o distribución, con ese fin. No menos del 50% de su generación estará destinada a cubrir sus necesidades propias”.

Ahora bien, la norma diferencia a los Autoproductores capaces de cubrir la totalidad de sus consumos con aquellos que solo lo hacen a modo de cubrir deficiencias de las empresas de servicio público. Definiéndolos como Autoprodutor Permanente y Autoprodutor No Permanente, donde

Autoprodutor Permanente: Es aquel cuyo centro de producción requiere permanentemente de solo su propia fuente de generación eléctrica para la cobertura total o parcial de su demanda.

Autoprodutor No Permanente: Es aquel que produce energía eléctrica para suplir las deficiencias de las Empresas de Servicio Público de Electricidad, cuando esta se encuentra imposibilitada de:

- Atender el suministro contratado en forma continua
- Entregar la totalidad de carga contratada en las condiciones requeridas por el usuario,
- Atender la solicitud de aumento de carga contratada en un plazo no mayor de doce (12) meses de presentada la correspondiente solicitud.

Dentro de la misma norma, se define la contratación de los excedentes de Potencia de Energía Eléctrica donde se señala, que es un contrato suscrito entre un Autoprodutor y la Empresa de Servicio Público de Electricidad, donde se establecen las condiciones del suministro de los excedentes de potencia y energía eléctrica que puede disponer permanentemente el Autoprodutor.

De acuerdo a la norma, para ser autorizado a operar como Autoprodutor se debe analizar si es que existe o no la factibilidad que las Empresas de Servicio Público suministrasen el suministro eléctrico, además dependiendo de si era mayor o menor 500kW, necesitaba de datos especiales.

Se establece además un pago por parte de los Autoproductores permanentes, al Fondo de Desarrollo Eléctrico (administrado por ELECTROPERU), destinado a financiar obras de electrificación de interés social.

Uno de los mayores Autoproductores que existían en el sector, era la Empresa Minera Centromin Perú S.A., con una capacidad instalada de 180MW, sin embargo, esta empresa a finales del año 1996 deja de ser Autoprodutora, provocando en ese año una caída del nivel de generación de Autoproductores de un 39,2% [9].

Actualmente de acuerdo al Ministerio de Energía y Minas del Perú, la norma de Autoproductores no continua vigente, debido a la publicación de la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 y su posterior reglamento, que establece un nuevo marco legal, en el

cual un Autoprodutor responde de la misma manera que una empresa de generación en el sistema [10]. Señalado además en la LCE, dentro de las disposiciones transitorias sexta, donde se establece lo siguiente

“Todas las empresas que efectúan actividades de generación, transmisión y distribución, incluidos los autoprodutores, que requieren de concesión o autorización, de acuerdo a las disposiciones de la presente Ley, deberán adecuarse a esta en un plazo de trescientos sesenta (360) días calendarios a partir de su entrada en vigencia”

Esta es la única referencia hacia un Autoprodutor dentro del marco legal actualmente vigente, donde se establece que los Autoprodutores se adecuaran a la nueva ley.

Finalmente, como se comento anteriormente, en la Ley de Concesiones Eléctricas, ni en su reglamento, se encuentra definido el Autoprodutor, solo se establece en la norma antes comentada. Por tanto, en el marco que persigue el capítulo, se considerara la estructura definida en la norma de 1987.

2.6. Mercado Eléctrico del Ecuador

2.6.1. Un poco de Historia y Marco Regulatorio

Ecuador no estuvo al margen de la política reformista en el sector eléctrico, de manera de reemplazar una estructura centrada alrededor de empresas que controlaban todo un subsector para dar paso a sistemas donde la competencia tiene como objetivo el beneficiar a los clientes con mejores precios y un mejor servicio. Es así que en octubre de 1996, es expedida la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y su Reglamento General, modificando con ella la estructura que existía hasta la fecha. El objetivo de la reforma se basa en la segmentación y separación jurídica y económica de las actividades de negocios: generación, transmisión, distribución y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista [3] [11].

El ámbito de aplicación de la ley, es regular actividades de generación de energía eléctrica, cuando la producción de esta, es inyectada al Sistema Nacional Interconectado¹ (S.N.I.), o en un sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía, así como también su importación y exportación [11]. Actualmente el estado del Ecuador se encuentra interconectado con los países de Colombia y Perú. Se conecta con Colombia mediante dos líneas a 138 KV y 230 KV, Ipiales-Tulcán y Jamondino-Pomasqui respectivamente, importando en el año 2006 una cantidad de 1.570 GWh, con un costo de US\$ 124,98 millones a un precio medio de 7,96 US\$ ¢/kWh y exportando 1,07 GWh con un facturación de US\$ 49.711 a un precio medio de 4,64 US\$ ¢/kWh [12].

¹ Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centro de generación y centros de consume, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

El funcionamiento del organismo regulador del sector eléctrico, Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), debió esperar más de un año, para recién iniciar su funcionamiento en noviembre de 1977. Es más, recién en abril de 1999 inicia la operación la nueva estructura del sector al construir un mercado eléctrico mayorista donde se realizan transacciones entre los agentes del mercado.

A continuación se analizara la estructura de operación del negocio eléctrico en Ecuador.

2.6.2. Descripción del Negocio Energético

El negocio energético, se encuentra totalmente definido dentro de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, razón por la cual se procederá a definir cada una de las posibilidades de negocio en ella establecida.

Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico mayorista (MEM) está constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que en este mercado se ejecutan son, ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. En este mercado se establecen la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico celebradas por:

- Generadores
- Generadores y Distribuidores
- Generadores y Grandes Consumidores
- Transacciones de exportación e importación de energía y potencia.

A continuación se detallan las opciones de transacción permitidas en el mercado mencionadas anteriormente:

Contratos a Plazo

Son contratos que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre:

- Generadores y Grandes Consumidores
- Generadores y Distribuidores

Estos contratos de suministro deben tener una duración mínima de un año, que serán cumplidos a través del CENACE.

Los contratos a plazo deben ser cumplidos por los generadores independientemente que sus unidades de generación hayan sido o no despachados por el CENACE. En caso que el generador no haya sido despachado, el vendedor debe cumplir con su contrato por medio de aquellos generadores que hayan sido despachados por el CENACE, en este caso el

vendedor percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando según sea el caso al generador que haya resultado despachado al precio que corresponda.

Mercado Ocasional

Consiste en la venta de energía por periodos horario, para lo cual los generadores pueden vender su energía y por su parte, los generadores, distribuidores y grandes consumidores comprar esta energía. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), debe comunicar a todos que participen del mercado, el precio de la energía para cada uno de estos periodos horarios, el cual será igual para todas las ventas realizadas durante el mismo. A este precio se agrega el valor del cargo por capacidad o potencia.

Las transacciones dentro de dicho mercado se ajustan a las siguientes reglas:

- Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el CENACE.
- Las compras que realicen los generadores, distribuidores y grandes consumidores en este mercado se valorizan al precio marginal horario que fija el CENACE.

A este precio se agregara el valor del costo de capacidad o potencia y el costo por pérdidas del sistema de transmisión.

Existe una remuneración a los generadores que no se encuentra analizada en los puntos anteriores, el cual es la remuneración de la potencia disponible no despachada en el mercado ocasional, que se explica a continuación.

Remuneración de la Potencia Disponible no Despachada en el Mercado Ocasional

El CENACE fija de manera trimestral la reserva máxima de potencia puesta a disposición que el sistema requiere para el cumplimiento de normas de calidad de servicio fijadas por el CONELEC bajo condiciones de operación normal.

Los generadores que ponen a disposición del mercado mayorista unidades de generación que no están comprometidos en contratos de plazo y que no resulten ser despachados, recibirán por parte de distribuidores y grandes consumidores una compensación mensual por el tiempo que tuvo a disposición su potencia en los tramos horarios [11].

Prioridades de Despacho de las Unidades

El despacho económico horario se ejecuta en orden de merito establecido según costos variables de producción declarado por el generador, comenzando por la planta hidroeléctrica o unidad termoelectrica que tenga el menor costo variable de generación, seguida por la siguiente planta o unidad de menor costo variable y así sucesivamente [14].

Una vez analizada la estructura del Autoproductor que a continuación se presenta, se resumirá la estructura de negocio mediante un grafico auto explicativo.

2.6.3. Autoprodutor en el Mercado Eléctrico del Ecuador

Los Autoprodutores en Ecuador, se encuentran regidos por la regulación llamada “Participación De Los Autoprodutores con sus Excedentes de Generación”, en la cual se establece definiciones, habilitación de unidades, calificación de sus excedentes, transacciones permitidas en el mercado, pago de peajes, etc., todas estas regulaciones serán presentadas a continuación:

Definición

Un Autoprodutor, es un productor independiente de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) o de los sistemas aislados.

La energía reservada para su consumo propio no puede ser menor al 30% de su producción total de energía.

Se entiende por consumo propio, potencia y energía excedente, energía con/sin garantía de potencia a:

Consumo Propio: Es la demanda de potencia y energía de la instalación o instalaciones de una persona natural o jurídica que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en la empresa Autoprodutora. Las instalaciones o empresas que bajo la categoría de consumo propio sean servidas por el Autoprodutor pueden estar físicamente separadas de la central generadora.

Para determinar el consumo propio total de un Autoprodutor, se suman todos los consumos calificados como tales, y la diferencia entre este valor y la capacidad total de generación del Autoprodutor, se considera como excedente.

Potencia Excedente: Es la diferencia entre la potencia efectiva² de la central del Autoprodutor y la potencia que el Autoprodutor se reserva para su consumo propio, cuya magnitud consta en el contrato suscrito con el CONELEC.

Energía Excedente: Es la diferencia entre la energía firme garantizada de la Central del Autoprodutor y la energía que se reserva para su consumo propio, cuya magnitud consta en el contrato suscrito con el CONELEC.

La energía excedente no puede ser mayor al 30% de la producción total de energía del Autoprodutor.

Energía con Garantía de Potencia: Es la energía que, siendo parte de la energía reservada para consumo propio, el Autoprodutor puede poner a disposición de terceros con una

² Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad Generadora bajo condiciones normales de operación.

disponibilidad garantizada de potencia, durante períodos plenamente identificados con anticipación.

Energía sin Garantía de Potencia: Es la energía que, a causa de las fluctuaciones de la curva de Consumo Propio, un Autoprodutor puede poner a disposición del Mercado, sin una disponibilidad garantizada de potencia.

Comercialización de los Excedentes y Transacciones

Toda persona natural o jurídica, con una concesión, permiso o licencia del CONELEC para instalar plantas de generación eléctrica para autoabastecimiento y disponga de excedentes de energía y desee colocarlos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debe solicitar al CONELEC autorización para participar en el MEM con sus excedentes como Generador. Esta autorización debe constar en el contrato respectivo que se suscriba con el CONELEC [15].

Los Autoprodutores sin venta de excedentes de energía eléctrica en el MEM cuyas unidades se encuentren efectivamente instaladas y en operación, podrán realizar contratos representativos de potencia y energía eléctrica con otros Autoprodutores con excedentes o bien con generadores de manera de estabilizar la oferta de energía anual del sistema [13].

En relación a los excedentes que el Autoprodutor ponga a disposición, serán considerados como provenientes de la producción de un Agente Generador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debido a esto, el Autoprodutor deberá cumplir con las mismas disposiciones que rigen a un Generador en el mercado.

Los excedentes de potencia y energía pueden ser vendidos mediante contratos a plazo con Distribuidores o con Grandes consumidores o en el mercado ocasional.

En relación a sistemas no incorporados al S.I.N., el Autoprodutor podrá vender sus excedentes a otros clientes, con autorización del Distribuidor respectivo, cuando [15]:

- a) El Distribuidor que tenga la concesión en esa zona, no pueda dar el servicio directamente a dicho cliente; y, también
- b) Cuando las facilidades de las instalaciones y la cercanía física del cliente, justifiquen el abastecimiento por parte del Autoprodutor.

Despacho de un Autoprodutor

Para el despacho de la generación que disponga un Autoprodutor, se establecen los siguientes casos:

- a) En el caso en que las instalaciones de la planta generadora se encuentre físicamente junto al consumo propio, se encontrara sujeta al despacho centralizado, por parte del CENACE, solamente aquella componente de generación del Autoprodutor que haya sido calificada como excedente y que se comercialice a través del Mercado Eléctrico Mayorista.

El Autoprodutor deberá informar sobre la producción destinada para su Consumo Propio y coordinarse con el CENACE, la operación de su planta.

b) En el caso en que sea necesario utilizar redes de transmisión de terceros (transmisión y/o distribución) para transportar energía para su consumo propio, estará sujeta al despacho centralizado por parte del CENACE toda la generación del Autoprodutor, de manera similar a los que se establece para el despacho de un generador.

Pago por el uso del Sistema de Transmisión

El Autoprodutor debe pagar los montos correspondientes a tarifas de transmisión y peajes de distribución según corresponda, cuando la comercialización de sus excedentes en el MEM o de abastecimiento a su Consumo Propio, utilice las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión o de un Distribuidor.

El peaje de distribución será el que corresponda a la Empresa Distribuidora donde se encuentre ubicado el Consumo Propio del Autoprodutor.

Remuneración por Potencia

Un Autoprodutor, en su condición de vendedor de excedentes en el Mercado Eléctrico Mayorista, recibirá remuneración por potencia únicamente por los excedentes que ponga a disposición del Mercado, recibiendo el tratamiento de un generador.

Participación y Liquidación en el MEM del Autoprodutor

a) Las magnitudes de potencia y energía, comprometidas para los consumos propios del Autoprodutor, se las tratara de manera similar a un contrato de suministro que, en este caso sería entre Autoprodutor – generador con Autoprodutor – consumo propio.

b) Los cargos del mercado ocasional que correspondan por los servicios dados a los Consumos Propios del Autoprodutor, se facturaran de manera similar al aplicado a los Grandes Consumidores.

Compra de Energía en el Mercado Ocasional

Si por alguna razón, el Autoprodutor no pudiese abastecer su propio consumo, podrá comprar energía en el Mercado Ocasional, bajo el mismo tratamiento que se aplica para el caso que un generador no pueda abastecer un contrato de venta de energía con su propia producción.

Cuando el Autoprodutor deba recibir energía desde el MEM, por no poder abastecer su consumo propio o la totalidad de su demanda en contrato, la factura por esta energía recibida incluirá todos los cargos correspondientes a este servicio.

La normativa antes presentada, establece el marco de operación y regulación de los Autoprodutores en el mercado eléctrico del Ecuador, siendo una de las bases regulatorias más importantes utilizadas en el desarrollo de la memoria.

Finalmente se presenta la estructura del negocio resumida, de acuerdo a las características del mercado antes detallada:

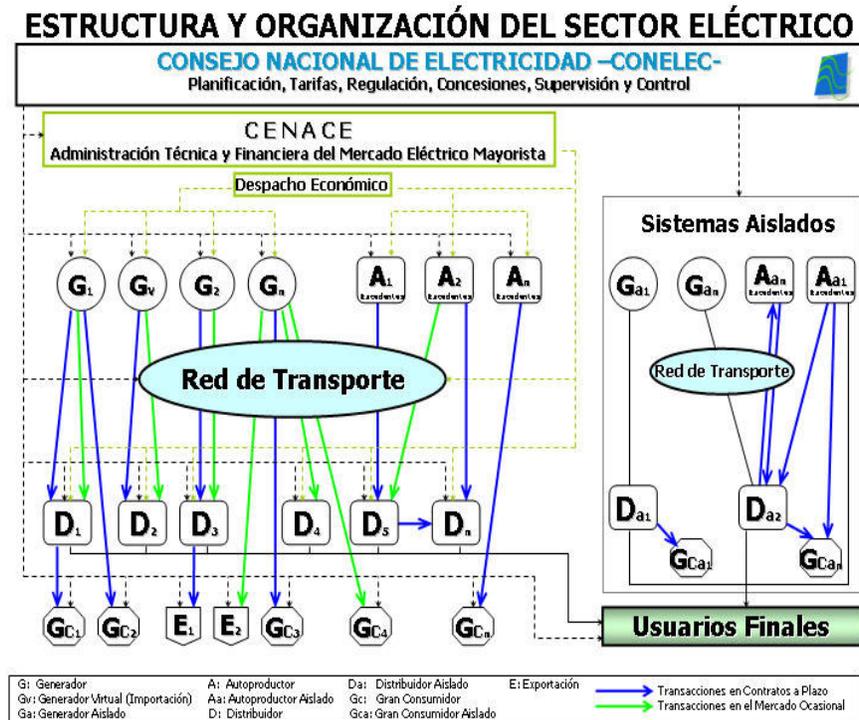


Figura 3.- Estructura del Negocio Energético Ecuatoriano [16].

2.7. Mercado Eléctrico Español

2.7.1. Descripción del Mercado Eléctrico Español

El funcionamiento del sistema eléctrico Español se encomienda a dos entidades independientes, que son el operador del mercado y el operador del sistema[57].

La gestión de los **mercados diario e intradiario** está encomendada al **Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (OMEL)**, que, además es responsable de la liquidación y comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que dé lugar la energía contratada en los citados mercado diario e intradiario de producción de electricidad.

La gestión técnica del sistema eléctrico está encomendada al **Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE)**, a quien corresponde la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento de los servicios de ajuste del sistema, de las desviaciones producidas en el mercado de producción de energía eléctrica, así como la liquidación y comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que den lugar los servicios de ajuste del sistema y la garantía de potencia.

En cuanto a su organización, el mercado de producción de energía eléctrica se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los sujetos del mercado en las sesiones del mercado diario, intradiario, contratación bilateral, contratación a plazo, así como de la aplicación de los servicios de ajuste del sistema y de las desviaciones que se produzcan en el mercado.

Los sujetos del mercado son las entidades habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Pueden actuar como sujetos del mercado, los productores, agentes externos, distribuidores y comercializadores de electricidad así como los consumidores de energía eléctrica y los representantes de cualquiera de los sujetos citados.

La denominación de agentes del mercado diario de producción se reserva para los sujetos del mercado que participen en los mercados diario o intradiario de producción.

Por tanto, los sujetos del mercado pueden acudir al mismo como agentes del mercado diario o celebrar contratos bilaterales, que una vez declarados, su ejecución pasa a ser firme con los mismos derechos y obligaciones que las transacciones del mercado organizado.

De esta manera, pueden coexistir la contratación en un mercado organizado oficial (suministro a plazo, mercado diario y mercado intradiario), con la contratación externa al mercado organizado (bilaterales de suministro entre productores, comercializadores y consumidores, e incluso, contratos financieros), siendo una finalidad primordial de dicho mercado organizado posibilitar a los agentes un sistema de contratación en condiciones de igualdad para todos ellos, proporcionando una correcta formación de los precios.

2.7.2. Mercados diario e intradiario

Ambos mercados están basados en la formación de una curva de oferta y otra de demanda, que se construyen a partir de las ofertas de venta y adquisición respectivamente, para cada hora, cuya intersección permite establecer el punto de equilibrio del mercado y el resultado de la casación.

2.7.3. Autoproducción en el Mercado Eléctrico

Una de las modificaciones efectuadas a la ley 54/1997, que a la fecha se encuentran (año 2007), es el marco en que un Autoproducción puede ser considerado, debido a que originalmente se estipulaba separadamente de los productores capaces de efectuar suministro eléctrico, y a la fecha es posible englobarlo dentro de la definición de un productor [17].

Por este motivo que en la ley 54/1997, actualizada con las reformas efectuadas, el Autoproducción donde antes se establecía de manera separada, puede formar parte del productor con esta nueva definición, permite como se verá más adelante, a participar en el mercado como un productor en régimen especial (dependiendo si califica) u ordinario, lo

cual queda determinado si es que el Autoprodutor dispone de potencia excedentaria, luego de abastecer a sus consumos.

El Autoprodutor puede participar en el mercado eléctrico, a través del régimen especial, sin desmedro a ser capaz de participar en el régimen ordinario, sin embargo, este trato en el mercado no permitirá poseer condiciones especiales con respecto a otros participantes. De acuerdo al funcionamiento del mismo, se permite a un productor de energía eléctrica, efectuar ofertas de ventas de energía, cuando no se encuentren acogidos a sistemas de contratación bilateral o a plazo, dependiendo de su capacidad instalada de generación, donde se establece que:

- Aquellas unidades de producción de energía eléctrica cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación.
- Las unidades de producción de energía eléctrica no incluidas anteriormente, podrán realizar ofertas económicas al operador del mercado para aquellos períodos de programación que estimen oportunos [17].

Estas opciones están establecidas para un productor en régimen ordinario, sin embargo, si el Autoprodutor califica para participar del régimen especial, puede participar del mercado como se establece a continuación:

- Los productores de energía eléctrica en régimen especial podrán incorporar al sistema su energía excedentaria sin someterse al sistema de ofertas.
- Los productores en régimen especial deberán llevar sus contabilidades internas de manera separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean [18].

Finalmente, el Autoprodutor por el hecho de serlo, participa del mercado como se establece a continuación:

- Los Autoprodutores podrán incorporar al sistema su energía cuando la misma tenga por objeto abastecer a sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales, cuando su participación sea mayoritaria, debiendo abonar los costos permanentes del sistema, en la proporción que reglamentariamente se determine, cuando dicho abastecimiento exija el uso de redes de transporte o distribución. Si realizado dicho abastecimiento, estos Autoprodutores tuvieran energía excedentaria, la misma habrá de someterse dentro del régimen ordinario (analizado anteriormente), siempre y cuando esta producción no se encuentre calificada en régimen especial [17].

Cabe señalar que no tendrán consideraciones de Autoprodutor aquellas empresas, nacionales o extranjeras, que directamente realicen algunas de las actividades de operación del sistema, el transporte y la distribución [17].

Del Acceso a la red de transporte

Tienen el derecho de acceso a la red de transporte, los productores, los Autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos, los consumidores

cualificados y aquellos sujetos no nacionales autorizados que puedan realizar tránsitos de electricidad entre grandes redes.

Este derecho sólo puede ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se debe exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro.

Del Régimen Especial

El primer Real Decreto que regulaba el régimen especial del mercado, fue el REAL DECRETO 436 con fecha, 12 de marzo del 2004, este decreto fue reformado el 25 de mayo del 2007, por medio del REAL DECRETO 661/2007 que actualmente regula este régimen.

En dicho decreto se considera que el titular de la instalación sometida al régimen puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al productor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costos, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costos no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

2.8. Mercado Eléctrico República de Irlanda

El mercado Irlandés a sufrido en los últimos años una serie de reformas para permitir una mayor competitividad en el sector, y cuyo objetivo principal es preparar al mercado a la formación de un mercado único de energía (Single Energy Market, SEM), entre la República de Irlanda e Irlanda del Norte, que desde Julio del 2007 inicio su funcionamiento.

Ahora bien, el objetivo que se persigue es conocer la operación que tienen los Autoproductores en los mercados, por este motivo se explicara el funcionamiento previo a esta formación de mercado, debido a que la regulación existente sobre Autoproductores se realiza a partir del año 2003. Por lo señalado anteriormente, los análisis futuros se enmarcan dentro del 2006 y anteriores.

2.8.1. Marco Legislativo

En 1996, para facilitar la creación de un mercado de electricidad único en la Unión Europea, se adopto la directiva 96/92/EC de la Comunidad Europea de Energía. Esta Directiva provee el marco para los países participantes, incluyendo Irlanda, para introducir

competencia en los mercados eléctricos nacionales sobre una fase básica. En el año 2003, la Directiva 2003/54/EC se preocupa de las reglas comunes de los Mercados Internos en Electricidad y revoca la Directiva 96/92/EC adoptada. Esta directiva establece reglas comunes para la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad. Establece las reglas referente a la organización y funcionamiento del sector eléctrico, acceso al mercado y los sistemas de operación, esta directiva es reforzada legalmente con instrumentos estatutarios numero 60 y 287 en el 2005 y 524 el 2006 [19].

La liberación del mercado comenzó en Febrero del 2000, con la apertura del mercado en un 28%, permitiendo a los mayores consumidores de electricidad elegir a su suministrador a su elección. Los consumidores que se les permitía elegir, dependía de sus consumos, 4GWh por año en uno o más de sus instalaciones. La segunda fase de liberalización del mercado permitió a consumidores no domésticos con un consumo mayor a 1GWh por año, elegir a sus suministradores. A mediados del año 2005, se permite a todo consumidor independiente de su nivel de consumo participar del mercado [20].

2.8.2. Estructura y Funcionamiento del Mercado Eléctrico Irlandés

El mercado puede ser dividido en tres sectores distintos: Generación, transmisión/distribución y suministrador (Distribuidor). Las empresas de servicio público grandes son ESB y Viridian, están verticalmente integradas y están comprometidas ambas en generación de electricidad y suministro. Sin embargo, existen varios generadores y suministradores activos no integrados en el mercado, como “Synergen” (Generador) y “Board Gáis Energy Supply” (Suministrador o Distribuidor). No obstante, ESB es el jugador dominante en los tres sectores del mercado.

Eigrid (ó *ESB National Grid*, entidad legalmente independiente de ESB) actúa como el Operado del Sistema de Transmisión (Transmission System Operator, TSO), mientras que la Red de Distribución continúa mantenida por la RED ESB (ESB Network).

Funcionamiento del Mercado

El funcionamiento del mercado, está basado en la llamada planificación del mercado de energía (Market Arrangement Energy) o MAE. El MAE es un mercado mayorista centralizado de electricidad (*centralised wholesale electricity market*). Toda la electricidad generada y consumida es obtenida a través de este Mercado Spot. Generadores deben vender toda su electricidad al mercado y toda la electricidad consumida es comprada por los suministradores participantes directamente del Mercado Spot. Consumidores que deseen participar directamente en el Mercado Mayorista requieren de una licencia de suministrador (*licence supply*).

La electricidad es comprada y vendida en el Mercado Spot mediante un mecanismo de casación o despeje de mercado (*Market Clearing Mechanism*). El precio de casación del mercado, es el mismo para todos los vendedores (Generadores) en la misma posición en el sistema de transmisión para cada Periodo de Negocio (Trading Period). Compradores del mercado pagan un precio en el mercado mayorista spot (Wholesale Spot Market),

independientemente de la ubicación de su demanda. El Operador del Mercado y del Sistema (System and Market Operator, SMO) debe resolver todos los negocios en el Mercado Spot.

El sistema de potencia es despachado y controlado por el Operador del Mercado y del Sistema (SMO) de acuerdo con el Mercado Spot, situación de la Red y otros procedimientos acordados. El SMO es responsable por [21]:

- Estimar Requerimientos del Sistema (Demandas, Reservas, Reservas de Seguridad, etc.)
- Publicar Instrucciones del Despacho.
- Adquirir y usar reservas y otros servicios auxiliares.

Los Generadores proveen de ofertas al SMO por cada Periodo de Negocio (Charging Period) y pueden modificar su oferta hasta el cierre del periodo. Los generadores son responsables de sus unidades de generación, y deben realizar estrategias de ofertas considerando niveles de operación y rentabilidad. Los Generadores, no reciben pagos por partida (Start-Up) o detención (Shut-Down) de sus unidades y tampoco reciben pagos separados de capacidad [22].

Un suministrador puede elegir toda o parte de su demanda ser considerada como despachable por el SMO, lo cual, debe ser certificado. El saldo de la demanda por tanto, es considerada como no despachable. Para la demanda despachable el suministrador entregara ofertas para cada Periodo de Negocio (Charging Period) y podrá modificar su oferta hasta el cierre del periodo. La demanda despachable será similar a generador con potencia negativa [22].

La operación del suministro de reservas será co-optimizada con el mercado de energía para asegurar el despacho de energía y de reservas al unísono y permitir una asignación óptima de ambos simultáneamente [22].

Contratos Bilaterales entre Generadores de Electricidad y los suministradores en este mercado no está directamente relacionado con entrega física de potencia. Los contratos tienen la forma de instrumentos financieros que permiten a las partes compensar riesgos financieros en la participación Mercado Spot Obligatorio (Mandatory Spot Market) [21].

2.8.3. Autoprodutor en el Mercado Eléctrico Irlandés

La regulación de los Autoprodutores en el mercado, está establecida por la Comisión para la Regulación de la Energía (Commission for Energy Regulation, CER) en la cual define las consideraciones que a ellos aplica en relación a los cobros sobre el sistema de transmisión. Es necesario precisar que esta regulación, se encuentra inmersa en el marco del mercado de la República de Irlanda, previa a la conformación del mercado único de energía (SEM), Julio 2007, para la isla de Irlanda y a modificaciones reglamentarias realizadas en el año 2005.

La definición de Autoprodutor se encuentra dentro de las Directivas y Regulaciones de la Unión Europea, donde en la Directiva 96/922/EC se establece la siguiente definición para un Autoprodutor:

“Autoprodutor será la persona natural o jurídica que genere electricidad esencialmente para su propio uso”

Esta definición bastante ambigua no diferenciaba la procedencia de la generación (ejemplo cogeneración) ni distingue los tratos a distintas categorías de Autoprodutores, además en la regulación de electricidad irlandés o en legislaciones secundarias, no se encuentra considerado el termino de Autoprodutor. En cambio el concepto de generación por combinación de calor y energía (CHP) o cogeneración, si es considerada dentro de la ley irlandesa de 1999, en donde se establece un régimen de licencia especial para generadores y suministradores CHP. Desde 2001 los suministradores con generación basada en CHP están posibilitados para suministrar de energía a todos los consumidores.

Es por este motivo que a partir del año 2000, la Comisión para la Regulación de la Energía (CER) ha tratado de establecer con mayor claridad los tratos que tienen esta forma de generación con respecto al sistema de transmisión y también su definición, regulación que queda establecida a fines del 2003, mediante el documento llamado “Cargos sobre la red para Autoprodutores y productores CHP, Septiembre 2003” (Network Charges for Autoproducers and CHP producers, September 2003 CER/03/237). Es posible por tanto, establecer lo siguiente:

Un Autoprodutor es aquella persona que ha entrado en un acuerdo de conexión con el DSO o el TSO, vale decir, el operador del sistema de distribución o el operador del sistema de transmisión respectivamente, y que genere y consuma electricidad en una “Premisa Única³”, o quien en nombre de otra persona genere electricidad en la “Premisa Única”, esencialmente para el consumo propio de esta persona, en la “Premisa Única”.

Un productor CHP o cogenerador, es una persona quien genere electricidad a través de un proceso combinado de calor y energía (Combined Heat and Power⁴) autorizado por la Comisión (CER).

Esta definición de un productor CHP, es diferente de un Autoprodutor, y desconoce el uso hecho con la electricidad generada por la persona. Por tanto, muchos, aunque no todos, Autoprodutores son considerados como productores CHP y viceversa.

Ahora bien, Autoprodutores y productores CHP, son tratados de la misma forma en relación a los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión.

- En relación al uso que se hace de la red se establece lo siguiente:

³ Una o más estructuras o construcciones, ocupadas y usadas por una persona, donde cada construcción o estructura adyacente a, o contigua con, las otras estructuras o construcciones (Definición establecida en la Ley de Regulación Eléctrica de 1999).

⁴ Producción simultanea de calor y electricidad utilizable desde un proceso termo-dinámico integrado donde la eficiencia operativa del proceso total, basado en el valor calorífico bruto del combustible usado y definido como la razón de la energía de salida útilmente aprovechada y la energía de entrada, es mayor que 70% y donde el proceso termo-dinámico integrado satisface criterios tanto técnicos, operacionales, económicos y ambientales especificados de vez en cuando por el Ministerio, consultado con la Comisión (Definición establecida en la Ley de Regulación Eléctrica de 1999).

Autoprodutores y Productores CHP se califican de acuerdo al uso predominante estimado que hacen de la red de transmisión o distribución.

Autoprodutores y Productores CHP que poseen una Capacidad Máxima Importada (Maximum Import Capacity, MIC) mayor o igual a su Capacidad Máxima Exportada (Maximum Export Capacity, MEC), son considerados usuarios de la red predominantemente para la importación de electricidad y son denominados, por conveniencia, como “Autoprodutores Importadores” y “Productores CHP Importadores” respectivamente. En cambio, cuando se tiene un MEC mayor o igual al MIC son considerados usuarios de la red predominantemente para la exportación de electricidad, y son denominados, por conveniencia, como “Autoprodutores Exportadores” y “Productores CHP Exportadores”, respectivamente.

El MIC y MEC de los Autoprodutores y Productores CHP son determinados por los términos de sus contratos con el TSO (Transmission System Operator) o el DSO (Distribution System Operator), según sea el caso.

- Cargos por Conexión

Para los Autoprodutores y Productores CHP Importadores, tienen un cargo por conexión al sistema de transmisión o, cuando sea apropiado, al sistema de distribución, en la misma forma que se aplica a un Consumidor Final⁵. El cargo de conexión serán sobre la base de su capacidad máxima importada (MIC), cargos adicionales relacionados con exportación de energía serán a cargo de ellos.

Para los Autoprodutores y Productores CHP Exportadores, tienen un cargo por conexión al sistema de transmisión o al sistema de distribución, según sea el caso, en la misma forma que se aplica a un generador⁶. El cargo se basara sobre sus Capacidades Máximas de Exportación (MEC).

Cuando existe un consumidor que ya ha pactado una Capacidad Máxima Importada (MIC) e instala generación a tal punto de convertirse en un Autoprodutor Exportador o un Productor CHP exportador, a ese consumidor se le cargaran los costos por conexión basados en la cantidad de MEC aumentados en aquella porción de costos por conexión que no han sido considerados por los cargos por el uso del sistema de transmisión o de Distribución, menos cualquier cargo de conexión relacionado a sus Capacidades Máximas de Importación (MIC).

- Mínimos niveles de cargos por el uso del sistema de transmisión.

⁵ Persona suministrada de electricidad a sus Premisas Únicas para el consumo de esas premisas (Definición establecida en la Ley de Regulación Eléctrica de 1999).

⁶ Generadores conectados al sistema de distribución no pagan cargos por el uso del sistema de distribución para exportar energía, sin embargo, ese generador pagara anualmente cargos por el mantenimiento y operación asociados con la conexión (Comisión para la Regulación de la Energía CER, Septiembre 2003).

Cuando cualquier Autoprodutor o Produtor CHP conectados al sistema de distribución tienen una Capacidad Máxima de Exportación (MEC) menor que 10MW esa persona no se la relacionaran con cargos de generador sobre cobros de uso del sistema de transmisión.

El desarrollo anterior entrega las condiciones y formas en que Autoprodutores son considerados en con respecto al pago del sistema de transmisión y el papel que a ellos les compete.

2.9. Conclusiones

De la investigación en los países internacionales, se pudo extraer las siguientes conclusiones: el mercado peruano previo a absorber dentro del comportamiento de un generador, a los Autoprodutores, era fundamental que estos cumplieran con una cuota de un 50% de su generación para ser destinada a sus consumos, permitiéndose la comercialización de sus excedentes con el sistema. Uno de los factores importantes, es la planificación de su mercado, en el cual se incorpora dentro de este, el nivel de generación y consumos de los Autoprodutores, de esta manera se mantiene una estadística y reserva de potencia en el mercado, considerando su operación y así estimar, las centrales futuras a instalar y calculo de precios de energía y potencia. En el mercado ecuatoriano, similar a lo aplicado en el Perú, es el destino que debe tener la generación de un Autoprodutor, el cual, requiere destinar del total de su producción, un 30% hacia sus consumos. Lo anterior marca una tendencia en lo que ha este tema respecta.

En el mercado eléctrico ecuatoriano, la regulación hacia los Autoprodutores es mayor, ya que, su generación es bastante importante al cubrir cerca de un 11% de la potencia efectiva total [12]. Además, se permite y regula, la comercialización de energía y potencia proveniente de Autoprodutores, estableciéndose distintos tipos de clasificaciones. Destaca la forma de despacho, pago al sistema de transmisión y remuneración por la potencia entregada al sistema. Todos estos antecedentes son los que constituirán los pilares para establecer un modelo aplicable en el mercado eléctrico chileno.

Del mercado de la República de Irlanda se extrajo un tendencia para el pago al sistema de transmisión por el uso que los Autoprodutores tienen de este sistema, el cual, a groso modo, si la potencia es retirada principalmente del sistema, pagan una tarifa equivalente a un consumidor y viceversa, si inyectan potencia y energía, pagan una tarifa equivalente a la de un generador. De manera similar, es la regulación en el mercado ecuatoriano, lo que nuevamente, entrega una tendencia de cómo se trata a un Autoprodutor en esta materia que será aplicada a la hora de establecer un modelo en Chile.

Dentro de los países analizados, destaca el mercado eléctrico español, que constituye, una apreciación futura del comportamiento que se espera tenga en un mercado mucho más competitivo, en este, el Autoprodutor debe someterse directamente a las mismas regulaciones aplicables a los generadores. Permittedose por tanto, entre otras, participar con su potencia excedentaria en las transacciones de la bolsa de energía, y comprar al mismo tiempo, energía y potencia. Cabe señalar que existen algunas consideraciones

especiales, debido a que puede optar a algunas formas de participación (régimen especial), que dependen del nivel de potencia disponible y tipo de fuente de generación.

Finalmente con todos estos antecedentes analizados y considerando el funcionamiento del mercado eléctrico nacional, es posible establecer un marco en el cual los Autoprodutores, puedan participar del mercado eléctrico y formar parte de la matriz de generación.

3. Modelo del Autoprodutor y Su posible Aplicación en el Mercado Eléctrico Chileno

El objetivo de este capítulo es establecer una forma de operación para el Autoprodutor en el mercado eléctrico chileno, extrayendo de los mercados analizados (Perú, Ecuador, España y República de Irlanda) características que se puedan aplicar en el mercado. El modelo (segundo) que se presenta en el siguiente desarrollo, fue adaptado de manera tal de permitir en el corto plazo, una aplicación factible dentro del mercado nacional.

3.1. Introducción

El Autoprodutor es una de las formas que, se espera puedan utilizar los Grandes Consumidores en el mercado eléctrico chileno. Esta forma de operación se encuentra implementada en diferentes países de la región y el mundo, dándole al mercado una mayor capacidad de generación y una mayor seguridad de abastecimiento al sistema, entre otras.

En el mercado eléctrico nacional, ya se ha intentado ingresar al mercado de generación en la forma de un Autoprodutor por parte de un Gran Consumidor, este fue el caso de La Compañía Minera Quebrada Blanca S.A. –controlada por Aur Resources-, quien hasta noviembre del 2006, era cliente libre de GasAtacama, sin embargo, este intento de participación en el sector, no estuvo exento de dificultades, que serán analizadas y presentadas en este capítulo.

Se establecerá un modelo simplificado que un Autoprodutor pueda poseer en el mercado chileno, determinado a partir del análisis de mercados eléctricos internacionales, considerando para ello el comportamiento actual del mercado y disposiciones reglamentarias vigentes sobre este tema.

3.2. Autoprodutor en el Mercado Chileno

Las regulaciones vigentes sobre esta forma de operación en el Mercado Eléctrico Nacional, son bastante simplistas y no logran establecer de manera clara las características y el marco en que ellos operaran en el sector de generación, ni atribuciones ventajas o desventajas que pudiesen tener, esto impide la participación de agentes Autoprodutores en el sector al no poseer un marco regulatorio acorde a las exigencias que impone un Mercado Competitivo, convirtiéndose, por tanto, en una barrera de entrada para ellos.

De acuerdo a lo señalado, la única referencia en el marco regulatorio nacional sobre el Autoprodutor se encuentra de manera explícita en el Decreto Supremo 327 (en adelante Reglamento Ley), al poseer un poder menor a la Ley General de Servicios Eléctricos (*DFL N°4 2007*), la cual no hace referencia a los Autoprodutores, su aplicación en el sector quedara determinado por el reglamento ley y limitando la objetividad de su operación real.

En el Reglamento ley se establecen las siguientes consideraciones al Autoprodutor:

Definición

Se entiende por Autoprodutor a la Entidad cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica y que a su vez destine prioritariamente sus instalaciones de generación, sean estas propias u operadas en virtud de un contrato, a satisfacer sus necesidades de energía, a menos que comunique por escrito, al CDEC y a la Comisión Nacional de Energía (CNE), que dará otro destino a la energía que genere (Artículo 168 b.2) [23].

De la Participación en el CDEC

Para participar en el CDEC el Autoprodutor debe poseer una capacidad instalada de generación⁷ en el sistema superior al total de su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema y, además, ser superior al 2% de la capacidad que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC, en este caso la incorporación es obligatoria (Artículo 168 b.2) [23].

Del párrafo anterior se desprenden dos requisitos esenciales:

- I. Si un Gran Consumidor desea participar en el CDEC como Autoprodutor, deberá considerar que la potencia instalada de generación requerida deberá ser a lo menos mayor que su consumo total de demanda y por tanto, de disponer unidades de generación distribuidas en distintas partes dentro de sus instalaciones, estas deben ser sumadas:

$$GeneracionTotal = \sum_i Gen(i)$$

Donde *i* representa el nivel de potencia de la unidad de generación dentro de las Instalaciones del Cliente en cuestión.

- II. Además la capacidad instalada de generación que se logre, con la suma de sus unidades, deberán ser superior al 2% de la capacidad que disponía el sistema a la hora de constituirse el CDEC respectivo. Esto determina dos niveles mínimos, para el SIC y el SING, que vienen siendo una capacidad de:

- Para el SIC: El CDEC-SIC se constituyo como organización en el año 1985, la información de la capacidad instalada en el Sistema que se dispone a esa fecha es de 3057,4 MW⁸, con lo cual se tendrá lo siguiente:

$$CapacidadInst.utoprodutorSIC > 2\% \times 3057,4[MW] = 61,148[MW]$$

- Para el SING: El CDEC-SING se constituyo como organización en el año 1993, con la interconexión de algunos sistemas, la información

⁷ La capacidad instalada puede provenir de instalaciones propias como aquellas que provengan de adquisición de la totalidad de la energía producida por una central ajena, por un plazo mínimo de 2 años (Fuente: Artículo 170°, DS-327 1998).

⁸ Fuente: Anuario CDEC-SIC.

de capacidad instalada en el Sistema que se dispone a esa fecha es de 745,1 MW⁹, con lo cual se tendrá lo siguiente:

$$\text{CapacidadInst.AutoproduccionSING} > 2\% \times 745,1[\text{MW}] = 14,92[\text{MW}]$$

Es posible concluir que la zona más propensa a permitir la participación en el CDEC, de modo obligatorio, es en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), esto debido al nivel mínimo de capacidad instalada de generación necesaria como requisito. En cambio, en el Sistema Interconectado Nacional (SIC), la capacidad mínima es del orden de los 62 MW de capacidad instalada.

Ahora bien, de acuerdo al Reglamento de Ley, los Autoprodutores pueden optar voluntariamente a incorporarse al CDEC respectivo cuando cumplen con el Artículo N°169 del Decreto Supremo 327. De acuerdo a este, la capacidad instalada del Autoproduccion debe ser la siguiente:

$$\text{CapacidadInst.Autoproduccion} > 9\text{MW} \wedge \text{Demanda}_{\text{MAX}}$$

Este caso, la incorporación es más simple que el requisito obligatorio de integrar el CDEC, y no depende del sistema en que se encuentre la instalación del cliente.

Tal como se señaló anteriormente, el reglamento tiene un carácter menor desde el punto de vista legal, por este motivo, una de las modificaciones necesarias e inconvenientes en la participación de los Autoprodutores en el directorio de los CDEC (ya sea de manera obligatoria o voluntaria), se debe a que en el Artículo 225° b) del DFL N°4/2007, incorporado en la Ley 20.018/2005, establece explícitamente los actores que deben participar en el directorio de los CDEC, sin incorporar a los Autoprodutores. Ahora bien, el reglamento que en el artículo se señala, se establecerán las funciones de cada participante y actualmente se encuentra en estudio por la CNE, el cual aun no es promulgado.

Por tanto, de no efectuar modificaciones al artículo, el horizonte de tiempo máximo para la participación de los Autoprodutores dentro del directorio, será mientras el artículo no entre en vigencia, lo cual está determinado mientras no se efectúe la promulgación del reglamento.

Es necesario, para permitir a los Autoprodutores una participación continua dentro del directorio de los CDEC, incorporarlos dentro del artículo como participantes, por tanto, es necesario efectuar modificaciones a dicho reglamento.

Las disposiciones antes analizadas, entregan algunas herramientas para determinar características que poseen los Autoprodutores en el sector, no quedan definidas regulaciones necesarias para establecer las atribuciones que recibirán este tipo de organizaciones, quedando la duda de si operaran como lo hacen los generadores en el mercado, como un consumidor con características especiales u otra. Es por este motivo, que

⁹ Fuente: Anuario CDEC-SING.

a continuación se presentan dos estructuras para un Autoproductor, entregando la forma posible en que podrá participar en el mercado eléctrico nacional.

3.3. Estructura Modelo de un Autoproductor

Considerando las disposiciones establecidas en el Reglamento Ley y modificaciones, antes presentadas, se establecerán dos propuestas en la forma de organización y operación de los Autoproducidos, basado principalmente, en la operación que estos agentes tienen o tuvieron, en los diversos países analizados en el presente texto y llevados al funcionamiento en nuestro mercado.

Ambos modelos concuerdan en los siguientes puntos:

Supuestos

1. Los Autoproducidos en el sistema poseen fuentes de generación que son predominantemente independientes del funcionamiento de las instalaciones del propietario, vale decir, en caso que el Autoproducido no disponga de generación no significara que el Autoproducido no requiera de un abastecimiento eléctrico y viceversa.
2. Las unidades de generación del Autoproducido se encuentran ubicadas físicamente dentro de las instalaciones del cliente.

De la Definición

En adición a la definición establecida en el Reglamento Ley de un Autoproducido antes señalada, se debe establecer un nivel de consumo que recibirán las instalaciones del cliente por parte de sus unidades de generación, cuyo porcentaje deberán ser del orden del 30%, 50% o mayor del total de energía que genere. Esto entrega una garantía para diferenciar al Autoproducido de un generador propiamente tal (Esta restricción al Autoproducido, es establecida en países como Ecuador y Perú) y al mismo tiempo, limita por tanto, la cantidad de excedentes disponibles de las instalaciones de generación.

De los Excedentes y Consumo de las instalaciones

Se entenderá por potencia excedente a la diferencia entre la potencia efectiva¹⁰ inyectada de la central del Autoproducido y la potencia que el Autoproducido se reserva para su *propio consumo*, definición se extrae del artículo 6, definición (i) del DS N°244.

Se entenderá entonces como *propio consumo* del Autoproducido a la suma de las demandas de potencia de la instalación o instalaciones de una persona natural o jurídica que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en la empresa Autoproducida.

¹⁰ Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad Generadora bajo condiciones normales de operación.

De su Coordinación

Esta es una de las dificultades mayores en la forma de operación de un Autoprodutor. Por ley toda unidad de generación interconectada al sistema, deberá ser coordinada por el CDEC y someterse al despacho centralizado respectivo (Artículo 138) [24]. Ahora bien, las unidades del Autoprodutor, no estarán al margen de esto y por tanto se deberán someter al despacho centralizado, pero aquella parte que este previamente definida y establecida como excedentes de potencia, por tanto el Autoprodutor deberá informar al CDEC sobre la producción que este destinada para su *propio consumo* y deberá responder de la misma manera que un agente Generador.

Del Pago Por Potencia

Un Autoprodutor, que posea de excedentes de potencia preestablecidos en el mercado eléctrico, deberá recibir remuneración por potencia únicamente por los excedentes que ponga a disposición del Mercado, recibiendo el mismo tratamiento de un generador. A esta potencia bruta, se considerara como la inicial, pero se le restaran los respectivos consumos auxiliares que utilicen sus fuentes de generación. Este trato se encuentra actualmente incluido en el Artículo 34 del Reglamento de Potencia Firme del 1 de Febrero del 2006 (DS N°62/2006). En el artículo se señala claramente, que la DO reconocerá la unidad de generación, de manera equivalente a la cantidad de potencia de excedente que es capaz de entregar al sistema, pero a esta capacidad bruta se le restaran los *servicios auxiliares* propios de las unidades de generación utilizadas por el Autoprodutor.

De la Comercialización

El Autoprodutor podrá comercializar su potencia y energía en el mercado eléctrico nacional, solo por aquella porción reconocida por la autoridad como potencia excedentaria, permitiéndosele establecer contratos con clientes libres.

A continuación se presentan las características diferentes de operación entre los dos modelos propuestos.

3.3.1. Modelo Primero

Formas de Operación en el Sistema

El Autoprodutor será reconocido por el sistema eléctrico, mediante dos modelos inherentes a este tipo de agentes. Los modelos antes comentados son los siguientes:

1. Autoprodutor-Generador Excedentario
2. Contrato libre Inherente de energía y potencia entre Autoprodutor-Generador y Autoprodutor-Propio Consumo.

Del primer modelo se entenderá del *Autoprodutor-Generador Excedentario*, como un generador, cuya potencia inicial para el sistema corresponde a los excedentes disponibles

de potencia, resultado de la resta de la capacidad instalada de generación con los *propios consumos* del Autoprodutor. Para determinar finalmente la capacidad del Autoprodutor-Generador Excedentario, se le deben restar a esta potencia bruta, los servicios auxiliares propios de la unidad o unidades de generación utilizadas (Artículo N°34) [25].

Del segundo, se entiende que el Autoprodutor posee de manera inherente un contrato de potencia y energía para alimentar a sus *propios consumos*. Este contrato resulta de la resta de capacidad realizada para determinar sus excedentes, motivo por el cual el sistema reconoce la existencia de un consumo que no es alimentado por los generadores coordinados, en este sentido el Autoprodutor deberá informar al CDEC sus proyecciones y estadísticas de demanda durante los doce meses del año, de manera de planificar el sistema eléctrico y considerar dentro de la reserva de generación el consumo del Autoprodutor.

Por tanto, el Autoprodutor responderá en el sistema por estos dos modelos, tanto por la energía excedentaria que posee y su comercialización respectiva, como por su *contrato libre inherente* requerido.

Además, se entenderá que si el Autoprodutor dispone de excedentes, los balances correspondientes a su *contrato libre inherente* serán nulos.

Este planteamiento debe ir acompañado de una proyección de demanda del sistema eléctrico acorde a esta situación, además de los planes de expansión [26]. En relación a lo anterior, se deberá considerar la potencia y energía consumida por los Autoprodutores en el sistema, de tal manera de visualizar estos consumos, y a su vez evaluar de manera separada la generación proveniente de sus medios de generación. Así la proyección de demanda considerada en cálculos dentro del mercado, como el Precio de Nudo, plan de expansión del sistema de transmisión troncal y otros, deberán considerar este planteamiento.

Proyección de Demanda de Potencia:

Se deberá considerar dentro de la proyección de demanda de potencia del sistema, a los *propios consumos* realizados por los Autoprodutores como también, de su generación. En este sentido el propio consumo será incluido dentro de los consumos de clientes libres correspondientes (de manera similar para la energía). Lo anterior queda representado por:

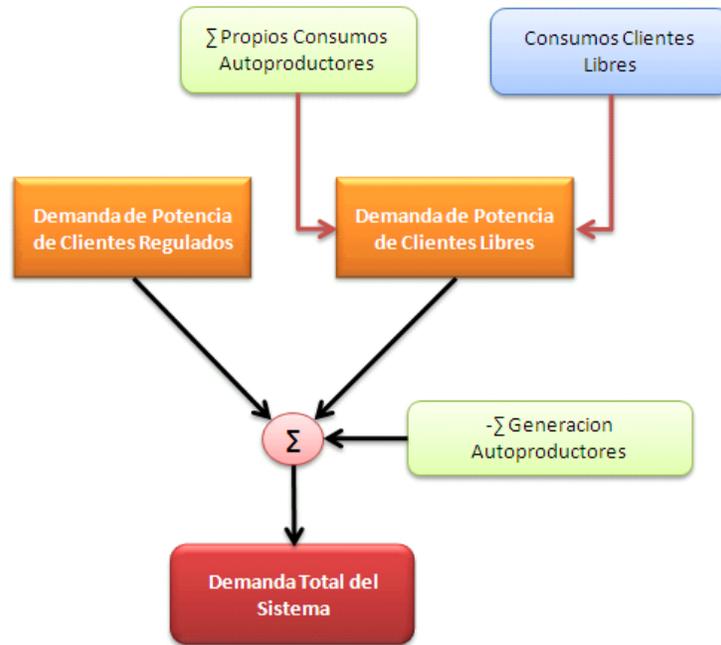


Figura 4.- Proyección de Demanda de Potencia

Este mecanismo de análisis, es utilizado para determinar el plan de expansión de generación y de transmisión en el Perú de manera de considerar en el sistema los consumos de los Autoprodutores.

En Caso de Mantenimientos y Fallas

En relación a la situación de mantenimientos, el Autoprodutor deberá coordinar e informar al CDEC respectivo los mantenimientos programados, en periodos no establecidos como horas de punta del sistema [27], para lo cual el Autoprodutor, deberá responder a su *contrato libre inherente*, ya sea estableciendo contratos de suministro con empresas generadoras o respondiendo directamente en el mercado, mediante sus dos modelos considerados, vale decir, deberá responder por sus excedentes comprometidos en el sistema, siempre y cuando se encuentren comprometidos con un cliente y a su vez por los *propios consumos* suministrados desde la red e incapaz de autoabastecer.

De esta forma, en situaciones de mantenimiento, el Autoprodutor deberá participar de los balances respectivos que resulten de esta situación, tanto por su contrato libre inherente como por su papel de Generador Excedentario.

Lo mismo aplica en caso de fallas, debiendo además hacerse responsable por los efectos que causara su falta de generación en el sistema, así como también disponer de contratos en los cuales se asegure un cierto número de horas en donde se tendrá garantizado su suministro eléctrico, sin embargo, la potencia en contrato no deberá ser demandada en horas de punta [27]. En caso contrario, recibirá cobros adicionales por este hecho (Similar a lo efectuado en la República de Irlanda).

Se compromete además el Autoprodutor, que en caso de emergencias del sistema, a reducir su propio consumo, y entregar al sistema la máxima capacidad de excedentes posibles [27].

Del Suministro de sus Propios Consumos

Si por alguna razón el Autoprodutor en su modelo de *contrato libre inherente*, no pudiese abastecer sus *propios consumos* deberá pagar por la energía recibida, con el mismo trato que recibe un generador que no es capaz de cumplir con sus contratos libres de energía.

En estos casos, el Autoprodutor, se le deberán considerar los cargos de peajes respectivos al igual que el trato que recibe un consumidor.

Estas ocurrirán en situaciones de mantenimientos programados y no programados, al igual que en fallas. Situación analizada anteriormente.

Del Pago de Peajes

Para los Autoprodutores con excedentes de potencia (en su papel de *Autoprodutor-Generador Excedentario*), deberán pagar los peajes respectivos, recibiendo el trato de un generador que inyecta sus excedentes a la red.

Para el caso en que el Autoprodutor deba recibir suministro desde la red, deberá pagar la energía de acuerdo a lo señalado anteriormente cubriendo además los pagos de peajes respectivos a esta potencia, recibiendo el trato de un consumidor.

En Situaciones De Racionamiento

El Autoprodutor participará al igual que lo hace un generador de las situaciones de racionamiento, solo para aquellos que dispongan de excedentes y son tratados en el despacho centralizado como generadores. Debiendo participar solo por aquella parte de excedente determinada por el Autoprodutor y aprobada por el CDEC.

Estructura Resumen del Modelo Planteado

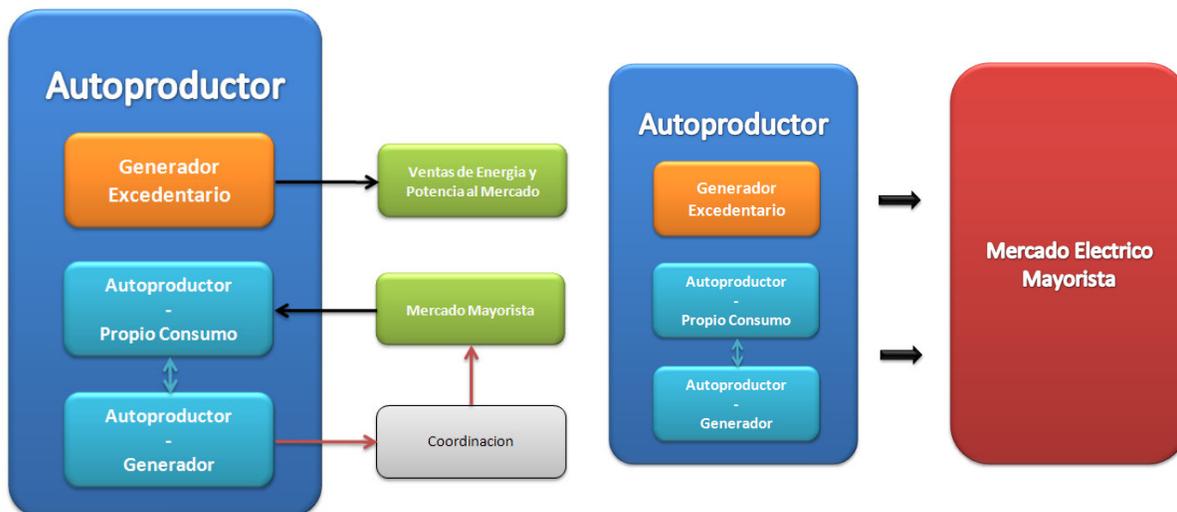


Figura 5.- Resumen Estructura del Autoprodutor Primer Modelo.

Este primer modelo se encuentra fuertemente basado en la operación que tienen los Autoprodutores en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano y leves consideraciones extraídas del mercado peruano. Además incorpora hipótesis, utilizadas en la definición de los Autoprodutores en el Mercado de La República de Irlanda.

Si bien esta forma de operación es factible, difícilmente podrá ser incorporada en el corto plazo en el Mercado Nacional, debido principalmente, a que la estructura de operación simula fuertemente la operación de un Generador y como veremos en el caso de Quebrada Blanca presentado más adelante en este capítulo, no existe, por temor a perder participación en el mercado, apoyo por parte de las empresas generadoras. Además este modelo requiere cambios regulatorios importantes, aumentando la dificultad de su aplicación.

Es necesario señalar que, evoluciones del mercado hacia mercados eléctricos más competitivos y liberales, incorporando bolsas de energía, por ejemplo, posibilitaran una participación directa de los Autoprodutores, como ocurre actualmente en el Mercado Español, en el cual los excedentes del Autoprodutor, participan como ofertas de energía al igual que empresas generadoras, lo que entrega un visión futura de que el Autoprodutor tiene un fuerte rol en los mercados, actualmente no explotada en nuestro país.

Considerando lo señalado anteriormente, se establece una segunda propuesta, para la operación en el mercado actual chileno, sin requerir de modificaciones regulatorias fuertes y considerando además impedimentos de ingreso por parte de las empresas generadoras hacia el Autoprodutor (extraídas del caso de Quebrada Blanca analizado posteriormente en el actual capítulo), que se presenta a continuación:

3.3.2. Modelo Segundo

Formas de Operación en el Sistema

El Autoprodutor será reconocido por el sistema eléctrico, como un consumo libre que a su vez dispone de medios de generación, a tal punto, de ser capaces de cubrir sus propios consumos y disponer además de generación excedentaria. Por este motivo el Autoprodutor con excedentes se considerara de la siguiente manera:

1. Autoprodutor-Generador
2. Autoprodutor-Consumo

Del *Autoprodutor-Generador*, será considerado por el sistema, semejante a un generador con la cantidad de excedentes disponibles previamente definidos por el CDEC. El Generador “Virtual”, se representara como aquella unidad que se encuentre entregando efectivamente la potencia adicional dentro de las instalaciones del cliente, debidamente demostrado por el Autoprodutor. Si la potencia excedentaria proviene de más de una unidad, se deberán separar las unidades por cada cantidad de excedentes que entregan respectivamente.

Luego esta(s) unidad(es) de generación “virtual”, dispondrá(n) de una Potencia Inicial igual a su(s) cantidad(es) excedentaria(s) que aporte(n) y poseerá(n) un costo variable igual a su(s) costo(s) variable(s) de generación excedentaria. Ahora bien, la potencia bruta que se establezca a partir del excedente aportado por cada unidad, se le deberán restar los consumos por servicios auxiliares respectivos (Artículo N°34) [25].

Del *Autoprodutor-Consumo*, corresponderá a un consumo previamente establecido entre el Autoprodutor y el CDEC considerando la seguridad del sistema, a partir del cual se permitirá efectuar un retiro asignado mediante contrato con una empresa de generación. Este contrato será aplicado, solo para aquellos periodos destinados al mantenimiento programado de las unidad(es) de generación del Autoprodutor, mantenimiento debidamente coordinado con el CDEC en aquellos periodos fuera del horario de punta [27]. Además el Autoprodutor, solo podrá efectuar retiros, por aquella parte considerada como excedentaria, siempre y cuando, no se encuentre está comprometida mediante contrato, de ocurrir esto, el Autoprodutor se verá impedido de efectuar retiros del sistema.

El Autoprodutor puede por tanto, disponer de generación de respaldo para aquellos consumos críticos los cuales no serán incorporados como parte de su capacidad instalada total.

En Caso de Mantenimientos y Fallas

En relación a la situación de mantenimientos, el Autoprodutor deberá de coordinar e informar al CDEC respectivo de los mantenimientos programados, en periodos no establecidos como horas de punta del sistema [27], y solo podrá efectuar retiros desde la red mediante su papel como Autoprodutor-Consumo, previamente definido. En caso de tener

compromisos de contratos, deberá responder con sus clientes al igual que un agente generador.

Se permitirá al Autoprodutor, retirar energía y potencia a costo marginal, equivalente a la potencia excedentaria entregada al sistema, siempre y cuando, no se encuentre sometida a contrato libre. En estos casos, el Autoprodutor, participara de los balances de energía y potencia que ameriten.

De esta forma, en situaciones de mantenimiento, el Autoprodutor solo podrá realizar retiros del sistema, si cuenta con un contrato de suministro respectivo. Además responderá en los balances por su operación como generador.

En caso de fallas o mantenimientos no programados, deberá además hacerse responsable por los efectos que causara su falta de generación en el sistema, así como también disponer de contratos especiales en los cuales se asegure un cierto número de horas en donde se tendrá garantizado su suministro eléctrico, sin embargo, la potencia demandada no debe ser realizada en horas de punta [27]. En caso contrario, el Autoprodutor recibirá cobros adicionales por esto.

Se compromete además el Autoprodutor, en caso de emergencias del sistema, a reducir su propio consumo, y entregar al sistema la máxima capacidad de excedentes posibles [27].

Del Pago de Peajes

Para los Autoprodutores con excedentes de potencia (en su papel de *Autoprodutor-Generador*), deberán pagar los peajes respectivos, recibiendo el trato de un generador que inyecta sus excedentes a la red.

Cuando aplique los consumos establecidos destinados a cubrir parte de los consumos en caso de mantenimientos y fallas, se considerara al Autoprodutor como consumidor, y por tanto, deberá participar de los peajes respectivos a este caso.

En Situaciones De Racionamiento

El Autoprodutor participara al igual que lo hace un generador, de las situaciones de racionamiento, solo para aquellos que dispongan de excedentes y son tratados en el despacho centralizado como generadores; deberán participar solo por aquella parte de excedente determinada por el Autoprodutor y aprobada por el CDEC. Por tanto, solo será considerado como retiro, aquella porción de su consumo en compromiso de un contrato anteriormente definido.

Estructura Resumen del Modelo Planteado

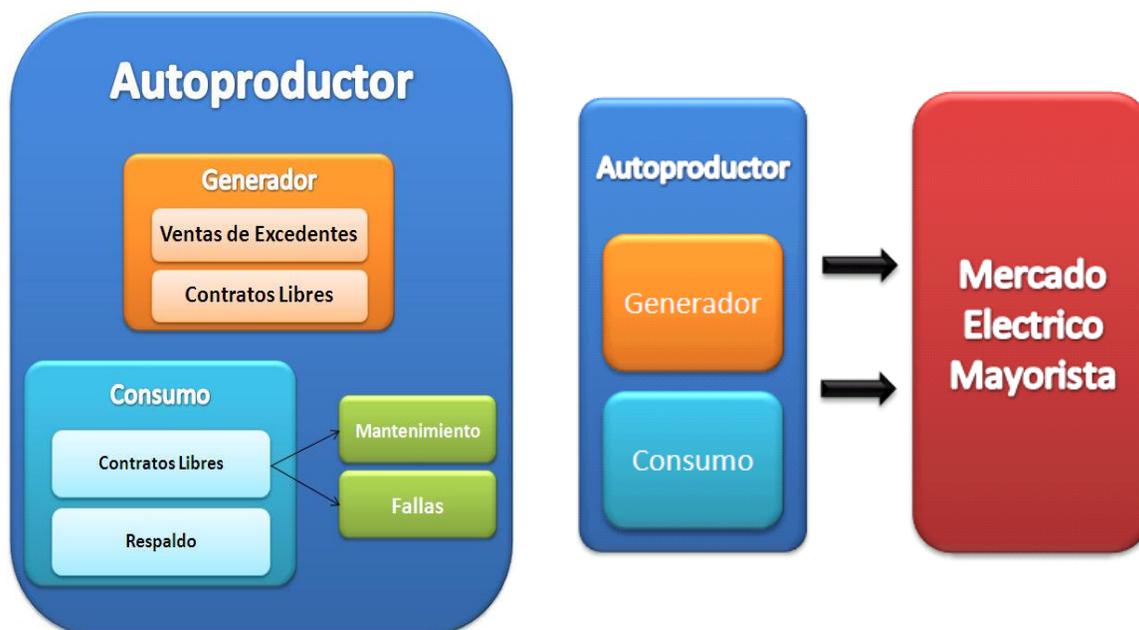


Figura 6.- Resumen Estructural y Operación de un Autoprodutor.

Finalmente este segundo modelo, incorpora principalmente consideraciones del funcionamiento del mercado nacional (no impuestas en el primer modelo), adoptando principios de operación del mercado ecuatoriano y del mercado de la República de Irlanda. Este será el modelo que se utilizara para el desarrollo de la presente memoria, de manera de comparar, posteriormente la segunda forma de operación en el mercado que tienen los grandes consumidores, actuar como un generador.

A continuación se presentara la experiencia de incorporarse, al mercado eléctrico, como un Autoprodutor de la Empresa Minera Quebrada Blanca S.A.:

3.4. Experiencia de un Autoprodutor en el Mercado

3.4.1. Sobre la Compañía Minera Quebrada Blanca S.A.

Compañía Minera Quebrada Blanca S.A., es una mina a rajo abierto, inicia actividades el 23 de Noviembre de 1989, como resultado de la licitación de la Empresa Nacional de Minería (ENAMI) y de los estudios realizados por otros inversionistas, los que entre 1977 y 1984 exploraron el yacimiento mediante sondajes (42.000 mts.) y labores mineras (2.800 mts.) realizando un estudio de factibilidad que consideraba la explotación del yacimiento y el tratamiento de los minerales por el método tradicional de concentración por flotación. Este proyecto fue abandonado por esos inversionistas quedando la Empresa Nacional de Minería (ENAMI), como propietaria de todos los derechos. En la actualidad la explotación

está en pleno desarrollo y la Compañía está en producción desde su inauguración oficial el día 7 de Septiembre de 1994 [28].

8.4.2. Características de Generación

La compañía minera cuenta con 10 unidades de 4 MW cada una, motores diesel Wartsila. La planta eléctrica fue montada cuando se construyó la planta de lixiviación bacterial, en cuyo proceso se ocupa parte de la energía, utilizando alrededor de 7 unidades, quedando 3 disponibles para modular el precio del mercado spot. Además la empresa minera previo a declararse como Autoprodutor, contaba con un contrato de suministro por parte de la empresa eléctrica GasAtacama, de una potencia de 14 MW.

En consecuencia al no contar con dicho contrato, la potencia excedentaria que dispone es de solo 2 MW, debido a que la capacidad instalada es de 40MW y el consumo máximo anual de 38 MW [29][1].

3.4.3. Sobre la participación como Autoprodutor

Hasta noviembre del año 2006 la compañía minera Quebrada Blanca S.A., en adelante la empresa minera, era cliente libre de GasAtacama, para esa misma fecha la empresa minera entro como integrante del directorio del CDEC-SING, en calidad de Autoprodutor de energía, aportando 2MW de excedentes de un total de capacidad instalada de 40MW.

Sin embargo, en la reunión de directorio del CDEC-SING con fecha Miércoles 29 de Noviembre de 2006, las empresas AES Gener, Celta, Edelnor, Electroandina, GasAtacama y Norgener, en adelante empresas eléctricas, participantes del Directorio del CDEC respectivo, se opusieron a la calidad que se le otorga a la empresa minera, estableciendo los siguientes puntos principales:

- La empresa minera no debe efectuar retiros, debido a que no posee un contrato libre y al no poseer uno, deja de cumplir con los requisitos del sistema.
- La CNE solicitó al CDEC-SING un informe de seguridad de conexión por una de las unidades de generación de la empresa minera (realizado por la DO), con objeto de evitar la exigencia al plazo mínimo de 6 meses, de comunicación previa (a la CNE y CDEC correspondiente) para la interconexión de las unidades de generación, motivo por el cual, la empresa minera no debiese estar presente como integrante del CDEC-SING.

En defensa, la empresa minera, asegura que opera de acuerdo a lo establecido en el reglamento, vale decir, cumpliendo con el artículo 168 b.2) del reglamento de ley, lo que es reiterado por el presidente del CDEC.

Finalmente se determina el rechazo, por parte de las empresas eléctricas a la realización del retiro de energía por parte de la empresa minera, además de señalar que no se harán responsables por fallas en el sistema derivados a los retiros que efectuó la empresa minera en cuestión.

Estas discrepancias fueron llevadas por dos caminos, una llevada a instancias del Panel de Expertos y otra por un recurso de protección ante la corte de apelaciones en contra del CDEC-SING. Finalmente este conflicto se resolvió por el retiro de la intención de ser Autoprodutor por parte de la empresa minera [29].

3.4.4. Análisis de su participación

Dentro de las razones que se suscitaron en la reunión de directorio del CDEC-SING antes presentada, se desprendieron discrepancias, que pueden ser resumidas de la siguiente manera:

1. Imposibilidad de conectar unidades de generación por no contar con el informe de seguridad de Sistema.
2. Imposibilidad de efectuar retiros de energía a costo marginal por no ser un cliente libre.

A estas dos situaciones planteadas por las empresas eléctricas la defensa que la empresa minera señaló, se resumen en:

1. La empresa minera cumple con los requisitos para formar parte del CDEC-SING.
2. La empresa puede efectuar retiros a costo marginal siendo Autoprodutor, ya que durante cuatro años sus retiros no han puesto en peligro al sistema.

Ahora bien, efectivamente dentro de las discrepancias sobre la participación de inyección y retiros que la empresa minera viene efectuando, se extrajeron dos planteamientos que tienen base dentro de la regulación actual. Siendo la primera de ellas, la relacionada con el informe de seguridad, que permite eximir los plazos estipulados de conexión de unidades de generación, establecido en el Artículo 167 del Decreto Supremo 327, donde es posible establecer que la empresa minera difícilmente podría inyectar sus excedentes, sin antes haber cumplido el plazo de 6 meses o esperar el informe de seguridad del sistema. Lo que ratifica una de las discrepancias planteadas.

La segunda discrepancia tiene relación con la imposibilidad de un Autoprodutor de efectuar retiros a costo marginal de energía, este problema se sustenta debido a que las transferencias de potencia está regulada para generadores y no establece situaciones especiales para Autoprodutores, esta es una de las consideraciones que establece el modelo segundo antes descrito. Por tanto, al no estar esto definido en las reglamentaciones actuales, el retiro de energía por parte de un Autoprodutor, que no cuenta con contrato libre ya que deja de ser un cliente, no puede entrar a formar parte como “retiro” de ningún generador integrante del CDEC-SING y por tanto, este no podría ser considerado dentro del Balance Físico, desarrollado por la DO para determinar los pagos entre generadores.

Este es uno de los problemas importantes en relación a un Autoprodutor, que el modelo primero (aplicado en mercados internacionales) antes presentado aborda, incorporando en su análisis esta situación, pero debido a que su comportamiento era muy similar a un generador y que a las modificaciones reglamentarias requeridas eran variadas, su aplicación en el mercado nacional fue descartada. Ahora bien, de acuerdo al modelo segundo, que se

adapta de mejor manera al mercado nacional, el Autoprodutor puede efectuar retiros desde el sistema, solo por la potencia excedentaria y a su vez debe contar con contratos en caso de mantenimientos o fallas de sus unidades. Esto no aplicaría, en caso que un Gran Consumidor opte por ser generador, en estos casos los consumos que este destine para sus instalaciones que no son destinadas a su consumos propios, serán considerados por el CDEC como retiros por parte del generador, permitiéndose por tanto efectuar retiros a costos marginales, lo señalado anteriormente, se encuentra presente en el Reglamento de Potencia Firme del 1 de Febrero del 2006 (DS N°62 2006), en su Artículo 50.

En relación a los planteamientos estipulados por la empresa minera, en la reunión de Directorio Ordinaria antes presentada, es posible señalar que efectivamente la empresa minera cumplía con los requisitos de ser Autoprodutor, los cuales se encuentran analizados al comienzo de este capítulo, sin embargo, en la segunda defensa por parte de la empresa minera, esta justifica su retiro por el hecho de no afectar la seguridad del sistema previo al intento de ser Autoprodutor y por tanto, no lo afectaría actuando de esta manera.

El problema entonces va mas allá de la seguridad que su retiro tenga al sistema, sino mas bien, la forma en que su retiro se califica, pues no puede retirar energía a costo marginal al no ser un generador y a su vez, por no ser un Cliente Libre, de acuerdo a la actual regulación. Para su aplicación en el mercado no cabe esta manera de operación, sin embargo, como se estudio en el modelo primero, esto sería posible considerando al Autoprodutor de manera similar a un generador, pero requeriría de fuertes modificaciones reglamentarias. Ahora bien, de acuerdo al segundo modelo, el Autoprodutor, solo puede retirar energía y potencia, equivalente a la potencia excedentaria entregada al sistema.

3.4.5. Conclusión

En conclusión, el problema y preocupación de las empresas generadoras con la opción tomada por la empresa minera, es que se produzca una tendencia general por parte de los grandes consumidores a dejar sus contratos y retirar energía a costo marginal, perdiendo con ellos uno de los grandes pilares en el ingreso económico de estas empresas. Sin embargo, de acuerdo al modelo segundo propuesto, un Autoprodutor solo podrá ser capaz de retirar energía equivalente a la potencia excedentaria entregada, a costo marginal, debido a que el sistema no considera como una carga a todo su consumo y además el Autoprodutor, debe cumplir con requisitos de contrato y respaldos de suministro de manera de cubrir situaciones de mantenimientos y fallas de sus unidades. Esto limita por tanto, las intenciones de Grandes Consumidores a participar en el mercado con esta opción de generación, cuyos análisis económicos serán desarrollados en los capítulos siguientes.

4. Análisis como Generador en el Mercado Nacional

El objetivo principal del capítulo es entregar una visión detallada de los modos actuales de generación, de acuerdo a la reglamentación existente, de manera de permitir al lector conocer rápidamente las distintas opciones en el Mercado Eléctrico Nacional. Al mismo tiempo, se analizará el caso de la empresa Celulosa Arauco y Constitución S.A., quien formó una Empresa de Generación (Arauco Generación S.A.) para participar en este sector, sirviendo como ejemplo de implementación para futuras empresas con intenciones similares.

4.1. Introducción

Dentro de las posibilidades, un Gran Consumidor puede participar en el Mercado de Generación Eléctrica actuando directamente como una Empresa de Generación. Este recurso ya ha sido utilizado por otros Grandes Consumidores como lo realizó una de las empresas forestales más grandes en América Latina, en términos de superficie y rendimiento de sus plantaciones, fabricación de celulosa kraft de mercado y producción de madera aserrada y paneles [30]. Esta empresa se estableció directamente como Arauco Generación S.A., aportando el año 2006 con 490,1 GWh [31], este caso será presentado en más detalle en el desarrollo del presente capítulo.

Por este motivo, es necesario analizar las opciones, facultades y disposiciones reglamentarias existentes en el sector de generación, para entregar una visión completa de los mecanismos existentes.

Ahora bien, el segmento de generación está constituido por un conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras. Este segmento del sector se caracteriza por ser un mercado competitivo, no presenta economías de escala en los costos variables de operación y donde los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

4.2. Mercado Eléctrico Nacional

4.2.1. Características Generales

El sistema eléctrico nacional está compuesto por cuatro sistemas, los que operan de manera separada, vale decir, no se encuentran interconectados. Estos sistemas son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y Sistema de Magallanes, cuyas capacidades de generación predominantes son:

Sistema	Capacidad Instalada Predominante
SING	TERMICA [99,5%]
SIC	HIDRAULICA [69,6%]
AYSEN	HIDRAULICA [80,5%]
MAGALLANES	TERMICA [100%]

Tabla 4.- Capacidad Instalada de Generación predominante por cada Sistema Eléctrico [31].

De la tabla anterior, destaca la fuerte dependencia térmica del SING y del Sistema de Magallanes e Hidroeléctrico del SIC y Sistema de Aysén. Además el SIC es el sistema eléctrico más importante del país, debido a su nivel de cobertura poblacional (92%) y a la concentración de oferta y consumo energético. A continuación se analizarán las diferentes calificaciones de las unidades de generación.

4.2.2. De la Calificación Especial para Unidades de Generación

Dentro del marco regulatorio nacional existen una gama de calificaciones dependiendo de los mecanismos utilizados para generar electricidad, así como también, facilidades que se permiten de acuerdo a estas formas de generación. Estas opciones entregan tratos distintos a los normalmente obtenidos por el común de las centrales eléctricas. A continuación se presentan los análisis respectivos para cada una de ellas.

Es posible establecer las siguientes clasificaciones, para las unidades de generación, de acuerdo a sus fuentes de generación y cantidad de excedentes de potencia que se disponga [33]:

1. Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)
2. Pequeños Medios de Generación (PMG)
3. Medios de Generación No Convencional (MGNC)

Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Definición

Son aquellos medios de generación cuyos excedentes de potencia¹¹ sean menores o iguales a 9.000 Kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que utilice bienes nacionales de uso público (Artículo 1) [33].

De Su Acceso y Costos

A su vez, las empresas concesionarias de servicio público de distribución, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes

¹¹ Excedente de Potencia: Cualquier potencia inyectada por medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una empresa propietaria de líneas de distribución, medida en su punto de conexión. Los excedentes de potencia no consideran los consumos propios de la instalación.

nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones para estos medios de generación, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, cuando estos puedan acceder a dichas instalaciones por líneas propias o de terceros (Artículo 7) [33]. Las obras adicionales que se requieran para permitir la inyección de estos excedentes de potencia, deben ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución, y los costos derivados serán de cargo de dichos medios de generación.

Cabe señalar que los costos de conexión¹² que se hace referencia en el párrafo anterior, deben considerar, costos adicionales en las zonas adyacentes¹³ a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, los cuales se determinaran por parte de un balance, realizados por la empresa distribuidora (Artículo 149) [24], (Artículo 29) [33].

De la Coordinación

Pueden operar en el Sistema Eléctrico, con autodespacho, en el cual el operador o propietario del PMGD es el responsable de determinar la potencia y energía que inyecte a la red de distribución a la cual esté conectado, se considera que estas unidades no disponen de la capacidad de regular sus excedentes. La operación anterior señalada, no significa que no deban estar coordinadas con el CDEC respectivo y con la empresa distribuidora. La forma en que se coordinara será la siguiente:

Deberán enviar un Informe de Operación Mensual (IOM) a la empresa distribuidora y a la DO del CDEC respectivo, en la cual indicará la disponibilidad de sus excedentes esperados para el mes siguiente (se aplica para aquellas unidades de generación que participen de las transferencias de energía y potencia entre las empresas eléctricas que se encuentren sujetas a coordinación del CDEC).

La DO incorporará la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el mes siguiente y referirá los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD.

En el caso en que el PMGD advierta que no puede operar de acuerdo al IOM enviado anteriormente, deberá informar a la empresa distribuidora y a la DO respectiva, en un periodo máximo de 48 horas de constatada esta situación, y deberá actualizar el IOM de acuerdo a su nueva disponibilidad de excedentes para lo que resta del mes. Se le puede solicitar por parte de la DO respectiva, justificar por medio de un informe las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real. Deberán además entregar al CDEC respectivo y a la CNE 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 (Artículo 46) [33].

¹² Diferencia entre los costos de las obras adicionales en la red de distribución y los ahorros por la operación del PMGD asociados a la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en la red de la distribuidora (Fuente: Artículo 6, DS 244 2005).

¹³ Costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD, necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en dicha red (Fuente: Artículo 6, DS 244 2005).

De Las Transferencias

Tienen derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre las empresas eléctricas sujetas a coordinación del CDEC, y para ello los PMGD deben solicitar a la DO del CDEC respectivo, ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros. Para lo cual, el CDEC referenciará las inyecciones de potencia y energía del PMGD a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria¹⁴ asociada a dicho medio de generación.

Para el caso de trasferencias de potencia, participará de acuerdo a su potencia firme reconocida (también llamada de suficiencia) de acuerdo a la reglamentación de transferencia de potencia.

Ahora bien, para la determinación del balance de inyecciones y retiros, el propietario u operario del PMGD, incluido en el balance, debe de manera obligatoria informar al CDEC, de acuerdo a su disposición, la inyección horaria en el punto de conexión del PMGD.

De la Remuneración

Todo aquel propietario u operador de un PMGD que esté incluido en los balances de inyecciones y retiros puede vender su energía al sistema mediante dos formas:

- **Costo Marginal Instantáneo:** Corresponde al Costo Marginal Horario calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación primaria que corresponda.
- **Precio Estabilizado:** Corresponde al Precio de Nudo de Energía aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario, publicados el 30 de abril y 31 de octubre de cada año, por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción. La comisión publicará en su sitio de dominio electrónico los precios que resulten de la aplicación del decreto señalado, con un plazo de 5 días siguientes a la publicación del decreto.

Las opciones anteriores de venta deben ser comunicadas al CDEC respectivo, al menos, con 6 meses de anticipación a la entrada en operación del PMGD. La duración en dicha forma, será de 4 años y en caso de cambio de régimen, deberá ser comunicado al CDEC con al menos 1 año mínimo de anticipación.

Las inyecciones de potencia, en cambio, son valorizadas independientemente del Régimen elegido, al Precio de Nudo de Potencia aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados de acuerdo al decreto señalado anteriormente.

Además, en caso que posean compromisos de retiro por parte del PMGD estos deben ser informados al CDEC de manera de incluirlos en los balances respectivos, y ser valorizados con el mismo régimen utilizado para evaluar las inyecciones de potencia y energía.

¹⁴ Es aquella que representa la menor distancia eléctrica al punto de conexión del PMGD. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan normalmente cerrados o no.

Finalmente el CDEC respectivo efectuarán las reliquidaciones que correspondan a partir del balance antes mencionado, de acuerdo a su procedimiento establecido en su reglamento interno.

De Los Peajes

Cuando participen de las transferencias antes comentadas, deberán concurrir al pago de peajes respectivo, que sus medios de generación efectúan sobre el sistema de transmisión troncal, subtransmision, distribución y adicional, que corresponda. En caso de aquellos PMGD califiquen como MGNC podrán estar exceptuados del total o de una parte de los peajes por el uso que sus inyecciones hacen de los sistemas de transmisión troncal. Lo anterior será analizado, para el caso de los MGNC.

El uso que las inyecciones de los excedentes de potencia hacen de los sistemas de distribución, no requieren del pago de peajes para estos sistemas, a no ser que se de suministro a un usuario no sometido a regulación de precios y se encuentren ubicados en la zona de concesión de la empresa distribuidora.

- **Pequeños Medios de Generación (PMG):**

Definición

Son medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmision o adicional (Artículo 1)[33].

De la Coordinación

Dado que los PMG están conectados a un sistema eléctrico pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmision o adicional, estos medios de generación están sujetos a la coordinación del CDEC respectivo.

En el caso que la fuente de generación del PMG sea calificada como no convencional (calificaciones presentadas más adelante en el presente texto), podrán operar con autodespacho, en el cual el propietario u operador del PMG será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema. Se considera que estos medios no disponen de la capacidad de regular sus excedentes.

Además, sin perjuicio de lo anterior, cualquier propietario u operador de un PMG puede solicitar a la DO del CDEC respectivo, de manera fundada, operar con autodespacho. La solicitud deberá ser respondida por la DO en un plazo no mayor a 30 días de su recepción y de ser aceptada esta condición de operación, se mantendrá por a lo menos, 12 meses.

Para la operación con autodespacho, aplicarán los mismos requerimientos establecidos anteriormente para los PMGD, salvo que no deberá de informar ni coordinar su operación con ninguna empresa distribuidora, solo con la DO del CDEC respectivo. Además los

aportes que haga el PMG serán considerados en la barra de conexión que informe el propietario del PMG

De las Transferencias

Tienen derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre las empresas eléctricas que se encuentran sujetas a la coordinación del CDEC respectivo, por medio del respectivo balance de inyecciones y retiros.

En relación a las transferencias de potencia, participara de acuerdo a su potencia firme reconocida (también llamada de suficiencia) de acuerdo a la reglamentación de transferencia de potencia (Artículo 51, 54)[33].

De La Remuneración

Pueden participar de los balances de inyecciones y retiros, valorizando sus inyecciones de energía de acuerdo a los mismos regímenes de los PMGD, siendo estos:

- **Costo Marginal Instantáneo:** Corresponde al costo marginal horario calculado por el CDEC respectivo, en el punto de conexión del PMG al sistema.
- **Precio Estabilizado:** Corresponde al precio de nudo de la energía fijado mediante decreto tarifario.

Las inyecciones de potencia, retiros o compromisos y demás disposiciones son análogas a las analizadas para los pequeños medios de generación distribuidos (PMGD) presentado anteriormente (Artículos 52, 53, 54 y 55) [33].

De los Peajes

Responderán de los pagos de peaje asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmision y de transmisión adicional. En caso que los PMG califiquen como MGNC, estos estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que sus inyecciones hacen de los sistemas de transmisión troncal (analizado más adelante en la sección de MGNC) (Artículo 56) [33].

Medios de Generación No Convencionales (MGNC)

Definición

Son medios de generación cuya fuente sea no convencional (conocidos también como ERNC) y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatt. Esta calificación no limita las anteriores categorías (Artículo 1)[33].

De la Clasificación Según su Fuente

Las fuentes no convencionales consideradas para que el medio de generación sea considerado dentro de esta categoría, son las siguientes:

- a) Energía Hidráulica de cursos de agua, centrales hidroeléctricas de potencias inferiores a 20.000 kilowatts.
- b) Energía Geotérmica
- c) Energía Solar
- d) Energía Eólica
- e) Energía de los Mares
- f) Energía Obtenida de la biomasa

Detalles adicionales sobre las fuentes anteriores y en especial sobre la biomasa, pueden ser encontradas en el Artículo 60 y 61 del DS N° 244.

Además se incluyen en esta categoría las instalaciones de cogeneración, cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean inferiores a 20 MW, que utilicen fuentes de energía primaria diferentes a las señaladas anteriormente, siempre y cuando acrediten un rendimiento energético superior al que la normativa fije para ello (Artículo 62) [33].

En el caso que las instalaciones de cogeneración utilicen calor residual de un proceso térmico independiente de la actividad de cogeneración, no será necesario que acrediten un cierto nivel del rendimiento energético para ser clasificadas como MGNC (Artículo 63) [33].

De todas maneras, la CNE puede clasificar, por oficio o por petición, como no convencionales a fuentes no consideradas anteriormente, siempre y cuando dichas fuentes tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad de abastecimiento energético (Artículo 64) [33].

Del Suministro a Distribuidoras

En relación a la venta de su energía a empresas distribuidoras, hecho que esta estampado en el artículo 157° del DFL N°4 del 2007 señalando que este tipo de medios de generación tienen derecho a suministrar a los concesionarios de distribución al precio promedio, el que se obtiene ponderando los precios licitados de su energía por el volumen del suministro correspondiente, hasta el **5%** del total de la demanda destinada a clientes regulados.

Lo anterior, entrega la ventaja de poseer un nicho a la hora de ingresar al mercado, asegurando, por tanto, una opción de venta que por derecho les corresponde.

A continuación se presenta otro de los beneficios obtenidos por derecho para estos medios de generación.

Del Pago de Peajes

Los medios de generación, en esta categoría, estarán exceptuados del pago total o una porción de los peajes por el uso que sus inyecciones hacen de las instalaciones de transmisión troncal del respectivo sistema. La determinación de los excedentes de potencia entregados al sistema estará a cargo de la Dirección de Peajes (DP), quien a su vez podrá solicitar al propietario del MGNC una verificación de los excedentes de potencia que ha entregado al sistema respectivo (Artículo 65, 66 y 67) [33].

Luego los peajes serán calculados como sigue:

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9 MW de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11 MW. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9 MW, el factor será nulo. Si esto lo llevamos a una formula quedaría de la siguiente manera:

$$\text{Si } P_{iny} > 9MW, \text{ PeajesPagar} = \frac{\text{Peajes Reales} \cdot [P_{iny} - 9MW]}{11MW}$$

$$\text{Si } P_{iny} \leq 9MW, \text{ PeajesPagar} = 0$$

Donde:

P_{iny} corresponde a la potencia inyectada al sistema en MW. Recordemos que esta potencia debe ser inferior a 20 MW.

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación no convencional deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación del procedimiento anterior, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes (CEP) a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación no convencional, multiplicados por la diferencia entre uno y el factor proporcional determinado anteriormente. Luego esto puede ser representado por la siguiente ecuación:

$$CEP = \sum_k P_{iny}^k \cdot \left[1 - \frac{(P_{iny}^k - 9MW)}{11MW} \right], \text{ con k generador no convencional.}$$

A partir de la expresión anterior se procederá a señalar la excepción presentada para el pago de peaje.

Si $CEP \geq 5\% \cdot P_{InstTotal}$, entonces el peaje que se deberá pagar será:

$$PeajesPagar = \frac{PeajesReales \cdot [P_{iny} - 9MW]}{11MW} + \left[PeajeReales - \frac{PeajesReales \cdot [P_{iny} - 9MW]}{11MW} \right] \cdot \frac{CEP - 5\% \cdot P_{InstTotal}}{CEP}$$

Finalmente los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este procedimiento, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones (Artículo 68) [33], (Artículo 79) [24].

De las opciones antes desarrolladas, se reúnen aquellas posibilidades de generación que entregan un tratamiento especial por el sistema eléctrico y reglamentaciones. Pero en la mayoría de los casos, las rutas que son principalmente seguidas por empresas eléctricas es en la instalación de centrales con una mayor capacidad de generación y con fuentes primarias convencionales, como centrales hidroeléctricas de más de 20MW y centrales térmicas a petróleo-diesel, carbón, gas natural, etc., con capacidades sobre los 9MW. En estos casos, la reglamentación para este tipo de centrales y para las anteriores, se basan en el Decreto Fuerza de Ley N° 1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4 2007 actualización al DFL N° 1). Ahora bien, una de las formas de generación que permiten disponer de ciertos tipos de ventajas como servidumbres, concesiones y otras, son las centrales de tipo hidroeléctricas, cuyo análisis en mayor detalle se encuentra en anexos II.

A pesar de disponer actualmente de información suficiente para determinar las diferentes opciones de generación y ventajas especiales en algunos casos, no se ha abordado a fondo el medio por el cual la energía producida por las unidades de generación será finalmente transportada al sistema eléctrico, es decir, el sistema de transmisión. Por este motivo, a continuación se discutirá lo anterior:

4.2.3. De las Líneas de Transporte

Para poder inyectar la energía generada por la central o unidades de generación, es necesario disponer de las líneas eléctricas respectivas. Esto puede ser efectuado por dos caminos principales, utilizar líneas existentes previamente, o bien, instalar nuevas líneas eléctricas.

La instalación de líneas eléctricas destinadas a permitir la inyección de la producción de generación al sistema eléctrico respectivo son llamados Sistemas de Transmisión Adicional.

De instalar líneas eléctricas nuevas, es posible utilizar postes, torres y otras instalaciones ya existentes, siempre y cuando el trazado de la línea este usando bienes nacionales de uso público o bien, si es concesionario de líneas de transporte el cual entrega la posibilidad de entregar servidumbres.

Sin embargo, por lo general esto no será posible y por tanto, se deberá optar por utilizar líneas eléctricas existentes. De acuerdo a la Ley General de Servicio Eléctrico, los Sistemas de Trasmisión Troncal y Substrasmiccion (Artículo N° 77) [24] están sometidas a un

régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión, dicho de otra manera, por medio del pago de un peaje respectivo, pero de requerir utilizar un sistema de transmisión adicional existente para poder inyectar la producción generada, este acceso abierto se encuentra restringido a solo aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres otorgadas por un concesionario de líneas de transporte y también aquellas que usen bienes nacionales de uso público. Esto nuevamente limita la posibilidad a un acceso abierto real y lleva a preferir la instalación de líneas de transporte nuevas y por tanto a la construcción de un sistema de transmisión adicional respectivo.

Ahora bien, como ya se ha comentado, para la transmisión de la energía generada por el sistema se requiere del pago de peajes respectivo al sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional, según sea el caso, en relación a los medios de generación no convencionales (MGNC) el pago exceptuado de peajes al sistema de transmisión troncal fue analizado en mayor detalle al comienzo del capítulo. Por tanto, se debe tener presente que la inyección de energía al sistema está condicionada con el pago de peajes a los sistemas y deberá ser evaluada a la hora de considerar la instalación de una central generadora.

La forma de tarificación antes señalada fue incorporada recientemente en la regulación eléctrica por medio de la Ley N° 19.940/2004 (o Ley Corta I), sin embargo, esta no es implementada aun en el país y se continúa utilizando la estructura de peajes antigua, definida en el Decreto Supremo N° 327. Esto obliga a establecer ambas formas de cálculo de peajes, comenzando con la forma antigua pero aun vigente, para terminar con la nueva metodología de cálculo de peajes, que se espera en los próximos años entre en operación.

4.2.4. Del Pago de Peaje por Conexión

De acuerdo al Reglamento de Ley (DS N°327 1998), establece que la interconexión de una central con el Sistema Eléctrico respectivo, determina el pago de dos tipos de peajes según corresponda, el peaje básico y el peaje adicional.

- *El peaje básico* es una cantidad que resulta de la suma de las anualidades de los costos de operación, de mantenimiento e inversión de líneas, subestaciones y demás instalaciones que están dentro de la llamada área de influencia¹⁵ de la central interconectada; A este monto se le resta el ingreso tarifario anual, obteniéndose con ello el peaje básico.

Este peaje será determinado a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluyendo al dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones. La potencia máxima antes mencionada corresponde a la potencia firme o de suficiencia calculada para cada unidad generadora.

¹⁵ Está conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema al cual la central está conectada, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central.

El pago anual de este peaje, entrega el derecho al propietario de la central generadora de retirar electricidad sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia (Artículo 88, 89 y 90) [23].

- El *peaje adicional* es calculado de la misma forma que el peaje básico, y el pago de este peaje entrega el derecho al propietario de una central generadora a retirar electricidad en todos los nodos que no pertenecen a su área de influencia, estos pagos se realizan a través de anualidades (Artículo 91) [23].

A continuación se analizará la nueva metodología para determinar el cálculo de peajes del sistema de transmisión, comentada en los incisos anteriores:

Del Pago de Peajes sobre el Sistema de Transmisión Troncal (STT), de Subtransmisión (SST) y Adicional (STA)

Esta metodología de cálculo del peaje, incorpora en su análisis, cada uno de los sistemas de transmisión definidos de acuerdo a la Ley Corta 1 del 2004. Luego los peajes son determinados, para cada uno de los sistemas, de la siguiente manera:

Peajes en el STT

A las empresas generadoras y aquellas que efectúan retiros del STT (con consumos mayores a 15MW) les aplica la siguiente estructura de peajes:

- Los propietarios de centrales generadoras deben pagar un peaje de inyección, que equivale a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común (AIC) y de aquellos tramos fuera del área. El AIC está constituida por un conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema respectivo, donde se cumplen con algunas características donde destacan (Artículo 102º) [24]:
 1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección.
 2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema.
 3. Otras.

La determinación AIC, es realizado por la CNE, aplicando los procedimientos correspondientes, por medio del estudio del STT, que entrega como resultado, ampliaciones futuras, nuevas obras del STT, AVI y COMA por tramo, formulas de indexación, etc.

- En relación a las empresas que efectúen retiros deberán pagar por cada unidad de energía, un peaje de retiro, establecidos por barra de retiros y será equivalente a la suma de los pagos que correspondan a dicha barra sobre el financiamiento de los tramos del AIC y de los tramos troncales que no pertenecen al AIC, dividido por la energía total retirada en dicha barra.

Los pagos de peajes totales por cada tramo antes comentados, se determinan de acuerdo a si estos pertenecen al AIC o no pertenecen (Artículo 102°,103° y 104°) [24].

En caso que los tramos pertenezcan al AIC los pagos se determinan de la siguiente manera:

- Las centrales de generación financian el 80% del peaje total, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.
- Las empresas que efectúan retiros financian el 20% del peaje total, a prorrata de uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

En caso que los tramos no pertenecen al AIC:

- Las centrales generadoras realizan un pago final por el uso que sus inyecciones hacen de estos tramos, determinados de acuerdo a distintos escenarios de operación (considerando hidrologías, variación de demanda , etc.), para lo cual, en los tramos en que el sentido de los flujos se dirijan al AIC, el pago de peaje total será efectuado por las centrales aguas arriba de dichos flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo para dicho escenario (Cabe señalar que si, para un escenario, la participación asignable a una central resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicha central será nula en tal escenario).
- Las empresas que realizan retiros deben efectuar un pago final por el uso que sus retiros hacen de estos tramos, determinados de acuerdo a distintos escenarios de operación (considerando hidrologías, variación de demanda , etc.), para lo cual, en los tramos en que el sentido de los flujos no se dirijan al AIC, el pago de peaje total será efectuado por las empresas que efectúan retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo para dicho escenario (Cabe señalar que si, para un escenario, la participación asignable a un retiro resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicho retiro será nula en tal escenario).

Los valores y reliquidaciones que aplicasen de acuerdo al caso, serán determinados por los CDEC.

En relación a los usuarios con potencias conectadas inferiores a 2MW se les aplica como peaje una tarifa única en proporción a sus consumos. También se aplica un cargo único¹⁶ a usuarios cuya potencia conectada es de hasta 15MW.

Peajes en el SST

Los peajes de subtransmision son determinados en cada SST y en cada barra de retiro del mismo, equivalentes a precios por unidad de energía y potencia.

¹⁶ Para determinar el cargo único, se considera el porcentaje de participación del consumo en la respectiva barra de retiro, de acuerdo al total de energía retirada. A partir de este porcentaje se determina el pago total por energía retirada que corresponde en dicha barra. Para esto se considerara las mismos criterios para los tramos que pertenecen y no al AIC, de acuerdo a lo señalado en los incisos anteriores.

Luego, los usuarios que transiten energía y potencia por estos sistemas, deberán pagar a la o las empresas de subtransmisión, cada potencia y energía retirada, a un precio de nudo en sus barras de retiro igual a los peajes de subtransmisión, adicionando los precios de nudo de sus respectivas barras de inyección.

En relación al pago anual por el uso que efectúan las centrales generadoras, que inyectan directamente su producción en dichos sistemas, es determinado de manera esperada considerando diferentes escenarios (variaciones de demanda, hidrologías, etc.); el valor que se obtiene, resulta de ponderar, en cada uno de los escenarios de operación, la participación en cada tramo del SST para cada central generadora. En este sentido el criterio a utilizar en el cálculo, se basa en el siguiente principio (Artículo 109°) [24]:

- En aquellos tramos del SST en que se presenten direcciones de flujos hacia el STT, para el caso de operación analizado, el pago se aplicarán a aquellas centrales ubicadas aguas arriba del tramo en cuestión.
- En el caso en que la dirección de los flujos sea contraria el pago se asignará a los retiros del SST.

Finalmente, a partir de este monto estimado se le restaran los costos anuales de inversión, mantención, operación y administración de los SST, con el objeto de determinar los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Peajes en el STA

Los peajes en los STA son regidos por los contratos que se establezcan entre los usuarios y los propietarios de dichas instalaciones de transmisión. Sin embargo, el cálculo que debe ser efectuado para determinar el peaje respectivo estará en base al valor de transmisión anual, que equivale al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y de administración. Los antecedentes y valores que se utilicen para calcular este peaje deben ser técnica y económicamente respaldados y accesibles por todos los interesados.

Cuando se abastece a usuarios regulados desde este tipo de sistemas, los precios de generación-transporte que se le aplique a estos usuarios incorporaran los costos que efectúan los propietarios del STA (Artículo 113°) [24].

A modo de resumen, se incorpora una figura que establece lo definido anteriormente:

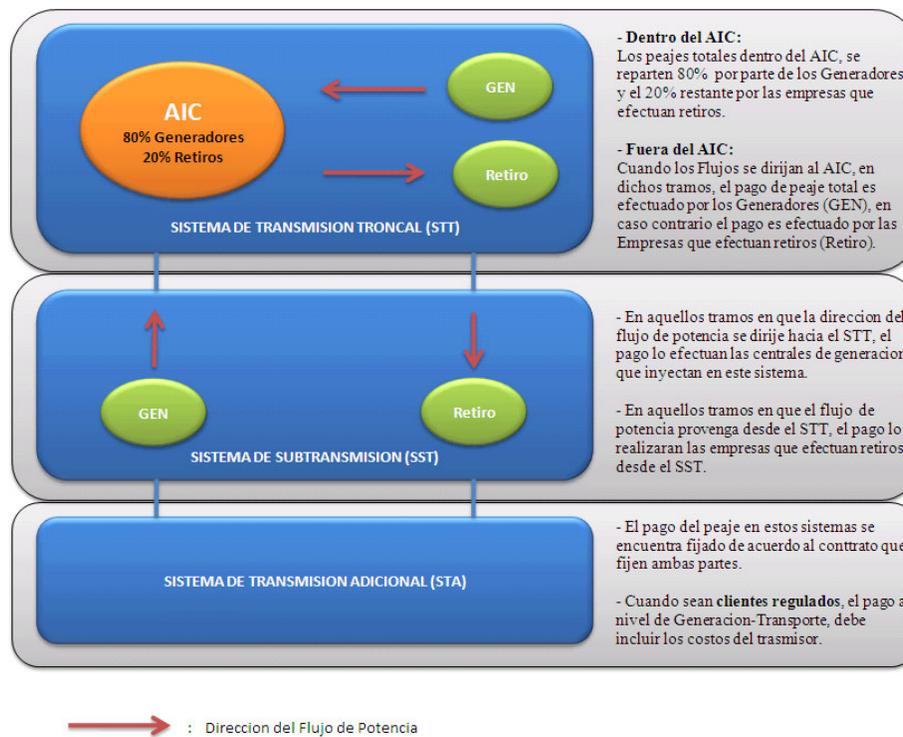


Figura 7.- Estructura General sobre el pago del Sistema de Transmisión.

Hasta el momento, se han presentado las diferentes opciones de generación, sus características distintivas y peajes requeridos, pero no se ha profundizado sobre los distintos tipos de negocio que los generadores pueden realizar en el mercado eléctrico, por este motivo se presentara a continuación una descripción de estos:

4.2.5. Del Negocio de los Generadores

Las empresas generadoras pueden participar en el mercado eléctrico nacional con dos frentes de negocio totalmente definidos, que son:

- *Negocio por Operación*
- *Negocio Comercial*

El **Negocio por Operación**, se obtiene como resultado de las inyecciones de energía y por ventas de potencia Firme al sistema. Donde el primero se obtiene, por producto del despacho centralizado realizado por el CDEC, de acuerdo al orden de merito coordinado por el mismo. En el cual, las inyecciones de energía efectuadas son valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos determinadas por el CDEC respectivo (Artículo 119) [24].

La venta de potencia firme en cambio, se obtiene a partir de la potencia de suficiencia (o firme) establecida por el CDEC y sus reglamentaciones, recibiendo por ella, una

valorización igual al costo marginal de potencia que equivale al precio de nudo de potencia en cada barra de transferencia¹⁷.

Los egresos en tanto, de este tipo de negocio, se obtienen por los peajes requeridos por inyección al sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional, como también de los costos derivados de la operación de la central.

El **Negocio Comercial**, se obtiene como consecuencia de la venta de energía y potencia a clientes, los cuales pueden ser clientes libres y/o regulados:

Cientes Libres

Son aquellos clientes con consumos mayores a 2 MW y en caso de estar en zonas de concesión pueden optar a ser clientes libres, si poseen un consumo mayor o igual a 500 kW, permaneciendo en esta condición por un periodo de 4 años, con un aviso previo de 12 meses a la distribuidora respectiva (Artículo 147 y 148) [24].

Existe en el mercado nacional, la **Asociación de Consumidores de Energía No Regulados** (ACENOR A. G., desde 1994), organización que reúne a las principales empresas consumidoras del país, cuyos objetivos son, dar apoyo, capacitación y representación permanente a los clientes libres asociados a él, como también apoyar al mejor funcionamiento del mercado energético nacional, entre otras. Está formada por clientes libres de los sistemas eléctricos SIC y SING, como empresas mineras, Refinerías, Celulosa y Papel, Cemento, Madera, Transportes, entre otras [34].

Cientes Regulados

Son aquellos clientes que no pueden optar a un precio libremente pactado y deberán recibir energía y potencia a una tarifa regulada por ley (Precios de Nudo). Con consumos de potencia inversos a los establecidos anteriormente (Artículo 147 y 148) [24].

Ahora bien, los egresos por este tipo de negocio se desprenden por la compra de energía y potencia, ubicadas en el lugar donde se encuentre el cliente en cuestión. A estas zonas se le conoce como puntos de retiro, los cuales serán valorizados a los costos marginales respectivos. Además existen egresos de este negocio derivados por el pago de peajes asociados al retiro de energía por los clientes del generador y costos por administración y ventas de energía [35].

A continuación se resumen las actividades de negocio de un generador, mediante el siguiente gráfico:

¹⁷ Barra o punto del Sistema de Transmisión en el cual se producen transferencias de potencia entre empresas eléctricas (Fuente: *Artículo 13, DS N° 62 2006*).

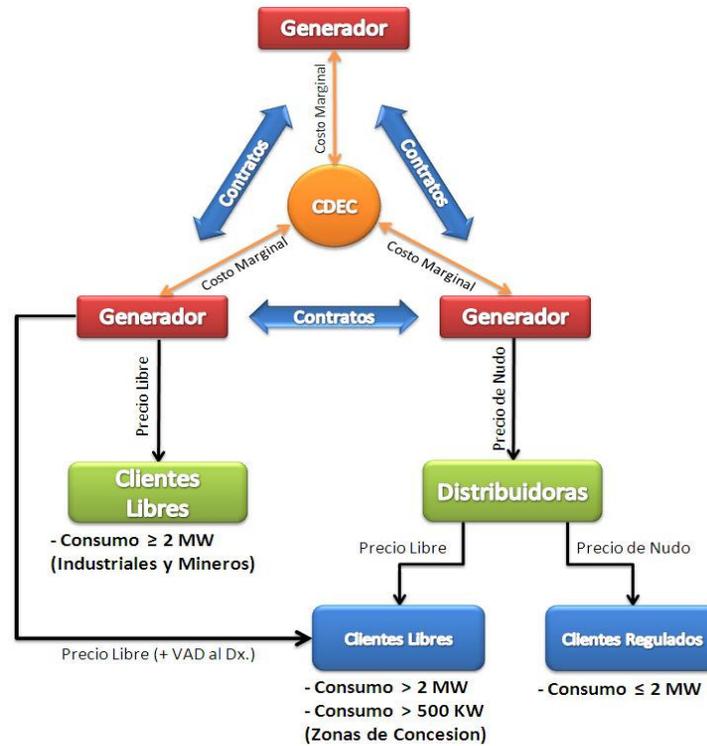


Figura 8.- Resumen del Negocio de Generación [35].

Nota: VAD, Valor Agregado de Distribución, aplicado como peaje del sistema de distribución.

Ahora bien, del negocio por operación y comercialización relacionada con la venta de energía y potencia en el sistema, son determinados por los balances de inyecciones y retiros de potencia, y por las transferencias de energía entre empresas generadoras, realizada por los CDEC respectivos.

4.2.6. Transacciones entre Generadores

Del Balance de Inyecciones y Retiros de potencia

Cualquier propietario de medios de generación, operados en sincronismo, puede participar de las transferencias de potencia, determinadas a partir de los balances respectivos, los cuales son valorizados al precio de nudo de potencia. De esta manera todo propietario de medios de generación operados en sincronismo deben estar en condiciones de satisfacer, en cada año, los compromisos que tenga para la Demanda de Punta del sistema, considerando para ello la potencia de suficiencia propia y las adquiridas a otras empresas que posean medios de generación (Los balances son calculados por la DO de cada CDEC).

El balance se obtiene entonces de la comparación de la potencia de suficiencia y los retiros de potencia¹⁸ de cada generador.

¹⁸ Compromiso de Potencia de un generador con un cliente final sometido o no a regulación de precios, el cual se determina a partir del promedio de potencia consumida por el cliente durante las horas que determinan la Demanda de Punta (Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema) del sistema o subsistema (Fuente: Artículo 13, DS N°62 2006).

Estos balances son calculados por la DO, constan de un cálculo preliminar, el cual es efectuado dentro del mes anterior al inicio del año de cálculo y un cálculo posterior definitivo, que debe ser realizado a más tardar el último día del mes del año de cálculo respectivo. El cálculo preliminar considera demandas previstas para cada propietario de medios de generación y la DO comunicará los pagos que deban efectuarse entre las empresas propietarias de medios de generación operados en sincronismo durante el siguiente año. Los pagos respectivos se deben efectuar en doce mensualidades, durante el año siguiente al cálculo.

Posteriormente una vez transcurrido el año de cálculo, la DO deberá actualizar la información utilizada por el cálculo preliminar y determinará los pagos definitivos. De la diferencia que se produzca entre los pagos obtenidos del cálculo preliminar y del definitivo, darán origen a una reliquidación, las cuales serán pagadas en una sola cuota considerando los intereses respectivos¹⁹. Estos pagos se deben facturar a más tardar 20 días después de que la DO realice el cálculo definitivo y se pagaran a más tardar 10 días posteriores a emitidas las correspondientes facturas. En caso de mora o atrasos de los pagos, el interés anterior se aumentará en un 50% (Artículo 2, 3, 4, 5 y 7) [25].

Luego, como se ha señalado anteriormente, la potencia que se utiliza para determinar las transferencias entre los generadores, es llamada potencia de suficiencia (o firme).

De las Transferencias de Energía

En relación a la transferencia de energía entre empresas eléctrica, aplica a aquellas que operen sus medios de generación en sincronismo y que resulten de la coordinación de operación realizada por el CDEC respectivo. Las transferencias son valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estas transferencias de energía, están constituidas por sus componentes básicas de energía, expresadas en kilowatt hora (Artículo 149) [24].

Los costos marginales utilizados en la valorización de las transferencias de energía, son los que resultan de la operación real (calculados por la DO), considerando los costos variables de las unidades, los costos de oportunidad de las energías embalsadas²⁰ y los costos de racionamiento²¹ según profundidad de falla.

Los costos marginales instantáneos reales, deben ser accesibles al segundo día hábil siguiente de ocurrida la operación (Artículo 264) [23].

¹⁹ Tasa de interés corriente para operaciones no reajustables de menos o más de 90 días, según la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas (Fuente: Artículo 5, DS N° 62 2006).

²⁰ Para obtener estos costos se utilizan los modelos matemáticos, la información y los procedimientos aplicados en la planificación y en la programación de la operación (Fuente: *Artículo 264, DS 327 1998*).

²¹ Existe condición de racionamiento en una barra si, por cualquier circunstancia, los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio. La profundidad de la falla, se establecerá respecto de la última proyección de demanda existente, en condiciones normales de calidad de servicio. En condiciones de racionamiento, el costo marginal instantáneo en la barra será igual al costo de falla correspondiente a la profundidad de la misma (Fuente: *Artículo 264, DS 327 1998*).

Luego, el procedimiento para determinar la valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre generadores, son realizados por el CDEC de la siguiente manera (Artículo 265) [23].

- a) En las barras de las subestaciones en que se producen transferencias de energía entre generadores, se efectúan mediciones para determinar inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado, las que son valorizadas multiplicándolas por el costo marginal instantáneo correspondiente.
- b) Para cada generador, se suman algebraicamente todas las inyecciones y retiros netos valorizados de acuerdo al procedimiento anterior, ocurridos en todo el sistema durante el mes. Las inyecciones se consideran con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, constituye el saldo neto mensual de cada generador.

En relación a lo anterior, se considerarán inyecciones las provenientes de centrales o de líneas de transporte, y retiros los destinados a clientes o a ser transmitidos por otras líneas de transporte.

Ahora bien, en las barras de las subestaciones en las que se originan estas transferencias, se dispone de equipos de medición que permiten determinar, en forma horaria, las transferencias de energía [36].

Finalmente, cada generador con saldo neto mensual negativo debe pagar dicha cantidad, **antes del día 22 del mes siguiente**, a todos los generadores que tuvieron un saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos últimos participo del saldo positivo total del mes (Artículo 266) [23].

Es necesario señalar que en comparación con el balance de inyecciones y retiros de potencia, las trasferencias de energía no están limitadas como ocurre con la potencia, las cuales en conjunto con la potencia de suficiencia y contratos de las mismas, constituyen para las empresas generadoras, la potencia de la cual disponen para participar del balance respectivo. En este sentido, actualmente la trasferencia de energía no cuenta con algo similar, sin embargo, existía hasta diciembre del 2001 lo que se conocía como energía firme que era su equivalente a la potencia firme o de suficiencia. Esta característica se encuentra descrita en el Decreto Supremo 327/98, en sus artículos transitorios específicamente en el artículo 16, donde se establece que:

La energía firme depende del tipo de central eléctrica, si es:

- Una Central Hidroeléctrica: La energía firme es igual a la capacidad anual de producción de energía bajo condiciones de hidrología seca²², considerando restricciones de riego que fuesen aplicables.

²² Se entiende por hidrología seca, al año de la estadística hidrológica definido como el de probabilidad de excedencia más próxima a 90%, para el sistema eléctrico en conjunto (Fuente: *Artículo Transitorio 16, DS 327 1998*).

- Una Central Termoeléctrica: La energía firme se calcula como la capacidad anual de producción de energía en condiciones de disponibilidad promedio de las unidades generadoras termoeléctricas²³.

Ahora bien, se le reconocía la energía firme total de una empresa generadora como la suma de la energía firme de las centrales hidroeléctricas propias, de la energía firme de las centrales termoeléctricas propias y de bloques de energía firme hidroeléctrica o termoeléctrica suministrado por otras entidades generadoras que operen en sincronismo, asegurado mediante contrato suscrito a precio libremente pactado.

Luego, a partir de esta energía firme, el CDEC respectivo verificaba que las ventas que efectuaban los generadores (interconectados al sistema respectivo) a concesionarios de servicio público de distribución, estuviesen garantizadas con energía firme excedentaria. Energía resultante de descontar su energía firme, con los consumos previstos de clientes que no sean empresas distribuidoras.

Ahora bien, esta restricción de venta por decreto regulaba a concesionarios de empresas de distribución, pero no señalaba consideraciones sobre los clientes libres de las empresas.

A pesar de lo anterior, el CDEC-SIC hasta Diciembre del año 2001, controlaba que todas las empresas productoras integrantes, estuviesen en condiciones de satisfacer en cada año su demanda de energía, la cual se determinaba a partir de la suma de todos los suministros de energía previstos, tanto para clientes propios de la empresa o bien para otros integrantes del CDEC-SIC, así como también, las pérdidas de transmisión correspondientes. Luego se efectuaban balances anuales, llamados balances anuales de Energía Firme, que determinaban eventuales superávit o déficit de las empresas generadoras respecto de sus contratos de suministro, los cuales daban origen a transferencias de Energía Firme de los productores con superávit a los productores deficitarios. Las transferencias de Energía Firme entre productores se comprometían a través de contratos de libre decisión no sometido a regulación de precios.

Pero como se comento anteriormente, a partir del año 2002, no existe la obligatoriedad de verificar que las ventas que efectúen los generadores estén garantizadas con Energía Firme excedentaria, sin embargo, el concepto de energía firme sigue siendo utilizada por el CDEC-SIC, con motivo de la publicación del RM N°88, para calcular las prorratas por medio de las cuales las empresas generadoras deben participar en el abastecimiento de los consumos de clientes sometidos a regulación de precios que se encuentren sin contrato de suministro [31].

4.2.7. De Situaciones de Racionamiento

Una de las preocupaciones más frecuentes en el ámbito de la Generación, es la situación de racionamiento, esto debido a los altos costos que para las centrales en operación significa,

²³ Se entiende por disponibilidad promedio de energía de las centrales termoeléctricas, el máximo de la energía anual que, como promedio, pueden generar dichas centrales, considerando los períodos de mantenimiento y falla(Fuente: *Artículo Transitorio 16, DS 327 1998*).

debido a reducciones de consumos, compensaciones a clientes regulados, como también el elevado valor que toma la energía en estos periodos.

Así también, para los consumidores, y en especial los grandes consumidores, las situaciones de racionamiento significan grandes pérdidas de producción, derivados de no disponer energía eléctrica para hacer funcionar sus equipos y/o maquinarias que estos requieren en sus procesos productivos.

Chile ya ha experimentado crisis energéticas de esta naturaleza, por ejemplo la situación ocurrida en el SIC en los años 1998 y 1999, producida principalmente por tres factores [37]:

- Bajo nivel inicial de Embalses
- Uso Acelerado del agua embalsada
- Sequia prolongada y falla de la Central Nehuenco

Este déficit de energía se prolongó por 81 días, con un promedio de energía deficitaria por día de un 8% (5 GWh) [38]. Como consecuencia de esta situación se realizaron una serie de modificaciones en el ámbito regulatorio tendientes a fortalecer el sector eléctrico frente a estos casos, de los que destacan: incentivos a las energías renovables con objeto de aumentar la matriz energética, reducciones de consumos, nuevas consideración sobre fuerza mayor en situación de racionamiento, entre otras. En este sentido es que se presenta a continuación el marco regulatorio actual sobre una situación de racionamiento, determinado a partir del Decreto con Fuerza de Ley N°4, del 2006.

La dictación de un Decreto de Racionamiento es determinado por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, previo informe de la CNE, en caso que se produzca o proyecte fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencias de:

- Fallas prolongadas de centrales eléctricas, ó
- Situaciones de sequía

Con la dictación de este decreto, se dispondrá de medidas para manejar, disminuir o superar el déficit en el más breve plazo. Las medidas están orientadas, principalmente a:

- Reducir los impactos del déficit para los usuarios,
- Incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema,
- Estimular o premiar el ahorro voluntario y;
- Aminorar los costos económicos que el déficit pueda ocasionar al país.

En relación al déficit que se produzca en el sistema, este deberá ser distribuido proporcionalmente y sin discriminación alguna entre todas las empresas de generación, tomándose como base, el global de sus compromisos de energía.

Las empresas generadoras deben compensar cada kilowatt-hora deficitario, a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, determinado sobre la base del consumo normal²⁴ del cliente valorizado con la diferencia entre el Costo de Racionamiento²⁵ y el Precio Básico de la Energía. Lo anterior se resume de la siguiente manera:

$$\left[(1 + a) \cdot \text{EnergiaFacturada}_{T-1} - \text{EnergiaEntregada}_T \right] \cdot [CF - PB_{\text{Energia}}]$$

Donde:

a: Tasa anual de crecimiento del consumo.
CF: Costo de Falla o de Racionamiento.
PB_{Energía}: Precio Básico de Energía.

Las distribuidoras a su vez, deberán traspasar estas compensaciones a sus clientes sometidos a regulación.

Cuando se dicte un decreto de racionamiento, producto de las situaciones antes descritas, no serán estas consideradas como situaciones de fuerza mayor o caso fortuito, además de las siguientes:

- Fallas de centrales hidroeléctricas producidas por años hidrológicos más secos que los utilizados en el cálculo del precio de nudo.
- Fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales.
- Se permite, en caso que una empresa generadora desee solicitar la comprobación por parte de la SEC de que el déficit se produjo efectivamente por fuerza mayor o caso fortuito, para esto la SEC deberá pronunciarse en un plazo no mayor a 10 días.

Cabe señalar también que todas las trasferencias de energía que se produzcan en el CDEC, obtenidos de la dictación del decreto de racionamiento, se valorizaran a costo marginal instantáneo, que en horas de racionamiento será igual al costo de falla.

Además es necesario considerar disposiciones orientadas a reducir el consumo por parte de los clientes de empresas de generación, si bien, estas no necesariamente se desprenden de un racionamiento, son situaciones en que pueden ser consideradas por las empresas. Lo anterior se encuentra establecido en el Artículo 148°, del DFL N°4 2006, donde se señala lo siguiente:

Los generadores pueden convenir con consumidores sujetos a regulación, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, estos se imputaran a los suministros comprometidos por el respectivo generador. Los clientes a precios regulados, son los siguientes (Artículo 147°) [24].

²⁴ Consumo que resulta de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del último año sin racionamiento, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo (Fuente: Artículo 163°, DFL N°4 2006).

²⁵ Se entiende por el costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera (Fuente: Artículo 162°, DFL N°4 2006).

1. Clientes finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2 MW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;
2. Clientes finales de potencia conectada inferior o igual a 2 MW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.
3. Además se debe cumplir que los Clientes Finales posean una potencia conectada igual o superior a 500 kW.

En caso de clientes finales de menos de 500 kW, el convenio puede ser de forma directa con el consumidor o a través de la empresa de distribución.

Estas ofertas, realizadas por los generadores, deben indicar el periodo del acuerdo y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgaran por tales reducciones o aumentos, según el caso. En caso que el convenio se establezca con una empresa distribuidora, estas a su vez deberán de transmitirlos directamente a sus consumidores, sin alterar en ningún caso el convenio original. Estos mecanismos no podrán contener condiciones o cláusulas que graven, multen o perjudiquen a los consumidores.

Finalmente una vez formulada la oferta, sea directamente con el cliente o bien por medio de la distribuidora, esta se entenderá aceptada tácitamente por los usuarios, quedando ambas partes obligadas a cumplir de acuerdo a la oferta convenida.

Esta opción, puede ser utilizada en todo momento según estrategias del generador, pero que en casos de racionamientos pueden significar una herramienta muy útil a la hora de distribuir el déficit de energía entre los compromisos energéticos de las empresas de generación, pues se podría acordar reducciones de consumo temporales, de manera de participar dentro de la distribución del déficit con una capacidad de compromisos de consumos menores.

4.2.8. El No Cumplimiento de las disposiciones Regulatorias

En este sentido cuando cualquier instalación eléctrica que no cumpla con las normas técnicas y/o reglamentos en virtud del Decreto con Fuerza de Ley N°4 2006, pueden ser sancionadas por la SEC con multas y/o desconexión de las instalaciones correspondientes, que dependerán de los reglamentos según cada caso (Artículo 223°) [24].

A continuación se analizara el negocio eléctrico emprendido por la empresa Celulosa Arauco y Constitución S.A., a través de la empresa Arauco Generación S.A.:

4.3. Experiencia Empresa de Generación en el Mercado

4.3.1. Arauco Generación S.A.

La empresa de eléctrica Arauco Generación S.A. se formo en el año 1996, mediante la separación administrativa del proceso productivo del cliente libre, Celulosa Arauco y Constitución S.A. (en adelante Celulosa Arauco), en la unidad especial de la planta destinada a la generación.

Es necesario señalar que la empresa Celulosa Arauco es una empresa forestal con estrategias de negocios en el ámbito Forestal, Celulosa, Madera Aserrada y Paneles, caracterizándose por disponer de Generación por Bio-Masa resultado de los derivados de su proceso. Además las unidades de este tipo se caracterizan por producir electricidad siempre y cuando sus líneas de producción estén operativas.

Los objetivos por establecer una empresa de generación, respondió a la necesidad de la empresa Celulosa Arauco por disponer respaldo de suministro eléctrico principalmente y de además, permitir la venta de sus excedentes en el sistema eléctrico, en este sentido es necesario destacar que a esa fecha, no se disponía de la opción de recibir retribuciones por la inyección de los excedentes de potencia y energía al sistema, que actualmente si son consideradas en las modificaciones establecidas en la Ley Corta I, actualmente incorporada en el artículo 149° del DFL N°4, donde se establece que dichas inyecciones serán valoradas a precios de nudo de potencia y costo marginal instantáneo, respectivamente.

Sin embargo, con la creación de una empresa con giro en generación, se aseguro la posibilidad de efectuar retiros a costos marginales, asegurando su abastecimiento energético y permitiendo además recibir pagos provenientes del mercado eléctrico, producto de sus inyecciones.

La incorporación de Arauco Generación S.A. al mercado eléctrico, se estableció con tres centrales eléctricas que poseen las siguientes características:

Central	Puesta en Servicio	Combustible	Unidades	Potencia Instalada [kW]
Arauco	1996	Vapor Licor Negro	1	33
Celco	1996	Vapor Licor Negro	2	20
Cholguán	1996	Desechos Forestales	1	9

Tabla 5.- Centrales eléctricas de propiedad de Arauco Generación S.A.

Centrales eléctricas que le significaban a la empresa generadora reunir un total de 62 MW de capacidad instalada, cumpliendo con los requerimientos obligatorios para formar parte del CDEC-SIC. Esto le aseguro un cupo sin posibilidad de objeción de los demás integrantes del CDEC respectivo.

En la actualidad la empresa de generación, formada a partir de las instalaciones de un cliente libre, han aumentado, contando con un total de 8 centrales, las cuales poseen las siguientes características:

Central	Puesta en Servicio	Combustible	Unidades	Potencia Instalada [kW]
Arauco	1996	Vapor Licor Negro	1	33
Celco	1996	Vapor Licor Negro	2	20
Cholguán	1996	Desechos Forestales	1	9
Valdivia	2004	Desechos Forestales	1	61
Licanten	2004	Desechos Forestales	1	5,5
Horcones TG	2004	Gas Natural	1	24,3
Nueva Aldea I (ex Itata)	2005	Desechos Forestales	1	13
Nueva Aldea II	2006	Desechos Forestales	1	12

Tabla 6.- Total de Centrales de propiedad de Arauco Generación (Potencia Instalada Total: 177.8 MW).

El año 2006, la empresa Arauco Generación S.A. genero un total de 490,1 GWh, participando de la generación total de un 1,2%.

En conclusión, la opción de participación en el negocio de generación, utilizando el establecimiento de una empresa con rubro en este campo, entrega las herramientas suficientes para disponer de respaldo para los consumos de la empresa del cliente, debido a la posibilidad de retirar energía a costo marginal, de acuerdo a lo presentado en el siguiente capítulo, participando de las transferencias de potencia y energía que apliquen, permitiendo a su vez al gran consumidor, como generador, recibir retribuciones por la venta de su energía inyectada al sistema respectivo. Cabe recordar que los consumos destinados a las instalaciones del Gran Consumidor son considerados como retiros de la empresa de generación.

4.4. Características, Ventajas y Desventajas entre un Generador y un Autoproducer

Con el conocimiento de las posibilidades de operación que tiene un Gran Consumidor, o bien un nuevo agente, en el mercado eléctrico nacional, se presentaran las características, ventajas y desventajas de ambas opciones de negocio analizadas anteriormente, desde el punto vista regulatorio.

A continuación se presenta las características más importantes del Autoproducer y de una Empresa de Generación:

Autoproducer	Generador
Restricción de Generación	
- La potencia generada debe estar destinada a lo menos un 30%/50% a los propios consumos.	- Los Generadores no se ven sometidos a restricciones, debido a que su giro comercial es la generación.

Coordinación del CDEC	
<ul style="list-style-type: none"> - Debe someter a la Coordinación del CDEC aquella potencia declarada como Potencia Excedentaria. - Debe informar al CDEC la cantidad de generación destinada a su propio consumo (Similar al Informe de Operación Mensual (IOM), para PMG o PMGD). 	<ul style="list-style-type: none"> - Toda unidad de generación interconectada al sistema, está obligada a someterse a la coordinación del CDEC respectivo (Coordina toda la capacidad de la unidad). - Destacan excepciones como lo visto para PMG y PMGD.
Retribución por Potencia y Energía	
<ul style="list-style-type: none"> - Recibe pagos por potencia, por aquella parte establecida como potencia excedentaria, a precio de nudo de potencia. - La potencia inicial reconocida para la obtención de la potencia firme, puede ser igual a la potencia excedentaria (Que es reconocida por la DO, como una central con una potencia igual a esta última). - Recibe retribuciones de energía, por la inyección efectuada al sistema, valorizada a costo marginal instantáneo. - Cabe señalar que el Autoprodutor participa de los balances de energía y potencia, por aquella disponible para el sistema, como excedentaria y coordinada por el CDEC respectivo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Recibe pagos de potencia, por la potencia firme reconocida por la DO, a partir de su potencia inicial, cuyo valor máximo puede llegar a ser igual a la potencia máxima de la unidad de generación, a precio de nudo de potencia en su barra de inyección. - Recibe pagos por inyección de energía, para aquellas unidades en sincronismo y que resulten de la coordinación de operación realizada por el CDEC respectivo, las cuales son valorizadas a costo marginal instantáneo (Cabe destacar que se permite a unidades en sincronismo y no sometidas a la coordinación del CDEC, participar de los balances de inyección y retiro, informando a la DO respectiva (Artículo N°8) [25]).
Comercialización de Potencia y Energía	
<ul style="list-style-type: none"> - Puede comercializar la potencia excedentaria con Clientes Libres y responderá en los balances respectivos como Autoprodutor-Generador. - En este caso, el Autoprodutor, no podrá contar con esta potencia como respaldo en caso de mantenimientos o fallas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede realizar contratos libres de energía y potencia con clientes libres. - Toda energía y potencia no destinada a abastecer los servicios auxiliares de la unidad, son consideradas como retiros propios de la empresa de generación. - En relación a la comercialización de potencia, los agentes generadores participan en los balances de potencia, considerando su potencia firme y los contratos de potencia que hayan adquirido con otras empresas de generación.
Mantenimientos y Fallas	
<ul style="list-style-type: none"> - Debe coordinar con el CDEC respectivo, mantenimientos programados, en periodos no establecidos como periodos de punta del sistema. En dichos casos, podrá retirar energía y potencia, solo en caso de disponer de un contrato. - En caso de mantenimientos no programados, se hará responsable por los efectos que cause la falta de generación, en dichos casos, podrá efectuar retiros por aquellos consumos críticos, siempre y cuando disponga de un contrato especial, en el cual asegure un cierto número de horas en donde se garantice su suministro (Este retiro no debe ser efectuado en horas punta del sistema, y en caso que ocurra, deberá costear cobros adicionales debido a este efecto). - Cuando la potencia excedentaria declarada, no esté en contrato con algún cliente, podrá retirar 	<ul style="list-style-type: none"> - Se establece a comienzo de cada año, mantenimientos mayores (parciales o totales) en cualquier periodo del año. - En caso que los mantenimientos se efectúen en periodos mayores a los programados o bien en periodos no programados, estos casos serán considerados en el índice de disponibilidad forzada (IFOR) y afectara por tanto, la potencia firme reconocida a dicha unidad. - Los agentes generadores en mantenimientos no programados y en fallas, pueden retirar energía (Retiros de clientes) y potencia del sistema, debiendo responder en los balances respectivos posteriormente.

energía y potencia, en el orden de la magnitud excedentaria. Nota: Cuando la potencia excedentaria está comprometida en contrato, no podrá el Autoproducer retirar esta potencia del sistema, debido a que este, se encuentra abasteciendo a su retiro.	
Del Pago de Peajes	
<ul style="list-style-type: none"> - Debe participar del pago de peajes por aquella potencia excedentaria, recibiendo el mismo trato que un generador. - Cuando retire energía por aquellos consumos críticos, participara del pago de peajes como un consumidor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Deben pagar los peajes de inyección y retiros respectivos, que su potencia inyectada y retiros (Contratos) hacen de los Sistemas de transmisión troncal, subtransmision y adicional según corresponda.
Situaciones de Racionamiento	
<ul style="list-style-type: none"> - Participa de la misma manera que un generador, por aquella potencia excedentaria, reconocida por el CDEC respectivo. - En caso de disponer de contratos para consumos críticos (Autoproducer-Consumo), se considerara como un retiro y por tanto, de ser requerido podrá ver sometido a racionamiento dicho consumo. 	<ul style="list-style-type: none"> - El déficit de suministro eléctrico, se distribuye proporcional y sin discriminación alguna entre todas las empresas de generación, de acuerdo a los compromisos de energía.

A continuación se presenta las ventajas y desventajas desde el punto de vista de un cliente libre que trate de optar ser un Autoproducer o por establecer una Empresa de Generación:

Autoproducer	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - En situaciones de racionamiento, se verá restringido su consumo solo en aquella porción comprometida en contrato para abastecer los consumos críticos. Y por tanto, podrá utilizar sus medios de generación para abastecer sus propios consumos. - Puede percibir ingresos por inyección de potencia y energía a sistema al cual se interconecte. - No ve sometida a racionamiento la potencia declarada para abastecer sus propios consumos, siempre y cuando sea capaz de autoabastecerse en dichos periodos. - En caso de no comprometer en contrato la potencia excedentaria, el Autoproducer puede retirar potencia y energía del sistema equivalente a dicho excedente. - Independencia energética desde el sistema interconectado, con la posibilidad de contratar potencia adicional en caso de mantenimientos no programados o fallas, en periodos fuera de punta. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere de una evaluación económica, que dependerá de la matriz energética que disponga el Autoproducer, para determinar si es positivo o negativo esta opción de negocio. - Necesidad de disponer de contratos de abastecimiento en caso de mantenimientos no programados o fallas. - Riesgos de no contar con contratos de suministro para los consumos críticos (Autoproducer-Consumo). - Riesgos asociados con la operación de las unidades de generación, debido a que si no están operativas a la hora de ser despachadas por el CDEC, significarían multas y castigos (disminuciones) a la potencia firme estimada de la unidad equivalente a la potencia excedentaria. - En caso de aumentos de propios consumos del Autoproducer, se requerirá de aumentos de capacidad instalada para continuar cumpliendo con las regulaciones respectivas.

Generador	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Puede retirar energía y potencia a costo marginal de energía y potencia, estableciendo un contrato con la empresa de generación cuyo propietario es el propio cliente libre. Debiendo por tanto participar de los balances de energía y potencia respectivos. - Puede establecer contratos con otras empresas generadoras de energía y potencia, para ampliar la capacidad de la empresa, pudiendo en tanto, gestionar precios más económicos en la compra de energía y potencia, o bien, establecer contratos con otros clientes libres. - Puede recibir ingresos por la inyección de su potencia y energía. Además de establecer contratos de suministro con clientes libres. - Seguridad de abastecimiento desde el sistema. - En caso de mantenimientos no programados o fallas, puede retirar energía sin restricción. Debe por tanto participar de los balances de energía y potencia respectivos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Riesgo que sus unidades de generación no sean despachadas y deba comprar energía y potencia del sistema, lo que lleve a participar como deficitario en los balances de energía y potencia (En el caso que sus unidades sean caras, lo más probable es que sea una ventaja comprar desde el sistema). - En situaciones de racionamiento, deberá someter su consumo asociado como retiro a la empresa de generación, a restricciones de energía y potencia. - Debe pagar peajes por el uso que sus inyección de energía y potencia hace de los sistemas de transmisión troncal, subtransmision y adicional. Además de cubrir los peajes producto del retiro de energía y potencia desde el sistema, para abastecer los consumos de sus instalaciones y/o retiros comprometidos en contrato.

Finalmente, con el marco de negocio completamente analizado, el estudio continúa, con el gran consumidor y posteriormente se determina la mejor opción de negocio desde el punto de vista económico y estratégico en relación a la seguridad de suministro.

5. Característica y datos técnicos del gran consumidor y central de generación.

El objetivo del capítulo es presentar las características de la División Los Bronces, para luego determinar un modelo representativo respecto a la demanda máxima de la división, características de consumo y otros. Considerando las características y modelación de la división, se utilizará una central de generación que cumpla con permitir analizar ambas opciones de negocio, como también, permitir una implementación real en la localización de la División.

5.1. Introducción

Hasta el momento se dispone de un análisis detallado del marco regulatorio en que un Gran Consumidor puede participar del negocio de generación; el presente capítulo y siguiente, aterrizarán lo analizado utilizando para ello como cliente libre, la División Los Bronces de la Empresa Minera Anglo American Chile (AACh).

AACh pertenece al grupo Anglo American plc, empresa anglo sudafricana líder mundial en minería y recursos naturales, basada en Londres con operaciones en África, Europa, Asia y América. En Chile esta empresa se encuentra presente desde 1980, siendo hoy el 3^{er} productor de cobre más grande del país, con sus divisiones Mantos Blancos, Mantoverde, Los Bronces, El Soldado y Fundición Chagres. Además AACh es dueña de un 44% de Collahuasi, siendo la división más importante de la empresa en Chile.

Para la división Los Bronces, de acuerdo a: los niveles de consumo, niveles de generación propia, ventas de cobre, etc., es muy importante lograr un modelo de la División lo más semejante a la planta real permitiendo que los resultados económicos desarrollados en el capítulo siguiente, sean capaces de entregar una visión real de negocio. Cabe destacar también que AACh, División Los Bronces, cuenta con unidades de generación en la división y considera, en los próximos años, la instalación de nuevas unidades, completando alrededor de 5,3 MW adicionales. Sin embargo, estas unidades no serán consideradas debido a que su función es operar en emergencia y por pocos periodos de tiempo.

Finalmente para determinar los resultados económicos de cada opción de negocio (Generador y Autoproducer) es necesario considerar previamente: las características de consumo del gran consumidor, datos técnicos de la unidad de generación, logística del combustible, lugar de localización de la central, etc. Todo lo anterior, junto con las hipótesis del caso, permitirán obtener distintos resultados económicos que validaran o rechazarán, una u otra alternativa de negocio.

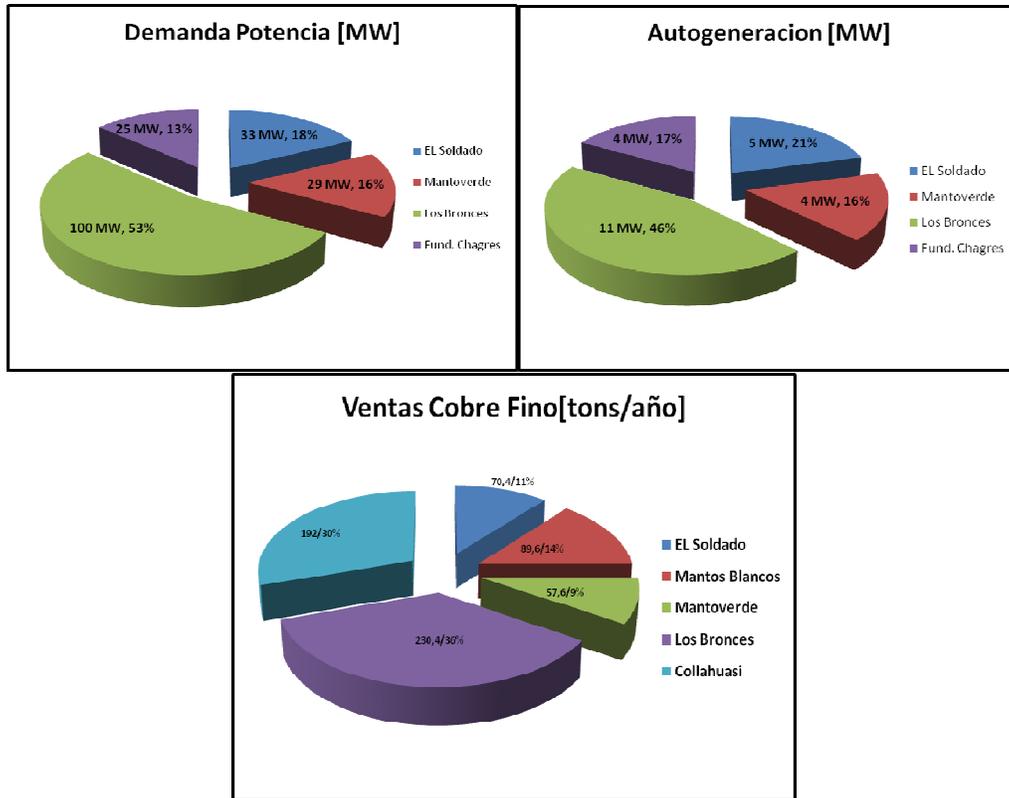


Figura 9.- Resumen estadístico de algunas divisiones de la empresa AACH [39].

5.2. División Los Bronces

En esta sección se presentan las características generales de la división, su funcionamiento general, niveles de consumo y otros. Cabe destacar que el Proyecto Desarrollo Los Bronces (PDLB), no será considerado en la modelación, debido al nivel de potencia adicional requerido. Finalmente se establece un modelo para la división, de acuerdo a ciertas hipótesis.

5.2.1. Características Generales y Localización Geográfica

La división Los Bronces se encuentra en la Región Metropolitana en la Cordillera de los Andes, a 65 Kilómetros de Santiago y alrededor de 3.500 msnm. Posee una planta concentradora ubicada en el sector de Las Tórtolas, en la comuna de Colina, donde también se encuentra el tranque de relaves. Cabe destacar que es la única división que produce molibdeno, un subproducto del cobre, además de ser una mina que se explota a rajo abierto, produciendo el 2006, 226.020 toneladas de cobre fino y 2.549 toneladas de molibdeno contenido en concentrado [40].



Luego, con el conocimiento de las características generales de la planta, se analizarán datos de consumo y expansiones, niveles de generación, características de transformadores, líneas y otros, que permitan conocer la operación y datos de la división, para ser utilizados en la evaluación económica y establecer un modelo de operación de la división.

5.2.2. Descripción General de la estructura eléctrica de la división

La estructura principal de la división consiste en 3 zonas que reúnen los niveles de consumo más importantes: Las Tórtolas, San Francisco y finalmente Los Bronces, cada una de estas zonas con subestaciones respectivas. Además cabe señalar que la división es abastecida por el SIC desde dos puntos, Polpaico y La Ermita, utilizándose solo uno de ellos y dejando al otro como un abastecimiento de respaldo.

A continuación se presentará el diseño eléctrico general que posee la división:

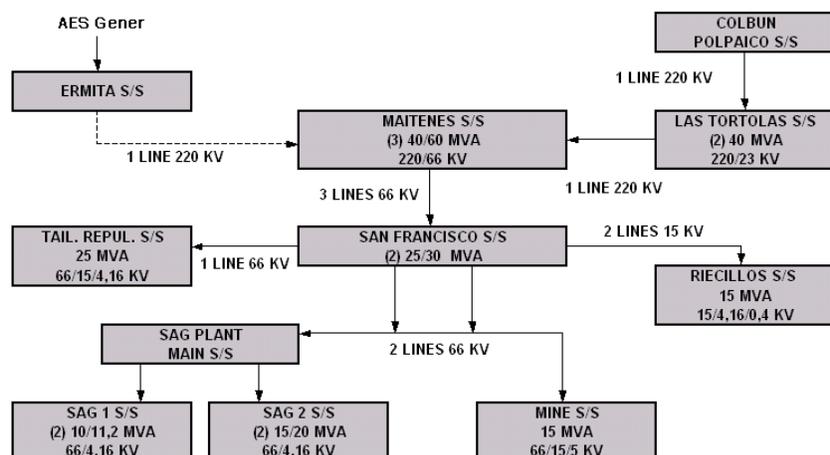


Figura 10.- Estructura Eléctrica General de la División Los Bronces.

Los niveles de consumo y características de líneas, son analizadas a continuación utilizando la información más relevante del sistema para la modelación, de manera que sea lo más real posible.

La división posee un Factor de Potencia en la barra de Polpaico de 0.98 (de acuerdo a requerimientos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio), de este valor es posible determinar la potencia reactiva requerida a partir de la potencia activa consumida.

5.2.3. Modelación del Sistema Eléctrico

Para la determinación del modelo de la división, debemos conocer de manera previa los niveles de consumo de la división y las características técnicas de las líneas y transformadores más importantes que serán utilizados. Ahora bien, para determinar los consumos, se utilizó la siguiente metodología; conocer la curva de carga diaria máxima de acuerdo a análisis estadísticos de datos entregados en planta, lo que permitió conocer el nivel de demanda máxima y media de la división, conocido estos datos se determinó la capacidad instalada de la planta por medio de diagramas unilineales e información

adicional entregada, ajustando posteriormente estos consumos, a los niveles de demanda antes señalados. Este ajuste fue realizado de dos formas, utilizando factores de carga generalmente usados en procedimientos de determinación de consumos en la división, sin embargo, únicamente con estos factores, no fue posible alcanzar los niveles máximos y medios de demanda siendo necesario usar un factor de ajuste adicional, de modo de acercarse a los valores reales de demanda.

A continuación se presenta la curva de carga diaria máxima de la división, desde la barra de Polpaico, que será el único punto de abastecimiento considerado en el modelo:

Curva de Carga

La curva de carga se obtuvo determinando los máximos valores de potencia medidos en planta, en intervalos de 15 minutos desde la barra de Polpaico, durante los meses Diciembre 2005, Enero, Marzo, Abril y Mayo del 2006. A partir de estos datos y considerando solo los valores máximo en tiempos de 15 minutos para cada mes, se obtuvo que la curva más importante (máximo consumo) es la obtenida en el mes de Mayo 2006. La curva de carga máxima es la siguiente:

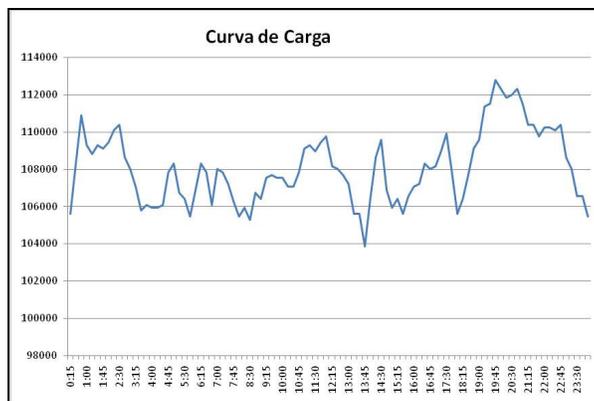


Figura 11.- Curva de Carga Diaria Máxima, Mayo 2006 (Polpaico).

Los valores que se desprenden y que toman mayor importancia son los siguientes:

Dato	Valor	Unidad
Potencia Maxima	112,8	MW
Potencia Media (*)	98,9	MW
Factor de Carga de La Planta	88%	%

Tabla 7.- Cuadro de Datos, Niveles de Potencia.

(*) La Potencia Media se obtuvo del total de mediciones realizadas en el mes de Mayo 2006.

Demandas del Sistema utilizadas para la modelación

Como se señalo anteriormente, se utilizaron dos tipos de factores de ajuste para dimensionar los niveles de consumo de la división, el primer factor, que a continuación se señala, es el resultado de una aplicación de ciertos índices utilizados para determinar las cargas de la división a partir de la capacidad instalada, estos índices son:

Factor de Carga: Es el valor que realmente consume de su valor nominal o de placa.

Factor de Operación: Da cuenta del tiempo que este equipo está funcionando, 1 significa funcionamiento ininterrumpido.

Running Factor: Es el producto de los factores anteriores y da cuenta de la demanda media del equipo.

Factor Peak: Es el aporte del equipo a la demanda máxima.

En la siguiente tabla, se presentan los valores utilizados en la determinación de la demanda utilizada en la modelación:

Descripción	Running Factor	Factor Peak	Factor de Operación	Factor de Carga
Planta de Acido	0,9	0,9	1	0,9
Calentadores	0,23	1	0,3	0,75
Chancador	0,75	0,85	1	0,75
Perforadora	0,6	0,85	0,8	0,75
Equipos EW	0,9	0,9	1	0,9
Celdas de Flotacion	0,7	0,85	1	0,7
Molienda	0,75	0,85	1	0,75
Unidades de Poder Hidraulica	0,75	0,85	1	0,75
Bombas	0,75	0,85	1	0,75
Motores Electricos	0,75	0,85	1	0,75
Repulpeadores	0,75	0,85	1	0,75
Rectificadores	0,72	0,72	1	0,72
Pala	0,75	0,85	1	0,75

Tabla 8.- Factores de Ajuste utilizados para las consumos de la División.

A pesar de utilizar estos factores para conocer la demanda, fue necesario utilizar un factor adicional de ajuste de manera que la demanda total del modelo coincida con la demanda máxima determinada en la curva de carga de la división, el valor de este factor de ajuste final fue de 0.95. Cabe destacar, que las perdidas no son consideradas, suponiendo pérdidas despreciables.

Finalmente, aplicando los factores a los consumos más importantes de la división, a continuación se presentan los resultados para las zonas más importantes de la división, Las Tórtolas, San Francisco y Los Bronces.

Zona Las Tórtolas (S/E Las Tórtolas)

Descripción	Consumo	Unidad
Planta	17,5	MW
Tranque	2,3	MW
Total	19,8	MW

Tabla 9.- Datos de Consumos Zona Las Tórtolas.

Zona San Francisco (S/E San Francisco 66 kV - S/E San Francisco 15kV)

S/E San Francisco 66 kV

Descripción	Consumo	Unidad
Consumo PHI/Repulpeo	9,5	MW
Total	9,5	MW

Tabla 10.- Datos de Consumos Zona San Francisco (S/E San Francisco 66 kV).

S/E San Francisco 15 kV

Descripción	Consumo	Unidad
Lixi II / Rectificación	5,96	MW
Electroobtención, Neutralización y Calderas	3,13	MW
Riecillos	6,3	MW
Romanas (1 y 2)	5,57	MW
Refino y PLS	4,01	MW
Total	24,97	MW

Tabla 11.- Datos de Consumos Zona San Francisco (S/E San Francisco 15 kV).

Zona Los Bronces (S/E Mina y S/E Los Bronces (SWG-201))

S/E Mina (1 y 2)

Descripción	Consumo	Unidad
Mina 1 y 2	3,95	MW
Total	3,95	MW

Tabla 12.- Datos de Consumos Zona Los Bronces (S/E Mina).

S/E Los Bronces (S/E SAG 1, SWG-201)

Descripción	Consumo	Unidad
S/E SAG 1 y 2	40,19	MW
Molino Bolas 3	14,39	MW
Total	54,58	MW

Tabla 13.- Datos de Consumos Zona Los Bronces (S/E Los Bronces).

Los consumos antes presentados, fueron determinados considerando los factores de ajustes, obteniéndose un total de demanda igual a 112,8 MW, que es efectivamente el valor máximo de potencia consumida por la división en la barra de Polpaico. Ahora bien, los consumos presentados son resultado de la suma de cargas por sector de consumo, llevados a la barra principal de alimentación. Estos serán los valores de consumo que se utilizan para el modelo de la división.

Características de Líneas y Transformadores utilizados en el Modelo

A continuación se presentaran los datos técnicos de las líneas y transformadores utilizados en la modelación.

Parámetros de las Líneas

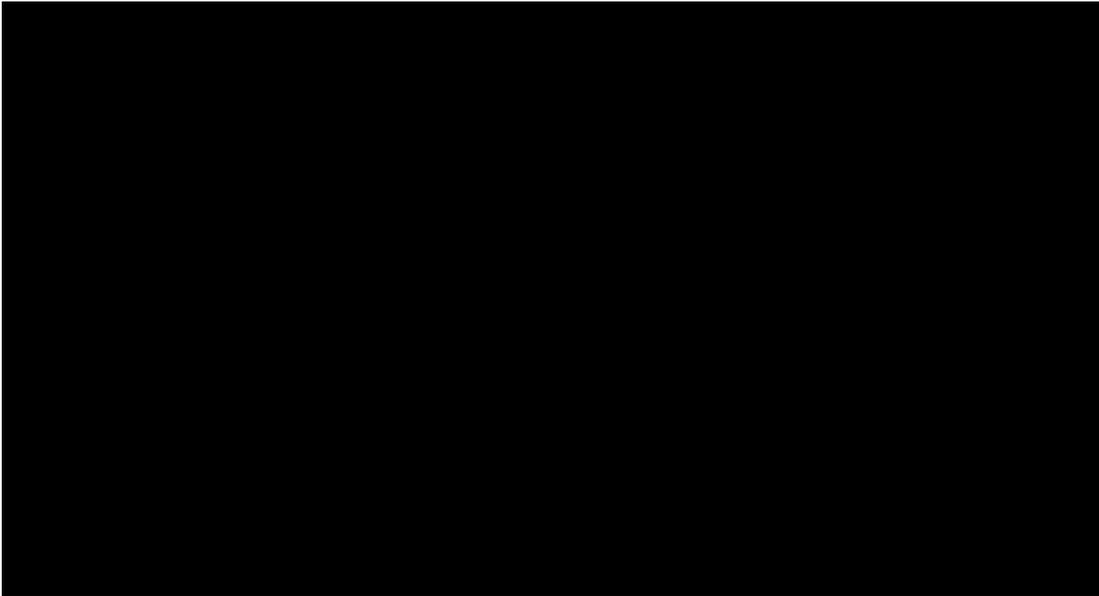


Tabla 14.- Parámetros de las Líneas utilizadas en el Modelo de la División.

- Línea Polpaico-Las Tórtolas, conecta a la división Los Bronces con el SIC. Cabe señalar que el modelo solo considera este abastecimiento, pero la planta cuenta además con un abastecimiento de respaldo desde La Ermita, cumpliendo con un criterio N-1. Alimenta los consumos Planta y Tranque (cargas totales, correspondientes a consumos remolienda, S/E bombeo, bombeo relave, moly, quilapilun y otros).
- Línea Las Tórtolas-Maitenes, conecta Las Tórtolas con la S/E Maitenes y constituye la alimentación que proviene desde el SIC al resto de la división.
- Líneas N°1, 4 y 5, conectan S/E Maitenes a S/E San Francisco 66kV, las cuales alimentan a Los Bronces. Alimenta consumos PHI/Repulpeo, Lixi II/Rectificación, Refino y PLS, Riecillos, Pérez Caldera y otros).
- Líneas N°2 y 3, conectan S/E San Francisco a S/E Los Bronces (S/E SAG 1, SWG 201). Los Bronces corresponde a los consumos S/E SAG 1 y 2 , que reúne consumos como Lixi I, Molinos SAG 1 y 2, Chancador Primario y otros.
- Línea N°2/ Cu 3/0 AWG, derivación que alimenta a la S/E Mina, que representa en el modelo, a la S/E Mina 1 y 2 de la división. Alimenta consumos como S/E Móvil 1, 2, 3 y 4 (que alimentan a su vez las palas y perforadoras de la división) S/E ACT, S/E Aspires, S/E La Copa/Choquera y otros.

Parámetros de los Transformadores

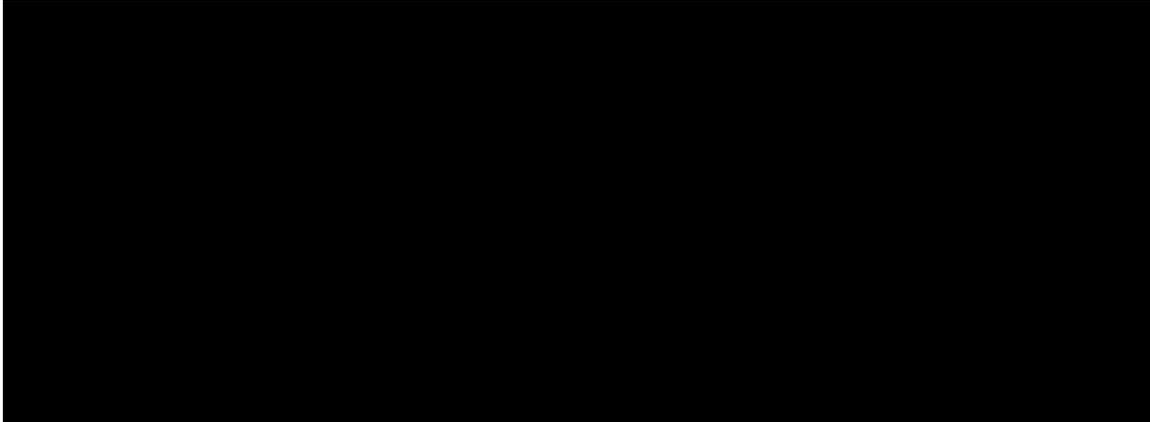


Tabla 15.- Parámetros de los Transformadores utilizados en el Modelo de la División.

- Los transformadores T1 y T2 Las Tórtolas, alimentan los consumos de la S/E Las Tórtolas, a una tensión de 23kV.
- Los transformadores T1, T2 y T3, constituyen los transformadores de bajada de la división, llevado los 220kV a 66kV, que alimentan a Los Bronces.
- Los Transformadores N°1 y N°2, alimenta los consumos de la S/E San Francisco, llevando la tensión de 66kV a 15kV.
- El transformador Tmina 2, se encuentra en la zona de Los Bronces, su función es llevar la tensión de 66kV a 15kV, alimentando los consumos de la mina 1 y 2. Cabe señalar que existe una alimentación desde la S/E Mina 1, la cual no es considerada en la modelación, debido a que es usada solo como respaldo.

Diagrama de la Modelación

A continuación se presenta la estructura del modelo considerado, utilizando los parámetros presentados anteriormente.

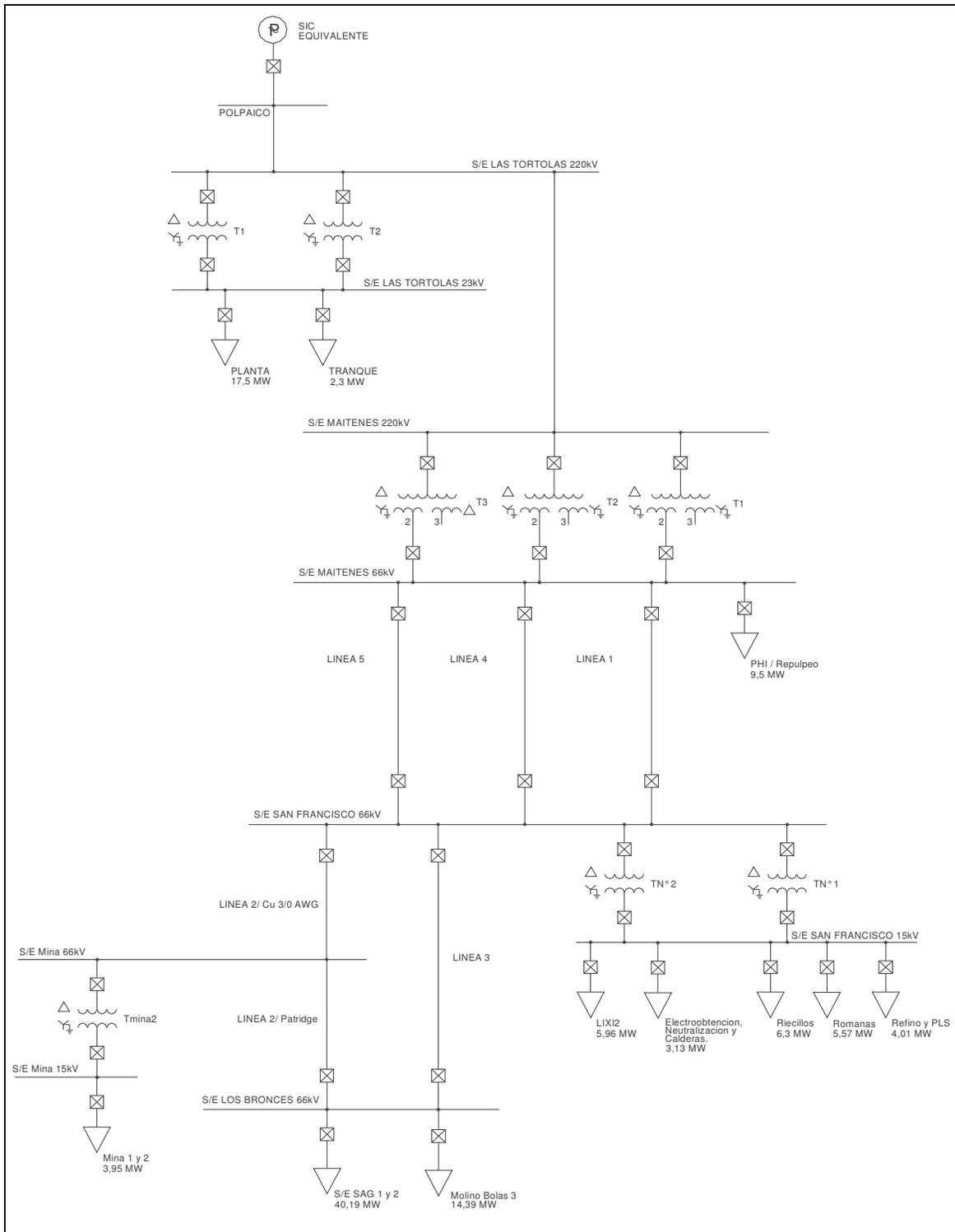


Figura 12.- Estructura del Modelo considerado para la División Los Bronces.

Para determinar las ventajas o desventajas en la operación dentro del mercado con las opciones de negocio Generador y Autoprodutor, es necesario considerar un parque de generación que permita realizar este análisis. En este sentido se ha considerado un tipo de central que sea capaz de cubrir las restricciones regulatorias que imponen ambas opciones

de negocio. Primero como Generador: se considero una unidad capaz de ingresar de manera obligatoria al CDEC (Centrales con capacidad igual o mayor a 61,14 MW) y como Autoproducer, cumplir con el requisito anterior y además disponer de una capacidad igual o superior a su demanda máxima anual registrada en el sistema eléctrico en que se encuentre. Luego, considerando como cliente libre al modelo de la división Los Bronces, la capacidad deberá ser por tanto, mayor a 61,14 MW y superior a su demanda máxima de 112,8 MW, es por este motivo, que la central que se considerara en el análisis es una Turbina de Combustión de Ciclo Abierto de 135.6MW, cuyo combustible es diesel y con capacidad de operar con Gas Natural. Esta central es elegida, con el objeto de establecer un punto de comparación para ambas opciones de negocio, considerándose además las características de ubicación y disponibilidad de insumos con que cuenta la División Los Bronces, y el tamaño de capacidad instalada que requiere esta división.

Cabe destacar que, es posible considerar para la opción de Generador, instalar una central de generación con capacidades menores, con opción de ingreso voluntario al CDEC, requiriéndose para ello, instalar una central con capacidad de generación superior a 9MW (esta opción no es analizada en esta memoria)

A continuación se presentan las características de la Central de Generación antes señalada y antecedentes de logística necesarios para la operación e implementación de este tipo de central.

5.2.4. Central de Generación considerada para la Evaluación Económica

Para la evaluación económica de las opciones de negocio, realizada en el siguiente capítulo, se considero utilizar una central de generación capaz de cumplir con los siguientes requisitos básicos:

- Capacidad de Generación superior a 112,8 MW.
- Permitir la comparación entre ambas opciones de negocio.
- Insumo primario de generación, accesible para la División Los Bronces.
- Ubicación de División los Bronces (Las Tórtolas, cerca de Colina, Región Metropolitana, a 1600 msnm aprox, San Francisco, Zona Cordillerana Región Metropolitana 2800 msnm y Los Bronces, Zona Cordillerana, Región Metropolitana, a 3500 msnm).
- Unidad de generación que permita llevar el análisis a una situación aplicable y no solo teórico.
- Plantas de Generación existentes en el mercado eléctrico actual.
- Entre otras.

La unidad de generación que cumple con los requisitos anteriores, es la central generadora tipo Turbina de Combustión de Ciclo Abierto, cuyo insumo principal es el Petróleo Diesel, con capacidad de utilizar Gas Natural. La unidad está basada en la planta de generación, existente y en actividad, la Central Los Vientos de AES Gener de 135.6 MW.

A continuación se presentan las características de: funcionamiento, detalles técnicos, logística en la instalación, espacio y otros, relacionados con este tipo de central.

Turbinas de Combustión de Ciclo Abierto

Las turbinas de ciclo abierto están compuestas de tres secciones principales, un compresor, una cámara de combustión y una turbina. Este tipo de turbinas operan bajo el principio del Ciclo Brayton (compresión, calentamiento y expansión de un fluido compresible), donde el aire se comprime en el compresor, para luego ser mezclado con combustible, en la cámara de combustión, y quemado bajo condiciones de presión constantes. El resultado es un gas a alta temperatura, que permite expandirse a través de la turbina para efectuar trabajo y girar con ello el alternador. La eficiencia de las turbinas de gas es aproximadamente de un 33%.

El ciclo abierto significa que se toma el fluido (aire) directamente de la atmosfera para someterlo primero a un ciclo de compresión, después a un ciclo de calentamiento y, por último, a una expansión.

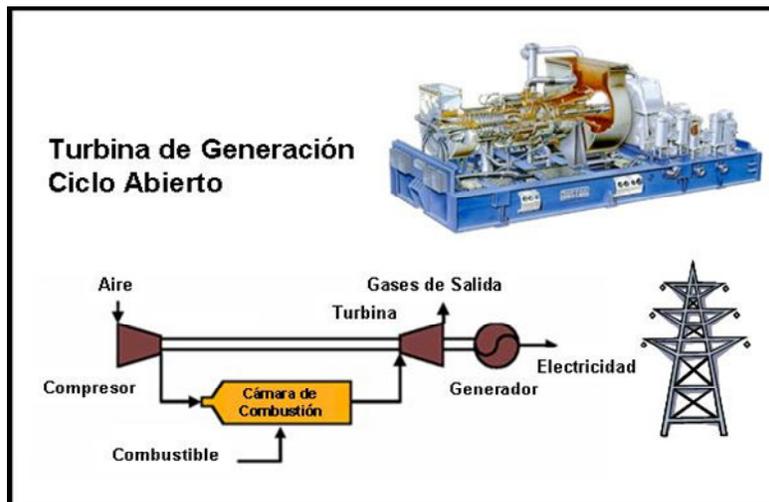


Figura 13.- Diagrama de funcionamiento Turbina de Combustión Ciclo Simple [41].

Características técnicas y partes más importantes de la Unidad de Generación

A continuación se presentan los datos técnicos, que serán utilizados para la evaluación de las alternativas de negocio, analizadas en el presente texto:

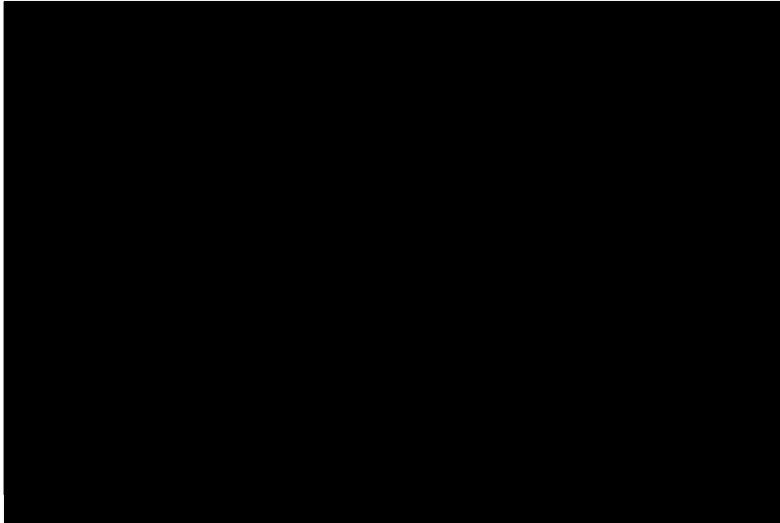


Tabla 16.- Datos técnicos turbina de combustión ciclo abierto [41][42].

Los datos anteriores entregan las herramientas suficientes para analizar el comportamiento de la central, sin embargo, aun existen partes importantes en el funcionamiento y operación de este tipo de unidades que deben ser consideradas y son presentadas a continuación:

Estación de bombeo

Su función es alimentar a la turbina de combustión con petróleo diesel, desde el estanque de almacenamiento y está compuesta por bombas centrifugas, con motores a prueba de explosión. Generalmente se utilizan dos bombas para la operación normal a plena carga, una en servicio y otra como respaldo para asegurar el suministro de combustible a la turbina de combustión.

Estación de filtrado

Su función es filtrar el petróleo antes de entrar a la turbina de combustión para acondicionarlo de acuerdo a las características de: flujo, presión, filtración y viscosidad a la entrada de la turbina de combustión, definidas de acuerdo al fabricante del equipo

La Estación de filtrado consta de dos filtros, cada uno capaz de tratar el 100% del flujo de petróleo requerido por la turbina de combustión. Durante la operación normal a plena carga, un filtro esta en servicio y el otro está como respaldo para asegurar el suministro de combustible hacia la turbina de combustión.

Sistema de Drenaje

Consiste básicamente en la captación de los eventuales derrames de petróleo generados en las bahías de descarga (lugar donde se extrae el combustible desde los camiones tanque), el estanque de almacenamiento y las estaciones de bombeo de combustible, y su posterior envío, mediante cañerías de acero carbono, hacia un pozo de hormigón con una capacidad de 28 [m³] (La central Los Vientos de AES Gener posee una capacidad de 10 [m³],

considerando que el estanque de combustible es de 2000 [m³]. Escalando al estanque de combustible en este caso, de 5500 [m³] se obtuvo el valor anterior señalado).

Finalmente, desde éste se evacuan los residuos líquidos mediante una bomba de pozo a camión aljibe para su transporte fuera de la unidad termoeléctrica.

Sistema de protección contra incendio

Se debe utilizar un sistema contraincendios para el estanque de combustible Diesel el cual debe constar de una bomba contraincendios, premezclador, conjunto formador de espuma, cámara y cabezal de descarga. Este sistema requerirá de un suministro de agua no menor a 100 l/min a presión mínima que será suministrada por la bomba indicada.

Una parte importante en el funcionamiento de este tipo de central esta relacionadas con el tratamiento que se le deben dar a los gases que expulsa al ambiente. Con este objetivo se requiere la inyección de agua desmineralizada para abatir las emisiones de NOx propias de la combustión de Diesel en turbinas duales.

Planta Desmineralizadora

Planta con capacidad de 650 [m³/día], del tipo Osmosis Inversa (Sistema para la separación de sales del agua) para la desmineralización de agua de pozo.

Finalmente se presenta con más detalle la estructura y localización de las partes más importantes de la central del tipo turbina de combustión ciclo abierto, de acuerdo a lo señalado anteriormente:

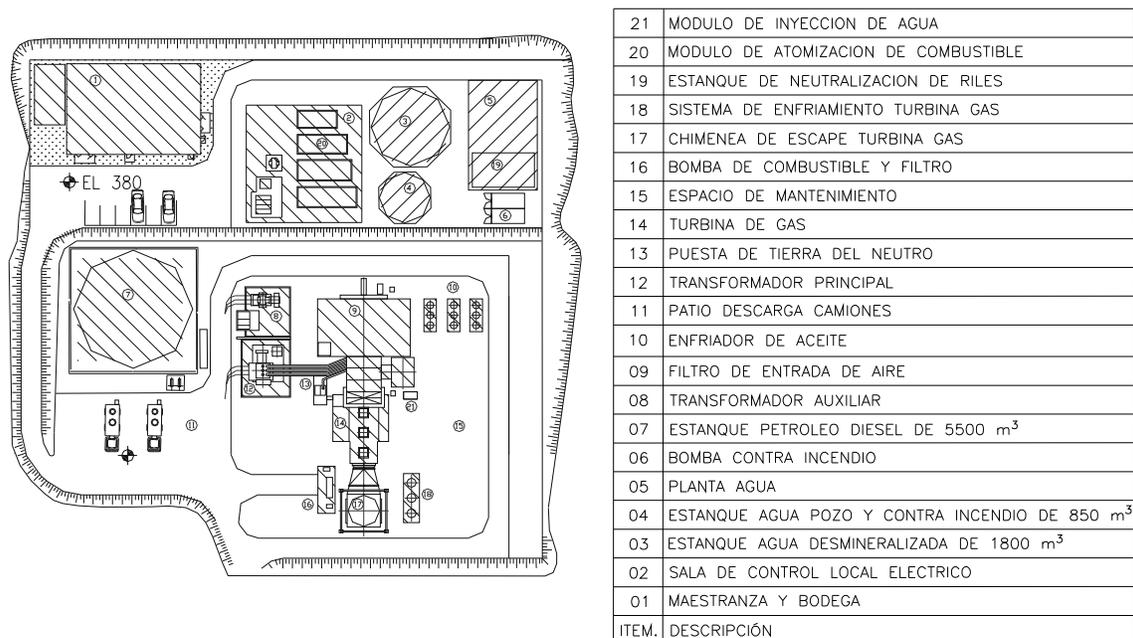


Figura 14.- Estructura de la Central Termoeléctrica Los Vientos, reacondicionada [41].

Ahora bien, se ha considerado disponer de un stock de combustible capaz de operar a plena carga por al menos 5 días y por tanto, es necesario dimensionar el tamaño del estanque, número de camiones tanque, frecuencia y todo lo necesario para establecer una logística del combustible. A continuación se presenta el análisis anterior:

Capacidad del Estanque de Combustible

Dado que se requiere de 5 días y el consumo nominal de la unidad es de 34,96 [Ton/hr], siendo la densidad del diesel A-1 de 832 [kg/m³] (a 15°C, Método NCh 822) (Combustibles, Ficha Técnica YPF), se requiere un volumen de estanque de combustible de 5.042,31 [m³]. Luego considerando un volumen de estanque de 5.500 [m³] (Capacidad Nominal) y 5.000 [m³] (Capacidad Útil), las dimensiones son, un diámetro de 20,98 [m] y una altura de 16 [m] (Diseño bajo norma API-650). Cabe señalar que el estanque para la central los vientos, es 8 [m] de diámetro y 39 [m] de alto (capacidad 2000 [m³]).

Uno de los inconvenientes con los niveles de capacidad del estanque es el tiempo que toma llenarlo por completo. Por este motivo, la frecuencia de camiones tanque requerida para llenar el estanque es importante y considerando camiones con capacidades de 24 [m³] y 33 [m³] se obtiene que:

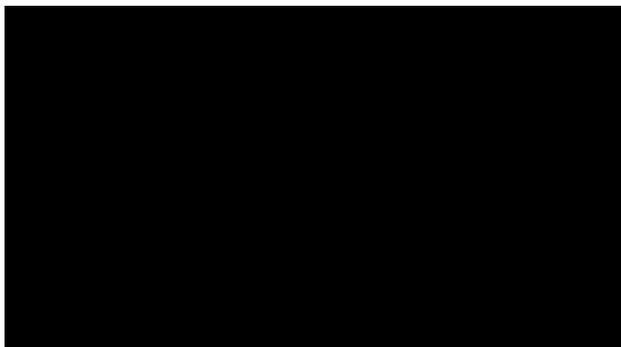


Tabla 17.- Frecuencia de Camiones Tanque requerida para la central.

De la tabla anterior, se desprende la necesidad de contar con un alto flujo de camiones, para permitir que el estanque de combustible de la central se mantenga lleno y permita una producción eléctrica con una reserva de 5 días.

Una de las limitantes de este tipo de centrales, es el impacto ambiental que provocan en el medio y por tanto, significa la necesidad de someter el proyecto al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), de acuerdo a la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, donde se señala que, las Centrales Generadoras de energía mayores a 3 MW, deben someterse a evaluación ambiental por parte de la CONAMA. Además al proyecto se le aplican normativas específicas, debido a que se encuentra ubicada en la Región Metropolitana (RM, Zona declarada como Saturada, de acuerdo al DS N°131/96, para cuatro contaminantes, Partículas Totales en Suspensión (PTS), Material Particulado (MP10), Monóxido de Carbono (CO) y Ozono (O₃); y Zona Latente para un contaminante atmosférico, Dióxido de Nitrógeno (NO₂)). En este sentido existen bastantes normativas específicas relacionadas con: contaminación sonora, residuos líquidos, sólidos,

contaminación ambiental y otras. Sin embargo, la contaminación ambiental es uno de los importantes efectos provocados por este tipo de unidades que utilizan petróleo como insumo primario y por tanto, requiere de un análisis mayor. En anexos II se presentan algunas regulaciones importantes relacionadas con esta materia.

Se analiza las emisiones atmosféricas que la unidad de generación tipo turbina de combustión ciclo abierto de 160 MVA presenta, comparándola con las regulaciones atmosféricas presentadas en anexos II:

Emisiones Atmosféricas de la Unidad de Generación

Las emisiones a la atmósfera están relacionadas con los principales componentes del combustible utilizado para el funcionamiento de este tipo de unidades de generación.

Considerando que utiliza petróleo Diesel, las emisiones relevantes corresponden a SOx y NOx; CO, Hidrocarburos (HC) y material particulado.

En la siguiente tabla se resumen las tasas de emisiones para la operación de este tipo Turbina, operando con Diesel, a plena carga:

Parámetro	Valor
Temperatura de los gases	532° C
Flujo de gases	1,565 t/h
NOx	Emisión garantizada de 156.5 kg/h en la chimenea.
CO	30 kg/h (20 ppmvd)
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	3.1 kg/h
Hidrocarburos no quemados (UHC)	6.4 kg/h
Material Particulado	7.7 kg/h (10 mg/Nm3)
SO2	3.3 kg/h (petróleo 0,005% azufre)

Tabla 18.- Emisiones de Contaminantes a la atmosfera por la unidad de generación en operación a plena carga [41].

De la tabla anterior, se concluye que:

1° El material particulado (MP10) cumple con la normativa, siendo de 10 [mg/Nm³], menor a los valores establecidos en el DS N°4. A su vez, cumple con el DS N°20, aplicable en caso de preemergencia y emergencia, por tanto, no estaría sometido a detenciones producto de este tipo de situaciones.

2° El nivel de CO al ambiente se 20 ppmvd, en mucho menor que 100 ppmvd, fijado por norma.

3° De acuerdo a mediciones realizadas en la central modelo utilizada cumple con normativas como: DS N°112/2002, DS N°113/2003, DS N°114/2002, DS N°115/2002 y DS N°185/93.

4° Comparando los niveles de contaminación, con respecto al EIA realizada por la Central Termoeléctrica Renca y Nueva Renca (fecha: 1996)



Tabla 19.- Emisiones Central Renca (año 1996, funcionamiento de 108 días) [43].

Solo para CO la turbina de combustión, presenta una mayor contaminación, pero para todos los demás presenta un mejor comportamiento con el medio ambiente.

5° Si se considera una producción de 108 días, similar a lo realizado en su fecha por la central nueva renca, la producción anual de emisiones contaminantes son:



Tabla 20.- Emisiones Central Turbina de Combustión operando 108 días.

Comparándose con lo establecido en el DS N°58, se requerirá realizar compensaciones por un total de 548 [t/año] (150% adicional al exceso).

Adicionalmente, la participación de este nivel de contaminación con respecto al total de contaminación para la Región Metropolitana es el siguiente:

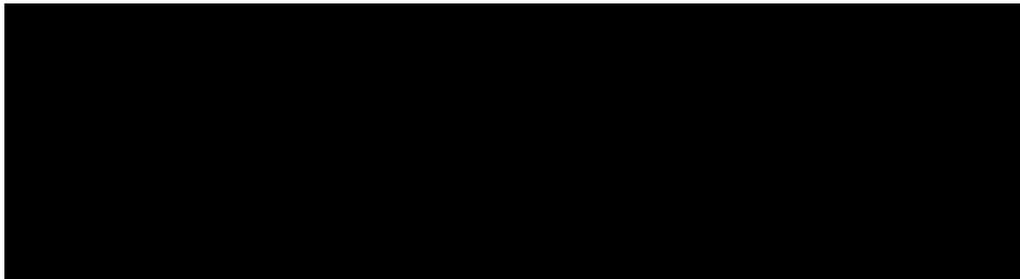


Tabla 21.- Emisiones por Categoría de Fuentes (Decreto Supremo N°58, DO 29.01.2004, CONAMA-CENMA (2001)).

De la tabla anterior, se desprende el poco impacto que provocaría en la región metropolitana este tipo de central y por tanto, potencia la posibilidad de ser aprobado desde el punto de vista atmosférico, por parte del SEIA.

Ubicación y Localización Geográfica de la Unidad de Generación

Tomando como referencia la unidad de generación Los Vientos, y el espacio que ocupa, se ha adaptado y dimensionado, de acuerdo a los requerimientos establecidos anteriormente para la unidad modelo. Siendo por tanto, el espacio requerido de 2,5 [ha], alrededor de 150[m] por 150 [m].

De acuerdo a consideraciones de topología eléctrica de la división, como de ubicación y facilidad de abastecimiento de combustible, la localización de la central se ha definido en Las Tórtolas, a unos 65 [km] de Santiago, cerca de la localidad de colina. La ubicación de la unidad generadora, fue consultada con la Empresa Anglo American Chile (Sr. Alfredo Bernal, Coordinador General ACh.), cumpliendo con consideraciones para proyectos futuros e intereses propios de la empresa.

A continuación se presenta la ubicación geográfica de la central, ubicada en las instalaciones de la División Los Bronces (específicamente en la Zona de Las Tórtolas) (Figura Superior, Central Los Vientos, AES Gener y Figura Inferior, Planta Las Tórtolas, con la unidad de generación, ACh División Los Bronces):



Figura 15.- Central Los Vientos, AES Gener.



Figura 16.- Dimensiones de Central Los Vientos, en la Zona de las Tórtolas, S/E Las Tórtolas 220.

Dentro de la logística necesaria para el correcto funcionamiento de la central, es necesario determinar la distancia y cercanía con los puntos de abastecimientos de combustibles más cercanos de acuerdo a la ubicación geográfica de la central.

Puntos de Abastecimiento de combustibles más cercanos

Los puntos más cercanos de abastecimiento a la ubicación de la central se encuentra en la comuna de Maipú, planta Copec para el abastecimiento al por mayor y a una distancia de 58 Km.

A continuación se presenta un mapa geográfico para ubicar el punto de abastecimiento:



Figura 17.- Ubicación de la Planta Copec que abastecerá a la Central de Generación (Distancia mínima 44,44 km, siendo la real aproximada de un 30% mayor)

Hasta el momento se han presentado los datos técnicos y la logística relacionada con el funcionamiento de la unidad de generación, y falta aun determinar la conexión con el sistema y los montos de inversión y vida útil de un proyecto con estas características. Lo anterior se presenta a continuación:

Interconexión con el Sistema Interconectado Central

Dado que se ha considerado emplazar la unidad de generación, en Las Tórtolas, la interconexión al SIC, se realizara por medio de la S/E instalada en esta zona (S/E Las Tórtolas), cuyas tensiones disponibles para la conexión son de 23 kV y 220 kV, sin embargo, dada las características técnicas antes presentadas, con la S/E actual, la tensión de 23 kV no es capaz de soportar una inyección de 160 MVA, debido a que cuenta con dos transformadores de poder, de 40 MVA cada uno. Sin embargo, se ha considerado para permitir la inyección de potencia, expandir la S/E Las Tórtolas, en la barra de 220 kV, para posibilitar la conexión de la central.

En este sentido, se requiere para ello de un transformador elevador, de 15kV (tensión de salida) a 220 kV de tipo intemperie, sumergido en aceite y además, dado al importante flujo de potencia que debe soportar, es recomendable que el transformador sea enfriado por ventilación forzada, para asegurar una correcta operación.

Características del Transformador:

Potencias: 130/145/160 MVA

Tensión: 220kV/15kV

Refrigeración: ONAN/ONAF1/ONAF2

Z = 11,75% - YnD1

Un transformador con estas características, es cotizado en el mercado a un precio unitario de 2.500.000 US\$ (ABB, Precio Referencial, Octubre 2007). Este valor no incluye montaje, transporte y otros.

Uno de las consideraciones al momento de implementar un proyecto de estas características, es considerar, que el nivel de intensidad de corriente en el lado de baja, es del orden de 5.3 kA.

Finalmente dentro de los equipos necesarios para la interconexión con el SIC, destacan:

- Interruptores 220 kV lado generación y en barra.
- Interruptor acoplador 220 kV.
- Desconectores trifásico 220 kV.
- Separadores de Barra 220 kV

Cabe destacar, dado la distancia menor a 2 km, entre la central y el punto de conexión con la S/E Las Tórtolas 220 kV, el diseño de la línea no toma un papel importante en las pérdidas de potencia y por tanto, no es considerada en la evaluación económica.

A continuación se presentan los niveles estimados de inversión y vida útil del proyecto.

Monto de inversión y vida útil estimada del proyecto

El monto total de inversión de este tipo de proyecto puede ser obtenido de la estadística mundial relacionada con los costos de inversión por capacidad instalada. A continuación se presentan una tabla con datos estimados de costos de inversión, operación y otros, para algunos tipos de tecnologías:

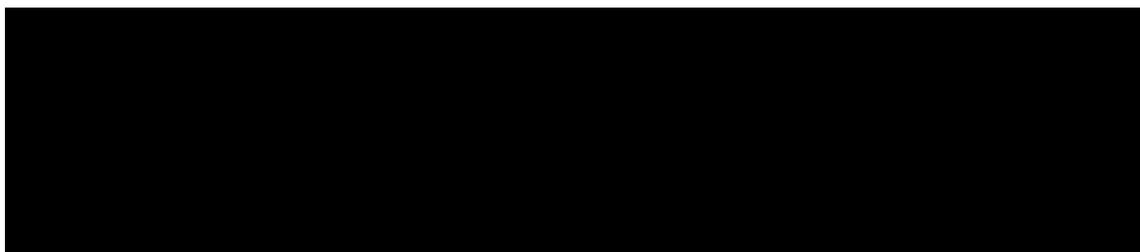


Tabla 22.- Valores estadísticos sobre costos de inversión, operación y otros, para ciertos tipos de medios de generación [2][44][45][46].

Si bien, es posible extraer el valor de la tabla anterior, el costo de inversión por capacidad se extraerá del informe precio de nudo de Abril del 2007, en el cual, el costo de inversión

para una central de 112.73MW Térmica Diesel, es de 559.752 US\$/kW instalado. Por tanto, el costo de inversión considerando la capacidad requerida (135.6MW) es de US\$82.929.028.

En relación a la vida útil de la central esta se estima para una operación normal, de 20 años. [41]. Este será el tiempo máximo para evaluar los resultados económicos con ambas opciones de negocio.

5.3. Conclusiones

De los datos y análisis presentados anteriormente, se desprende la posibilidad real, de implementar una central con las características descritas. Sin embargo, aun es necesario determinar frente a simulaciones, los niveles de rentabilidad que una u otra opción de negocio entrega al Gran Consumidor o en el peor de los casos, desde el punto de vista económico, la posibilidad de que el proyecto sea descartado.

Además los valores de la tabla anterior, entregan las herramientas para permitir sensibilizar la evaluación de manera de analizar rentabilidades con otras formas de generación. Logrando con ello, disponer de una visión más amplia de los negocios posibles.

6. Simulaciones, Resultados Económicos y Conclusiones

El objetivo del capítulo es presentar las hipótesis utilizadas, resultados económicos y conclusiones finales para ambas opciones de negocio. Determinando la viabilidad del proyecto con la unidad de generación Térmica Diesel 135.6 MW y además con otras fuentes de generación, de manera de establecer qué tipo de proyectos son rentables y con qué tipo de opción de negocio obtiene mayores beneficios económicos.

Los resultados económicos son obtenidos mediante simulaciones, desarrolladas en el programa Microsoft Excel y responde a los criterios regulatorios desarrollados en los capítulos anteriores.

6.1. Introducción

Las disposiciones regulatorias establecieron ventajas y desventajas para una u otra opción de negocio, las cuales permiten establecer y visualizar el comportamiento que se tendrá en el mercado eléctrico nacional. Sin embargo, es necesario para reforzar esta visión de negocio, realizar análisis económicos que permitan aterrizar en cifras, los beneficios posibles que puedan entregar ambas opciones. Para realizar esto, se requiere establecer previamente hipótesis relacionadas al comportamiento del mercado y a la central o centrales a evaluar. Es en este sentido que se considero realizar 100 simulaciones, para obtener un Montecarlo en aquellas variables o medidas que tienen un cierto grado de variación, o bien no son conocidas en un 100%.

Como primer análisis, se utiliza la Central Turbina de Combustión Ciclo Abierto de 135,6MW, cuyo combustible primario es Diesel. Esto responde al análisis, de acuerdo a lo desarrollado en el capítulo anterior, con una factibilidad mayor de ser realizada e implementada en las instalaciones de la División Los Bronces. Sin embargo, para determinar una visión más amplia de estudio e independizándose de análisis ambientales y logísticos, es que se presentan resultados económicos con 3 tipos de centrales adicionales, Central Turbina de Combustión Ciclo Abierto Diesel de 180 MW, Central Térmica Carbón 152 MW y Central Eólica 160 MW. Finalmente, los resultados obtenidos responderán a las hipótesis que se implementen, características técnicas de las unidades y a las características regulatorias propuestas para el Autoproducer en la presente memoria.

El desarrollo de las simulaciones, fueron efectuadas en el programa Microsoft Excel, plataforma elegida por la flexibilidad que entrega en análisis económicos, libre acceso, facilidad de manejo, etc. (El programa desarrollado se encuentra en anexos II).

A continuación se presentan los datos y características técnicas, hipótesis y ecuaciones utilizadas en el desarrollo del Programa de Simulación, para finalmente analizar, presentar y concluir entre las ventajas y desventajas económicas de una opción de negocio u otra.

6.2. Características, Datos Técnicos, Hipótesis y Ecuaciones Utilizadas

A continuación se presentan los datos técnicos de las unidades de generación y precios consideradas en la evaluación económica.

6.2.1. Características de las Centrales de Generación

Para la evaluación económica se consideraron las siguientes centrales de generación:

- **Central 1:** Central Turbina de Combustión Ciclo Abierto 135.6 MW, Equivalente a Turbina Mitsubishi M701D.
- **Central 2:** Central Turbina de Combustión Ciclo Abierto 180 MW, Equivalente a Turbina Alstom GT13E2.
- **Central 3:** Central Termoeléctrica de 152 MW, Equivalente a Central Termoeléctrica Guacolda I.
- **Central 4:** Central Eólica de 160 MW, Equivalente a un parque eólico de 80 unidades Enercon E82 – 2MW.

Los datos técnicos de las centrales utilizadas se presentan en la siguiente tabla:

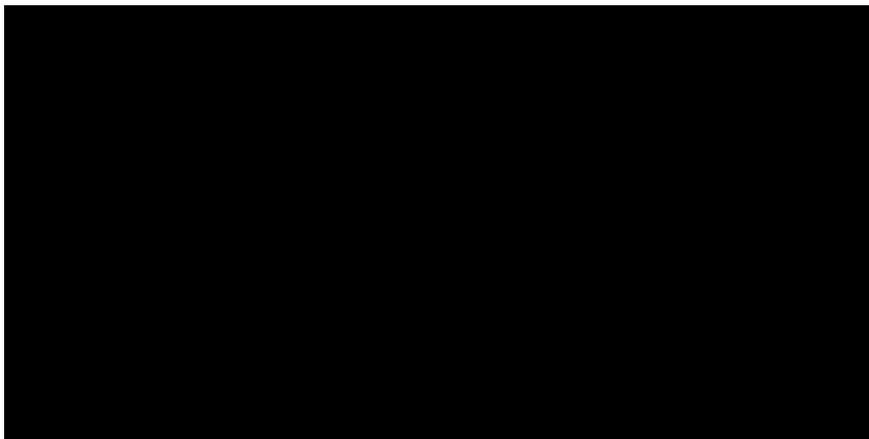


Tabla 23.- Datos Técnicos Centrales Generadoras Consideradas en Evaluación Económica (San Isidro 2 CA Diesel 220.9 MW) [41][31][42][47][48].

Para estas centrales se consideraron ciertos supuestos para determinar la forma de operación y evaluación dentro del programa desarrollado. A continuación se presentan los criterios utilizados para su simulación.

6.2.2. Años de Evaluación

Los años de evaluación son 18 años, definido con el objetivo de establecer un marco común de evaluación con todas las centrales, de manera que en todo los años evaluados la potencia instalada de ambas opciones de negocio sean mayores que el consumo del Gran Consumidor (caracterizado por la División Los Bronces), esto debido a que se ha establecido como análisis, un crecimiento vegetativo anual del consumo de un 1% (Situación elegida de acuerdo a estrategias internas de AACH) y para años de evaluación mayores al valor elegido la capacidad de la central de 135,6 MW deja de ser superior al consumo.

En caso de que el consumo sea mayor a la capacidad instalada, el Autoprodutor deja de cumplir con una de las condiciones regulatorias establecidas, para participar en el CDEC (Artículo 168 b.2, DS-327), arriesgando sus privilegios señalados en el Capítulo 3; Para este problema, es necesario re invertir en la central aumentando su capacidad de generación o instalando nuevas unidades de generación.

Se considero como año de partida para la evaluación económica el 2009, debido a que se ha estimado un tiempo de instalación de las centrales de 2 años aprox. a partir del 2007.

El crecimiento del consumo para el Gran Consumidor se ha considerado a partir del 2009 equivalente al consumo que disponía la división en el año 2006 (Situación elegida de acuerdo a estrategias internas de AACH), igual a 112.8 MW.

Luego la evaluación es realizada considerando un crecimiento de un 1% vegetativo anual y sin crecimiento del consumo. A continuación se presenta el comportamiento del consumo del Gran Consumidor evaluado (para ambas opciones de negocio):

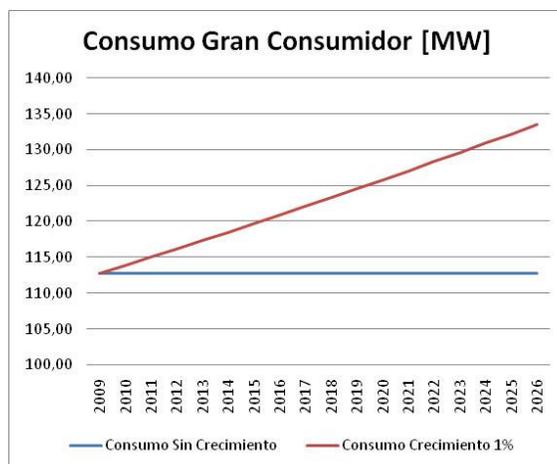


Tabla 24.- Consumos del Gran Consumidor, considerado en la Evaluación Económica.

6.2.3. Hipótesis establecidas para la Evaluación Económica

Para determinar los resultados económicos de ambas opciones de negocio, es necesario establecer márgenes de operación e hipótesis en los cuales se realizara la evaluación. Es en este sentido que a continuación se establecen los supuestos comunes para ambas opciones de negocio y finalmente los supuestos por cada negocio evaluado.

Hipótesis para Ambas Opciones de Negocio Evaluadas

- Durante las horas de operación de las unidades de generación, se considerara que estas operan a potencia máxima, tanto para la Central Excedentaria que dispone el Autoprodutor y la Central de Generación para el Generador.
- La potencia firme reconocida por el CDEC, se considerara para las centrales térmicas en un 80% de la potencia máxima disponible, valor escogido de acuerdo al valor reconocido comúnmente para centrales térmicas [31]. En tanto, para la Central Eólica, se establece una Potencia Firme de 30%, debido a la indisponibilidad que este tipo de unidades posee.
- Se considera que los mantenimientos, permiten una duración de la turbina por más de 200.000 EHO (Horas de Operación Equivalente) y una vida útil, superior a 20 años.
- Ambos negocios, evalúan el mismo precio de contrato que dispone el Gran Consumidor previo a declararse Autoprodutor o a establecer una Empresa de Generación.
- No se considerara contratos adicionales con otros clientes. Para el Negocio como Generador, se evaluara un contrato con el Gran Consumidor, al mismo precio de contrato, señalado anteriormente, en este sentido el Autoprodutor, tampoco establecerá contratos con otros clientes por la potencia excedentaria disponible al sistema.
- Se considera que los retiros por el Gran Consumidor, están en la misma barra que la inyección de potencia y energía, realizada por las unidades de generación, Barra Polpaico 220.
- Perdidas de Energía y Potencia entre la barra Polpaico 220 y S/E La Tórtolas, se considera despreciable.
- A pesar que el programa desarrollado, permite evaluar considerando peajes al sistema de transmisión troncal, subtransmision y adicional, solo se evaluaran los resultados económicos, considerando la forma de tarificación, con peajes adicionales y básicos, esto debido, a que aun no es implementado en el sistema la nueva forma de tarificación al sistema de transmisión. El peaje utilizado es el equivalente al Peaje Básico y Adicional tramo Alto Jahuel 220 – Polpaico 220, cuyos valores son 7,2 US\$/kW Peaje Básico y 6,92 US\$/kW Peaje Adicional [49].
- Se considera el costo por ingreso al CDEC SIC, asociada a la inversión, utilizando el costo establecido en anexos I, cuyo valor por integrante adicional es de US\$ 134.118, esto es válido para el 2006, luego considerando un crecimiento de un 5% por año, llevado al 2009, se alcanza un costo de ingreso de US\$ 155.258.
- Las situaciones de racionamiento, son evaluadas, para los años 2009 y 2019, considerando que la estadística de racionamiento, es aproximadamente cada 10

años. Ahora bien, utilizando el nivel de duración, del racionamiento, durante los años 1998 y 1999, se considero el mismo tiempo para esta evaluación, con 81 días[38] y 4 horas de racionamiento diarios, entre 11:00 y 15:00 hrs. Se considera dos escenarios de evaluación en esta situación, con y sin crecimiento de consumos del gran consumidor y una profundidad de racionamiento de 5%, 10%, 15% y 20%.

- Los meses de racionamiento considerados en los años 2009 y 2019, son de enero a marzo, equivalente a 27 días. En el mes de abril se considerara mantenimiento programado de las unidades de generación y por tanto, no se consideran fallas adicionales. Finalmente, de mayo en adelante, se consideraran solo fallas y mantenimientos no programados (valido solo para las unidades térmicas).
- Para estimar en total, los resultados con los diferentes niveles de profundidad 5%, 10%, 15% y 20%, se establece un prorrateo entre los resultados que se obtengan considerando como probabilidad de ocurrencia por profundidad del, 50%, 30%, 10% y 10%, respectivamente. Con estas consideraciones, se tendrán dos escenarios en racionamiento, resultados de considerar o no, el crecimiento del consumo del gran consumidor.

Hipótesis Negocio Generador

- La potencia contratada con la Empresa de Generación, por parte del Gran Consumidor, corresponde a su potencia de consumo, con posibilidad de un crecimiento vegetativo de un 1%.
- El costo asociado al funcionamiento del CDEC, es determinado a partir de los gastos por funcionamiento establecidos para el año 2007 (Ver anexos I), considerando un crecimiento de un 1% anual, y considerando para los años de evaluación, un costo equivalente al 2% de este valor (Nota: Con una capacidad de generación de 180 MW para la empresa de generación, esta correspondería a un 4% aprox. de la capacidad instalada de Endesa y Colbun, solo dos de los 16 participantes del CDEC-SIC 2007). La forma de determinación por norma, es de manera anual y se deben pagar a prorrata de los ingresos estimados de empresas generadoras y transmisoras, que conforman el CDEC respectivo (Artículo 9, 10 y 11) [50].
- En situaciones de racionamiento:
 - o El nivel de este, se distribuye entre los contratos del generador, dado que solo se evaluara un solo contrato, con el Gran Consumidor, el racionamiento, se efectúa directamente a este ultimo.
 - o El precio de venta para las transferencias de energía entre generadores en periodos de racionamiento, es el valor del Costo de Falla, que en el SIC es de 2.000 [US\$/MWh] [51].
 - o Se considera que durante el periodo de racionamiento, las unidades de generación no fallan. Las centrales térmicas, son despachadas a un 100% de su capacidad y en dichos meses tanto para el año 2009 como para el 2019, las unidades no fallaron, para la central eólica se considera que el tiempo de operación de la unidad, determinada con el factor de carga de la unidad, se encuentra dentro de los días y horas de racionamiento y opera a máxima capacidad.

- Los costos de falla, asociados a no disponer de energía por parte del cliente libre o Gran consumidor, son considerados de manera aparte, debido a que estrictamente, este efecto no forma parte de las consideraciones económicas de una empresa de generación.

Hipótesis Negocio Autoproductor

- Como Autoproductor, se dispone de dos clases de consumos, de acuerdo a lo establecido en capítulos anteriores.
 - Un consumo orientado a sus consumos internos de sus instalaciones, denominado *Propios Consumos*, que en el año inicial del análisis equivale a 112.8 MW, con una posibilidad de crecimiento de un 1% vegetativo anual.
 - El segundo consumo, corresponde a los consumos críticos de producción, los cuales, en caso de no operar sus unidades de generación, por ejemplo en situaciones de mantenimientos o fallas, contara con un contrato de abastecimiento, denominado Contrato de Mantenimientos y Fallas (CMF). La potencia establecida como critica es de 90.8MW, con posibilidad de un aumento vegetativo anual de un 1%.
- Durante los periodos operativos de la unidad de generación, esta entrega la potencia máxima disponible, cubriendo los *Propios Consumos* del Autoproductor. La potencia excedentaria es determinada a partir de los Propios Consumos, la cual es inyectada al sistema durante estas horas.
- El Autoproductor cuenta con un CMF, que utiliza en periodos no operativo de sus unidades de generación, debiendo costear un precio por energía consumida más un porcentaje por utilidad al generador que entrega el contrato, además de adicionar un cobro por consumos en horarios considerados como punta. Los meses punta del SIC, son de Abril a Septiembre, entre las 18 y 22 hrs[52]. Para considerar la probabilidad real de un retiro en periodos punta, se establece un factor de probabilidad de coincidencia en estos periodos, cuya coincidencia mínima, es la equivalente al % de las horas punta corresponde del total anual.
- Dado que el Autoproductor, no tiene establecido un contrato con otros clientes, en relación a su potencia excedentaria, este puede retirar desde el sistema a costo marginal, el equivalente a esta potencia, debiendo participar de las transferencias de energía y potencia.
- Se considera dentro de los ingresos del Autoproductor, los ahorros obtenidos por no contar con el contrato de suministro con una empresa de generación, previo al declararse como Autoproductor. Cuyo costo es igual, al precio de contrato evaluado para la Empresa de Generación, con el Gran Consumidor.
- El costo asociado al funcionamiento del CDEC, es determinado a partir de los gastos por funcionamiento establecidos para el año 2007 (Ver anexos I), considerando un crecimiento de un 1% anual, y se estima para los años de evaluación, un costo equivalente al 2% de este valor. Lo anterior, debido a que solo debe participar por la Central Excedentaria, con capacidades que varían entre 0 MW y 67 MW, para la central evaluada con mayor capacidad de generación (180 MW).
- En situaciones de racionamiento:
 - Se considera que durante el periodo de racionamiento, las unidades de generación no fallan. Las centrales térmicas, son despachadas a un 100% de

su capacidad y en dichos meses tanto para el año 2009 como para el 2019, las unidades no fallaron, en cambio, para la central eólica, debido a que el Autoprodutor debe cubrir sus consumos, se considera que durante las horas de operación de la unidad esta lo hace a capacidad máxima de generación.

- El Autoprodutor, no podrá efectuar retiros a costo marginal, relativos a la potencia excedentaria no entregada en contrato.
- El Autoprodutor, vera racionada la potencia, solo por aquella establecida en contrato con un generador, la cual equivale a los consumos críticos de este, debido a que la potencia excedentaria no se encuentra en contrato. Pero dado que las unidades de generación, no fallan durante racionamiento, el Autoprodutor, no sufrirá por ENS y se considerara este costo de oportunidad, de manera aparte, para ser comparada con el negocio, como Empresa de Generación.

Con lo anterior se termina de establecer el marco de operación de ambas opciones de negocio. A continuación se presentaran los valores, precios y criterios para determinar los datos de entrada al programa de evaluación económica.

6.2.4. Precios de Entrada y Criterios para el Costo Marginal

Los valores que requieren ser establecidos previos a realizar cualquier tipo de evaluación son los siguientes:

- Precio de Nudo: Este valor es requerido para determinar el pago por potencia a las unidades de generación. El valor utilizado, el Precio de Nudo Ajustado, en la Barra Polpaico 220 kV, cuyo valor es 8.025 [US\$/MW/Mes] [42].
- En situaciones de racionamiento, el costo de falla que se necesitan conocer son dos:
 - Costo de Falla (CF) de Corta Duración: Para el SIC es 2.000 [US\$/MWh] (Artículo 10-32)[51]. Este costo será utilizado, como valorización de transferencias de energía entre generadores en periodos de racionamiento.
 - Costo de Falla Gran Consumidor: Se determino utilizar los siguientes costos por Energía No Suministrada, valores estimados a partir de valores entregados por AACH. Luego los costos a utilizar son:

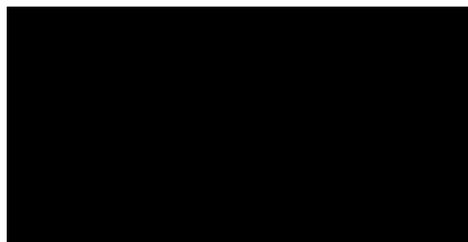


Tabla 25.- Costos de Falla por ENS, estimados a partir de valores entregados por AACH (2006).

Finalmente para la evaluación económica es importante establecer el valor del costo marginal que se considerara para evaluar las retribuciones por inyección y retiro de energía desde la barra Polpaico 220 kV.

Ahora bien para fijar este valor a lo largo del horizonte de evaluación se han considerado los siguientes supuestos:

- Durante los primeros años, de evaluación se espera costos marginales altos, provocados por la escases de gas desde Argentina, y la utilización de centrales térmicas diesel.
- Durante los años 2009 a 2011, se utilizan las estimaciones de crecimiento de costos de energía para la barra Quillota 220, determinados en el Informe Precio de Nudo, Abril 2007.
- Entrada en funcionamiento de la planta de GNL en Quintero a fines del 2009 y principios del 2010 (Senado República de Chile, 12/08/2007, www.senado.cl), que iniciarían la estabilización de los precios marginales.
- Entrada en operación del Proyecto Aysén HDVC, en el año 2014, que provocaría, un descenso de los costos marginales del sistema.
- Desde el 2012 en adelante, se considera como costo marginal el entregado por la unidad térmica a carbón más eficiente en el SIC, siendo esta la Central Termoeléctrica Guacolda I y II (Costo Variable 28.2 [US\$/MWh]) [42].

Con los antecedentes antes presentados, se determino el siguiente comportamiento estimado para el costo marginal en la barra Polpaico 220, durante los años de evaluación.

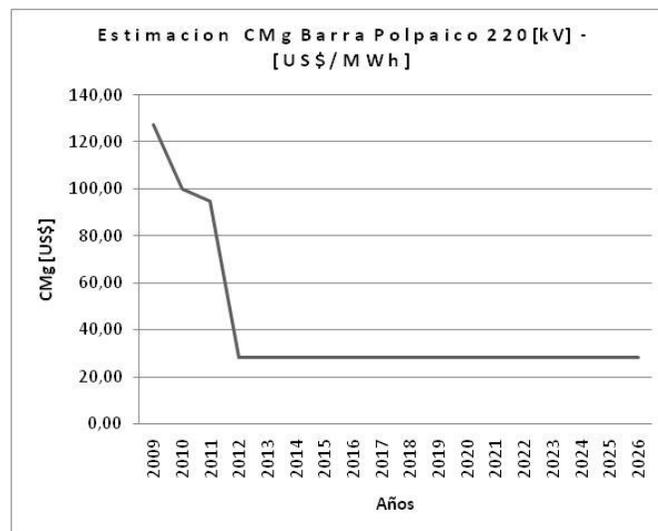


Figura 18.- Variación del Costo Marginal en la barra Polpaico 220, considerada en la evaluación económica.

6.2.5. Determinación Generación Anual

Para determinar el nivel de generación de cada una de estas unidades durante los años de evaluación, se requiere determinar el número de horas de mantenimientos programados y de mantenimientos no programados y fallas, válido para ambas opciones de negocio. Ahora bien, para esto se ha considerado lo siguiente:

- **Número de Horas para Mantenimientos Programados:** Se determino como valor inicial, equivalente al número de horas declarado por la central o bien por unidades similares, al CDEC-SIC. En adición a esto, el programa permite simular entre diferentes días asignados por el usuario, los cuales se distribuyen aleatoriamente entre los años de análisis por cada simulación, siendo efectuadas un total de 100. A continuación se presentan los días iniciales considerados por central:

Mantenimientos Programados	
Central	Dias
Los Vientos 135,6 MW	14
Termica Diesel 180MW / San Isidro CA Diesel 220.0 MW	19
Central Termoeléctrica de 152 MW/ Termoeléctrica Guacolda I.	15
Eolica 160 MW / Enercon E-2 80u 2MW	~2

Tabla 26.- Días de Mantenimientos Programados Centrales Evaluadas (Programa de Mantenimiento Mayor, CDEC-SIC 2007).

- **Mantenimientos No Programados y Fallas:** Para determinar el número de horas de mantenimientos no programados y fallas, se considero la tasa de falla característica de la unidad o de unidades similares. Dado la variación que pueden presentar las fallas de las unidades el programa considera variación de la tasa de falla entre un valor mínimo igual a la tasa de falla reconocida por la unidad y un valor máximo del orden de 5%, entre los años de análisis por cada simulación, siendo un total de 100. A continuación se presentan los valores utilizados:

Tasa de Fallas	
Central	%
Los Vientos 135,6 MW	2,1
Termica Diesel 180MW / San Isidro CA Diesel 220.0 MW	2,1
Central Termoeléctrica de 152 MW/ Termoeléctrica Guacolda I.	2,1
Eolica 160 MW / Enercon E-2 80u 2MW	64

Tabla 27.- Tasa de Salida Forzada Centrales Evaluadas [42].

Cabe destacar que para la simulación de la central eólica, el valor de tasa de falla no es considerada, debido a que se asumen otras hipótesis, que serán presentadas en los párrafos siguientes.

Finalmente para determinar el nivel de generación de las centrales, el cual dependerá de la opción de negocio analizada, es considerar el nivel de despacho anual, efectuado por el CDEC. Esto aplica para todas las centrales evaluadas, salvo para la eólica.

El Despacho anual se determina aleatoriamente con una variación entre el 10% y el 70%, durante los primeros 5 años de evaluación. Luego en los siguientes años se considera una operación equivalente a un despacho anual real entre el 8% y 14%, válido para las centrales termoeléctricas diesel únicamente, para las demás centrales el despacho y forma operación no sufre cambios. De acuerdo a las hipótesis de determinación del costo marginal en Polpaico 220. Cabe destacar que durante los periodos de racionamiento, el despacho se da a máxima capacidad.

Ahora bien, para la Central Eólica, el despacho se considera de un 100%, debido a que este tipo de unidades son consideradas en base, dado que poseen costos variables nulos. Luego, dado que la central es superior a 20MW, no entra en la categoría de MGNC, y en caso de aplicar en esta categoría, puede optar a peajes exceptuados, remuneración a precios especiales, etc., de acuerdo a lo presentado en el capítulo 4. Luego, para determinar la operación y nivel de generación de estas unidades, se considero el factor de carga que presentan, tomando como referencia, un análisis eólico, realizado en la División de Chagres. Entregando los siguientes Resultados:



Tabla 28.- Factores de Carga, Unidades de Generación Eólica [48].

Nota: Se considero para la evaluación en la División Los Bronces, las mismas características de viento y comportamiento de las unidades, que en la División Chagres (Solo de manera teórica).

De acuerdo a la tabla anterior, los valores mínimos y máximos varían entre un 27.4% y un 33.8% de factor de carga. Por tanto, para determinar la producción anual, se considero que las horas de operación se determinan a partir de estos valores, tomando como supuesto, que las unidades generan a potencia máxima, en dichos periodos. Luego el programa distribuye de manera aleatoria entre los valores anteriores, para determinar las horas de operación y finalmente el nivel de generación en cada año de análisis.

Las ecuaciones implementadas para la obtención de los resultados económicos se encuentran disponibles en anexos I. A continuación se presentaran los resultados económicos obtenidos.

6.3. Resultados Económicos Finales

6.3.1. Datos de Entrada

Los resultados obtenidos, fueron determinados utilizando las siguientes consideraciones:

- Porcentaje Adicional para el CMF (Costo Energía): 2%
- Mantenimiento Programados Centrales Térmicas con Variación entre 10 y 30 Días.
- Tasa de Falla, Varía entre 2,1% y 5%.
- Total Simulaciones efectuadas, 100.
- Valor Contrato Suministro previo a formar una Empresa de Generación o declararse Autoprodutor, varía entre 40 [US\$/MWh] y 200 [US\$/MWh], de 40 en 40.
- Consumo Gran Consumidor, con y sin crecimiento vegetativo, para consumos críticos y propios consumos.
- La probabilidad de coincidencia de retiro por uso del CMF para el Autoprodutor, relacionada con el cobro adicional, en periodo de punta del sistema, varía entre un 8.22% y un 100%, valores elegidos, considerando que los meses punta son de Abril a Septiembre, entre las 18 y 22 hrs [52].
- En racionamiento, los escenarios analizados de restricción son durante los meses de Enero a Marzo, en los años 2009 y 2019, por un periodo de 11:00 a 15:00 hrs, durante 27 días por mes.
- En racionamiento, los costos de falla utilizados, son los presentados anteriormente.

6.3.2. Escenarios Simulados

A continuación se resumen el total de escenarios simulados:

Escenarios					
Precio de Contrato [US\$/MWh]	200	Con y Sin Crecimiento de Consumo del Gran Consumidor	Sin Racionamiento		
	160		Sin Fallas de las Unidades en Periodos de Racionamiento (Obs.: Se evaluo fallas de unidades en estos periodos, pero solo de manera adicional)		
	120		Con Racionamiento	Estadística año 1998 y 1999. Duracion 81 Dias	5%
	80				10%
	40				15%
				20%	

Figura 19.- Resumen de los escenarios simulados.

Resultados gráficos para un precio de contrato de 200 US\$/MWh y 40 US\$/MWh, se encuentran en Anexos II.

6.3.3. Análisis Generales

A partir de las evaluaciones totales, se puede concluir los siguientes comportamientos por tipo de central, escenario simulado y opción de negocio utilizado. Cabe señalar que los análisis siguientes son sobre el ingreso neto percibido por las opciones de negocio, con lo cual, se explica a su vez el comportamiento de los flujos de caja de los mismos. Luego, los análisis son:

Escenarios sin Crecimientos de Consumos y sin racionamiento (Comportamiento General Independiente del Precio de Contrato)

Empresa de Generación

Central Eólica: Durante los primeros 5 años de evaluación, se observa un crecimiento progresivo del ingreso neto, debido a que el costo marginal en Polpaico sufre una disminución que a partir del 4to año de análisis, llegando a un valor de 28,2 US\$/MWh y además debido a que el nivel de generación no es capaz de cubrir la demanda del Gran Consumidor, es necesario comprar energía del mercado, por lo que con la disminución del precio y con costos de producción cero, la empresa de generación percibe un aumento de sus ingresos, producto de este ahorro. Ahora bien, desde el 6to. año en adelante se observa un ingreso neto prácticamente fijo, debido a que el CMg no varía durante los años de evaluación, desde el año 6 al 18 (Nota: Año 1 de evaluación = 2009).

El ingreso neto durante los primeros años, son menores a los percibidos por la central a carbón, debido principalmente, a que la baja producción de energía con esta central, obliga al generador a comprar energía para abastecer a su cliente, y dado que el marginal es alto, y mayor al CV de la central carbonera, es que percibe un ingreso menor. Pero durante los siguientes años, con la disminución a partir del 4to. año de evaluación del CMg en Polpaico, se reciben ingresos mayores a los obtenidos con la central a carbón. Cabe señalar que mientras más bajo sea el precio de contrato de suministro, esto será más notorio, dado que el generador, percibirá un menor ingreso desde el balance comercial.

Central Térmica a Carbón: Para la central carbonera se observa un comportamiento similar a la central eólica, en relación al ingreso neto que se percibe durante los primeros 5 años de evaluación, luego a partir del 6to año, el ingreso permanece relativamente constante, variando únicamente por el nivel de despacho de cada año. Lo que se debe a que el marginal no ha cambiado. De todas maneras los ingresos que se perciben en estos periodos están por debajo a los obtenidos con la Central Eólica.

Central Térmica Diesel 135MW: Durante los primeros 5 años de evaluación, se observa un crecimiento en su ingreso neto, similar a lo ocurrido con la central eólica o carbonera, sin embargo, a partir del 6to año, con la fuerte disminución del CMg en Polpaico a partir del 4to año, la empresa de generación, aumenta de sobre manera sus ingresos, producto de que los costos de generación son mucho mayores que el CMg de Polpaico, precio al que retira energía el Gran Consumidor (Cliente Libre) y con un precio de contrato superior al CMg en la barra de retiro, aumenta sus ingresos. Desde el 6to. año en adelante se observa

un ingreso neto prácticamente fijo, debido a que el CMg no varía durante los años de evaluación, desde el año 6 al 18.

Central Térmica Diesel 180MW: Durante los primeros 5 años de evaluación, los ingresos netos, son decrecientes, debido a disponer de energía valorizada a un menor precio con un costo de generación por sobre el CMg en Polpaico, superior de todas formas al ingreso de la central térmica 135,6 MW. Sin embargo, a partir del 5to. año, se aprecia un aumento del ingreso neto, producto de que los costos de generación son mucho mayores que el CMg de Polpaico, precio al que se retira energía por el Gran Consumidor (Cliente Libre), y dado que el nivel de generación a partir de 6to año es menor, se aprecia este comportamiento. Desde el 6to. año en adelante se observa un ingreso neto prácticamente fijo, debido a que el CMg no varía durante los años de evaluación, desde el año 6 al 18.

Cabe destacar que los ingresos netos durante los periodos de evaluación, en que el CMg en la barra de Polpaico es constante, se pueden ordenar de manera decreciente a partir de los CV de generación de las centrales evaluadas, partiendo por la central eólica, Térmica a Carbón, Térmica Diesel 180MW y finalmente, Térmica Diesel 135.6MW.

Autoprodutor

Central Eólica: Durante los primeros 5 años de evaluación, se observa un crecimiento progresivo del ingreso, a medida que el costo marginal en Polpaico disminuye, esto se debe a que el nivel de generación con esta central es bajo, motivo por el cual, el Autoprodutor, debe acudir de sobre manera al contrato de mantenimiento y fallas, y dado que el indexador para la energía retirada es el CMg en Polpaico, el Autoprodutor, se ve beneficiado con la disminución de este costo. Y partir del 6to. año de evaluación, los ingresos netos para el Autoprodutor se mantienen relativamente constantes producto, de la no variación del costo marginal. Finalmente, debido a que los costos por generación son cero, las inyecciones de energía en periodos operativos de la unidad, son ingresos directos para el Autoprodutor.

Ahora bien, similar a lo señalado para la empresa de generación, la utilización de una central eólica, conlleva un bajo nivel de generación anual, por ende, durante los primeros años de evaluación, cuando el CMg en Polpaico es alto, los ingresos percibidos con esta central son inferiores a los obtenidos utilizando una central a carbón. Y como Autoprodutor, esto se ve reforzado, debido a que este, en periodos en que no se encuentra generando y por ende cubriendo sus Propios Consumos, debe utilizar el contrato de mantenimientos y fallas, y como se encuentra indexado al costo marginal de la barra de retiro, más un porcentaje adicional, los costos que enfrenta son mayores que como empresa de generación.

Central Térmica a Carbón: Dado que el Autoprodutor, debe cubrir durante las horas operativa de la central instalada, sus *Propios Consumos*, y debido el alto consumo que este percibe (112,8MW), la capacidad excedentaria disponible para inyectar al sistema es baja, por este motivo no se aprecia variaciones fuertes derivadas a la disminución del costo marginal, además el número de horas operativas de esta unidad, depende solamente, de la tasa de falla de la central, la cual fue simulada entre un 2.1% y 5%, por tanto, la utilización

del Contrato de Mantenimiento es menor, lo que disminuye su efecto. Finalmente, se puede establecer que la dependencia esta en los costos variables de esta unidad.

Central Térmica Diesel 135MW: Similar a lo descrito para la central carbonera, la capacidad excedentaria disponible al sistema es baja, y por tanto, los efectos no son significantes. Además y dado que los costos de producción son altos, los ingresos que se perciben con esta central están muy por debajo a lo percibido con las centrales a carbón y eólica, las cuales poseen costos variables bajos, iguales o menores al CMg en Polpaico.

Central Térmica Diesel 180MW: El Autoprodutor, con esta central dispone de una mayor capacidad excedentaria, por tanto, al ser despachada por el CDEC, debe cubrir costos de producción mayores al marginal de venta, lo que provoca una disminución del ingreso neto. Además es necesario establecer que los costos de producción de esta central son menores a los percibidos con la central diesel de 135MW, por tanto los ingresos son mayores esta última, pero menores a las centrales eólica y carbonera.

Escenarios con Crecimientos Vegetativos de un 1% y sin racionamiento (Comportamiento General Independiente del Precio de Contrato)

Empresa de Generación

La característica principal observada para todas las centrales simuladas, es que durante los años en que el CMg en Polpaico es constante (sexto año de simulación en adelante), se observo un aumento de los ingresos netos, debido a que los balances comerciales son mayores, además es necesario destacar que el nivel de generación para las centrales térmicas es menor a partir del sexto año de simulación, lo que permite, percibir menos costos por producción y costos marginales bajos, lo que posibilita percibir costos por retiro de energía también bajos. Luego, a medida que el precio de contrato disminuye, los efectos crecientes de los ingresos son menos notorios. Y dado que en las simulaciones efectuadas el precio de contrato esta por sobre el marginal de la barra de retiro, no alcanza a percibirse disminuciones en el ingreso por aumento de la demanda del Gran Consumidor.

Cabe destacar que durante los primeros 3 a 5 años de evaluación, el comportamiento registrado es muy similar a no contar con un crecimiento, esto es determinado a dos factores, el primero a la baja tasa de crecimiento vegetativo simulado y segundo a que los costos marginales altos son considerados en los 2 a 3 años de evaluación.

Autoprodutor

Durante los primeros años el comportamiento general de las centrales simuladas es muy similar a no evaluar un crecimiento de consumo, debido a las mismas razones señaladas para la empresa de generación. Ahora bien, debido a que una de las características del Autoprodutor es generar su propia energía durante el tiempo en que las unidades de generación se encuentran operativas, es que el comportamiento, a partir del sexto año de análisis (CMg en estos periodos es constante y con un valor bajo), depende del precio de contrato de la simulación, debido a que se considero como un ingreso, los ahorro percibidos

al no disponer de un contrato de suministro (previo a declararse como Autoprodutor). Luego, con el aumento del consumo, implica necesariamente una mayor generación destinada a los Propios Consumos del Autoprodutor, por este motivo, la evaluación directa entre los ahorros por contrato y los costos de generación tienen un papel importante en la determinación de los ingresos, por tanto, en la medida que el precio de contrato evaluado es superior a los costos de generación, los ingresos tenderán a ser crecientes y viceversa, en la medida que el precio del contrato es menor a los costos de producción los ingresos tenderán a ser decrecientes, o a estabilizarse, entre el aumento del ahorro, por costo de oportunidad, y el aumento de los costos de generación. A lo anterior, es necesario considerar que en los periodos en que no se dispone de generación propia, se percibe un costo mayor, al hacer uso del contrato de mantenimientos y fallas (CMF), producto de este mayor consumo. Pero dado que el costo marginal es bajo, este costo no es determinante en los resultados de ingresos netos por central. Cabe señalar que para centrales con costos de generación bajos, como la central a carbón y eólica, a medida en que disminuye el precio de contrato simulado, el crecimiento del ingreso disminuye, debido a dos factores, al aumento de los costos en periodos de mantenimientos y fallas de la central y por la disminución de los ahorros por contrato de suministro.

Escenarios con/sin Crecimientos de Consumo y con Racionamiento (Comportamiento General Independiente del Precio de Contrato)

Empresa de Generación

Si bien, el comportamiento observado depende del nivel de profundidad del racionamiento, es posible desprender un comportamiento general de las centrales al verse enfrentada a estas situaciones. Lo primero que se destaca para todas las centrales es un aumento del Valor Presente Neto, en la medida que la profundidad de racionamiento aumenta, lo que se debe, a que con la disminución de los consumos del gran consumidor producto del racionamiento, la empresa de generación retira una menor cantidad de energía a costo de falla del sistema, percibiendo un aumento de sus ingresos y por tanto, de su valor presente neto.

Los ingresos que se perciben durante los años de racionamiento (2009 y 2019), son superiores en la medida que la profundidad de falla aumenta, debido principalmente, a que los ingresos de la empresa de generación, aumentan producto de recibir en periodos de racionamiento el costo de falla del sistema (Considerar que el periodo de racionamiento es 324 hrs al año). Ahora bien, esto se debe que para las centrales térmicas, se estableció que las unidades operan a máxima capacidad sin fallar, para la central eólica en cambio, su nivel de generación no alcanza a cubrir los consumos del cliente, por tanto, requiere la compra de energía a costo de falla en dichos periodos, percibiendo por tanto, un aumento de sus costos en periodos de racionamiento. Luego, durante estos años, se aprecia un incremento de los ingresos, para las centrales térmicas, y una disminución en dichos periodos para la central eólica. Lo anterior queda ejemplificado mediante el siguiente grafico:

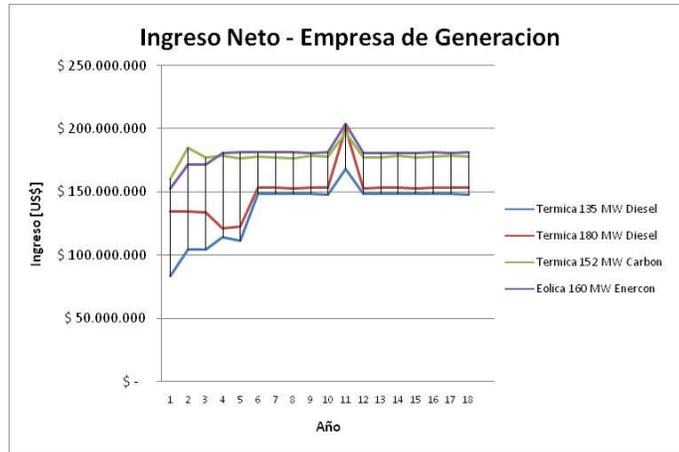


Figura 20.- Ingreso Neto, considerando racionamiento de un 5%, Sin crecimiento de los Consumos, con un Precio de Contrato de 200 [US\$/MWh].

Lo anterior queda ejemplificado, mediante los siguientes siguiente gráficos, con y sin crecimiento de consumo, con un precio de contrato de 200 [US\$/MWh]:

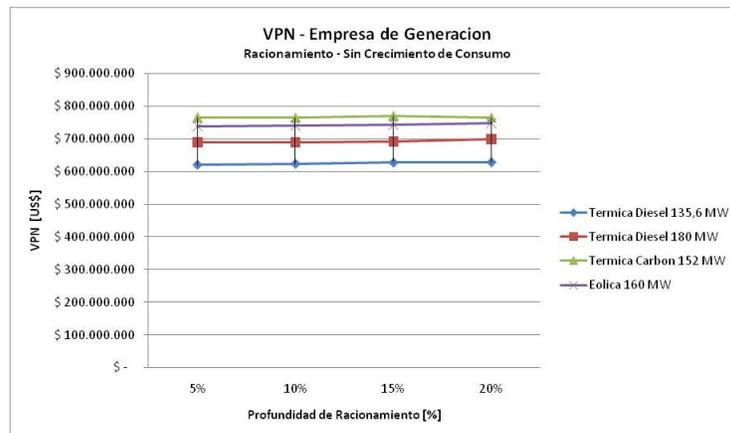


Figura 21.- Valor Presente Neto en Racionamiento, Sin Crecimiento de los consumos y Precio de Contrato Libre 200 [US\$/MWh].

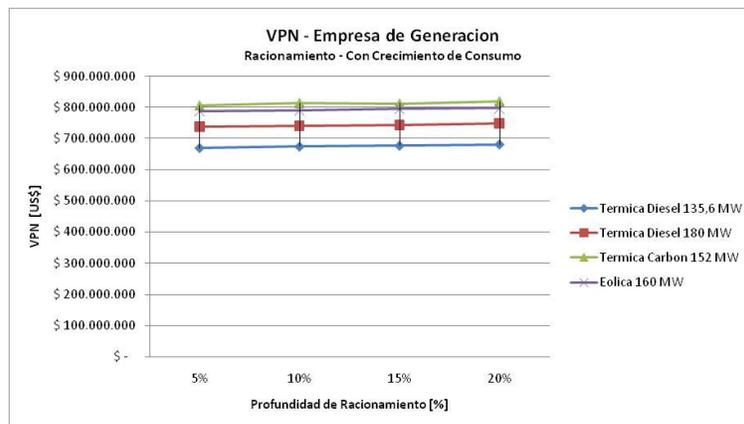


Figura 22.- Valor Presente Neto en Racionamiento, Con Crecimiento de los consumos y Precio de Contrato Libre 200 [US\$/MWh].

De los gráficos anteriores, se aprecia además que con el aumento del crecimiento de los consumos, el nivel de ingreso de la empresa de generación también aumenta, debido principalmente, al aumento del ingreso por energía vendida a precio libremente pactado y al mayor racionamiento de energía en el año 2019, debido claro al aumento de potencia. Lo mismo se aprecia para precios de contratos menores, pero en menor medida, llegando a valores negativos, siendo superiores al considerar crecimiento de los consumos. Lo que se debe a que los ingresos por venta a precio libremente pactado, son bajos e incapaces de cubrir junto con el costo marginal en la barra de inyección los costos de producción de energía. Lo anterior queda ejemplificado mediante los siguientes gráficos:

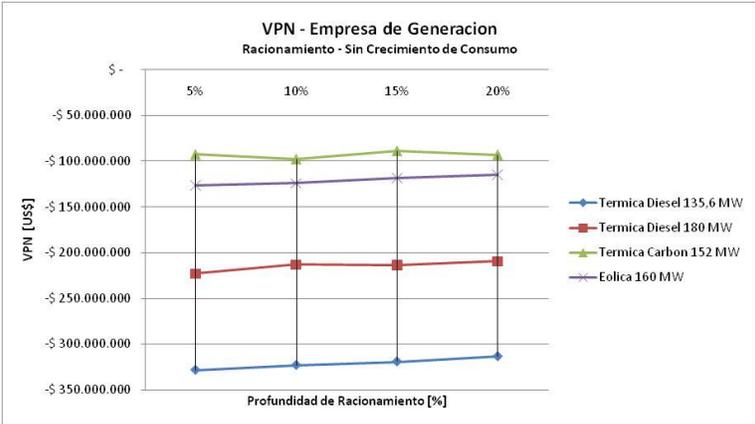


Figura 23.- Valor Presente Neto en Racionamiento, Sin Crecimiento de los consumos y Precio de Contrato Libre 40 [US\$/MWh].

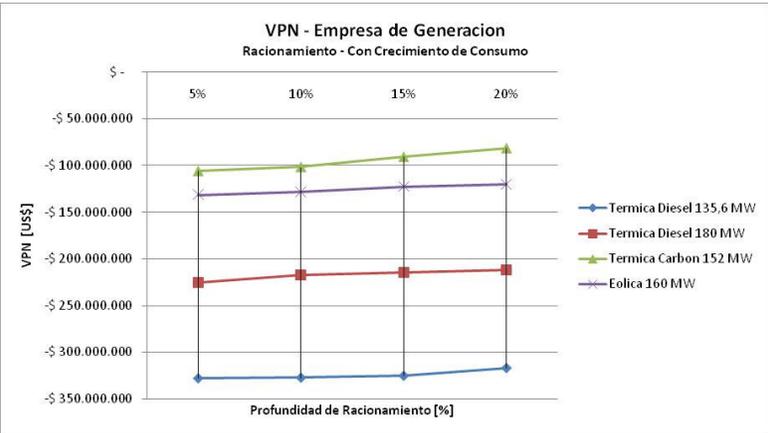


Figura 24.- Valor Presente Neto en Racionamiento, Con Crecimiento de los consumos y Precio de Contrato Libre 40 [US\$/MWh].

De los gráficos anteriores se comprueba que , la disminución del precio contrato, implica necesariamente, una disminución del VPN.

Cabe destacar que como empresa de generación, este no está obligado a retribuir al cliente libre, por energía no suministrada (ENS), por tanto, los costos de falla del gran consumidor no fueron considerados de manera directa sino de manera separada. Lo que es resumido, considerando la una probabilidad de ocurrencia de un 50%, 30%, 10% y 10%, para los

niveles de profundidad de falla de un 5%,10%,15% y 20% respectivamente, obteniéndose con esto un VPN -US\$ 5.829.845 sin considerar crecimiento de consumo, que al ser considerado, se obtiene un VPN de -US\$ 5.999.565. Este valor será comparado con lo que se obtenga como Autoprodutor.

Autoprodutor

Lo que destaca en racionamiento para el Autoprodutor, es que no se ve racionado en energía, debido a que las unidades no fallan y por tanto, es capaz de cubrir sus Propios Consumos, durante estos periodos, sin recurrir a la potencia que se encuentra en contrato. Por tanto, el Autoprodutor en racionamiento, percibirá un ahorro por ENS que no es racionada, la que será estimada con el VPN a partir de las probabilidades de ocurrencia asignada para cada profundidad de racionamiento, que será mayor, si se considera incremento en el nivel de consumo anual. El valor presente neto que se obtiene por ahorro de ENS, sin considerar crecimiento de los consumos es de US\$ 4.854.531 y al considerar crecimiento se obtiene US\$ 4.995.857, de lo que se concluye que a pesar de ser un ahorro mayor, no es significativo.

De lo anterior se desprende que frente a los diferentes niveles de profundidad de racionamiento, los resultados económicos (VPN) son similares, sin embargo, al considerar el crecimiento de los consumos, el VPN aumenta pero no por efecto del racionamiento, sino más bien al efecto directo del aumento de consumo, que significa un mayor ahorro por costo de oportunidad con el precio de contrato.

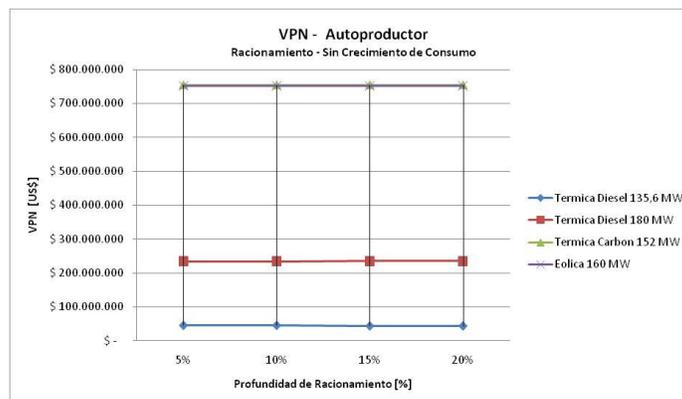


Figura 25.- Valor Presente Neto en Racionamiento, Sin Crecimiento de los consumos y Precio de Contrato Libre 200 [US\$/MWh].

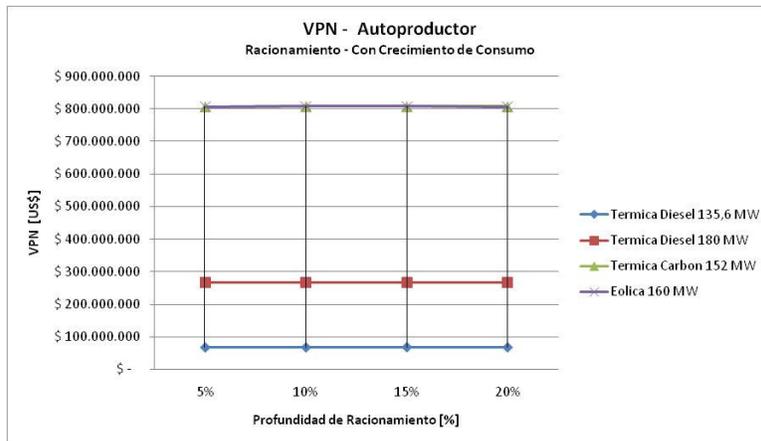


Figura 26.- Valor Presente Neto en Racionamiento, Con Crecimiento de los consumos y Precio de Contrato Libre 200 [US\$/MWh].

Cabe señalar, que similar a la empresa de generación, en la medida que el precio de contrato disminuye, el VPN también lo decrece.

Ahora bien, para las centrales de generación con un bajo costo variable de producción, central a carbón y eólica, se perciben ingresos mayores durante el periodo de generación, debido a que el aumento de generación durante los meses de racionamiento, significaron un costo menor a los ingresos percibidos por energía vendida a costo marginal de su barra de inyección, que en periodos de racionamiento asciende al costo de falla del sistema. Sin embargo, para las unidades de generación de un costo alto, centrales diesel, se perciben en los periodos de racionamiento una aumento de los costos, debido a que la potencia inyectada en periodos de racionamiento es baja y a su vez aumento de generación durante estos periodos significan costos de producción mayores, siendo incapaz de cubrir los ingresos por venta a los costos de generación. Esto queda ejemplificado con el siguiente grafico:

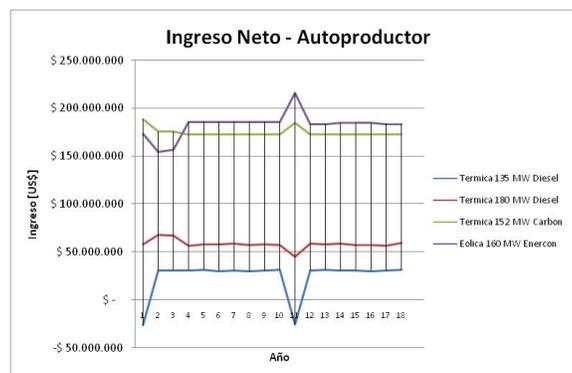


Figura 27.- Ingreso Neto, considerando Racionamiento de un 5%, sin crecimiento de los Consumos, con un precio de contrato de 200 [US\$/MWh].

Cabe destacar, que se considero para la central eólica durante el racionamiento una operación a máxima potencia sin fallas de la unidad, por este, motivo se perciben ingresos importantes en estos periodos. Esto responde a la hipótesis planteada a un comienzo del capítulo.

Además con el aumento de los consumos del Autoprodutor, se obtiene un comportamiento similar, con un incremento de los ingresos, debido al aumento de ahorro por contrato de suministro (costo de oportunidad) , como se puede apreciar en el siguiente grafico:

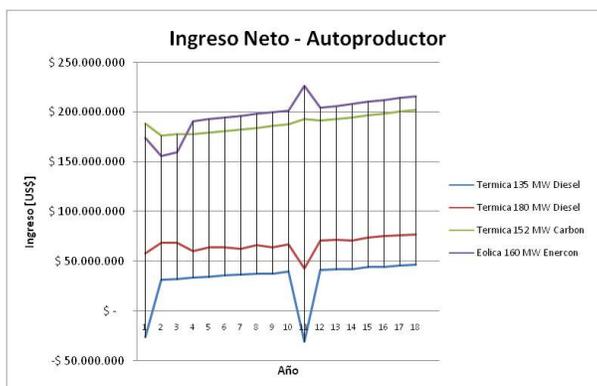


Figura 28.- Ingreso Neto, considerando Racionamiento de un 5%, con crecimiento de los Consumos, con un precio de contrato de 200 [US\$/MWh].

Finalmente a partir de los resultados obtenidos (ver Anexos II), es posible establecer conclusiones para cada opción de negocio, y por unidades de generación. Las cuales serán presentadas a continuación:

6.4. Conclusiones Finales a partir de los Resultados Obtenidos

La ventaja de una opción de negocio y otra, radica desde el punto de vista económico, en la rapidez en que se recupera la inversión inicial, el nivel del VPN y la tasa de retorno del proyecto (TIR), tal como se señalo anteriormente. Ahora bien, de acuerdo a los resultados obtenidos se presentaran las conclusiones por cada opción de negocio y finalmente conclusiones comparando ambas opciones.

6.4.1. Conclusiones como Empresa de Generación

A continuación para determinar las conclusiones se presentaran gráficos que resumen el comportamiento obtenido con cada una de las unidades simuladas:

Resultados del Valor Presente Neto:

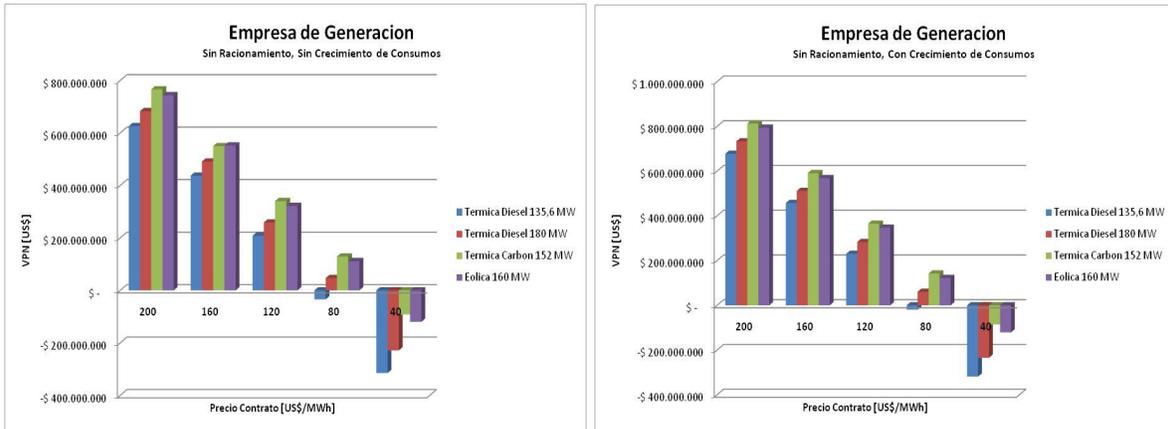


Figura 29.- Resultados Económicos, VPN, Sin Racionamiento y Sin/Con Crecimiento de Consumos.

De los gráficos anteriores, se aprecia que para la Empresa de Generación, las centrales con VPN más elevados, son utilizando centrales con costos variables (CV) bajos, central eólica y carbonera, que en la medida de considerar crecimiento de consumos, los VPN obtenidos son aún mayores. Ahora bien, al considerar crecimiento de consumos del gran consumidor, la Central a Carbón 152 MW percibe un VPN superior al obtenido con la Central Eólica 160MW, lo que determina por tanto, la ventaja económica con este proyecto. Destaca también, que cuando el valor del precio de contrato libremente pactado, es de 40 [US\$/MWh], ninguno de los proyectos de generación pasa a ser rentable. Finalmente, considerando que el precio de contrato, más cercano al precio medio libre del mercado, es de 80 [US\$/MWh] (Precio Medio Libre Febrero 2007: 61,31 [US\$/MWh], con tendencia de crecimiento) [42], toma una importancia mayor, al validar que la central a carbón tiene una ventaja económica para la empresa, utilizando este precio de contrato.

Veamos como es el comportamiento de las centrales, en relación a la tasa interna de retorno y años de recuperación de la inversión inicial:

Tasa Interna de Retorno:

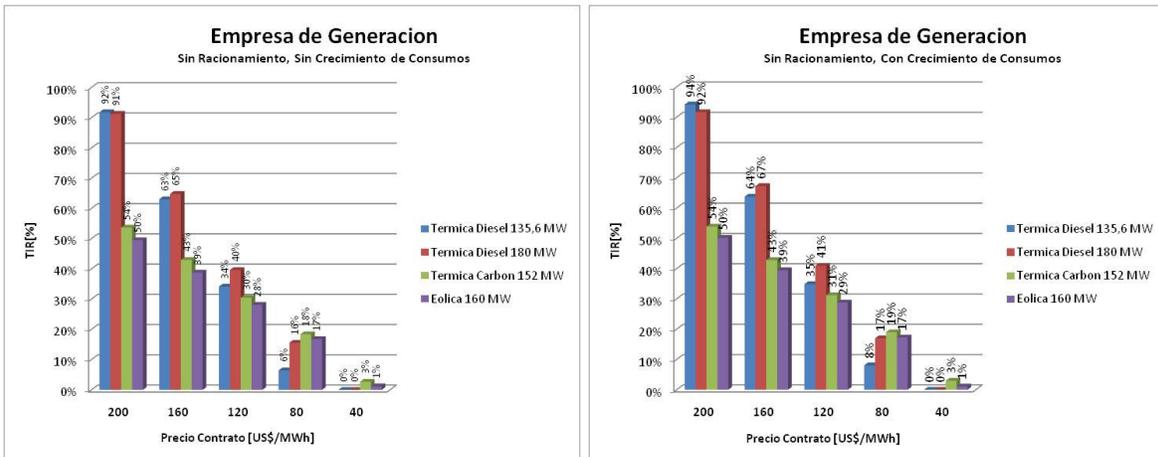


Figura 30.- Resultados Económicos, TIR, Sin Racionamiento y Sin/Con Crecimiento de Consumos.

Destaca que al utilizar un precio de contrato libremente pactado superior a 80 [US\$/MWh], las centrales que entregan tasas de retorno superiores, son las Centrales Térmicas Diesel, sin embargo, hay que destacar que esto se debe a que las inversiones iniciales para las centrales a carbón y eólica, son mayores, del orden de tres veces la inversión efectuada con las unidades térmicas diesel. Ahora bien, lo que destaca, es que con valores de precio de contrato, iguales o menores a 80 [US\$/MWh], las Centrales Eólica y Carbonera, entregan tasas por sobre o iguales a las obtenidas con las unidades diesel, lo que dimensiona claramente, una ventaja clara desde el punto de vista económico, que refuerza los resultados obtenidos del VPN. Cabe señalar además, que al considerar crecimiento de consumo del gran consumidor, se percibe un aumento de las tasas de retorno, determinado por el mayor ingreso percibido. Veamos finalmente, el tiempo de recuperación de la inversión inicial con cada una de las unidades de generación utilizadas:

Tiempo de recuperación inversión inicial:

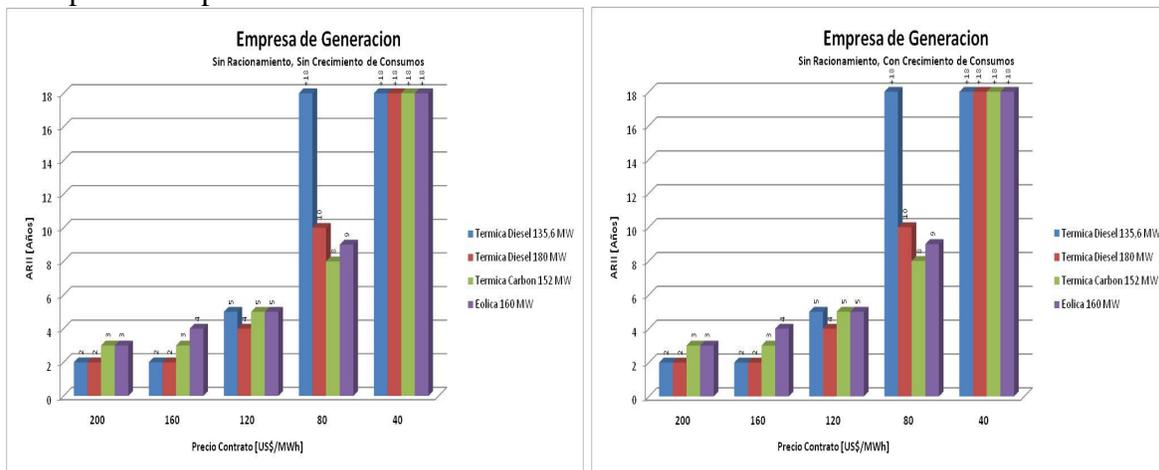


Figura 31.- Resultados Económicos, Años de Recuperación Inversión Inicial, Sin Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

De ambos gráficos, se aprecia que el mayor aumento de ingreso, producto del crecimiento de consumo del cliente, no determina radicalmente una disminución de los tiempos en recuperar la inversión inicial, siendo relativamente similares, con o sin crecimiento. Ahora bien, para precios de contrato libremente pactados superiores o iguales a 160 [US\$/MWh] las centrales diesel, tienen un tiempo de recuperación de inversión menor entre 1 a 2 años, que las centrales eólica y carbón, recuperándose en tan solo 2 años. Ahora bien, a medida que el precio de contrato disminuye, el tiempo de recuperación de las centrales térmicas diesel, aumentan de sobre manera, siendo a partir de un precio de contrato de 80 [US\$/MWh] superiores al tiempo de recuperación de las centrales con CV bajos, pero con un precio de contrato de 40 [US\$/MWh], todas las centrales aumentan los tiempos de recuperación, siendo superiores a 18 años. Luego, dado que el precio de contrato, más cercano al precio medio libre de mercado, es con 80 [US\$/MWh], se concluye que las centrales con un tiempo de recuperación menor, es la Central Térmica Carbón 152MW y Eólica 160MW, con una recuperación de 8 y 9 años respectivamente, además, la central a carbón, presenta una TIR mayor, determinando un mayor beneficio económico.

Las conclusiones anteriores, son determinadas sin considerar los resultados obtenidos en situaciones de racionamiento, por tanto, a continuación se presentaran lo resultados obtenidos en esta situación:

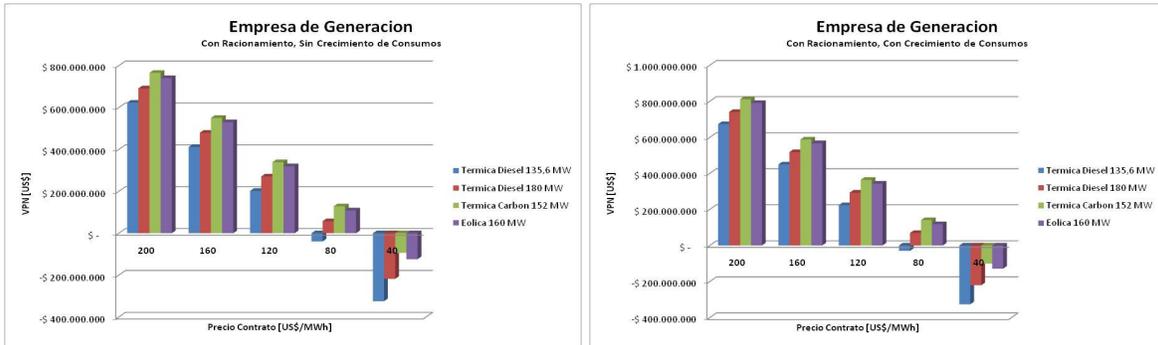


Figura 32.- Resultados Económicos, VPN, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

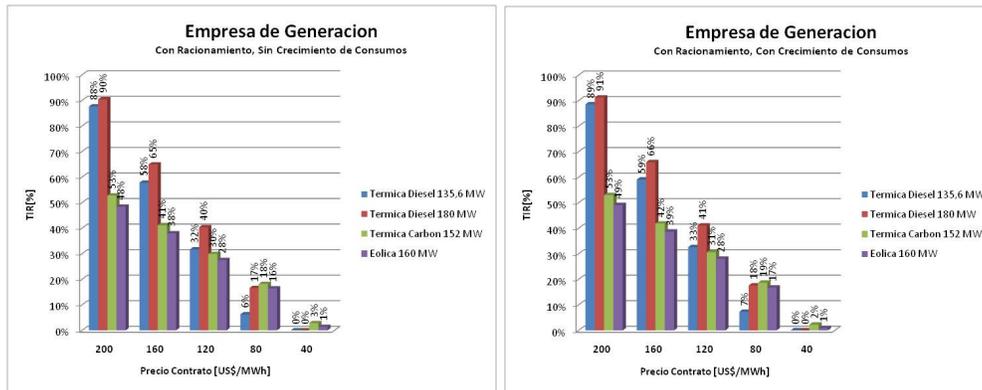


Figura 33.- Resultados Económicos, TIR, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

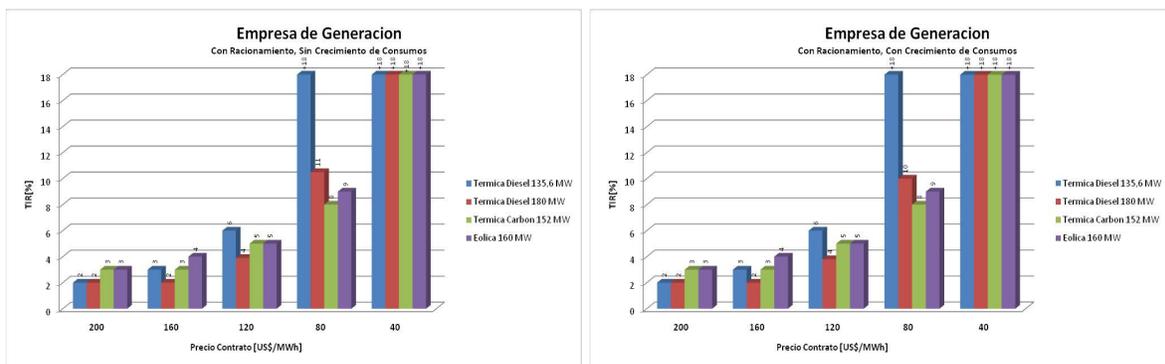


Figura 34.- Resultados Económicos, Años Recuperación Inversión Inicial, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

Observación: Los valores anteriores fueron, obtenidos ponderando con las probabilidades de ocurrencia asignada, con cada nivel de profundidad de racionamiento, señaladas en las hipótesis de simulación.

De los gráficos anteriores se aprecia, que por efecto del racionamiento, las unidades de generación, mantienen el comportamiento presentado, sin evaluar el racionamiento. Ahora bien, evaluando los resultados, con un precio de contrato de 80[US\$/MWh] (valor cercano

al precio medio libre), la Central a Carbón 152 MW, presenta ventajas claras en todas las variables económicas evaluadas, destaca que el tiempo de recuperación de inversión de 8 años, inferior a todas las demás centrales.

En resumen, la central que presenta mayores ventajas económicas, a un precio de contrato de 80 [US\$/MWh], es la **Central a Carbón 152 MW**, obteniéndose ventajas, en todos los escenarios evaluados, sea con o sin crecimiento de consumos y con o sin situaciones de racionamiento. Sin embargo, dado los impedimentos ambientales en la zona de ubicación de la división, la instalación real de este tipo de unidad es descartada, de todas maneras, es necesario recalcar que al independizarse de la Región Metropolitana, la mejor opción de negocio es con dicha central, pudiendo como Empresa de Generación establecer esta central en otra división y/o zona geográfica, obteniéndose mayores ventajas económicas y logísticas. Ahora bien, la **Central Térmica Diesel de 135.6 MW**, considerada como la unidad de generación para ser instalada en la división Los Bronces, no entrega los indicadores económicos suficientes, para hacer recomendable el proyecto, que a pesar de obtener ingresos positivos y tasas de retorno también positivas, el tiempo en recuperar la inversión es superior a 18 años, estando muy por sobre del tiempo de recuperación de las demás centrales evaluadas. Por tanto, lo más recomendable considerando los impedimentos ambientales en la zona en que la división se ubica (RM), es considerar la **Central Térmica Diesel 180 MW**, con un tiempo de recuperación de inversión inicial de 10 años y con características técnicas similares a la central considerada inicialmente.

La Central de Generación Eólica, a pesar de presentar un comportamiento similar a la central a carbón, se descarta, debido al riesgo por generar a potencias inferiores a las máximas y niveles de generación menores a los considerados, situaciones que fueron evaluadas, considerando mapas de vientos en otra división de la empresa.

6.4.2. Conclusiones como Autoproductor

Para determinar las conclusiones finales como negocio para el Autoproductor, se presentaran gráficos resumen de los resultados obtenidos por unidad de generación:

Resultados Valor Presente Neto:

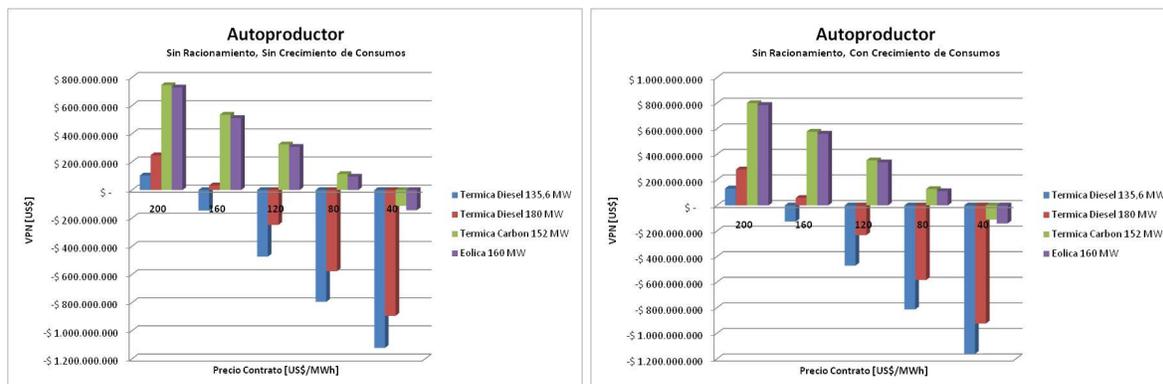


Figura 35.- Resultados Económicos, VPN, Sin/Con Racionamiento ni Crecimiento de Consumos.

De los gráficos anteriores se verifica que el comportamiento de las unidades de generación es relativamente independiente del crecimiento de los consumos del Autoprodutor, ahora bien, es necesario destacar que en la medida de que se disponga de excedentes, el aumento de consumo significa un aumento de los ingresos, como fue señalado anteriormente. Destaca que solo para un precio de contrato de 200 [US\$/MWh] se observan VPN positivos para las centrales térmicas diesel y que para precios inferiores, los VPN que se obtienen son decrecientes, a tal punto que con un precio de contrato de 120 [US\$/MWh] ambas centrales diesel presentan VPN negativos. En este sentido, se aprecia claramente que las Centrales de Generación Eólica y a Carbón para precios mayores o iguales a 40 [US\$/MWh] presentan VPN superiores a las Centrales Térmicas Diesel, siendo la central que posee mayores ingresos, la Central Térmica a Carbón 152 MW. Finalmente, considerando un precio de contrato de 80 [US\$/MWh], valor más cercano al precio medio libre del mercado, se concluye que la central con beneficios económicos mayores, es con la Central a Carbón de 152 MW.

Veamos como es el comportamiento de las centrales, en relación a la tasa interna de retorno y años de recuperación de la inversión inicial:

Resultados Tasa Interna de Retorno:

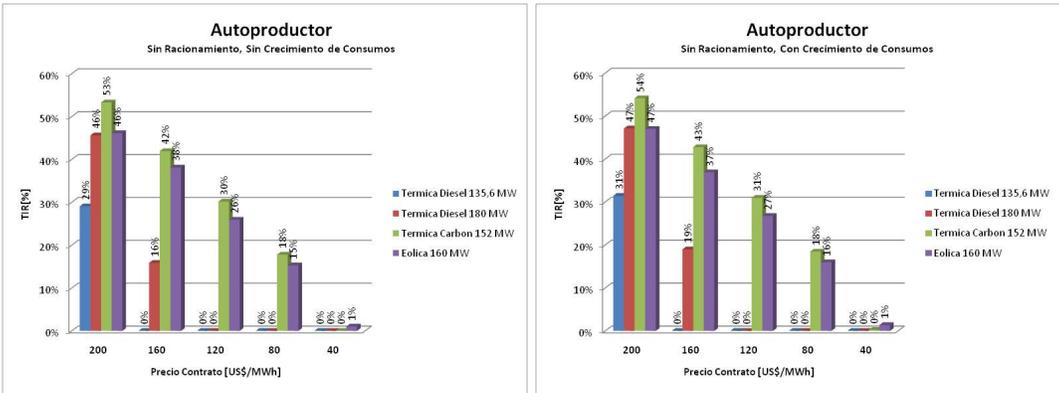


Figura 36.- Resultados Económicos, TIR, Sin/Con Racionamiento ni Crecimiento de Consumos.

De manera similar a lo observado con el VPN la tasa interna de retorno aumenta en la medida que lo hace el precio de contrato considerado, como ahorro de compra de energía, ahora bien, destaca que a un precio de 200 [US\$/MWh] las tasa de retorno con las unidades de generación eólica y carbón, sean superiores a las tasas de las centrales diesel, considerando que la inversión inicial de estas unidades son superiores a las diesel, por tanto, entrega la visión de los beneficios económicos al utilizar estas unidades de generación.

Ahora bien, la Central Térmica Diesel de 135.6MW, presenta tasas de retorno cero con un precio de contrato menor o igual a 160 [US\$/MWh], lo que da la visión directa de lo poco rentable de este proyecto. Lo mismo se observa a partir de los 120 [US\$/MWh] con la Central Térmica Diesel de 180 MW, lo que determina finalmente que los proyectos con centrales diesel evaluadas no presentan beneficios económicos para el negocio de Autoprodutor.

Finalmente, se refuerza las conclusiones obtenidas a partir del VPN, en el cual, las centrales eólica y carbón, entregan las mayores tasas de retorno, y por tanto, mayores beneficios económicos, siendo la central más recomendable, considerando o no el crecimiento del consumo del Autoprodutor, la **Central Térmica a Carbón de 152 MW**, considerando un precio de contrato mayor o igual a 80 [US\$/MWh].

Una de las variables más importante, desde el punto de vista económico es el tiempo de recuperación de la inversión realizada cuyos resultados son presentados a continuación:

Resultados Tiempo de Recuperación de Inversión Inicial:

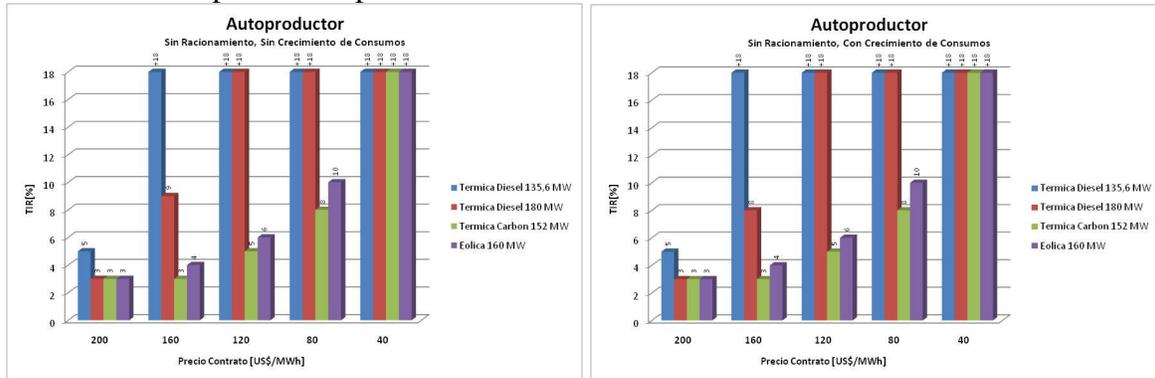


Figura 37.- Resultados Económicos, Años de Recuperación Inversión Inicial, Sin Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

De los gráficos anteriores, se concluye que las centrales con tiempos menores de recuperación de la inversión inicial son efectivamente las centrales eólica y carbonera, y solo con un precio de contrato de 200 [US\$/MWh], es que la central térmica diesel de 180 MW, obtiene un tiempo de recuperación igual a las centrales de CV bajos, igual a 3 años. Ahora bien, considerando que el precio de contrato, similar a los precios del mercado, es de 80 [US\$/MWh], se concluye que con este precio de contrato, la central con menor tiempo de recuperación de la inversión es la Central Térmica Carbón 152MW con un tiempo de recuperación de 8 años.

Cabe destacar que la Central Térmica Diesel 135.6MW para precios de contrato menores o iguales a 160 [US\$/MWh], obtiene tiempo de recuperación de la inversión inicial superiores a 18 años, que terminan por validar los resultados anteriores, y desechar de manera económica la utilización de esta central.

Ahora bien, a continuación se presentaran los resultados obtenidos considerando situaciones de racionamiento, que entregaran la visión final de los beneficios observados con esta opción de negocio:

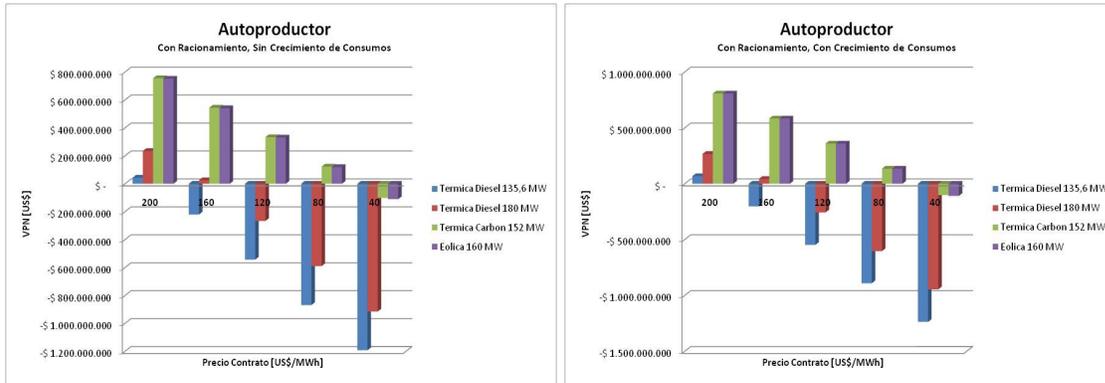


Figura 38.- Resultados Económicos, VPN, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

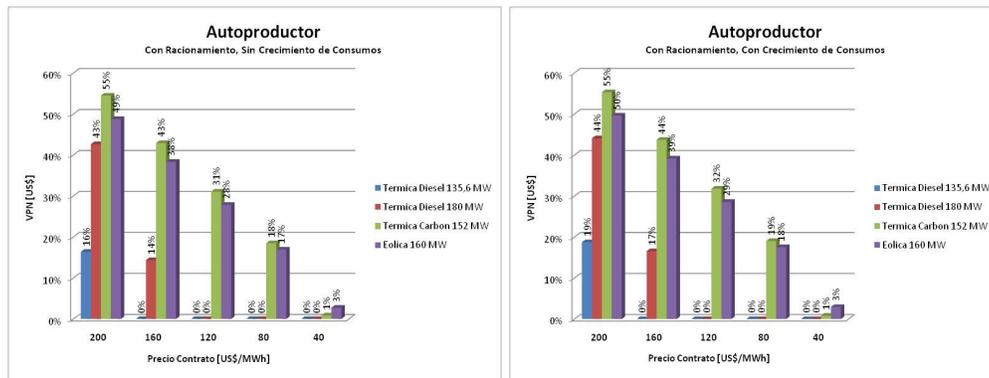


Figura 39.- Resultados Económicos, TIR, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

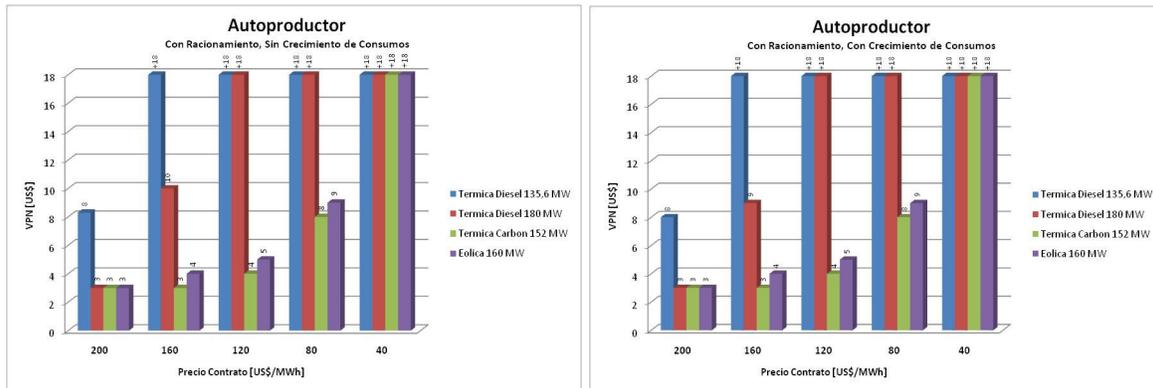


Figura 40.- Resultados Económicos, Años Recuperación Inversión Inicial, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

Observación: Los valores anteriores fueron, obtenidos ponderando con las probabilidades de ocurrencia asignada, con cada nivel de profundidad de racionamiento, señaladas en las hipótesis de simulación.

En situaciones de racionamiento, el Autoproductor con la utilización de las centrales diesel sufre mayores pérdidas debido a la necesidad de aumentar su nivel de generación durante los meses de racionamiento, presentando menores VPN, en cambio, con las centrales eólica y carbón, con CV bajos, ve aumentado sus ingresos y por ende su VPN, debido a recibir, ingresos a CF del sistema y no recurrir en estos periodos a su contrato de mantenimientos y

fallas. Lo mismo se aprecia considerando crecimientos de los consumos, pero en mayor medida, vale decir, mayores pérdidas con las centrales diesel y mayores ingresos con las unidades eólica y a carbón.

Pero lo más importante que se aprecia de los gráficos anteriores, es que el comportamiento para las unidades eólica y carbón continúan presentando mayores beneficios económicos, es más, son mayores a no considerar racionamiento eléctrico. Ahora bien, considerando un precio de contrato de 80 [US\$/MWh], la central con menor tiempo de recuperación de inversión inicial, es la Central Térmica a Carbón 152MW, con un tiempo de 8 años, siendo menor inclusive que la central eólica evaluada.

En resumen, la central que presenta mayores ventajas económicas, a un precio de contrato de 80 [US\$/MWh], es la **Central a Carbón 152 MW**, obteniéndose ventajas, en todos los escenarios evaluados, sea con o sin crecimiento de consumos y con o sin situaciones de racionamiento. Además, destaca que para este valor de precio de contrato, el Autoproducer, con la utilización de las centrales diesel, los tiempos de recuperación de la inversión inicial, están por sobre los 18 años, con VPN negativos, por tanto, la **Central Térmica Diesel 135.6 MW** inicialmente considerada como la central a ser instalada en la división, debe ser descartada como proyecto, debido a no entregar beneficios económicos positivos. Cabe señalar, que solo con un precio de contrato superior o igual a 160 [US\$/MWh] la **Central Térmica Diesel de 180 MW**, es rentable, con VPN positivos y tiempos de recuperación de la inversión de 8 años aprox., pero como ya fue señalado, el precio de contrato más cercano a valores de precios libres en el mercado, es de 80 [US\$/MWh], por tanto, no sería aplicable esta situación.

De lo anterior, se concluye que la instalación más factible, dado los impedimentos ambientales en la zona en que la división se ubica (RM), es la **Central Eólica de 160MW**, ya que una instalación real de una central a carbón en la región es poco factible. De todas maneras, en caso de una instalación de una unidad de generación en otra división, con características similares a la evaluada, la central con mayores beneficios económicos, como ya se señaló, es la **Central a Carbón 152 MW**.

6.4.3. Conclusiones Comparando Ambas Opciones de Negocio

Para establecer una conclusión final, sobre cual central de generación es más recomendable desde el punto de vista económico, es necesario como se ha venido señalando, establecer un nivel de precio de contrato como referencia. En este sentido, de los precios evaluados, el que se acerca en mayor medida a los precios medios libre del mercado es con un precio de contrato de 80 [US\$/MWh], debido a que el valor del precio medio libre, registrado en Febrero del 2007, es del orden de 61.31 [US\$/MWh] y con una marcada tendencia al crecimiento (Gráfico N°4: Evolución de Precios Libre, Periodo Octubre 2005-Febrero 2007) [42].

Luego, revisando los factores económicos importante, como lo son el Valor Presente Neto y el Tiempo de Recuperación de la Inversión Inicial es que se llega a la siguientes conclusiones:

La central que resulta conveniente tanto para la Empresa de Generación y como Autoprodutor, es la **Central Térmica a Carbón 152 MW**, por este motivo se compararan ambos resultados económicos de manera particular con esta central.

Valor Presente Neto:

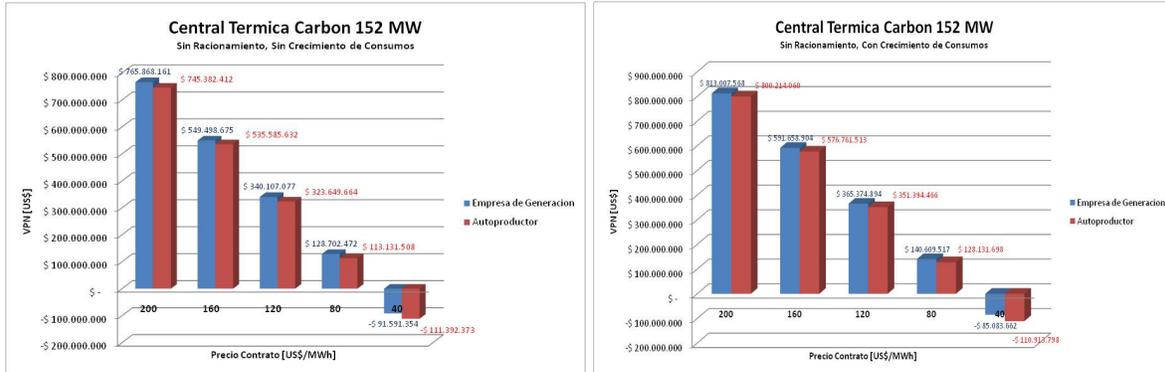


Figura 41.- Resultados Económicos, VPN, Sin Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

De los gráficos anteriores, se concluye que los ingresos percibidos como empresa de generación son superiores a los recibidos como Autoprodutor, además como ya se ha señalado, con el aumento de consumo, los valores presentes netos, son aún mayores. Ahora bien, considerando que el precio de contrato más cercano al precio medio libre del mercado es de 80 [US\$/MWh], se analizara esta situación, considerando que existe crecimiento del consumo del cliente. Luego, el VPN como Empresa de Generación al precio de contrato antes señalado, es de **US\$ 140.609.517** y como Autoprodutor es de **US\$ 128.131.698**, por tanto, es claro que los mayores beneficios económicos son obtenidos como empresa de generación, sin embargo, uno de las ventaja claras, desde el punto de vista de la seguridad de suministro para el gran consumidor, es en situaciones de racionamiento, debido a que el Autoprodutor, no percibe la ENS, pues al operar sus unidades este no sufre de un racionamiento real de sus consumos. Por tanto, es necesario estimar los costos producto de esta situación.

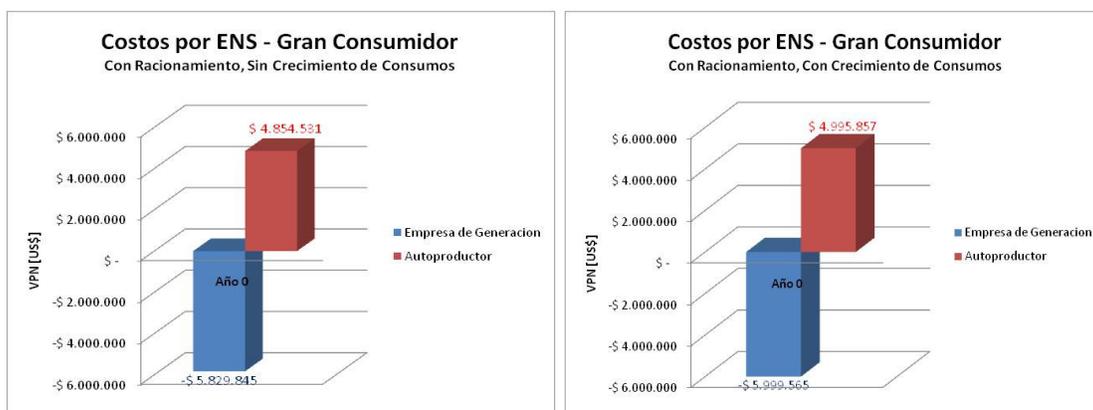


Figura 42.- Resultados Económicos, Costos por ENS llevados a VPN, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

Observación: Los valores anteriores fueron, obtenidos ponderando con las probabilidades de ocurrencia asignada, con cada nivel de profundidad de racionamiento, señaladas en las hipótesis de simulación.

De los gráficos anteriores, se aprecia que los efectos positivos por ahorros en costos por ENS para el gran consumidor, como Autoprodutor son mucho mayores y considerando crecimiento de consumos de la división, el VPN que se obtiene es de **US\$ 4.995.857**, en cambio con una Empresa de Generación, los costos son negativos, obteniéndose un valor esperado neto, de **-US\$ 5.999.565**. Cabe destacar, que estos valores fueron determinados, considerando que la probabilidad de ocurrencia asignada para profundidades de racionamiento de un 5%, 10%, 15% y 20% fueron de un 50%, 30%, 10% y un 10% respectivamente, como se señaló en las hipótesis de simulación previamente. Finalmente, se presentara a continuación los VPN, considerando los escenarios de racionamiento obteniéndose lo siguientes resultados:

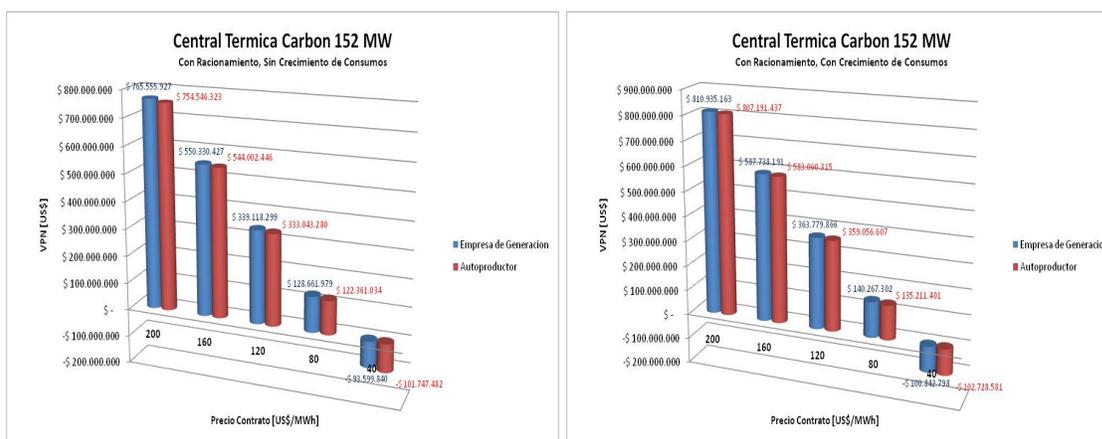


Figura 43.- Resultados Económicos, VPN, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

Observación: Los valores anteriores fueron, obtenidos ponderando con las probabilidades de ocurrencia asignada, con cada nivel de profundidad de racionamiento, señaladas en las hipótesis de simulación.

De los gráficos anteriores, se observa que la diferencia entre los VPN de ambas opciones de negocio, considerando crecimiento de los consumos, es de solo **US\$ 5.055.901**, por tanto, desde el punto de vista de económico, la Empresa de Generación continua siendo superior a los ingresos percibidos como Autoprodutor. Sin embargo, considerando los efectos esperados, que provoca los costos por ENS al Gran Consumidor, el Autoprodutor, supera los beneficios económicos de la Empresa de Generación, pues al considerar de manera directa los ahorros y costos por ENS entre ambas opciones de negocio, los VPN que se obtienen son los siguientes (Con Crecimiento de Consumos):

- Empresa de Generación
 - $VPN = US\$ 140.267.302 - US\$ 5.999.565^* = US\$ 134.267.737$
- Autoprodutor
 - $VPN = US\$ 135.211.401 + US\$ 4.995.857^* = US\$ 140.207.258$

(*) VPN asociado a los Costos por ENS que percibe el Gran Consumidor, considerando los Costos de Falla del cliente, y las probabilidades de ocurrencia asignados por nivel de profundidad de racionamiento.

Por lo tanto, las ventajas económicas como Autoprodutor son claramente superiores considerando los costos por ENS.

Es necesario resaltar que los costos por racionamiento eléctrico provocados al Gran Consumidor estableciendo una Empresa de Generación, pudiesen ser absorbidos instalando unidades de generación que suplan dichas restricciones energéticas. Por tanto, existe una opción no evaluada, que es considerar los costos económicos por la compra de estas unidades. En dicho caso, la ventaja para el Gran Consumidor estaría determinada por el costo de estas unidades y el ahorro percibido como Autoprodutor.

A continuación se presentaran los tiempos de recuperación de capital con y sin racionamiento para ambas opciones de negocio evaluados:

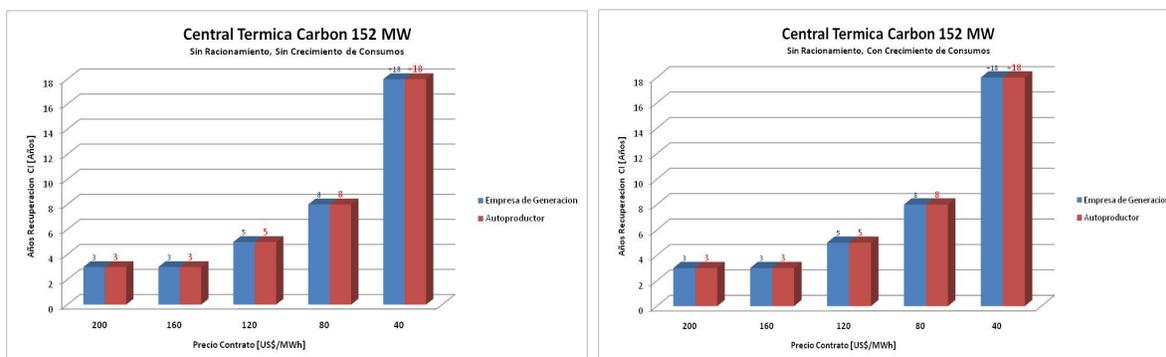


Figura 44.- Resultados Económicos, Años de Recuperación de la Inversión Inicial, Sin Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

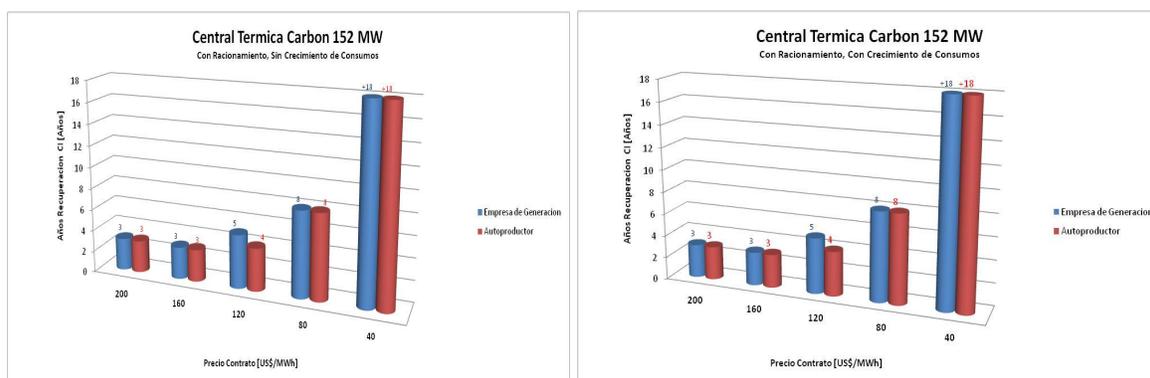


Figura 45.- Resultados Económicos, Años de Recuperación de la Inversión Inicial, Con Racionamiento Sin/Con Crecimiento de Consumos.

De los gráficos anteriores, se concluye que con o sin considerar situaciones de racionamiento, el tiempo de recuperación como Empresa de Generación y como Autoprodutor, es de 8 años (Precio Contrato de 80 US\$/MWh).

Finalmente se concluye, que la mejor opción desde el punto de vista del negocio energético, es como **Empresa de Generación** utilizando una **Central Térmica Carbón de 152 MW**. Ahora bien, desde el punto de vista de la seguridad energética y costos por ENS del Gran Consumidor, la mejor opción de negocio es como **Autoprodutor**, utilizando la **Central Térmica Carbón 152 MW**, de acuerdo a lo analizado anteriormente.

De acuerdo a los resultados obtenidos, la **Central Térmica Diesel de 135.6 MW**, no entrega resultados económicos positivos como Autoproducer y como Empresa de Generación tampoco se observan ventajas económicas claras, por tanto este proyecto, no es recomendado para ser realizado. Luego, la central que cumple con características similares y con posibilidades de cumplir con los requisitos ambientales de la zona de instalación de la unidad, es la **Central de Generación Térmica Diesel 180 MW**, con tiempos de recuperación de 9 años aproximadamente y VPN del orden de 70 a 90 MMUS\$, pero solo se perciben beneficios económicos como Empresa de Generación y no como Autoproducer, tal como se destacó en los análisis anteriores.

Es necesario establecer además, que las rentabilidades de negocio para ambas opciones evaluadas, son vistas desde el punto del Gran Consumidor, asegurando por sobre todo su abastecimiento energético, pues las restricciones e hipótesis están orientadas con este fin.

7. Conclusiones y Discusiones

El objetivo del capítulo es presentar las conclusiones realizadas en el desarrollo de la memoria, de manera de visualizar de manera rápida los resultados obtenidos.

Finalmente se establecerán análisis frente a diferentes escenarios y determinar por medio de los resultados que se obtuvieron, cual es la mejor opción de negocio. Además de discutir sobre negocios energéticos no presentados en detalle en el desarrollo de la memoria.

7.1. Introducción

En el desarrollo de la presente memoria, se analizaron mercados internacionales para establecer un modelo aplicable en Chile en relación al Autoproductor, una forma de negocio energético fuertemente utilizada en otros mercados eléctricos, pero con muy pocas bases regulatorias en el mercado eléctrico nacional, desincentivando este negocio. Ahora bien, se logró establecer dos tipos de modelos de comportamiento, uno de ellos más fuerte en relación a los cambios regulatorios necesarios para su implementación, debido principalmente a su similitud con las regulaciones de Generadores y uno con mayores restricciones operativas y libertades de negocio, con una factibilidad mayor de ser implementado, tomándose para su desarrollo las restricciones impuestas por las empresas generadoras, al único intento por ser un Autoproductor con derecho a formar parte del directorio del CDEC-SING, efectuado por la Empresa Minera Quebrada Blanca S.A.. Una vez impuesta la forma de operación del Autoproductor, se estudio en detalle el funcionamiento del mercado eléctrico y la forma en que se desenvuelven los generadores en el mismo, analizándose en mayor detalle la iniciativa económica de la Empresa Celulosa Arauco S.A., quien estableció una Empresa de Generación (Arauco Generación S.A.) con el objetivo principal de asegurar su abastecimiento energético y además recibir mayores ingresos económicos. Con el conocimiento del funcionamiento del mercado eléctrico y el estudio del comportamiento de las dos opciones de negocio principales para un Gran Consumidor (estableciendo una Empresa de Generación o declarándose Autoproductor), se analizaron las características del cliente libre (División Los Bronces de la Empresa Minera Anglo American Chile), desde el punto de vista de sus procesos, datos técnicos de sus instalaciones eléctricas y niveles de demanda, para determinar económicamente la rentabilidad de un proyecto de generación utilizando como base estas dos opciones de negocio. El análisis económico utiliza como base, la instalación de una central térmica diesel de 135.6 MW en la propiedad del cliente, analizando toda la logística para un funcionamiento real. Además se expande el análisis con otras fuentes de generación, de modo de lograr conclusiones más amplias.

A continuación se presentaran todas las conclusiones y análisis generales obtenidos con el desarrollo de la presente memoria.

7.2. Conclusiones y Observaciones Generales

Las centrales que entregan mejores rentabilidades y tiempos de recuperación de inversión son aquellas que logran combinar dos factores importantes, el cual son, una baja inversión inicial y costos variables de generación también bajos, sin embargo, las centrales evaluadas tienen uno de estos factores como pilar preponderante por ejemplo, las centrales eólicas y carbonera, presentan inversiones iniciales importantes, lo que determina la necesidad de obtener grandes ingresos en los periodos iniciales, de manera que los flujos de caja efectivamente recuperen la inversión inicial realizada. Ahora en cambio, para las centrales diesel evaluadas ocurre lo contrario, requieren de una inversión inicial baja y por tanto, se tiene la posibilidad de disponer de flujos de caja menores, lo que se condice con costos de producción altos de estas centrales y por tanto, determinan un nivel de ingreso menor visto desde el punto netamente de generación.

- Para la Empresa de Generación, la posibilidad de comprar en el mercado energía y potencia para abastecer a sus clientes sin restricción, es lo que permite ahora no solo disponer de dos factores importantes sino de tres, el costo marginal (CMg) de energía en las barras de retiro. Con esto, las centrales con costos variables (CV) bajos verán beneficios mayores si logran combinar, altos costos en la barra de inyección (superior a los CV), bajos costos en la barra de retiro (iguales o menores a sus CV) y un número de despachos efectivos altos. A todo esto, se le debe sumar ingresos por potencia firme e ingresos por venta a clientes, determinado por el precio de contrato, que entregan un marco de negocio importante.

Ahora bien, para las centrales con CV altos de generación, se verán beneficios mayores si logran, disponer de CMg en sus barras de inyección superiores a sus CV, CMg en la barra de retiro de sus clientes, menores o iguales a sus CV y lo más importante, es que sean poco despachadas cuando el CMg en su barra de inyección sea menor a sus costos de generación, debido a la posibilidad de retirar energía a CMg en la barra de retiro del cliente. Si a todo esto, se le suma un buen precio de contrato de suministro, ideal es que sea superior al costo marginal de la barra de retiro, todo esto permite como Empresa de Generación obtener importantes ingresos.

- Para el Autoprodutor, la posibilidad de comprar energía en el mercado, se encuentra restringida por aquella potencia excedentaria disponible para el sistema eléctrico y no sometida a su vez en contrato libre, por tanto, esto suma un factor adicional importante a considerar, que es esta potencia disponible. Otro factor importante que todo Autoprodutor debe tener presente a la hora de evaluar los beneficios económicos, es el valor del precio de contrato en caso de mantenimientos y fallas (CMF) de sus unidades de generación y finalmente, es necesario considerar un factor obtenido por los ahorros al no disponer del Contrato de Suministro previo a establecerse como Autoprodutor. Con todo lo anterior, en caso que el Autoprodutor disponga de centrales con CV bajos, verá beneficios económicos mayores en la medida que el CMg en su barra de retiro/inyección sea alto y a su vez, una tasa de falla de las unidades y utilización del CMF bajo. En este sentido, en caso que la tasa de falla de la unidad de generación es alto, es preferible que el CMg en la barra retiro/inyección sea bajo, para que el precio de contrato resulte también

bajo. Luego, el Autoprodutor vera mayores beneficios si el nivel de sus Propios Consumos es bajo comparado con la capacidad de la central, lo que permitirá disponer de una mayor capacidad de potencia excedentaria disponible en el sistema y por tanto, en caso de fallas podrá retirar energía desde el mercado a CMg de su barra, reduciendo por tanto, el consumo de energía y potencia a precio de contrato (Nota: La potencia excedentaria disponible no puede ser demasiado alta, a lo sumo un 50% de la capacidad de la central instalada, ver Capitulo 3). Finalmente, debido a la necesidad del Autoprodutor de cubrir con su generación propia sus Propios Consumos, es vital para rentar el negocio, que los CV de la central sea inferior a los Costos de Contrato de Suministro previo a su declaración como Autoprodutor, tal como se pudo apreciar de los resultados económicos simulados.

Ahora bien, cuando el Autoprodutor posea unidades de generación con CV altos, se obtendrán mayores beneficios económicos, en la medida que el CMg en su barra sea mayor a sus CV de generación, siempre y cuando la tasa de falla y por ende la utilización del CMF sea bajo, pues en caso que la utilización del CMF sea superior al periodo operativo de la central de generación, es recomendable que el CMg en su barra sea bajo. Además, el nivel de los Propios Consumos es recomendable que sea bajo, debido a que los costos de producción con centrales con CV altos, provocaran mayores pérdidas por generación. De acuerdo a las simulaciones efectuadas, lo más recomendable es considerar que el precio de contrato previo al haberse declarado como Autoprodutor, sea mayor a los CV de la central, pues el costo de oportunidad por este efecto, provocara también mayores ingresos económicos.

Finalmente, en el caso del Autoprodutor, existe una seguridad mayor de abastecimiento cuando existen periodos de racionamiento, de acuerdo a lo demostrado en las simulaciones realizadas, que no se percibe con una Empresa de Generación. Además, se debe tener presente que los análisis desarrollados en la memoria fueron considerando a un Autoprodutor con independencia de generación.

7.3. Conclusiones y Discusión de Resultados

De la investigación en los países internacionales, se pudo extraer las siguientes conclusiones; en el mercado eléctrico peruano, como el ecuatoriano, los Autoprodutores destinan (o destinaban) de manera obligatoria parte de su generación hacia el consumo de sus instalaciones, siendo de un 50% y un 30% de la generación total respectivamente. Lo que estableció una tendencia internacional en esta materia, incorporándose en las regulaciones del Autoprodutor en Chile. De los países, Ecuador y la República de Irlanda, se concluyó que el pago al sistema de transmisión por el uso que las inyecciones de los Autoprodutores realizan al sistema, lo hacen considerándolos como si fuesen generadores y en caso, de consumir energía y potencia del sistema, efectúan los pagos como si fuesen consumidores. De todos los países analizados, la comercialización de energía y potencia del Autoprodutor, son permitidas y por tanto, se tomó esta referencia para permitir la comercialización de energía en Chile. Dentro de los países analizados, destaca el mercado eléctrico español, que constituye una apreciación futura del comportamiento que se espera tenga en un mercado mucho más competitivo, en este el Autoprodutor debe someterse directamente a las mismas regulaciones aplicables a los generadores, permitiéndose entre

otras, participar con su potencia excedentaria en las transacciones de su bolsa de energía y comprar al mismo tiempo, energía y potencia. Cabe señalar que existen algunas consideraciones especiales, debido a que puede optar a algunas formas de participación (régimen especial) que dependen del nivel de potencia disponible y tipo de fuente de generación.

Con los antecedentes internacionales estudiados y considerando el funcionamiento y operación del mercado eléctrico nacional, se establecieron dos modelos operativos para el Autoprodutor, el primer modelo desarrollado se encuentra fuertemente basado en la operación que tienen los Autoprodutores en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano y leves consideraciones extraídas del mercado Peruano. Además de incorporar hipótesis utilizadas en la definición de los Autoprodutores en el Mercado de La República de Irlanda. Si bien, esta forma de operación era factible, difícilmente podría ser incorporada en el corto plazo en el Mercado, debido principalmente a que la estructura de operación simula fuertemente la operación de un Generador y como se presentó, en el caso de Quebrada Blanca no existe, apoyo por parte de las empresas generadoras, por temor a perder participación en el mercado. Además el modelo requiere cambios regulatorios importantes, lo que aumenta de mayor forma la dificultad de su aplicación. Ahora bien, la evolución del mercado hacia mercados eléctricos más competitivos y liberales, incorporando bolsas de energía por ejemplo, posibilitarían una participación directa de los Autoprodutores como ocurre actualmente en el Mercado Español. El segundo modelo desarrollado y utilizado para las evaluaciones económicas de la memoria, incorporó principalmente consideraciones del funcionamiento del mercado nacional (no impuestas en el otro modelo), adoptando principios de operación del mercado Ecuatoriano y del mercado de la República de Irlanda, además de considerar los impedimentos efectuados por las empresas de generación a la empresa minera Quebrada Blanca S.A. Que permitiría una aplicación en un corto plazo, sin efectuar grandes modificaciones regulatorias.

Del análisis del funcionamiento del mercado eléctrico nacional, operación y regulaciones de los generadores, como la iniciativa desarrollada por la Empresa Celulosa Arauco S.A., la opción de participación en el negocio de generación utilizando el establecimiento de una empresa con rubro en este campo, entregó las herramientas suficientes para disponer de respaldo para los suministros de la empresa cliente, debido a la posibilidad de retirar energía a costo marginal, participando de las transferencias de potencia y energía que apliquen, permitiendo a su vez al gran consumidor, como generador recibir retribuciones por la venta de su energía inyectada al sistema respectivo. Cabe recordar que los consumos destinados a las instalaciones del Gran Consumidor son considerados como retiros de la empresa de generación.

Ahora bien, existe dentro del funcionamiento del mercado nacional, la opción de participar del negocio eléctrico que no fue analizado en detalle en la presente memoria, que consiste en inyectar los excedentes de potencia y energía, valorizado a costo marginal instantáneo y a precio nudo de potencia, siempre y cuando las unidades de generación se encuentren sincronizadas con el sistema y de no estar sujetas a la coordinación del CDEC, pueden participar de las transferencias de potencia debiendo solicitar a la DO ser incluidos en los balances respectivos (Artículo 149) [24], (Artículo 8) [25], pudiendo incluso comercializar su energía y potencia con clientes regulados o libres (Artículo 16) [25]. Esta forma de

negocio no fue abordado, debido a que los objetivos planteados inicialmente, eran estudiar directamente rentabilidades de proyectos con una Empresa de Generación o como Autoprodutor, de manera de disponer de una mayor seguridad de abastecimiento energético en caso de restricciones de energía y potencia, sin embargo, es necesario dejar señalado que como negocio energético, esta forma no analizada, debe ser considerada a la hora de abordar un proyecto de generación.

Del estudio al cliente libre (División Los Bronces), en el cual se evaluó la factibilidad de un proyecto de generación como Empresa de Generación y como Autoprodutor, se analizó la opción real de instalar una central de generación, que dado las restricciones ambientales principalmente, pues la división se ubica en la RM zona declarada por la CONAMA como saturada, determinó el estudio hacia una central térmica diesel, tomándose como base la Central Los Vientos de 135.6 MW de propiedad de AES Gener. De todas maneras se analizó una gama mayor de unidades, independizándose de la zona e instalación real dentro de la división, que permitieron establecer el comportamiento general con ambas opciones de negocio. De las centrales adicionales evaluadas están, Central Térmica Diesel de 180MW, Central Térmica Carbón 152MW y Central Eólica de 160MW.

A partir de los resultados económicos obtenidos de las simulaciones efectuadas, se determinó que el proyecto de generación, sea utilizando una empresa de generación o bien como Autoprodutor, con una Central Térmica Diesel de 135.6 MW no era rentable (Precio de Contrato de 80 [US\$/MWh]) debido a que el tiempo de recuperación de la inversión inicial era igual o mayor a 18 años, para ambas opciones de negocio, además los VPN que se obtuvieron fueron todos menores a cero, por tanto, a pesar de ser factible una instalación real de la central con estas características en propiedades del cliente, tal como se estudio, los resultados económicos obtenidos descartan por completo, una opción de negocio al menos con esta central. Ahora bien, es necesario recalcar que las simulaciones no consideraron más de un contrato libre, que solo era efectuado con el Gran Consumidor analizado y con un despacho superior a lo utilizado por AES Gener.

Sin embargo, al utilizar en la evaluación una Central Térmica Diesel de 180MW, se concluyó que la mejor opción de negocio era por medio de establecer una Empresa de Generación, con lo cual el tiempo de recuperación de capital se redujo a 10 años. Por tanto, a pesar de ser una central diferente a la inicialmente considerada para una posible instalación real en las propiedades del cliente, no se encuentra muy distante de las características técnicas de esta misma, por lo que abre la posibilidad de considerar un proyecto con esta unidad, adaptando los análisis ya efectuados.

A la hora de extraer de los análisis el lugar en el que se encuentra la división y sin considerar por tanto, las restricciones ambientales, la unidad de generación con la que se obtuvieron mayores rentabilidades para ambas opciones de negocio, fue al utilizar la Central Térmica Carbón 152MW, con un tiempo de recuperación del capital inicial de 8 años. De cuyos resultados, se observó un ingreso mayor para el negocio energético estableciendo una Empresa de Generación, sin embargo, al momento de analizar los costos por energía racionada, el negocio que entregó mayores beneficios económicos fue como Autoprodutor. De todas maneras existe un riesgo estratégico que deberá asumir el Autoprodutor de la manera analizada, debido a depender únicamente de una sola fuente de

generación, el Carbón, por tanto, lo más recomendable para todo Autoprodutor, es disponer de una gama amplia de fuentes de generación de manera de disminuir el riesgo de indisponibilidad como también de distribuir los costos de generación y minimizarlos.

Se concluye por tanto, que desde el punto de vista de una mayor seguridad energética y menores costos por energía no suministrada (ENS), los mayores beneficios económicos percibidos por el Gran Consumidor son declarándose como Autoprodutor. Es necesario recalcar, que uno de los impedimentos mayores para el Autoprodutor, es contar con un contrato de abastecimiento en caso de mantenimiento y fallas de sus unidades de generación, pues de no contar con este contrato, las rentabilidades anteriores no tendrían ningún efecto. Es más, por este motivo, se estableció como restricción de operación que los Autoprodutores contaran con este contrato, debido a que de no disponer de uno, no podrán retirar energía y potencia, más allá del total de su capacidad excedentaria. Además la ventaja económica solo se obtiene al considerar los costos por energía no suministrada, por tanto, si el Gran Consumidor, considera la instalación de generadores de respaldo para evitar estas situaciones, se concluiría que el mejor negocio es estableciendo una Empresa de Generación, sin embargo, esta situación no fue evaluada por estar dentro de las estrategias desde el punto de vista del Cliente Libre.

Ahora bien, de los resultados económicos, se obtuvo como conclusión final, que al utilizar unidades caras de generación la opción como Autoprodutor, no es rentable ni tampoco logra competir con una Empresa de Generación y solo al utilizar unidades de generación que permitan una producción con costos por debajo, de los efectuados al disponer de un contrato de suministro, permitieron obtener beneficios económicos, que hicieron rentables proyectos de generación con estas unidades, pero solo al considerar los costos por ENS.

Por otro lado una de las dificultades que se tuvo que manejar, fue el alto nivel de demanda del cliente libre estudiado, debido a que su consumo era de 112.8 MW lo que requería por tanto, evaluar resultados económicos con centrales de alta capacidad de generación, limitando las opciones de negocio y además, al considerar el crecimiento del consumo, se veía restringida la capacidad de generación excedentaria como Autoprodutor. Luego, dada la alta capacidad de demanda, los costos de generación destinada a abastecer los propios consumos resultan ser mayores a los ingresos, por este motivo, con centrales térmicas diesel se observaba prácticamente rentabilidades nulas, sin embargo, lo recomendable en este sentido, es considerar proyectos para abastecer demandas bajas, obteniéndose por un lado costos menores y lo más importante, optar a formas de operación con mayores beneficios de operación. En efecto, de disponer de una central excedentaria inferior a 9MW, es posible operar con la denominación de PMG (o en PMGD, en caso de conectarse al sistema de distribución), lo que permite operar inclusive con autodespacho, obteniéndose la posibilidad de inyectar solo cuando se obtengan beneficios reales con la inyección de energía y potencia, vale decir, cuando el costo marginal en la barra de inyección sea igual o mayor a los costos de producción. A todo esto, se debe agregar la posibilidad de calificar como MGNC, lo que permitiría optar a pago de peajes exceptuados, reduciendo aun más los costos de generación. El inconveniente de lo anterior, es en el caso de medios de generación con fuente primaria de generación petróleo-diesel, pues los costos de producción son altos y la operación de autodespacho podría no aplicar, inclusive no cumplir con las disposiciones del reglamento para medios de generación no convencionales y

pequeños medios de generación, del Decreto N°244/2006. Sin embargo, de acuerdo al Dictamen N°2 del 6 de Julio del 2007, el panel de expertos se pronuncio respecto si es aplicable el Decreto N°244 a centrales de generación con alto costo de producción, dictaminando que el reglamento es aplicable a todo medio de generación, con independencia del tipo de energía primaria que utilicen las unidades generadoras que la componen. Además dictaminó, en relación al autodespacho con este tipo de unidades, que en la medida que la señal de precios, vale decir, el costo marginal en la barra de inyección de estas centrales, resulte de la programación eficiente de la operación e incorpore, en particular, la información sobre la disponibilidad esperada de excedentes de dichas centrales, la que en el caso de las PMG (o PMGD) debe incluirse en el Informe De Operación Mensual (IOM) respectivo, necesario para unidades en autodespacho, la operación económica del sistema no se verá perjudicada con la operación de estas unidades, lo que se explica debido a que los propietarios de pequeñas centrales cuyas inyección individuales operadas en forma independiente, no afectan el costo marginal del sistema, resultándoles conveniente operar cuando el costo marginal en su barra de inyección sea igual a mayor a sus costos marginales; en este caso el autodespacho es consistente con una operación eficiente del sistema. Finalmente, se concluye que la capacidad de una central pequeña para regular sus excedentes de generación no altera lo anterior, siempre y cuando, se cuente oportunamente con las señales de precios en sus barras de inyección, para lo cual, es necesario que el CDEC informe los costos marginales resultantes del programa diario y sus reprogramaciones si es que existen [53].

De lo anterior se concluye que lo ideal, es poseer unidades de generación con costos variables bajos y con una capacidad instalada menor a 9MW, permitiéndose operar con autodespacho, sin importar, los costos de producción. Por este motivo, a la hora de evaluar un proyecto de generación como Autoproducer, es recomendable poseer demandas a abastecer y crecimientos de consumos bajos, de manera de disponer de unidades de generación que cumplan con las características antes comentadas por un amplio periodo de tiempo.

Es importante señalar que existe un riesgo asociado al negocio del Autoproducer, debido a la inseguridad de que efectivamente las regulaciones impuestas sean realmente implementadas en el mercado, por tanto, todo proyecto de generación con esta opción de negocio, debe ser efectuada una vez que estas regulaciones sean establecidas y aprobadas por las autoridades. Por otro lado, una de las consideración no abordadas en las simulaciones efectuadas en la memoria, tienen relación con restar a la potencia máxima de las centrales evaluadas, un porcentaje de potencia destinada a la reserva en giro (para regulación primaria de frecuencia), que no fue evaluada debido al marco de evaluación planteado, pero a la hora de elegir un proyecto de generación es necesario tenerlo presente.

Finalmente, con el cambio de las regulaciones del pago al sistema de transmisión, vale decir, pago al sistema de transmisión troncal, subtransmisión y adicional, el pago de peajes debe ser adaptado considerando que el tramo Polpaico 220 – Las Tórtolas 220, será considerado como adicional. Esto debido, que a la hora de evaluación no se encontraba con la información suficiente para considerar esta forma de tarificación, la cual aun no entra en vigencia. De todas maneras el programa desarrollado, permite ingresando los valores correspondientes, evaluar resultados económicos con esta nueva forma de tarificación.

8. Bibliografía

- [1] “Compendio Energético de Chile 2006-2007”, Electricidad Interamericana.
- [2] Rodrigo Palma, “Mercados Eléctricos Internacionales” - Univ. De Chile, Ramo EM735.
- [3] “Competencia en mercados energéticos: Una evaluación de la reestructuración de los mercados energéticos en América Latina y el Caribe, OLADE”, Diciembre 2004
- [4] “Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a mas de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur, CEPAL”, Julio 2004.
- [5] José Luis Bonifaz, “Distribución Eléctrica en el Perú, Regulación y Eficiencia”, 2001.
- [6] “Expedientes-Control de Concentraciones en el Sector Eléctrico del Perú”, 1999.
- [7] “Los Vínculos entre el Crecimiento Económico y la Infraestructura Eléctrica en el Perú, 1940-200, OSINERG”, Diciembre 2004.
- [8] Normativas Ministerio de Energía y Minas, DGE 008-P-3.
- [9] Instituto Nacional de Estadística e Informática, Perú.
- [10] Ingeniero Juan Olazábal Reyes, Ministerio de Energía y Minas, Julio 2007.
- [11] “Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)”, Octubre 1996.
- [12] “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC”, 2006.
- [13] “Reglamento Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)”, Octubre 1996.
- [14] “Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, CONELEC”, 2006.
- [15] “Regulación 001/02 01/2006”, Ecuador.
- [16] Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC 2007, www.conelec.gov.ec/.
- [17] “Ley 54/1997 del Sector Eléctrico Español”, Actualizada al 2007.
- [18] “Real Decreto 661/2007”, España.
- [19] Department of Communications, Energy and Natural Resources, Legislation www.dcmnr.gov.ie.

- [20] “Irish Electricity Market Principal Challenges, Department of Enterprise, Trade and Employment”, February 2005.
- [21] “An MAE Consultation by the Commission for Energy”, September 2003
- [22] “Regulation of S.I. 304 of 2003”, República de Irlanda.
- [23] “Decreto Supremo 327”, 1998.
- [24] “Decreto con Fuerza de Ley N°4”, 2007 (D.F.L N°4/20.018).
- [25] “Decreto Supremo N°62”, 01 de Febrero 2006.
- [26] “Plan Referencial de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas, PERU 2006-2015”.
- [27] Luis Vargas ,”Cogeneración en Chile: Potencial y Desafíos”, 2000.
- [28] Compañía Minera Quebrada Blanca, www.qblanca.cl.
- [29] “Acta de Reunión Ordinaria del Directorio N° 364/2006”.
- [30] Celulosa Arauco y Constitución S.A – www.arauco.cl
- [31] “Estadística de Operación 1997/2006”, CDEC-SIC.
- [32] “La Industria Eléctrica en Chile: Diversificación de la Matriz Energética, Faller Rate Visión de Riesgo”, Septiembre 2004
- [33] “Decreto Supremo N° 244”, 2005.
- [34] “Asociación de Consumidores de Energía No Regulados A.G. (ACENOR)”, www.acenor.cl.
- [35] Francisco Aguirre Leo, “Evolución del Sector Eléctrico y su Regulación”, Julio 2006.
- [36] Reglamentos Internos CDEC SIC y SING.
- [37] Carlos Díaz, Alexander Galetovic y Raimundo Soto , “La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones”, 2000.
- [38] “La Sequía y el Problema Eléctrico, Libertad y Desarrollo”, Diciembre 2003.
- [39] “Requerimiento Energético”, Anglo American Chile 2006.
- [40] “Reporte de Desarrollo Sustentable”, Anglo American Chile 2006.

- [41] Estudio de Impacto Ambiental, Central de Generación, Los Vientos, www.e-seia.cl.
- [42] Informe Precio de Nudo Abril 2007, CNE.
- [43] “Estudio de Impacto Ambiental, Central Termoeléctrica Renca y Nueva Renca (1996)”, www.e-seia.cl.
- [44] “Projected Cost of Generating Electricity 2005”, Nuclear Energy Agency (www.nea.) e International Energy Agency (www.iea.org).
- [45] “Situación Actual del Mercado Eléctrico, Visión de SYNEX”, Renato Agurto, Seminario ACENOR, Octubre 2007, www.acenor.cl.
- [46] “La Energía Nuclear No Tiene Futuro, Fundamentos de la oposición del movimiento ambientalista a la opción nucleoelectrica”, Rosa Moreno y Sara Larraín, Chile Sustentable 2007, www.chilesustentable.cl.
- [47] ALSTOM Power GT13E2, www.power.alstom.com
- [48] “Estudio Pre-Factibilidad Proyecto Eólico Chagres”, 2006.
- [49] “Peajes Básicos y Adicionales Unitarios por tramo”, 2007.
- [50] “Resolución Ministerial Exenta N°448”, 2001.
- [51] “Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio”, 2007.
- [52] Decreto N°147/2006 y modificaciones, a partir del 2008.
- [53] “Discrepancia N°2-2007”, Santiago 6 de Julio 2006, www.panelexpertos.cl.
- [54] Luis Vargas D., Rodrigo Palma B. y Oscar Moya A , “Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su Implementación en Chile”, 2000.
- [55] “Anuario Estadístico, Ministerio de Energía y Minas”, Perú 1999.
- [56] “Anuario Estadístico, Ministerio de Energía y Minas”, Perú 2005.
- [57] “Mercado de Electricidad, Memoria Estadística España”, 2006.
- [58] “Estadística de operación 1997/2006”, CDEC-SING.
- [59] Anglo American Chile, www.anglochile.cl/angloamericanchile/operaciones/br_historia.htm.
- [60] Anglo American Chile, www.anglochile.cl.

[61] Ley de Concesiones Eléctricas, Perú 2007.

[62] Reglamento Ley de Concesiones Eléctricas, Perú 2007.

9. Anexos I

9.1. De los Costos y Requerimientos para incorporarse al CDEC

De la participación en el CDEC respectivo

La integración al CDEC de una empresa generadora, es obligatoria o bien voluntaria, si cumple con los siguientes requisitos:

Integración Obligatoria

- Operar en el sistema eléctrico que coordine el respectivo CDEC, cuya capacidad instalada de generación sea superior a 100 MW.
- Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación en el sistema exceda del 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por empresa eléctrica generadora toda entidad cuyo giro principal sea la generación de energía eléctrica (Artículo 168) [23].

Del texto anterior la capacidad mínima instalada para incorporar el CDEC dependerá del sistema en que la unidad se encuentre por tanto, se tendrá lo siguiente:

- Para el SIC (Análogo al cálculo realizado para el Autoproductor, ver Capítulo 2)

$$CapacidadInst.GenSIC > 2\% \times 3057,4[MW] = 61,148 kW.[MW]$$

- Para el SING (Análogo al cálculo realizado para el Autoproductor, ver Capítulo 2)

$$CapacidadInst.GenSING > 2\% \times 745,1[MW] = 14,92[MW]$$

Los requisitos anteriores, son validos para las instalaciones que deban formar parte del CDEC respectivo, de manera obligatoria, a continuación se presentan los requisitos necesarios para optar de manera voluntaria:

Integración Voluntaria

- Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW y que opte por incorporarse al CDEC.

Para las empresas generadoras que opten por esta opción, deben comunicar de manera escrita su interés por incorporarse, retirarse o reincorporarse.

Ahora bien, la integración además de significar participar de manera activa de las decisiones que en el CDEC se realizan, se requiere participar de los gastos necesarios para la operación normal e inversiones de este ente regulador. Esto será analizado a continuación, para el CDEC-SIC (similar para el caso del CDEC-SING):

De los Costos Derivados de la Integración al CDEC SIC

Los costos por participar del CDEC son los siguientes:

- a. Gastos de Inversión
- b. Gastos de Funcionamiento

Los *gastos de inversión*, son aquellas realizadas por el CDEC-SIC, y deben ser pagadas por todos los integrantes en partes iguales. Además cuando ingresa una nueva empresa al CDEC-SIC deberá de participar de financiamiento de inversiones ya realizadas. Para ello el nuevo integrante debe pagar al resto de los integrantes del CDEC-SIC, la parte que resulte de dividir el monto de las inversiones realizadas a la fecha de incorporación del nuevo integrante, por el nuevo número total de integrantes.

Los *gastos de funcionamiento* son determinados de manera anual y se deben pagar a prorrata de los ingresos estimados de empresas generadoras y transmisoras, determinados de la siguiente forma:

- La prorrata para empresas generadoras se calcula de los ingresos anuales como los ingresos totales que resultan de valorizar sus ventas de energía y potencia en el CDEC-SIC, del año anterior, a costo marginal y las ventas a sus clientes finales valorizados a los precios de nudo de energía y potencia, utilizando para ello el precio de nudo básico promedio del año calendario anterior, independiente del punto donde se realicen las ventas.
 - Cuando las instalaciones de generación sean nuevas y por tanto, no existan antecedentes sobre sus ventas se procede como sigue:
 - Si son instalaciones de generación hidráulicas, se considera como venta total de energía su producción media neta que resulta de la matriz de energía generable utilizadas en la planificación de mediano plazo, valorizada a costo marginal medio mensual del año anterior.
 - Si son instalaciones de generación térmica, se considera la venta total de energía la producción neta que resulta al considerar la central despachada todo el año con una disponibilidad de un **85%**, valorizada al costo marginal medio anual del año anterior.
 - En el caso que la potencia firme o de suficiencia de las nuevas empresas que se integran ya sea al CDEC-SIC o al CDEC-SING, no este calculada, la potencia anterior se considerara igual al **60%** de la capacidad instalada de sus unidades generadoras, pero solo por el primer año.

- La prorrata para empresas transmisoras se determinan de sus ingresos anuales y se consideran iguales a la anualidad de los valores nuevos de reemplazo más los costos de operación y mantenimiento (AVNR+COyM²⁶) de sus instalaciones sujetas a peajes básicos y adicionales y que estuvieron vigentes el año anterior.

Para el caso de instalaciones nuevas, el primer año se utilizaran los AVNR+COyM de las instalaciones que poseía al momento de ingresar al CDEC-SIC. La información anterior corresponde a la que tenga disponible la Dirección de Peajes del CDEC-SIC (Artículo 9, 10 y 11) [50].

A continuación se presentan los costos de funcionamiento e inversión totales, efectuadas a fines del año 2006, por parte del CDEC-SIC (Electroconsultores 2007):

1. La inversión total al año 2006 alcanza un total de 1.200 MM\$. Si se considera la tasa de cambio 524,53 \$/US\$ (Banco Central 27/08/07) significa una inversión de 2,28 MMUS\$.
2. En relación al presupuesto de gastos para el año 2007 aprobado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), este alcanza los 4,25 MMUS\$, considerando la tasa de cambio anterior, se alcanza un gasto de 2.229,25 MM\$ (4,25 MMUS\$). Valor que incluye conceptos de remuneración, servicios, comunicación, arriendos y otros.

A partir de estos datos, es posible determinar cuáles serán los costos de ingreso por un nuevo participante al CDEC respectivo, desde el punto de vista de la inversión y en relación a los pagos por el funcionamiento dependerán de las características de cada participante y datos sobre los ingresos por ventas estimadas o reales, de manera de determinar el prorrateo correspondiente, tal como se señalo en los párrafos anteriores.

Para determinar el costo de de inversión que debe cubrir un participante nuevo, es necesario determinar la composición del CDEC-SIC, que a la fecha (2007), se compone de la siguiente manera:

²⁶ Cabe señalar que esta forma de ingresos para las empresas transmisoras fueron modificadas por la Ley Corta I (Ley 19.940), por el AVI (Anualidad del Valor de Inversión) y COMA (Costos Anuales de Operación, Mantenimiento y Administración), que son prácticamente equivalentes.

Nº	Empresa
1	Endesa
2	Colbun S.A.
3	Pehuenche S.A.
4	Gener S.A.
5	Guacolda S.A.
6	Arauco Generacion S.A.
7	Sociedad Generacion Austral
8	Sociedad Electrica Santiago S.A.
9	Transec
10	Sistema de Transmision del Sur S.A.
11	CGE - Transmisi3n
12	Ibener
13	Compa1a Transmisora Norte Chico S.A.
14	Cenelca S.A.
15	Campanario Generacion
16	Electrica Puyehue S.A.

Figura 46.- Integrantes CDEC-SIC.

De la figura anterior, se desprende que la conformaci3n es de 16 integrantes, y dado que la inversi3n deber ser costeadada por partes iguales, la integraci3n de un nuevo participante implicara el pago por cada miembro de:

$$\frac{1200MM\$}{17} = 70,6MM\$$$

Llevados a d3lares a partir de la tasa de cambio anterior, se llega que la inversi3n requerida por un nuevo participante es de:

$$135MUS\$$$

A estos costos se le deben agregar los costos por operaci3n del CDEC que se obtiene del prorrato a partir de las ventas realizadas por el nuevo participante, utilizando los criterios descritos en el desarrollo de la memoria.

9.2. Ecuaciones utilizadas la evaluación económica

Ecuaciones Negocio como Empresa de Generación

Para la obtención del Ingreso Neto por Operación y Comercialización de la Energía Generada, se utiliza la ecuación:

Ingreso Neto (IN)

$$IN_i = BO_i + BC_i$$

Donde:

i = Representa el Año de análisis que varía entre el 2009 al 2026

BO_i = Balance Operacional en el Año i.

BC_i = Balance Comercial en el Año i.

A continuación se describen en detalle las ecuaciones utilizadas para ambos balances, operacional y comercial:

Balance Operacional (BO)

Este balance entrega los resultados económicos por la operación de la central de generación, que dependen de los costos de producción, peajes y barra de conexión de la unidad de generación, que de acuerdo a lo establecido, es la Barra Polpaico 220. Incorpora también, una visión de la participación en las transferencias de energía, cuando no es capaz de abastecer sus consumos y requiere del abastecimiento desde el sistema, el que se realiza a costo marginal. Al mismo tiempo, cuando cumple con abastecer a sus consumos y dispone de excedentes, son remunerados de la misma manera a costo marginal en la barra de inyección.

Ahora bien, debido a los cambios regulatorios, en materia de peajes, es que el programa considera ambas formas de tarificación, de las cuales solo será evaluado el peaje adicional y básico.

- Considerando Peaje Básico y Adicional (PBA)

La ecuación para el cálculo del balance queda:

$$BO_i = NG_i \cdot (CMg_{iPolpaico} - CV_{Central}) - AbsMer_i \cdot CMg_{iPolpaico} \\ + PF_{Central} \cdot PN_{Polpaico} \cdot 12 - \frac{NG_i}{NHO_i \cdot \%Desp.CDEC_i} \cdot PBA_{A.Jahuel-Polpaico} \quad [US\$]$$

- Considerando Peaje al STT, SST y STA

$$BO_i = NG_i \cdot (CMg_{iPolpaico} - CV_{Central}) - AbsMer_i \cdot CMg_{iPolpaico} + PF_{Central} \cdot PN_{Polpaico} \cdot 12 - \frac{NG_i}{NHO_i \cdot \%Desp.CDEC_i} \cdot PInyeccion_{Polpaico} \quad [US\$]$$

Donde:

i	= Año de Evolución Económica (2009 - 2026)
BO_i [US\$]	= Resultado del Balance Operación en el Año i.
CMg_{iPolpaico} [US\$/MWh]	= Costo Marginal Barra Polpaico 220 kV.
CV_{Central} [US\$/MWh]	= Costo Variable Central Utilizada, equivalente a los costos por operación y mantenimiento.
NG_i [MWh]	= Nivel de Generación en el Año i.
PN_{Polpaico} [US\$/MW/mes]	= Precio Nudo Ajustado en la Barra Polpaico 220 kV. Llevado a US\$/MW/mes
PF_{Central} [MW]	= Potencia Firme de la Central Generadora, para la evaluación puede variar entre un 70% a 90% de la potencia máxima de la unidad de generación. Y para la central eólica, se estableció una potencia firme equivalente al 30% de la potencia máxima de la misma.
%Desp.CDEC_i [%]	= Porcentaje de Despacho Anual, realizado por el CDEC (Para Centrales Térmicas varía entre un 10% y 70% Anual, pero para la central eólica, el despacho anual es de un 100%, considerándose el Factor de Carga de la unidad, variando entre un 27.4% y un 33.8%, para determinar el NHO).
PBA_{A.Jahuel-Polpaico} [US\$/MW]	= Suma de Peaje Adicional y Básico en el tramo Alto Jahuel – Polpaico [49].
PInyeccion_{Polpaico} [US\$/MW]	= Peaje por Inyección al STT, SST y STA.
NHO_i [Hrs]	= Numero de Horas Operativas de la Central de Generación, en el Año i.
AbsMer_i [MWh]	= Abastecimiento de Energía desde el Sistema Eléctrico al Cliente Libre, en el Año i.

Para obtener el Nivel de Generación (NG) y Número de Horas de Operativas (NHO) se utilizan las siguientes ecuaciones:

Número de Horas Operativas (NHO):

$$NHO_i = 365 \cdot 24 - HMP_i - HMNP_yF_i \text{ [Hrs]}$$

Donde:

HMP_i [Hrs]	= Numero de Horas de Mantenimientos Programados en el Año i.
HMNP_{yF_i} [Hrs]	= Numero de Horas de Mantenimientos No Programados y Fallas en el Año i.

La formula anterior es válida para las centrales termoeléctricas evaluadas, y para ambas opciones de negocio, sin embargo, la determinación del NHO para la central eólica se utiliza la siguiente ecuación:

$$NHO_i = VarFC_i \cdot 365 \cdot 24 \text{ [Hrs]}$$

Donde:

VarFC_i [%]	= Representa la variación del factor de varga, de las unidades eólicas, presentadas anteriormente, durante los años de evaluación, en particular en el Año i.
------------------------------	---

Nivel de Generación (NG):

$$NG_i = PMax_{Neta-Central} \cdot (NHO_i \cdot \%Desp.CDEC_i) \quad [US\$]$$

Donde:

PMAX_{Neta-Central} [MW] = Potencia Máxima Neta de la Central de Generación.
NHO_i [Hrs] = Numero de Horas Operativas de la Central de Generación en el Año i.
%Desp.CDEC_i [%] = Porcentaje de Despacho Anual, realizado por el CDEC (Para Centrales Térmicas varía entre un 10% y 70% Anual, pero para la central eólica, el despacho anual, es de un 100%, considerando el Factor de Carga de la unidad, variando entre un 27.4% y un 33.8%, para determinar el NHO).

Abastecimiento desde el mercado (AbsMer):

$$AbsMer_i = \sum_k EC_{ki} - NG_i$$

Donde:

EC_{ki} [MWh] = Energía Consumida por el Cliente Libre en el Año i.
NG_i [MWh] = Nivel de Generación en el Año i.

Cabe destacar que si el nivel de generación es superior al nivel de consumo, el resultado es negativo, por tanto, en el balance operación se produce un ingreso adicional, producto de las transferencias de energía a costo marginal de la barra de inyección.

Balance Comercial (BC)

Este balance entrega los resultados económicos por la venta de generación a clientes libres. De acuerdo a las hipótesis antes planteadas, solo se considera el contrato con el Gran Consumidor.

Al igual que en el BO, en materia de peajes, es que el programa considera ambas formas de tarificación.

- Considerando Peaje Básico y Adicional (PBA)

Dado que con el pago de peaje Básico, permite retirar energía en el área de influencia, y dado que los retiros están en la misma barra de inyección, no se considera el peaje por retiro.

La ecuación para el balance es:

$$BC_i = \sum_k EC_{ik} \cdot (\$Contrato_k - PN_{Polpaico}) \quad [US\$]$$

- Considerando Peaje al STT, SST y STA

Se debe agregar el pago por el peaje que deben costear producto del retiro de potencia del Gran Consumidor, al hacer uso del STT, SST y STA.

$$BC_i = \sum_k EC_{ik} \cdot (\$Contrato_k - PN_{Polpaico}) - \frac{P Retiro_{Polpaico} \cdot \sum_k EC_{ki}}{365 \cdot 24} \quad [US\$]$$

Donde:

k	= Corresponde al número de contratos con clientes libres que dispone el generador. Para las simulaciones solo se considera un contrato, efectuado con el Gran Consumidor.
EC_{ki} [MWh]	= Energía Consumida por el Cliente Libre k en el Año i.
\$Contrato_k [US\$/MWh]	= Precio del Contrato de Energía y Potencia con el Cliente Libre k.
PN_{Polpaico} [US\$/MWh]	= Precio Nudo Ajustado en la Barra Polpaico 220 kV. Llevado a US\$/MWh/mes. Considerando un Factor de Carga del Sistema de 0.744 [42].
PRetiro_{Polpaico} [US\$/MW]	= Peaje Equivalente por Retiro de Energía y Potencia desde el Sistema, al hacer uso del STT, SST y STA.

La energía consumida por el Gran Consumidor y el abastecimiento desde el mercado son determinadas mediante las siguientes ecuaciones:

Energía Consumida por el Cliente Libre k (EC):

$$EC_{ki} = PContrato_{ki} \cdot 365 \cdot 24 \quad [MWh]$$

Donde:

PContrato_i [MW]	= Potencia contratada con el generador, para abastecer los consumos del cliente libre en el Año i.
-----------------------------------	--

A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para la opción de negocio como Autoproduccion.

Ecuaciones Negocio como Autoproduccion

Las ecuaciones desarrolladas para el cálculo de la evaluación económica, responde a los criterios regulatorios desarrollados en la presenta memoria y a los supuestos planteados anteriormente.

Consumos del Autoproduccion:

Existen dos tipos de consumos característicos de los Autoproduccion, siendo estos:

- Propios Consumos: Se considera una potencia inicial de 112,8 MW, permitiendo un crecimiento vegetativo anual del 1%.

- Consumos Críticos: Se considera una potencia crítica de 90,8 MW, obtenida de acuerdo a criterios estratégicos de la empresa. Permite un crecimiento de un 1% vegetativo anual.

Central Excedentaria

Para determinar la capacidad equivalente de la central excedentaria se requiere el nivel de consumo destinada a los propios consumos del Autoprodutor. Luego la capacidad máxima o inicial es:

$$PotenciaExcedentaria_i = P_{MAX}^{Neta-Central_i} - P_{C_i}$$

Donde:

PotenciaExcedentaria_i [MW]	= Corresponde a la capacidad máxima de la central excedentaria del Autoprodutor, en el Año i.
P_{C_i} [MW]	= Capacidad de Consumo del Autoprodutor destinada a los consumos propios, en el Año i.

Contrato por Suministro de Energía y Potencia en Mantenimientos y Fallas (CMF)

Este contrato corresponde al suministro que será efectuado por una empresa de generación destinada exclusivamente a los consumos críticos declarados por el Autoprodutor (Valor Inicial de 90.8 MW). El uso de este contrato es únicamente en periodos de mantenimientos y fallas que presente la central de generación, el que puede ser realizado en periodos fuera de punta. Ahora bien, si se retira energía en periodos de punta deberá considerarse un costo adicional, que aumentara los costos del contrato.

Este contrato tiene características similares a los que establecen clientes libres en el mercado, pero deberán considerar el costo adicional por retirar energía en periodos considerados como horarios de punta.

Luego las componentes de cobros, consideradas en el contrato son:

- **Costo por Energía:** Corresponde al costo marginal por retiro de energía en la barra en que se encuentre el cliente, adicionando un porcentaje para considerar las ganancias relativas al generador que entrega el beneficio al Autoprodutor.

$$CostoEnergia_i = CMg_{i \text{ Polpaico}} \cdot (1 + x\%), \text{ donde } x\% \text{ es el porcentaje de aumento.}$$

- **Costo Fijo Anual:** Corresponde al cargo por potencia retirada en horarios de punta, valor que corresponde al precio básico de potencia, igual a 7,8128 [US\$/KW/mes], extraído del informe precio de nudo, Abril 2007.

Cabe destacar que dado la evaluación anual efectuada en las simulaciones, se considero para determinar el consumo en horas punta, la probabilidad de coincidencia con el retiro en dichos periodos, estipulado en las hipótesis anteriores.

Costos derivados del Autoprodutor

Los costos que debe conocer el Autoprodutor, son derivados de la Generación e inyección que realiza, denominado Costo de Generación (CG) y costos producto de la utilización del contrato de mantenimiento y fallas, que el Autoprodutor posee. Luego los costos son determinados por la siguiente ecuación, que dependerán del peaje que se utilice:

- Considerando Peaje Básico y Adicional (PBA)

$$CG_i = (NG_{CEX_i} + NG_{CP_i}) \cdot CV_{Central} + \frac{NG_{CEX_i}}{NHO_i \cdot \%Desp.CDEC_i} \cdot PBA_{A.Jahuel-Polpaico} \quad [US\$]$$

- Considerando Peaje al STT, SST y STA

$$CG_i = (NG_{CEX_i} + NG_{CP_i}) \cdot CV_{Central} + \frac{NG_{CEX_i}}{NHO_i \cdot \%Desp.CDEC_i} \cdot PInyeccion_{Polpaico} \quad [US\$]$$

Donde:

i	= Año de Evolución Económica (2007 - 2027)
CV_{Central} [US\$/MWh]	= Costo Variable Central Excedentaria, que equivale a CV de la Central Instalada.
NG_{CEXi} [MWh]	= Nivel de Generación de la Central Excedentaria en el Año i.
NG_{CPi} [MWh]	= Nivel de Generación de la Central destinada a los Propios Consumos del Autoprodutor.
%Desp.CDEC_i [%]	= Porcentaje de Despacho Anual, realizado por el CDEC (Para las Centrales Excedentarias Térmicas varía entre un 10% y 70% Anual, pero para la Central Excedentaria Eólica, el despacho anual, es considerando el Factor de Carga de la unidad, variando entre un 27.4% y un 33.8%).
PBA_{A.Jahuel-Polpaico} [US\$/MW]	= Suma de Peaje Adicional y Básico en el tramo Alto Jahuel – Polpaico [49].
NHO_i [Hrs]	= Numero de Horas Operativas de la Central Excedentaria de Generación, en el Año i.
PInyeccion_{Polpaico} [US\$/MW]	= Peaje por uso de los STT, SST y STA, producto de la inyección de energía y potencia de la central excedentaria.

Costos por uso del CMF (CCMF)

Este es el costo derivado, al uso que el Autoprodutor debe recurrir para abastecer sus consumos críticos en periodos en que la central no se encuentre en operación. Luego la ecuación para la determinación de este costo es la siguiente:

$$CCMF_i = (P_{CC_i} - P_{CEX_i}) \cdot (365 \cdot 24 - NHO_i) \cdot (CMg_{Polpaico_i} + x\%) + (P_{CC_i} - P_{CEX_i}) \cdot (365 \cdot 24 - NHO_i) \cdot PN_{Polpaico} \cdot \frac{6 \cdot 4 \cdot 30}{365 \cdot 24} \cdot FCoin + P_{CEX_i} \cdot (365 \cdot 24 - NHO_i) \cdot CMg_{iPolpaico} \quad [US\$]$$

Nota: Meses punta de Abril a Septiembre (6 meses), entre las 18 y 22 hrs (Decreto N°147, a partir de marzo del 2008)

Donde:

P_{CCi} [MW]	= Potencia destinada a los Consumos Críticos del Autoprodutor en el Año i.
P_{CEXi} [MW]	= Potencia Máxima de la Central Excedentaria del Autoprodutor.
x%	= Porcentaje Adicional al Cobro de Energía en la barra de Retiro, por ganancias del generador con el que se establece el contrato.
F_{Coin} [%]	= Equivale a la probabilidad de que efectivamente el retiro de energía y potencia por parte del Autoprodutor, se efectuó en los meses y horas punta del SIC.
NHO_i [Hrs]	= Numero de Horas Operativas de la Central Excedentaria de Generación, en el Año i.
% Desp.CDEC_i [%]	= Porcentaje de Despacho Anual, realizado por el CDEC (Para las Centrales Excedentarias Térmicas varía entre un 10% y 70% Anual, pero para la Central Excedentaria Eólica, el despacho anual, es considerando el Factor de Carga de la unidad, variando entre un 27.4% y un 33.8%).

Finalmente los Costos del Autoprodutor quedan resumidos como:

$$CostosAutoprodutor_i = CG_i + CCMF_i \text{ [US\$]}$$

Donde:

CG_i [US\$]	= Costos de Generación.
CCMF [US\$]	= Costos por Contrato de Mantenimiento y Fallas.

Ingresos derivados del Autoprodutor (IA)

Los ingresos se obtienen por la venta de energía y potencia firme en el sistema eléctrico, y también, por los ahorros que el Autoprodutor debe verificar en relación a los precios del contrato de energía y potencia que disponía previo declararse como Autoprodutor. Además se puede agregar o estimar, las ventajas derivadas de disponer de una independencia del abastecimiento desde el sistema eléctrico. Luego la ecuación queda:

$$IA = NG_{CEXi} \cdot CMg_{i_{Polpaico}} + PF_{CEXi} \cdot PN_{Polpaico} \cdot 12 + AhorroxContrato_i \text{ [US\$]}$$

Donde:

NG_{CEXi} [MWh]	= Nivel de Generación de la Central Excedentaria en el Año i.
PN_{Polpaico} [US\$/MWh/mes]	= Precio Nudo Ajustado en la Barra Polpaico 220 kV. Llevado a US\$/MWh/mes.
PF_{CEXi} [MW]	= Potencia Firme de la Central Excedentaria, puede variar entre un 70% a 90% de la potencia máxima de la unidad de generación excedentaria en el Año i. Y para la central excedentaria eólica, se estableció una potencia firme equivalente al 30% de la potencia máxima de la misma, en el Año i.
AhorroxContrato [US\$]	= Corresponde Ahorro por no percibir el pago por suministro de energía con una empresa de generación en el Año i, cuyo valor de contrato es previo a declararse como Autoprodutor.

El cálculo del ahorro por compra de energía de suministro se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Ahorro_{Contrato_i} = Precio_{Contrato} \cdot EP_{Ci}$$

Donde:

PrecioContrato [US\$/MWh] = Precio de Contrato de Suministro eléctrico, que poseía el cliente libre, previo a declararse como Autoproducer.
EP_{Ci} [MWh] = Energía consumida a partir de la Potencia destinada a los Propios Consumos del Autoproducer en el Año i.

Finalmente el Ingreso Neto (IN) del Autoproducer queda:

$$IN = IA - Costos_{Autoproducer} \quad [US\$]$$

Para determinar las Utilidades del Negocio como Empresa de Generación y como Autoproducer se utilizan las siguientes componentes:

Utilidades

- Ingreso Neto (IN)
- Costos Operación y Mantenimientos
- Depreciación
- Costos Ingreso, Funcionamiento y Operación CDEC
- Impuestos
- Inversión Fija

Ingreso Neto(IN): Corresponde a la suma de los balances operacionales (BO) y comerciales (BC) para la Empresa de Generación y como Autoproducer.

Costos de Operación y Mantenimientos (COM) (Central Eólica): Corresponde al costo fijo por operación y mantención. Para determinar su valor, se utilizó el costo de generación de una central equivalente, de una capacidad 1.5MW, modelo Turbina Vensys, cuyo costo es de 0.0075 [US\$/KWh]. Luego el valor se obtiene de la siguiente manera:

- Central Eólica: $COM_i = [0.0075] \cdot NG_i$

Donde:

NG_i [KWh] = Equivale al nivel de generación efectuado por la central eólica, durante el Año i.

Nota: Para las Centrales Térmicas, el costo de operación y mantenimiento, se encuentra considerado en los Costos Variables de Generación [42].

Depreciación: Se considera una depreciación lineal por un periodo de 10 años (*Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación*) (Resolución Exenta N°43/2002).

Costos Ingreso, Funcionamiento y Operación CDEC: Corresponde a los costos por ingreso, asociados a los gastos de inversión y gastos por funcionamiento, los cuales son

determinados mediante las siguientes ecuaciones (Considerando las Hipótesis planteadas anteriormente):

Costos por inversión:

$$CI = 134.118US\$ \cdot (1 + 5\%)^3 \Big|_{2009} = 155.258US\$$$

Donde:

US\$134.118 = Equivale al gasto por inversión que debe aportar cada participante nuevo al CDEC considerando un total de 17 (contando a la nueva Empresa de Generación). La inversión total al año 2006 alcanza un total de 1.200 MM\$.

Costos por Funcionamiento:

Empresa de Generación

$$CstFunc_i = \left\{ \left[US\$4.250.000 \cdot (1 + 1\%)^2 \Big|_{2009} \right] \cdot (1 + 1\%)^j \right\} \cdot 2\%$$

Autoproduccion

$$CstFunc_i = \left\{ \left[US\$4.250.000 \cdot (1 + 1\%)^2 \Big|_{2009} \right] \cdot (1 + 1\%)^j \right\} \cdot 2\%$$

Donde:

US\$4.250.000 = Equivale a los gastos para el año 2007 aprobado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) (Electroconsultores 2007)

j = Equivale al año de evaluación donde j = 0...19, para el año 2009, j = 0.

i = Año i de evaluación (con i=2009...2027).

Luego el Costo Total queda:

$$CT_i = CI + CstFunc_i$$

Donde

CT_i = Costo Total por participación en el CDEC en el año de análisis i.

CsrFunc_i = Costos por Funcionamiento del CDEC, en el año i.

Impuesto: Se aplica un impuesto a la renta de un valor de 35%.

Inversión Fija: Para determinar la inversión total de la instalación de la central, se considera para las centrales térmicas diesel, el costo por capacidad instalada de generación, obtenido del Informe Precio de Nudo, Abril 2007, utilizada para la evaluación económica de la central térmica diesel de 112.73MW, cuyo valor es de 559.752 [US\$/kW]. Para las centrales a carbón y eólica, se considera el costo de inversión obtenido de la tabla de “Valores estadísticos sobre costos de inversión, operación y otros, para ciertos tipos de medios de generación”, utilizando un valor de 1.500 [US\$/kW], para ambas centrales.

Situaciones de Racionamiento

En situaciones de racionamiento, algunas de las componentes de las ecuaciones se ven alteradas o bien, la ecuación completa, por este motivo es de suma importancia presentar cuales son los cambios que sufren las ecuaciones, pero solo serán analizadas utilizando el pago por peaje adicional y básico.

Cabe destacar, que los periodos de racionamiento considerados, son de 11:00 a 15:00 hrs., durante 81 días[38], entre los meses de Enero a Marzo, por una duración por mes de 27 días. La profundidad de racionamiento considerada, es de un 5%, 10%, 15% y un 20%.

Dentro de los principios que se utilizan en situaciones de racionamiento dependerán de la opción de generación que se utilice, por este motivo, se presentaran los principios para ambas opciones.

Como Empresa de Generación

- El nivel de racionamiento, se distribuye entre los contratos del generador.
- El precio de venta para las transferencias de energía entre generadores en periodos de racionamiento, es el valor del Costo de Falla, que en el SIC es de 2.000 US\$/MWh [51].
- Las unidades de generación en periodos de racionamiento no sufren fallas.
- El nivel de generación durante los meses de racionamiento, aumentan para cubrir el déficit energético, característico de estas situaciones.
- Los costos de falla, asociados a no disponer de energía por parte del cliente libre o Gran consumidor, serán considerados de manera aparte, debido a que las Empresas de Generación no están obligadas a efectuar compensaciones a clientes libres, por ENS.

Como Autoproductor

- En estos periodos, el Autoproductor, no podrá efectuar retiros a costo marginal, relativos a la potencia excedentaria no entregada en contrato.
- El Autoproductor, vera racionada la potencia en contrato con un generador, equivalente a los consumos críticos de este.
- Las unidades de generación en periodos de racionamiento no sufren fallas.
- El nivel de generación durante los meses de racionamiento, aumentan para cubrir el déficit energético, característico de estas situaciones.
- Los costos por ENS, serán considerados de manera aparte, que será comparada con los costos percibidos por el Gran Consumidor, utilizando la Empresa de Generación.

Finalmente las ecuaciones considerando Racionamiento de un $x\%$ son:

Para La Empresa de Generación

Energía del Gran Consumidor con Racionamiento:

$$EC_{ij} = PC_i \cdot (DiasRacio_{Mes_j} \cdot HrsRacioxDia) \cdot (1 - x\%)$$

$$\Rightarrow PC_{jiRacio} = PC_i \cdot (1 - x\%)$$

$$\Rightarrow PC_{jiRacionada} = PC_i \cdot x\%$$

Donde:

i	= Años de Racionamiento, durante los años 2009 y 2019.
j	= Meses de Racionamiento, entre Enero a Marzo, en el Año i.
EC_{ijRacio} [MWh]	= Energía consumida por el Cliente Libre en periodos de racionamiento, en el Año i, en el Mes j.
PC_{jiRacio} [MW]	= Corresponde a la Potencia Total, luego de aplicado el Racionamiento, en el Año i, en el Mes j.
PC_{jiRacionada} [MW]	= Nivel de Potencia racionada en los días de racionamiento en los meses j, en el año i.
x [%]	= Porcentaje de Racionamiento.
DiasRacio_{Mes_j}	= Días de Racionamiento en el Mes j (Equivalente a 27 días).
HrsRacioxDia	= Horas de racionamiento diaria en los Meses j, durante los años i (Equivalente a 4 hrs diarias).

Uno de los cambios importantes es la forma de determinar el nivel de generación en los periodos de racionamiento. Los cuales solo sufren cambios en los años de racionamiento, es decir, los años 2009 y 2019. A continuación se presentaran las formas de determinar lo anterior:

$$NG_i = PMax_{NetaCentral} \cdot (NHO_{Rij} \cdot \% Desp.CDEC_i)$$

Donde:

PMAX_{NetaCentral} [MW]	= Potencia Máxima Neta de la Central de Generación.
NHO_{Rij} [Hrs]	= Numero de Horas Operativas de la Central de Generación en el Año i y Mes j de Racionamiento.
% Desp.CDEC_i [%]	= Porcentaje de Despacho Anual, realizado por el CDEC (Para Centrales Térmicas varía entre un 10% y 70% Anual, pero para la central eólica, el despacho anual, es de un 100%, considerando el Factor de Carga de la unidad, variando entre un 27.4% y un 33.8%, para determinar el NHO). El despacho anterior solo se aplica en las horas en que no hay racionamiento de potencia, pues en los periodos de racionamiento efectivo, se aplican despachos de un 100%.

Para determinar el NHO_{Rij} se utilizan las siguientes ecuaciones para las centrales térmicas y eólica respectivamente:

Centrales Térmicas:

$$NHO_{Rij} = 30 \cdot 24 - (DiasRacio_{Mes_j} \cdot HrsRacioxDia)$$

Donde:

DiasRacio_{Mes_j}	= Días de Racionamiento en el Mes j (Equivalente a 27 días).
HrsRacioxDia	= Horas de racionamiento diaria en los Meses j, durante los años i (Equivalente a 4 hrs diarias).

Como se aprecia en la ecuación anterior, se observa que durante las horas operativas, no considera los periodos de racionamiento, debido a que en dichos periodos se produce a un 100% de capacidad y despachados a un 100%. Ahora bien, además en los meses de racionamiento, no se consideraron fallas de las unidades y tampoco mantenimientos, por este motivo el despacho se aplica directamente a los demás días del mes, en que hubo racionamiento eléctrico. Finalmente, una vez terminado el periodo de racionamiento de los meses enero a marzo, en el mes de Abril, se considera un mantenimiento programado de la unidad de generación, sin fallas y en los meses siguientes, Mayo a Diciembre, se consideran las tasas de fallas de las unidades para determinar el Número de Horas Operativas (NHO) de las unidades. Se debe señalar, que para el año 2019, las horas de operación real y de producción, son determinadas de manera aleatoria entre 58 a 100 horas mensuales, debido a que se planteo en las hipótesis, que la producción anual de energía fuese de 700 a 1200 horas.

Central Eólica:

$$NHO_{Rij} = 30 \cdot 24 \cdot FactorCarga$$

Donde:

FactorCarga [%] = Factor de Carga de las unidades de generación eólica, considerados en el proyecto Chagres, los cuales varían entre 27.4% y 33.8%.

La ecuación anterior, se aplica durante todos los meses de racionamiento, y se considera que en los días de operación, coinciden con las horas de racionamiento.

Los cambios a los niveles de generación y energías racionadas en periodos de racionamiento, son aplicados directamente en el balance operacional y comercial de la empresa de generación. Ahora bien, producto del racionamiento, el balance operacional (BO), se ve modificado, de la siguiente manera (Nota: Solo cambia en los Años 2009 y 2019, de racionamiento y considerando peaje adicional y básico):

$$BO_i = \left(\sum_{j= Enero}^{Marzo} NG_{jiSinRacio} + \sum_{k= Abril}^{Diciembre} NG_{ki} \right) \cdot (CMg_{iPolpaico} - CV_{Central}) - \left(\sum_{j= Enero}^{Marzo} AbsMer_{jiSinRacio} + \sum_{k= Abril}^{Diciembre} AbsMer_{ki} \right) \cdot CMg_{iPolpaico} + PF_{Central} \cdot PN_{Polpaico} \cdot 12 - \frac{NG_i}{NHO_i \cdot \% Desp.CDEC_i} \cdot PBA_{A.Jahuel-Polpaico} \quad [US\$]$$

Donde:

i = Año de Evolución Económica en Racionamiento (2009 y 2019)
j = Meses de Racionamiento, Enero a Marzo.
BO_i [US\$] = Resultado del Balance Operación en el Año i.
CMg_{iPolpaico} [US\$/MWh] = Costo Marginal Barra Polpaico 220 kV.
CV_{Central} [US\$/MWh] = Costo Variable Central Utilizada, equivalente a los costos por operación y mantenimiento.
∑NG_{jiSinRacio} [MWh] = Nivel de Generación efectuada en periodos fuera de racionamiento, durante los meses enero a marzo.
∑NG_{ki} [MWh] = Nivel de Generación realizada en los meses siguientes al racionamiento, de Abril a Diciembre.

$\sum AbsMer_{jiSinRacio}$ [MWh]	= Abastecimiento de Energía desde el Sistema Eléctrico al Cliente Libre, en el Año i, durante los meses de racionamiento y fuera de los periodos de racionamiento energético (periodos de racionamiento: 11:00 a 15:00 hrs).
$\sum AbsMer_{ki}$ [MWh]	= Abastecimiento de Energía desde el Sistema Eléctrico al Cliente Libre, en el Año i, durante los meses siguientes al racionamiento, de Abril a Diciembre.
$PN_{Polpaico}$ [US\$/MW/mes]	= Precio Nudo Ajustado en la Barra Polpaico 220 kV. Llevado a US\$/MW/mes
$PF_{Central}$ [MW]	= Potencia Firme de la Central Generadora, para la evaluación puede variar entre un 70% a 90% de la potencia máxima de la unidad de generación. Y para la central eólica, se estableció una potencia firme equivalente al 30% de la potencia máxima de la misma.
$\% Desp.CDEC_i$ [%]	= Porcentaje de Despacho Anual, realizado por el CDEC (Para Centrales Térmicas varía entre un 10% y 70% Anual, pero para la central eólica, el despacho anual, es de un 100%, considerando el Factor de Carga de la unidad, variando entre un 27.4% y un 33.8%, para determinar el NHO). El despacho anterior solo se aplica en las horas en que no hay racionamiento de potencia, pues en los periodos de racionamiento efectivo, se aplican despachos de un 100%.
$PBA_{A.Jahuel-Polpaico}$ [US\$/MW]	= Suma de Peaje Adicional y Básico en el tramo Alto Jahuel – Polpaico (Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales, y Proyección de los Ingresos Tarifarios, 2007).
NHO_i [Hrs]	= Numero de Horas Operativas de la Central de Generación, en el Año i.

Ahora bien, para determinar el nivel de abastecimiento desde el mercado (AbsMer), en periodos de racionamiento y fuera de ellos, se utilizo la misma ecuación presentada anteriormente, pero se aplica particularmente en los periodos respectivos de modo determinar los abastecimiento, durante las 4 horas diarias de racionamiento y las restantes horas. Cabe destacar que para la central eólica, el nivel de generación considerada para determinar el nivel de abastecimiento del mercado en periodos de racionamiento, se determino como un promedio diario dichos meses (Enero a Marzo), de manera de considerar el efecto de no producir a máxima capacidad de potencia. Esto solo se aplico a la empresa de generación, debido a su posibilidad de retirar energía del mercado, sin límite.

Finalmente, la ecuación utilizada para determinar el Balance Comercial (BC) en los años y periodos de racionamiento, es la siguiente:

$$BC_i = \left(EC_i - \sum_{j=Enero}^{Marzo} PC_{jiRacionada} \cdot DiasRacio_{Mes_j} \cdot HrsRacioxDia \right) \cdot (\$Contrato_k - PN_{Polpaico}) - \left(\sum_{j=Enero}^{Marzo} AbsMer_{jiEnRacio} \right) \cdot CF_{SIC} \quad [US\$]$$

Donde:

i	= Año de Evolución Económica en Racionamiento (2009 y 2019)
j	= Meses de Racionamiento, Enero a Marzo.
EC_i [US\$/MWh]	= Corresponde a la Energía Consumida en el Año i, sin considerar un racionamiento de energía.
$PC_{jiRacionada}$ [MW]	= Nivel de Potencia racionada en los días de racionamiento en los meses j, en el año i.
CF_{SIC} [US\$/MWh]	= Costo de Falla del SIC, equivalente a 2.000 [US\$/MWh].
$DiasRacio_{Mes_j}$	= Días de Racionamiento en el Mes j (Equivalente a 27 días).

HrsRacioxDia = Horas de racionamiento diaria en los Meses j, durante los años i (Equivalente a 4 hrs diarias).

Para determinar la Energía No Suministrada (ENS) y los costos asociados al Gran Consumidor se utiliza la siguiente ecuación:

$$ENS_{Racionamiento} = PC_{jiRacionada} \cdot DiasRacio_{Mes_j} \cdot HrsRacioxDia$$

Donde:

PC_{jiRacionada} [MW] = Nivel de Potencia racionada en los días de racionamiento en los meses j, en el año i.

DiasRacio_{Mes_j} = Días de Racionamiento en el Mes j (Equivalente a 27 días).

HrsRacioxDia = Horas de racionamiento diaria en los Meses j, durante los años i (Equivalente a 4 hrs diarias).

Luego, los costos asociados al Gran Consumidor son considerando los Costos de Falla de la división y la magnitud de la ENS. La ecuación de costos queda:

$$CostosClienteLibre_{Racionamiento} = ENS_{Racionamiento} \cdot CF_{AACh}(x\%)$$

Donde:

ENS_{Racionamiento} [MWh] = Nivel de Energía No Suministrada, que depende de la profundidad del racionamiento.

CF_{AACh}(x%) [US\$/MWh] = Costo de Falla asociado al Cliente Libre, al no disponer de energía, cuyo valor depende de la profundidad del racionamiento.

x% = Profundidad del Racionamiento aplicado.

A continuación se presentaran las ecuaciones consideradas en racionamiento para el Autoproductor:

Para el Autoproductor

Uno de los efectos de no considerar fallas de las unidades de generación en periodos de racionamiento, es que el Autoproductor, no sufre de racionamientos de su energía, debido a que la potencia en contrato, se utiliza en periodos de mantenimientos y fallas de sus unidades. Por este motivo, en periodos de racionamiento, el Autoproductor inyectara su capacidad excedentaria, recibiendo por tanto pago de energía y potencia a costo de falla del sistema. Cabe destacar, que los niveles de generación de las centrales en periodos de racionamiento, son determinados con las mismas ecuaciones implementadas para la empresa de generación y por tanto, el número de operación es mayor en periodos de racionamiento. El cambio se encuentra con la central eólica, la cual se considera que genera en los periodos de racionamiento, correspondiente a sus periodos operativos y lo hace a máxima potencia.

La determinación de los ingresos del Autoproductor (IA) aplicada en los años de racionamiento es la siguiente:

$$IA = \left(\sum_{j=\text{Enero}}^{\text{Marzo}} NG_{\text{Racio-CEX}_{ij}} \right) \cdot CF_{SIC} + \left(\sum_{j=\text{Enero}}^{\text{Marzo}} NG_{\text{SinRacio-CEX}_{ij}} + \sum_{k=\text{Abril}}^{\text{Diciembre}} NG_{\text{CEX}_k} \right) \cdot CMg_{i_{\text{Polpaico}}} + PF_{\text{CEX}_i} \cdot PN_{\text{Polpaico}} \cdot 12 + \text{AhorroxContrato}_{\text{Racio-i}} \quad [US\$]$$

Donde:

i	= Año de Evolución Económica en Racionamiento (2009 y 2019)
j	= Meses de Racionamiento, Enero a Marzo.
k	= Meses de Abril a Diciembre, siguientes a los meses de racionamiento.
NG_{Racio-CEX ij} [MWh]	= Nivel de Generación de la Central Excedentaria en los periodos de racionamiento, en el Año i y Mes j.
NG_{SinRacio-CEX ij} [MWh]	= Nivel de Generación de la Central Excedentaria en los periodos en que no hubo racionamiento de energía en el Año i y Mes j.
NG_{CEXk} [MWh]	= Nivel de Generación de la Central Excedentaria en el Año i y Mes k.
PN_{Polpaico} [US\$/MW/mes]	= Precio Nudo Ajustado en la Barra Polpaico 220 kV. Llevado a US\$/MWh/mes.
PF_{CEXi} [MW]	= Potencia Firme de la Central Excedentaria, puede variar entre un 70% a 90% de la potencia máxima de la unidad de generación excedentaria en el Año i. Y para la central excedentaria eólica, se estableció una potencia firme equivalente al 30% de la potencia máxima de la misma, en el Año i.
AhorroxContrato_{Racio,i} [US\$]	= Corresponde Ahorro por no percibir el pago por suministro de energía con una empresa de generación en el Año i, cuyo valor de contrato es previo a declararse como Autoprodutor, y cuya potencia considera el racionamiento efectuado durante el año i.

Finalmente, para la determinación de los Ahorros por no disponer de un contrato de suministro se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{AhorroxContrato}_{\text{Racio-i}} = \text{PrecioContrato} \cdot \left(EP_{Ci} - P_{Ci} \cdot \left(\sum_{j=\text{Enero}}^{\text{Marzo}} \text{DiasRacio}_{\text{Mes}_j} \cdot \text{HrsRacioxDia} \right) \cdot x\% \right)$$

Donde:

PrecioContrato [US\$/MWh]	= Precio de Contrato de Suministro eléctrico, que poseía el cliente libre, previo a declararse como Autoprodutor.
EP_{Ci} [MWh]	= Energía consumida a partir de la Potencia destinada a los Propios Consumos del Autoprodutor en el Año i, sin considerar racionamiento.
P_{Ci} [MW]	= Potencia destinada a los Propios Consumos del Autoprodutor en el Año i, sin considerar racionamiento.
x%	= Profundidad del Racionamiento aplicado.
DiasRacio_{Mes j}	= Días de Racionamiento en el Mes j (Equivalente a 27 días).
HrsRacioxDia	= Horas de racionamiento diaria en los Meses j, durante los años i (Equivalente a 4 hrs diarias).

Luego, como se señaló anteriormente, al no fallar las unidades de generación en los periodos de racionamiento, el Autoprodutor no sufre por ENS, y por tanto, se provoca un ahorro de costos. Para determinar la ENS se utiliza la siguiente ecuación:

$$ENS_{\text{Racionamiento}} = PCritica_i \cdot x\% \cdot \text{DiasRacio}_{\text{Mes}_j} \cdot \text{HrsRacioxDia}$$

Donde:

i	= Año de Evolución Económica en Racionamiento (2009 y 2019).
----------	--

j = Meses de Racionamiento, Enero a Marzo.
PCritica_i [MW] = Potencia Crítica del Autoprodutor, en contrato de mantenimiento y fallas.
x% = Nivel de Racionamiento aplicado.

Finalmente los costos por ENS, que son ahorros para el Autoprodutor, se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$CostosAutoprodutor_{Racionamiento} = ENS_{Racionamiento} \cdot CF_{AACH}(x\%)$$

Donde:

ENS_{Racionamiento} [MWh] = Nivel de Energía No Suministrada, que depende de la profundidad del racionamiento.
CF_{AACH}(x%) [US\$/MWh] = Costo de Falla asociado al Cliente Libre, al no disponer de energía, cuyo valor depende de la profundidad del racionamiento.
x% = Profundidad del Racionamiento aplicado.