



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

**INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ELECTRICA EN MINERÍA**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN GESTION Y DIRECCION DE  
EMPRESAS**

**PABLO ANDRES CAEROLS PALMA.**

**PROFESOR GUIA:  
LUIS ZAVIEZO SCHWARTZMAN**

**MIEMBROS DE LA COMISION:**

**IVAN BRAGA CALDERON.  
JUAN PABLO ZANLUNGO MATSUHIRO.**

**SANTIAGO DE CHILE  
2014**



## **RESUMEN.**

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), abastece de energía a las principales faenas de explotación cuprífera chilenas.

Este sistema se encuentra, desde el punto de vista de la generación de energía, en una posición oligopólica ya que 3 grupos económicos concentra mas del 80% de la generación de energía.

A su vez, mas del 80% de la generación de energía es realizada con un solo tipo de combustible (carbón).

Lo anterior presenta una desventaja para la empresa minera, debido a los pocos actores en el mercado. Junto con esto los precios de la energía se encuentran totalmente acoplados con el precio del carbón.

El SING no acepta la interconexión de grandes proyectos mineros sin un alto sacrificio en lo que respecta a los costos de la energía.

En el presente trabajo se plantea que las empresas mineras, en conjunto con empresas comercializadoras, realicen la instalación de centrales fotovoltaicas, y que utilicen el mismo sistema eléctrico como “sistema de almacenamiento”. Lo anterior puede ser utilizado por ampliaciones de faenas actuales, nuevas faenas o faenas ya existentes.

La inclusión de este modelo de “integración energética en la minería” agregaría a la empresa minera una mayor certeza respecto al precio futuro de su energía, disminuyendo su exposición a las variación de precio de los combustibles, incluiría más agentes al mercado, mejoraría la posición negociadora de las faenas mineras frente a otras empresas generadoras y además impulsaría a una energía renovable como pilar fundamental para el desarrollo de la minería.



## **DEDICATORIA.**

**Para mi Beso y Toño e Igna.  
Para mis padres e Ita y luci.**

## **AGRADECIMIENTOS.**

## TABLA DE CONTENIDO.

Nº	Título	Página
1	Introducción	8
2	Como obtiene hoy energía la minería.	9
3	Mercado eléctrico	17
4	Precios	21
5	Problemática energética	23
6	Suministro de energía para aumentos de demanda menores a 30 MW	28
7	Opción de centrales fotovoltaicas	29
8	Propuesta de almacenamiento	32
9	Integración energética	39
	Conclusión	44
	Bibliografía	49

## ÍNDICE DE TABLAS.

<b>Número</b>	<b>Título</b>	<b>Página.</b>
1	Esquema funcionamiento de mercado chileno	11
2	Cadena de compra y venta de energía en el sistema	12
3	Diagrama unifilar simplificado del SING	14
4	Diagrama unifilar simplificado del SIC	16
5	Capacidad instalada por empresa	19
6	Generación bruta por empresa	19
7	Capacidad instalada por tipo de combustible	20
8	Generación bruta por combustible	20
9	Precio carbón declarado por unidad de generación	21
10	Generación en función del combustible y Cmg Noviembre 2013 SING	22
11	Discrecionalidad en tamaño de centrales	24
12	Unidades y Potencia en el sistema	24
13	Tamaño de Clientes SING	25
14	Grandes clientes y demanda	25
15	Proyección de demanda de Energía al 2020	26
16	Proyectos en el SEA correspondientes al CDEC-SING	27
17	Ejemplos de faenas productivas en torno a los 30 MW	28
18	Crecimiento mundial de la energía solar	29
19	Curva tipo de generación central solar de 90 MW de potencia	30
20	Mapa mundial de radiación solar	31
21	Cuadro balance energía inyectada.I	34
22	Costos marginales horarios	36
23	Precio de potencia para el mes de Octubre 2013	37
24	Proporción de costos de retiro	39
25	Cuadro comparativo	43

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.

<b>Número</b>	<b>Título</b>	<b>Página.</b>
1	Análisis comercialización energía solar	33
2	Integración mediante comercializador	40
3	Contratos para un suministro	41

## 1.- INTRODUCCION.

La energía eléctrica es uno de los principales insumos necesarios por la minera para la realización de su proceso productivo.

El consumo de energía comprende la utilización de combustibles diesel, gas natural, GLP, carbón y energía eléctrica, dicha energía es suministrada por equipos de generación autógenos o directamente desde los sistemas interconectados central (SIC) o sistema interconectado del norte grande (SING).

Según datos de Cochilco, entre los años 2001 y 2011, la producción de cobre fino en el país aumento en un 11,1% mientras que el consumo total de energía (incluye combustibles fósiles) creció en un 59,6%.

Este es un fenómeno que puede ser explicado por el envejecimiento de las minas, este proceso trae consigo una disminución en la ley de mineral, mayores distancias de transporte y una mayor dureza de los minerales. Todo esto sumado da como resultado un incremento en la intensidad de utilización de energía.

Es por esto que resulta de suma importancia contar con un suministro, de energía para la minería, seguro y a precios competitivos y proyectables en el largo plazo, sin dejar de lado las componentes sociales y ambientales atingentes.

Para estos efectos, el presente análisis se centrará en el sistema interconectado del norte grande (SING), debido que este sistema realiza el suministro de energía a todas las mineras ubicadas en la zona norte de nuestro país.

Se mostrará al lector, como opera el mercado de suministro de energía eléctrica en Chile, cuales son las concentraciones del mercado y capacidades instalada para suministrar la demanda de los clientes.

Se analizará un modelo de negocio aplicable que permite el almacenamiento de la energía generada por centrales fotovoltaicas además de la integración indirecta de la minería en la energía.

## 2.- COMO OBTIENE ENERGÍA ELÉCTRICA HOY LA MINERÍA.

Funcionamiento de mercado.

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación de inversiones en generación y transmisión.

Generación.

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

Transmisión.

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (V). Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de Marzo de 2004 a la Ley General de Servicio Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por empresas generadoras, transmisoras distribuidoras y clientes de cada sistema eléctrico.

#### Distribución.

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

#### Clientes.

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en:

- Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW).
- Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW.

Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004.

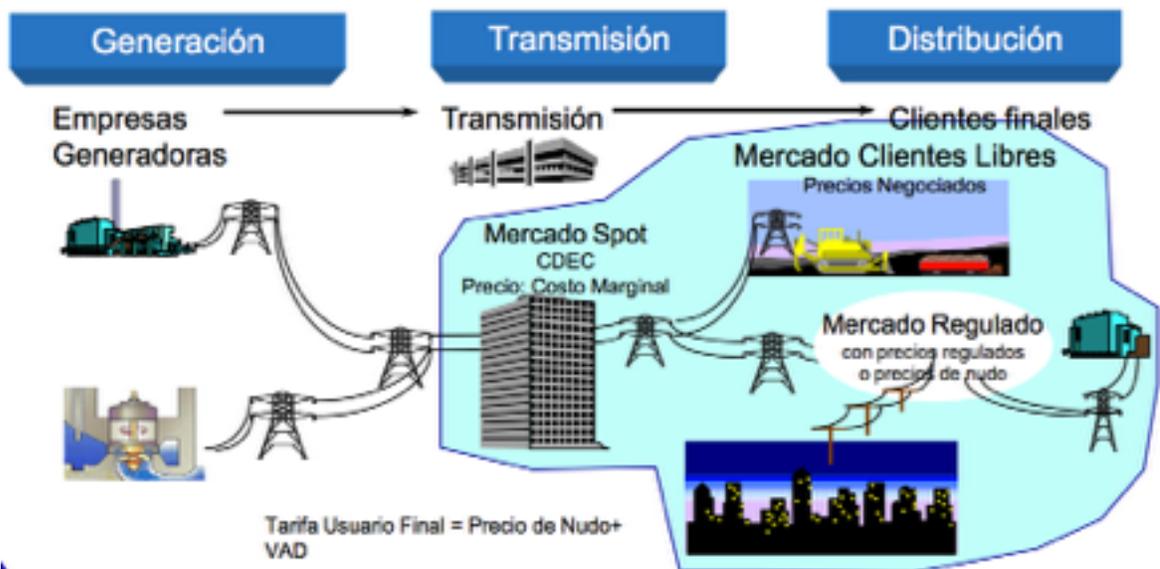


Figura N 1 “Esquema funcionamiento de mercado chileno”

Desde el punto de vista transaccional económico el mercado opera de la siguiente forma:

Las empresas generadoras inyectan energía y potencia al sistema, la energía es valorizada al Costo Marginal horario y la potencia a precio nudo. Para hacer esto las empresas generadoras deben pagar los peajes por inyección de energía y potencia a las empresas de Transmisión en caso que corresponda.

Los Clientes Libres realizan contratos para su suministro con las empresas generadoras (estas son las únicas que pueden realizar retiros de energía y potencia desde el sistema). Los retiros de energía y potencia de los generadores para realizar suministro a Clientes Libres son valorizados a Costo Marginal y Precio Nudo respectivamente, además deben pagar por el servicio de transmisión de energía a la empresa transmisora. (Ver figura N 1).

# FUNCIONAMIENTO DE MERCADO

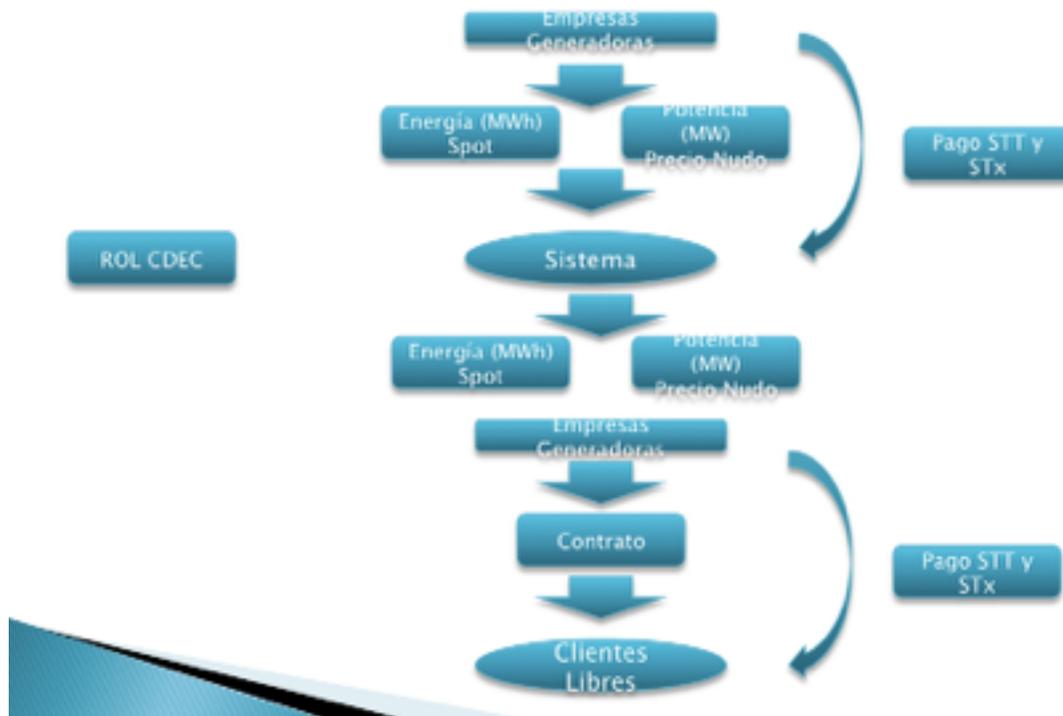


Figura N° 2 “ Cadena de compra y venta de energía en el sistema” Fuente elaboración propia.

Sistemas eléctricos.

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.

Sistemas Interconectados.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

El SING cuenta con una capacidad instalada de 4.603 MW a Diciembre de 2012. El parque generador es eminentemente termoeléctrico, constituido en un 99,64% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural. Sólo existen dos unidades hidroeléctricas correspondientes a las centrales Chapiquiña y Cavancha, que representan sólo un 0,36% de la capacidad instalada.

La energía demandada bruta anual correspondió a 16.756 GWh siendo la demanda máxima durante el mismo periodo de 2.169 MW (2012).



### Figura N° 3 Diagrama unifilar simplificado del SING.

#### Sistema Interconectado Central (SIC).

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

El SIC tiene una capacidad instalada de 13.585 MW a Diciembre de 2012.

El parque generador está constituido por 7.470 MW de centrales térmicas, 5.519 MW de centrales hidráulicas y 196 MW de centrales eólicas. Dentro de las térmicas aproximadamente el 50% son de centrales que utilizan carbón como combustible y el 50% restante utiliza Diesel como combustible.

Durante el año 2012 la demanda bruta anual alcanzó los 48.973 GWh y siendo la demanda máxima de 6.992 MW.



## Sistema Aysén.

El Sistema de Aysén atiende el consumo eléctrico de la XI Región. Su capacidad instalada a diciembre del 2007 alcanza los 37,65 MW, constituido en un 54,2% por centrales termoeléctricas, 41,7% hidroeléctrico y 4,1% eólico.

Durante el año 2007, la demanda máxima alcanzó los 20,9 MW y el consumo de energía se ubicó en torno a los 105,7 GWh.

Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 26.000 clientes.

## Sistema de Magallanes.

El Sistema de Magallanes está constituido por cuatro subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir, en la XII Región. La capacidad instalada de estos sistemas, a Diciembre del año 2007, es 68,0 MW, 5,7 MW, 1,7 MW y 4,2 MW, respectivamente, siendo cada uno de ellos 100% térmicos.

Durante el año 2007, la demanda máxima integrada del sistema Magallanes alcanzó un valor cercano a los 45,2 MW, mientras que la generación de energía se ubicó en torno a los 218,1 GWh.

Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 50.000 clientes

### 3. MERCADO ELECTRICO.

Como se mencionó en los puntos anteriores, el Sistema interconectado del norte grande abastece en una mayor proporción a la industria minera, dentro de las mineras abastecidas desde el SING podemos encontrar:

- Atacama Minerals Chile.
- Codelco.

- Teck Quebrada Blanca.
- Mantos de la Luna.
- Haldeman.
- Minera Cerro Colorado.
- Minera Collahuasi.
- Minera el Abra.
- Minera el Tesoro.
- Minera Escondida.
- Minera Esperanza.
- Minera Gaby.
- Minera Lomas Bayas
- Minera Meridiam.
- Minera Michilla.
- Rayrock.
- Minera Spence.
- Minera Saldivar
- Sierra Gorda.
- Alto Norte.

Por lo anterior y como es de nuestro interés analizar aspectos referido a la gran minería, centraremos nuestro análisis en el Sistema Interconectado de Norte Grande (SING).

En la actualidad la generación de energía en nuestro país se encuentra en manos privadas.

Los principales agentes generadores en el SING corresponden a las empresas:

- E-CL (perteneciente al grupo Frances GDF Suez).
- GENER (perteneciente al grupo Norteamericano AES).
- CELTA (Compañía Eléctrica Tarapacá perteneciente al grupo ENDESA).
- NORGENER (Pertenece al grupo GENER AES).
- GAS ATACAMA (perteneciente a ENDESA y CMS Energy).

## CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA

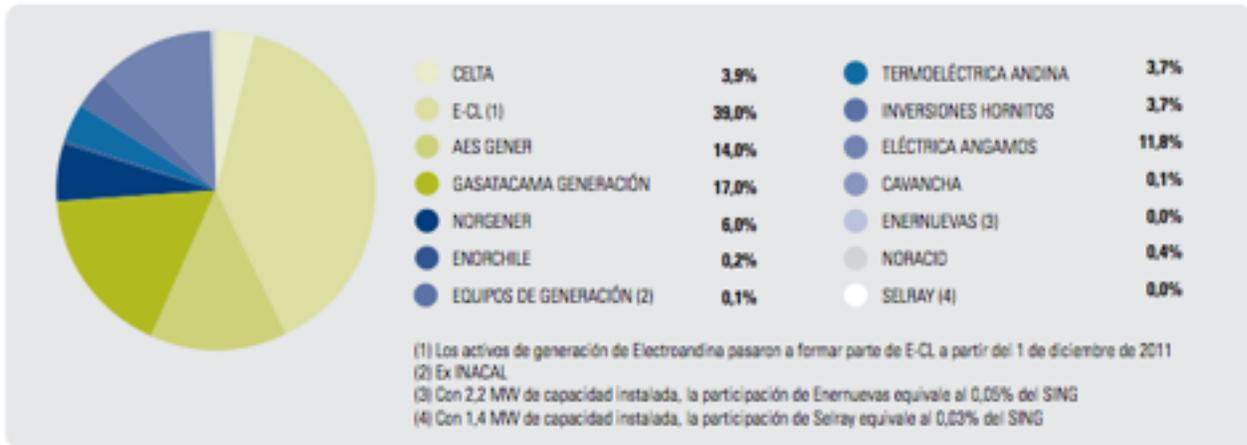


Figura 5 “Capacidad instalada por empresa” fuente CDEC-SING.

De la figura 5 podemos observar que E-CL tiene un 39% de la potencia instalada de generación, seguida con un 17% por Gas Atacama, luego con un 14% la empresa AES GENER y con un 11,8% Eléctrica Angamos (E-CL) y un 6% NORGENER. Con esto se totaliza casi el 90% de la potencia instalada en 5 empresas pertenecientes a tan solo 3 grupos económicos.

Por otro lado también podemos analizar cuanto es el aporte de generación de las principales empresas.

## GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA

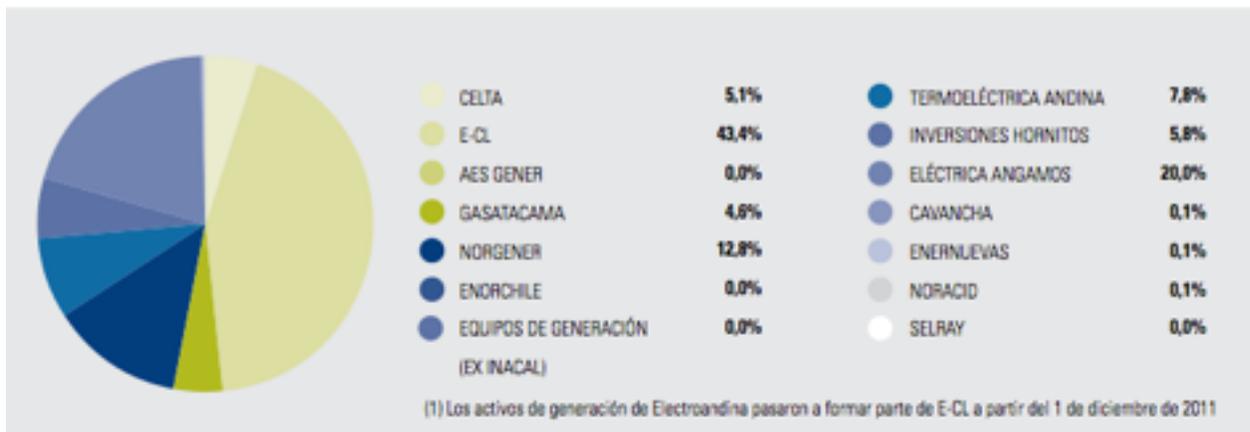


Figura N° 6 “Generación bruta por empresa” fuente CDEC-SING.

Podemos observar que: E-CL, Eléctrica Angamos (AES GENER), NORGENER más TERMOELÉCTRICA ANDINA (E-CL) y CELTA (ENDESA) generan aproximadamente el 90% de la energía del SING.

Analicemos ahora la capacidad instalada discriminando según el tipo de combustible.

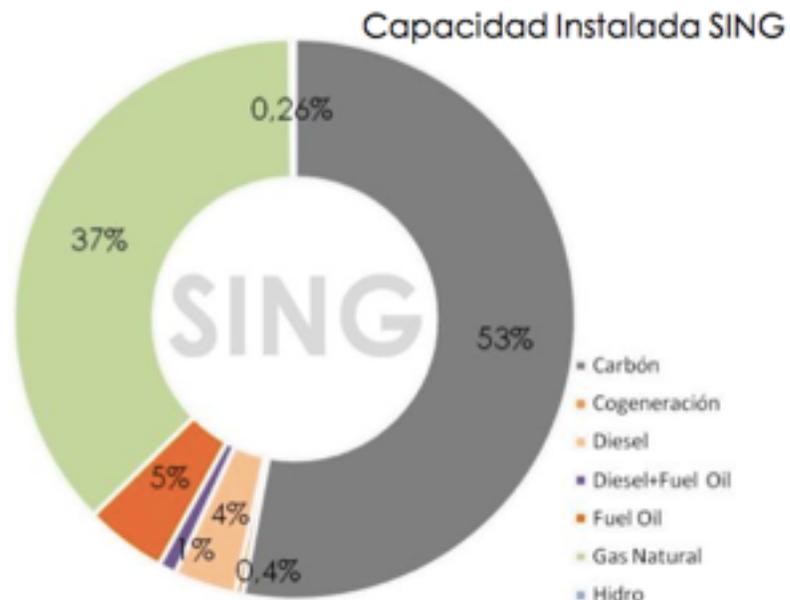


Figura N° 7 “Capacidad instalada por tipo de combustible” fuente CDEC-SING.

De la figura anterior podemos observar que en lo que respecta a la capacidad instalada de combustible existen 2 grandes fuentes el gas natural y el carbón (con un 53% y un 37% respectivamente). Lo anterior contrasta con lo que ocurre en la realidad en donde la mayoría de la generación es realizada con carbón como combustible. Ver figura N° 7.

## GENERACION BRUTA POR COMBUSTIBLE

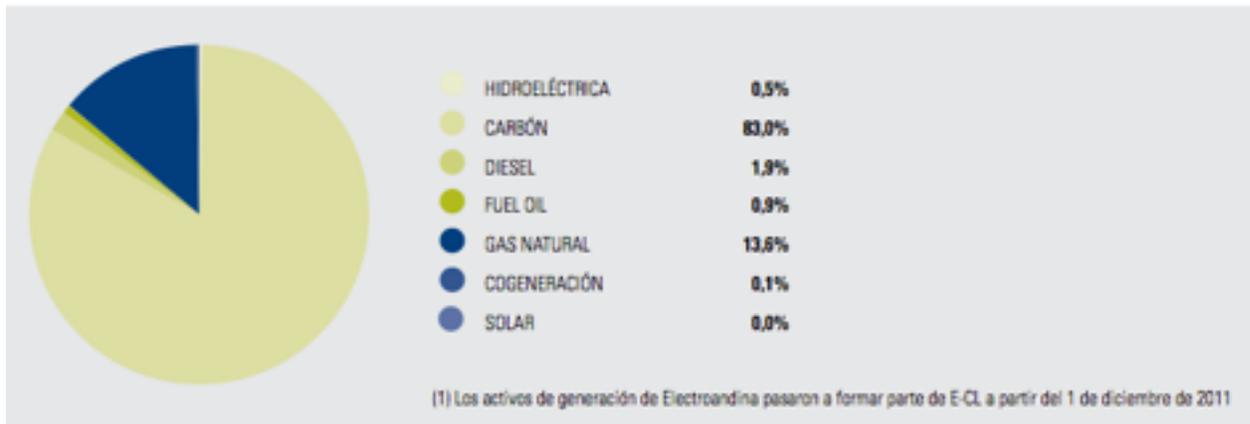


Figura N° 8 “Generación bruta por combustible” fuente CDEC-SING

De la figura número 8 podemos observar que mas del 80% de la energía eléctrica en el SING proviene del carbón, seguido muy por detrás por el gas natural con solo un 13,6%.

Como conclusión parcial, podemos afirmar que la generación de energía en el SING presenta un alto grado de concentración, debido por un lado a los pocos agentes económicos participantes en el mercado y por otro al dominio casi total de la utilización del Carbón como combustible.

## 4 PRECIOS.

Como podemos estimar, en función de lo observado en el capítulo anterior, en lo referente a la gran cantidad de generación con combustible fósil (Carbón) inferimos que el precio de la energía eléctrica estará influenciado por el valor de este combustible.

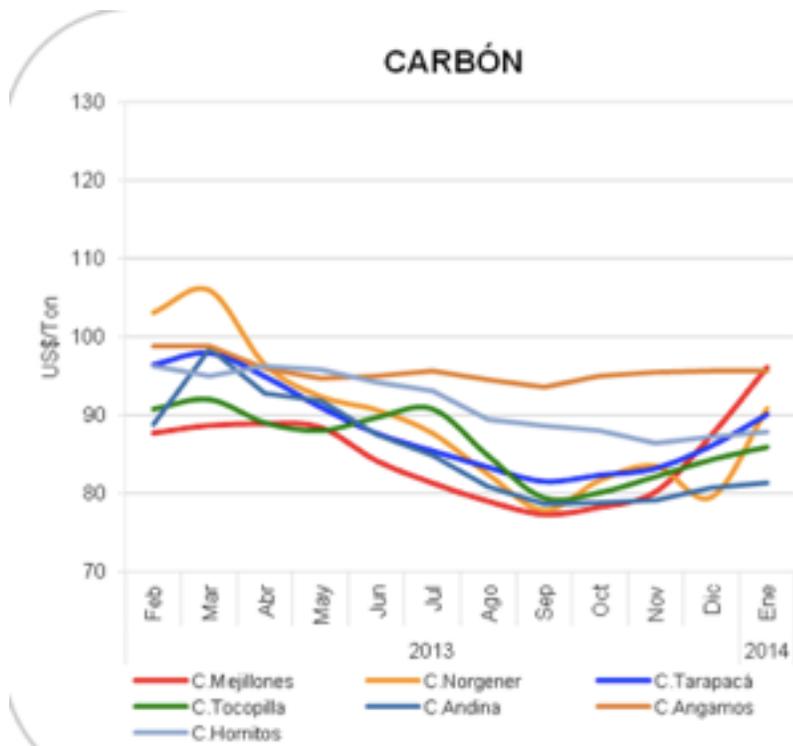


Figura N° 9 “Precio carbón declarado por unidad de generación” fuente CDEC-SING”

En la figura N° 9 podemos apreciar el valor declarado de combustible carbón por las unidades pertenecientes al SING durante el año 2013, podemos ver que el valor promedio anual se acercó a los 85 US\$/Ton.

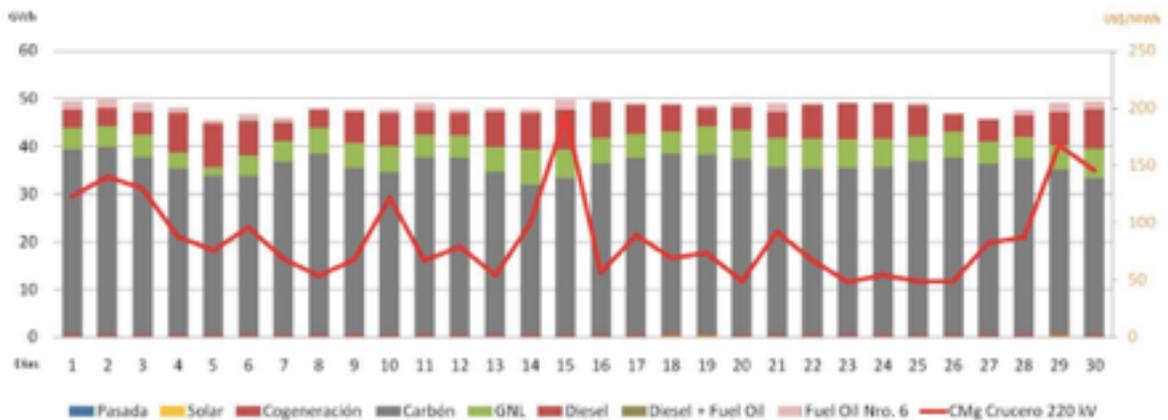


Figura N° 10 “Generación en función del combustible y Cmg Noviembre 2013 SING”

En la figura N° 10 podemos apreciar la importancia del carbón en la generación del mes de Noviembre 2013 y la evolución del Cmg. Podemos ver que el promedio del valor de la energía se encontró en torno a los 88 US\$/MWh para el mes, una situación similar se presenta en el desarrollo de todo el año.

Ahora el lector se preguntará cuan sustentable es esto en el tiempo. Para eso observaremos lo que ocurre con la potencia instalada y la demanda del sistema.

Si recordamos el 53% de la potencia instalada en el SING corresponde a centrales que utilizan el carbón como combustible, lo anterior corresponde a aproximadamente 2100 MW de potencia.

Por otro lado la generación máxima del sistema, la que podemos considerar como la demanda máxima, durante el 2013 fue de aproximadamente unos 2200 MW (fuente CDEC-SING).

Con lo anterior podemos apreciar que idealmente la demanda puede ser abastecida utilizando el carbón como combustible base, relegando a las demás centrales a funcionar cuando existen fallas en el sistema o como reserva para variaciones en la curva de Oferta / Demanda del sistema. Por lo cual los costos de energía del sistema se encuentran en valores referidos a generación con carbón, exceptuado horas en las que debido a problemas en el sistema es requerida la operación de combustibles mas caros como el Diesel, lo que se ve reflejado en máximos en el precio de la energía mostrados en la figura N° 10.

## **5.- PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA.**

Analizado lo anterior, vemos que el sistema se encuentra en una situación de *estancamiento*, lo anterior se explica por:

Baja cantidad de agentes participantes en el mercado:

Como vimos en el capítulo N° 3 mostramos que la generación se encuentra concentrada en 5 empresas que corresponden a tan solo 3 grupos económicos.

Cantidad de oferta Instalada:

En el capítulo N° 3 mostramos que con el 53% de la demanda instalada podemos abastecer al 100% de la demanda del sistema.

Predominio de un combustible:

En el capítulo N° 3 mostramos que mas del 80% de la generación de energía, es realizada a partir del carbón.

Bajos precios de la energía:

Al estar la demanda calzada con la oferta, los precios de la energía están totalmente ligados al precio del carbón.

Grandes actores presentes:

Resulta interesante analizar el tamaño de los actores presentes en el mercado, si tomamos como base la demanda máxima del sistema (aproximadamente 2200 MW) podemos observar:

<b>Tamaño</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Suma Potencia MW</b>
Mas de 50 MW	15 Unidades	1914 MW
Entre 10 y 50 MW	10 Unidades	219 MW
Menos de 10 MW	+ 80 Unidades	122 MW

Figura N° 11 “Discrecionalidad en tamaño de centrales” fuente elaboración propia.

1900 MW son abastecidos por no mas de 15 Unidades de generación, todas estas de mas de 50 MW, dejando 10 unidades entre 10 y 50 MW de potencia con tan solo 219 MW y después de esto una tremenda cantidad de unidades pequeñas (mas de 80) con tan solo 122 MW de potencia ver figura N° 11.

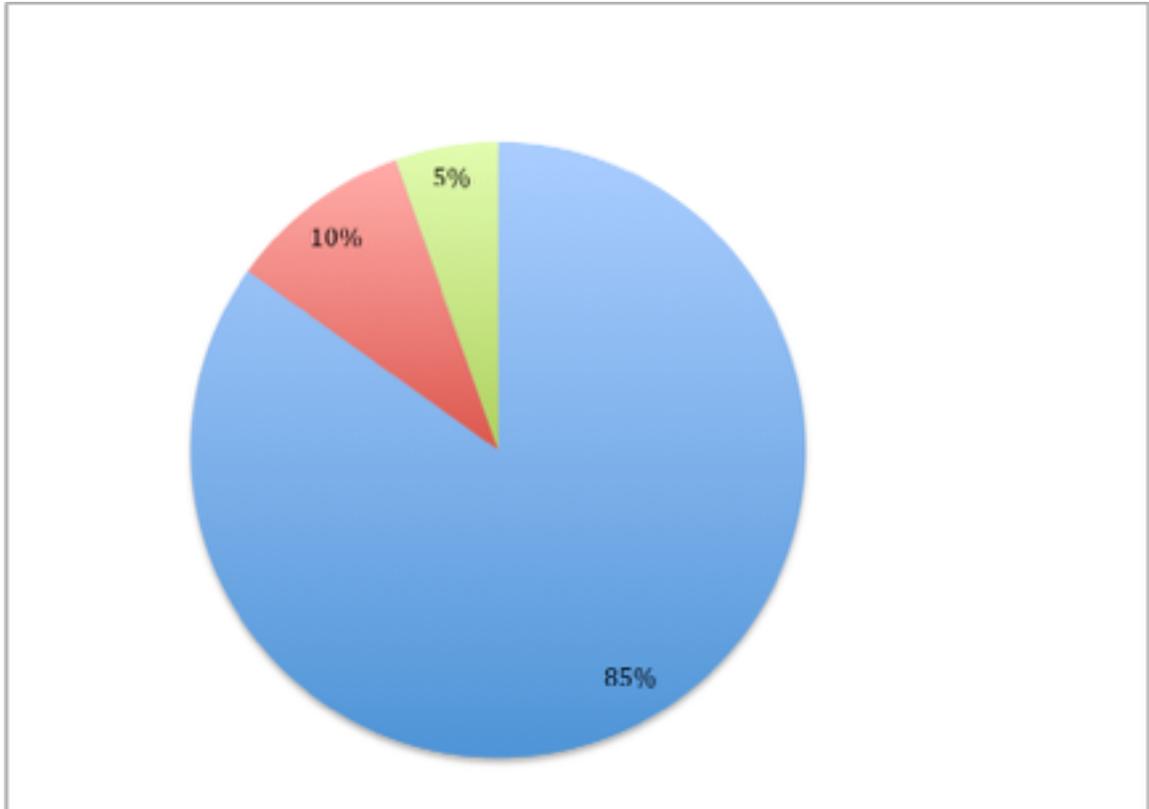


Figura N° 12 “Unidades y Potencia en el sistema” fuente elaboración propia.

En la Figura N° 12 podemos apreciar lo anteriormente expuesto en donde 15 unidades de generación tienen mas de 85% de la potencia, 10 unidades tienen el 10% y mas de 80 unidades tienen el restante 5% de la potencia.

Ahora si miramos el lado de la demanda:

Numero de Clientes	Cantidad
20	1800 MW

Figura N° 13 “Tamaño de Clientes SING” fuente elaboración propia.

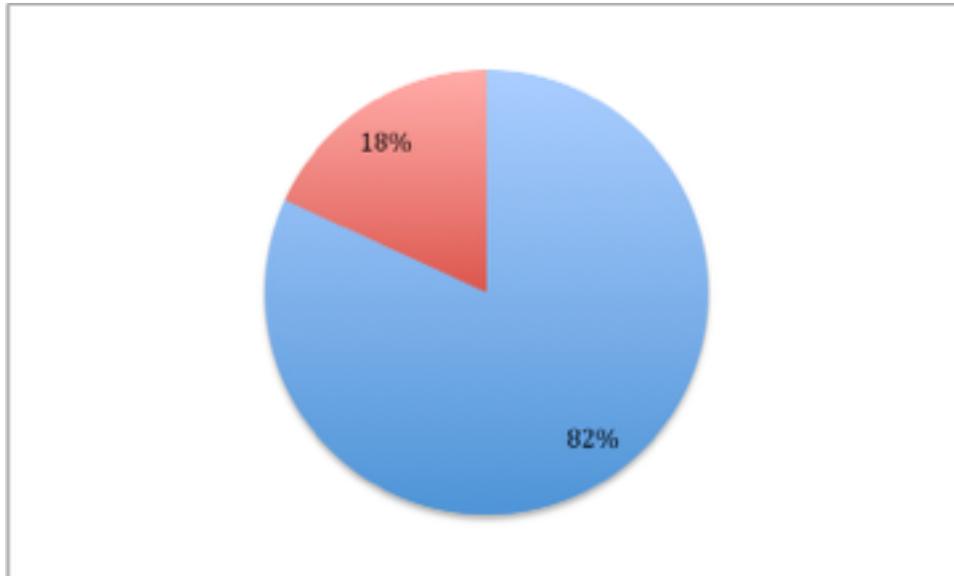


Figura N° 14 “Grandes clientes y demanda” Fuente elaboración propia.

Como podemos observar en la figura anterior tan solo 20 clientes explican 1800 MW (82%) de los aproximadamente 2200 MW de demanda del sistema.

*El lector se preguntará ¿Cuál es el problema en el sistema? Ya que tengo suficiente capacidad instalada, y el combustible que utilizo es seguro desde el punto de vista del suministro, mi energía tiene un precio relativamente bajo y tengo un mercado donde existen grandes actores claramente identificados.*

La respuesta a la aseveración anterior también es simple.

Como se observó la demanda de energía se encuentra relativamente cubierta con la capacidad de generación con carbón.

Pero que pasa con los aumentos de demanda requeridos para las nuevas faenas mineras. ¿O la pregunta mas compleja aún? ¿De donde se obtendrá energía para la futura demanda de los proyectos?

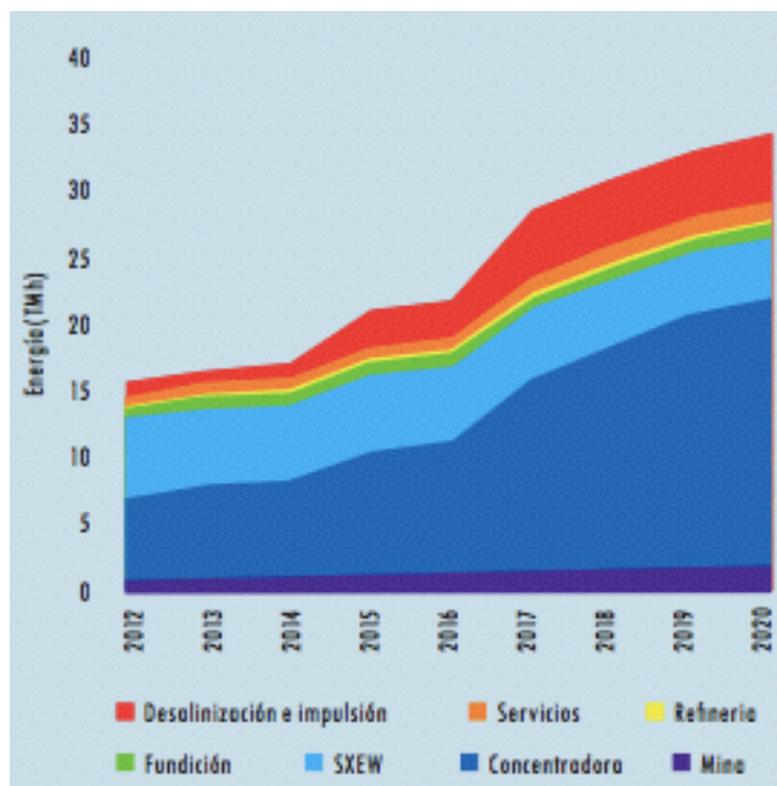


Figura N° 15 “Proyección de demanda de Energía al 2020” Fuente Cochilco.

De la figura anterior podemos apreciar que entre el año 2014 al 2015 se requerirán 5 TWh de aumento en la generación de energía. Lo anterior significa que se requieren 600 MW de potencia extra a instalar en el sistema.

En caso que no se instalara esa capacidad de generación de energía eléctrica a partir de Carbón, el mencionado aumento de demanda deberá ser cubierto con las centrales ya existentes, las que según se ha visto corresponden a centrales Diesel o de Petróleo Pesado, gran parte de estas datan de varios años de antigüedad.

Lo anterior agrega urgencia a la entrada de nuevas unidades, de lo contrario, los precios “saltarán” desde los valores actuales de 80 – 90 US\$/MWh a los 250 US\$/MWh para todo el sistema, sin considerar que el antiguo parque generador Diesel no se encuentra preparado para un régimen de trabajo continuo.

La situación se agrava aun más con el aumento de demanda proyectado para el 2017, de aproximadamente 8 TWh lo que significan aproximadamente 900 MW de demanda extra para el sistema.

A continuación se muestran los proyectos de centrales de generación eléctrica que se encuentran dentro del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)
Solar	1.813	4.557	4.555	16.132
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	441	584	1.633	3.515
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil Nº 6	0	0	216	302
Geotermia	0	0	50	180
<b>TOTAL</b>	<b>3.543</b>	<b>6.441</b>	<b>9.731</b>	<b>25.127</b>

Figura Nº 16 “Proyectos en el SEA correspondientes al CDEC-SING” fuente SEA.

De la figura anterior se puede visualizar que existe una potencia aprobada para la instalación de combustible carbón y GNL de aproximadamente 3000 MW.

Por otro lado destaca la gran cantidad de potencia aprobada para parques solares y eólicos.

Lo anterior presenta un tremendo desafío para la institucionalidad ambiental, debido principalmente a la alta oposición que tiene la utilización del carbón como combustible, lo que se ha reflejado en las judicializaciones a los proyectos antes, durante e inclusive después de su construcción.

Por otro lado, se proyecta una gran cantidad de potencia en GNL, lo que resulta disonante debido a la nula claridad en el futuro de la instalación del proyecto de re-gasificación de mejillones, recordemos que en la actualidad se trabaja con una solución momentánea correspondiente a un barco Mobil que realiza la operación de re-gasificar el GNL.

Dentro de lo antes expuesto podemos concluir que el espacio para la instalación de grandes proyectos mineros se encuentra limitado debido a la falta de potencia instalada de centrales de mayor tamaño (mas de 200 MW) que tengan capacidad ociosa disponible.

El ingreso de grandes bloques de demanda (mas de 200 MW) afectaría la estabilidad es el sistema y elevaría los costos de la energía, debido al ingreso de generación en base de combustibles mas caros (Petróleo pesado y Diesel).

Sin embargo, la entrada de potencias menores (bloques de 20 a 30 MW) sería soportada por el sistema.

## **6.- SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA AUMENTOS DE DEMANDA MENORES A 30 (MW).**

Debido que el ingreso de grandes proyectos mineros se encuentra condicionado a la entrada de grandes centrales de generación con combustible Carbón o GNL (para el caso que se posea acceso a este último). Centraremos nuestra discusión en el suministro para bloques menores de potencia pero que no por eso dejan de ser significativos.

Como ejemplo de faenas en torno a estos tamaños podemos indicar.

Minera Mantos blancos	27 MW
Planta Cementos Bio Bio La Negra.	9 MW
Minera Cerro Colorado	34 MW
Minera Michilla	19 MW
Lomas Bayas	37 MW
SQM El Loa	30 MW

Figura N° 17 “Ejemplos de faenas productivas en torno a los 30 MW” Fuente elaboración propia, CDEC-SING.

Como podemos observar el tamaño objetivo de 30 MW se encuentra dentro de las demandas de varias faenas de mediano tamaño, lo anterior entrega valides al tamaño seleccionado.

Como pudimos observar en la figura N° 17, existe una gran cantidad de potencia aprobada en el SEIA con energía solar, de la totalidad de los proyectos aprobados sólo unos 30 MW se encuentran construidos y operando.

La principal dificultad para las empresas promotoras de estos proyectos se encuentra en el no acceso a contratos de venta de energía con Clientes Finales (PPA) lo que limita sus posibilidades de financiamiento, además del bajo precio actual de la energía

(en torno a los 85 a 90 US\$/MWh, estos proyectos buscan precios objetivos en torno a los (95-105 US\$/MWh), el lector verificará que la diferencia e precios no resulta ser superiores al 6%.

## 7.- OPCIÓN DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS.

Las centrales fotovoltaicas gozan de muy buena reputación, debido principalmente al bajo impacto que genera su instalación y operación, además de la utilización de un combustible limpio y renovable como lo es la energía solar.

Es por esto que se encuentran ampliamente difundidas a nivel mundial.

Según datos entregados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) durante el periodo 2000 al 2011 la energía solar fotovoltaica fue la energía renovable de mayor crecimiento a nivel mundial. Para finales del 2011 la cantidad de potencia instalada ha llegado a más de 65 GW. Para el año 2013 la cantidad de potencia instalada llegó a más de 140 GW y se pronostica que para el 2016 esta cifra llegue a más de 300 GW.

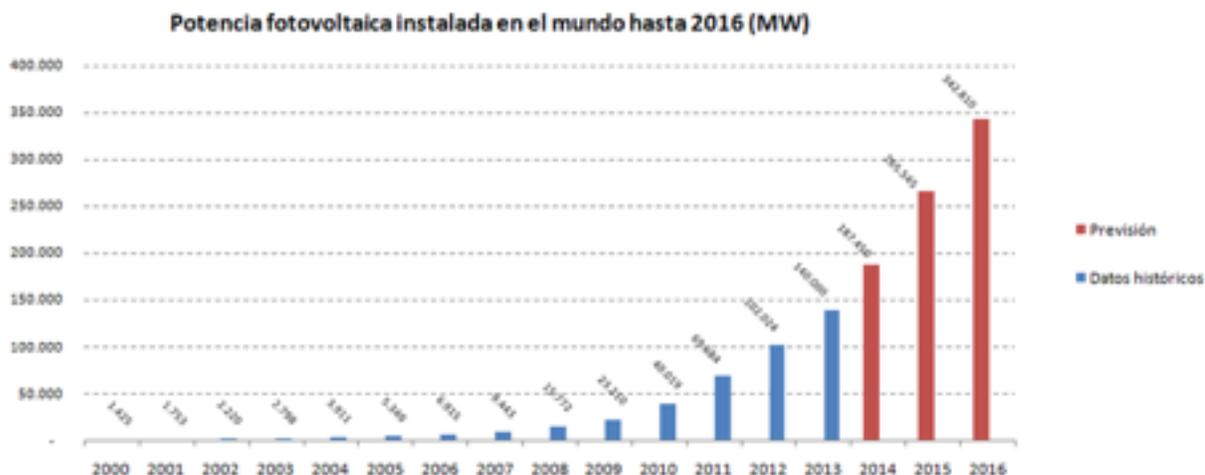


Figura N° 18 “Crecimiento mundial de la energía solar” fuente Wikipedia.

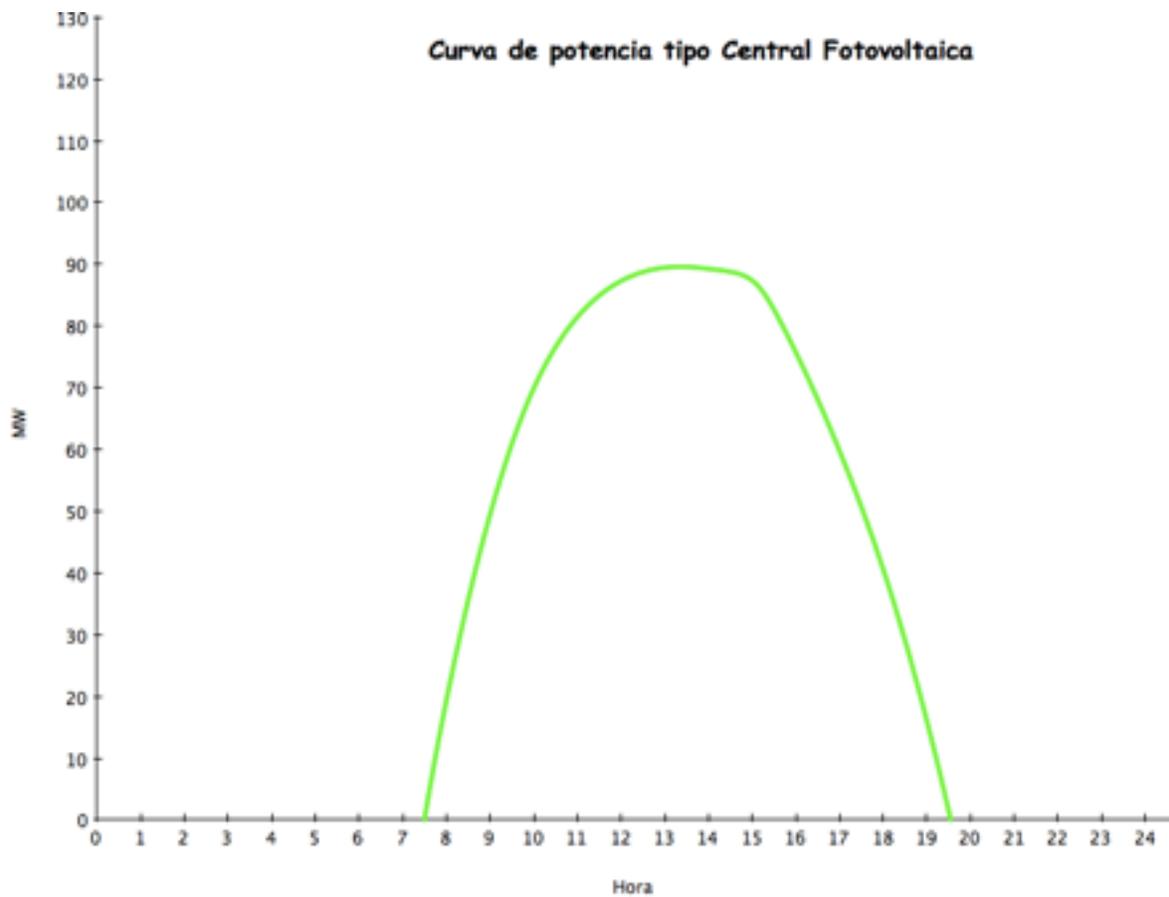


Figura N° 19 “Curva tipo de generación central solar de 90 MW de potencia generable”  
Fuente elaboración propia.

En la figura anterior podemos apreciar que la generación de energía eléctrica mediante energía fotovoltaica esta totalmente ligada a radiación solar disponible, Los factores de planta típicos para este tipo de tecnología se encuentran en torno al 30%.

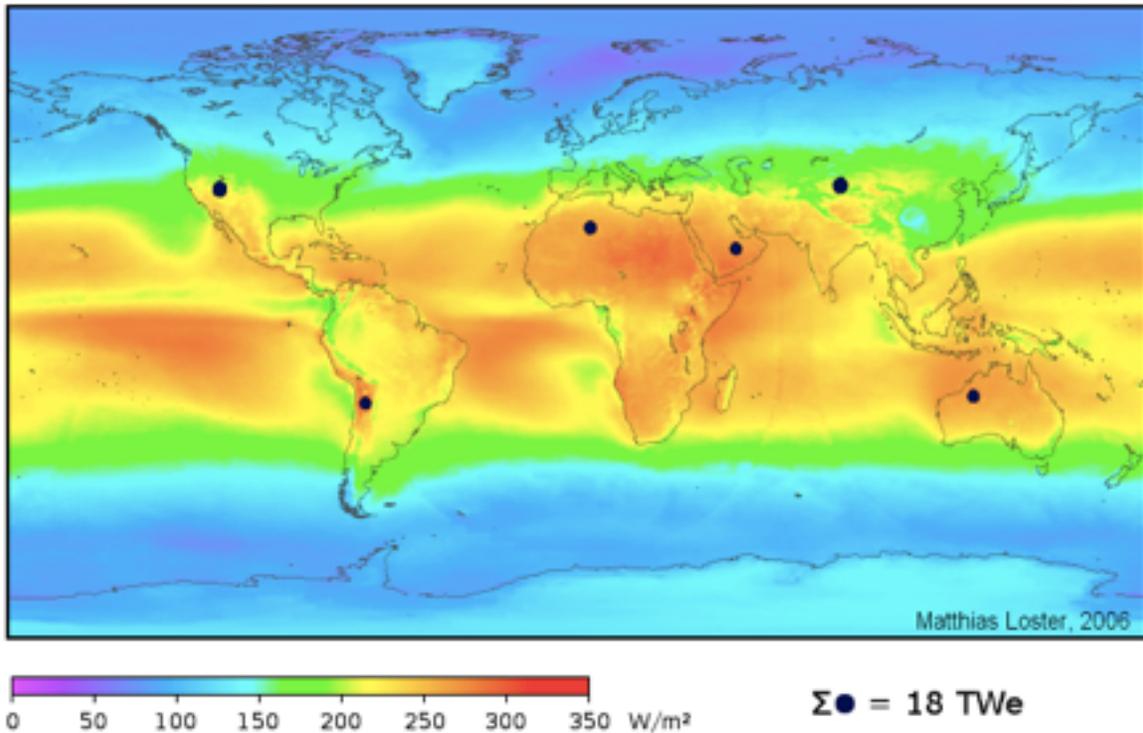


Figura N° 20 “Mapa mundial de radiación solar” fuente IEA International Energy Agency  
IEA [www.iea.org](http://www.iea.org)

Otro punto a destacar es la alta radiación solar presente en la zona norte de nuestro país, la que corresponde al SING. En la figura N° 20 podemos apreciar que los valores de radiación en el norte, pueden llegar a superar los 300 W/m<sup>2</sup>.

Por otro lado los proyectos fotovoltaicos son de mucho mas rápida y simple aprobación ambiental, debido principalmente a los bajos impactos ambientales que produce, además de la simpatía que despiertan por parte de la comunidad.

El principal problema de esta tecnología, es que lógicamente sólo funciona mientras reciba radiación solar, por lo cual en los días nublados su aporte es limitado y por la noche inexistente.

La pregunta es como podemos almacenar energía suficiente para la operación de una faena minera ejemplo de 30 MW que opera en un régimen de carga relativamente constante.

La respuesta es compleja, debido a que no existen métodos de almacenamiento de energía que tengan sentido económico aun en el mercado, la mayoría de las tecnologías referidas se encuentran en pleno desarrollo y como prototipos, no pudiéndose obtener aun resultados que auguren una pronta solución a la problemática del almacenamiento de energía.

## 8.- PROPUESTA DE ALMACENAMIENTO.

Si bien, como se explicó en el párrafo anterior no existe una forma económicamente viable para almacenar energía, podemos almacenarla virtualmente, lo anterior mediante la utilización del propio sistema eléctrico SING.

Como se explicó en el capítulo 4 las empresas generadoras inyectan energía al sistema y esta energía es valorizada según sea el Costo Marginal horario. Por otro lado cuando se retira energía para el suministro de un cliente, esta energía es también valorizada al Costo Marginal Horario (Cmg).

Debido a que el sistema interconectado del norte grande (SING), en su mayoría abastece a cliente relacionados con minería, que operan 24 horas, las fluctuaciones en el requerimiento horario de potencia son menores (90% de la demanda del SING corresponde a Clientes Libres) podemos considerar como válido para efectos de este ejercicio que el precio de la energía es similar independiente de la hora y es mas bien influenciado por las condiciones de generación del propio sistema.

Considerando que el factor de planta de una central fotovoltaica está en torno al 30% y la demanda requerida es de un 30 MW, es posible realizar la instalación de una planta de 90 MW de potencia. De esta manera la inyección de energía diaria sería de 648 MWh ( $90 \text{ MW} * 24 \text{ h} * 0,3$ ).

Por otro lado el requerimiento de energía diario del Cliente es también sería de 648 MWh (considerando un factor de planta del 90% valor usual en este tipo de faenas).

Con lo anterior el exceso de energía generada durante el día, sería vendida en el SING para posteriormente comprarlo en el horario no solar. Logrando de esta manera utilizar al mismo sistema como “almacenador virtual” de energía.

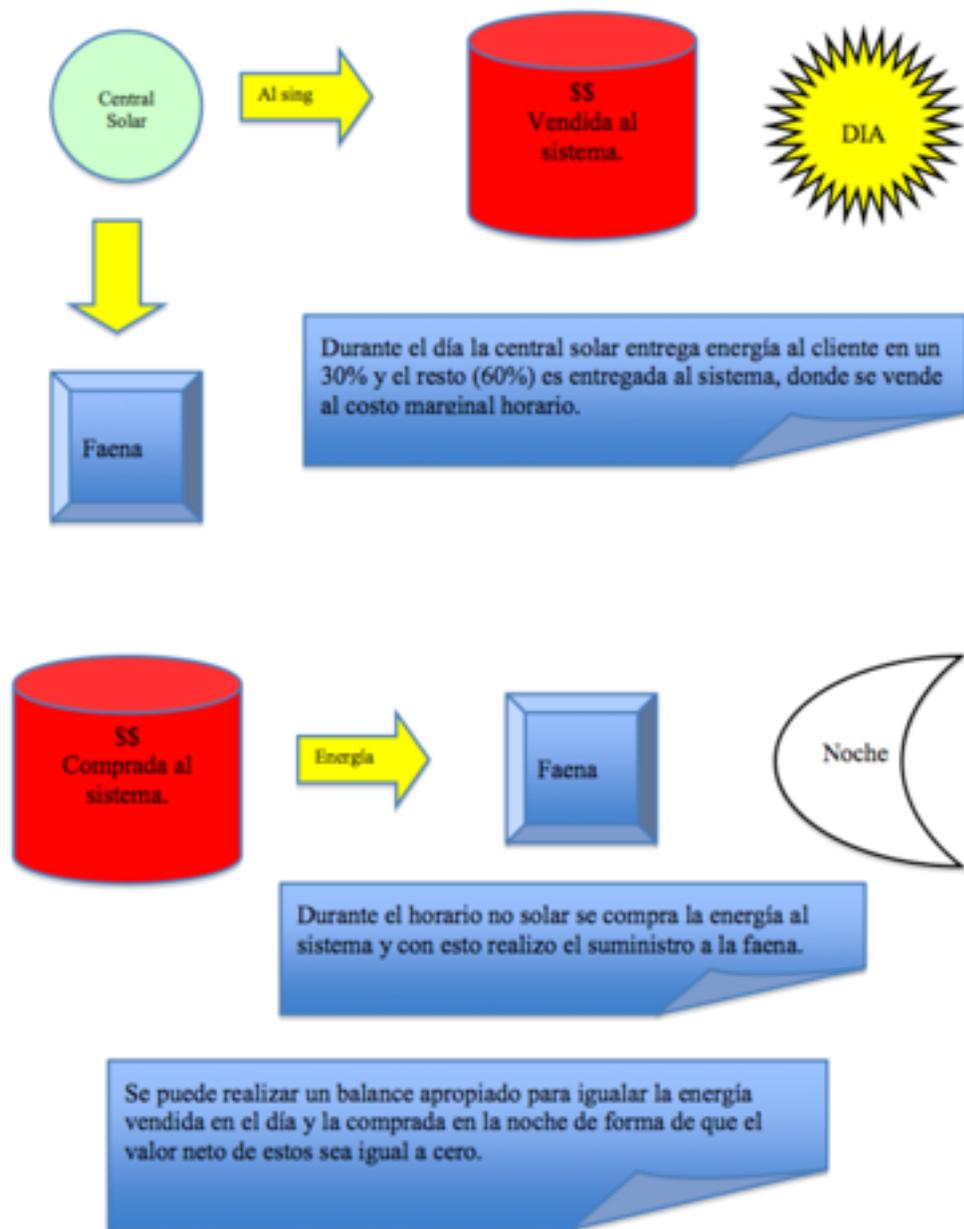


Ilustración N° 1 “Análisis comercialización energía solar” fuente elaboración propia.

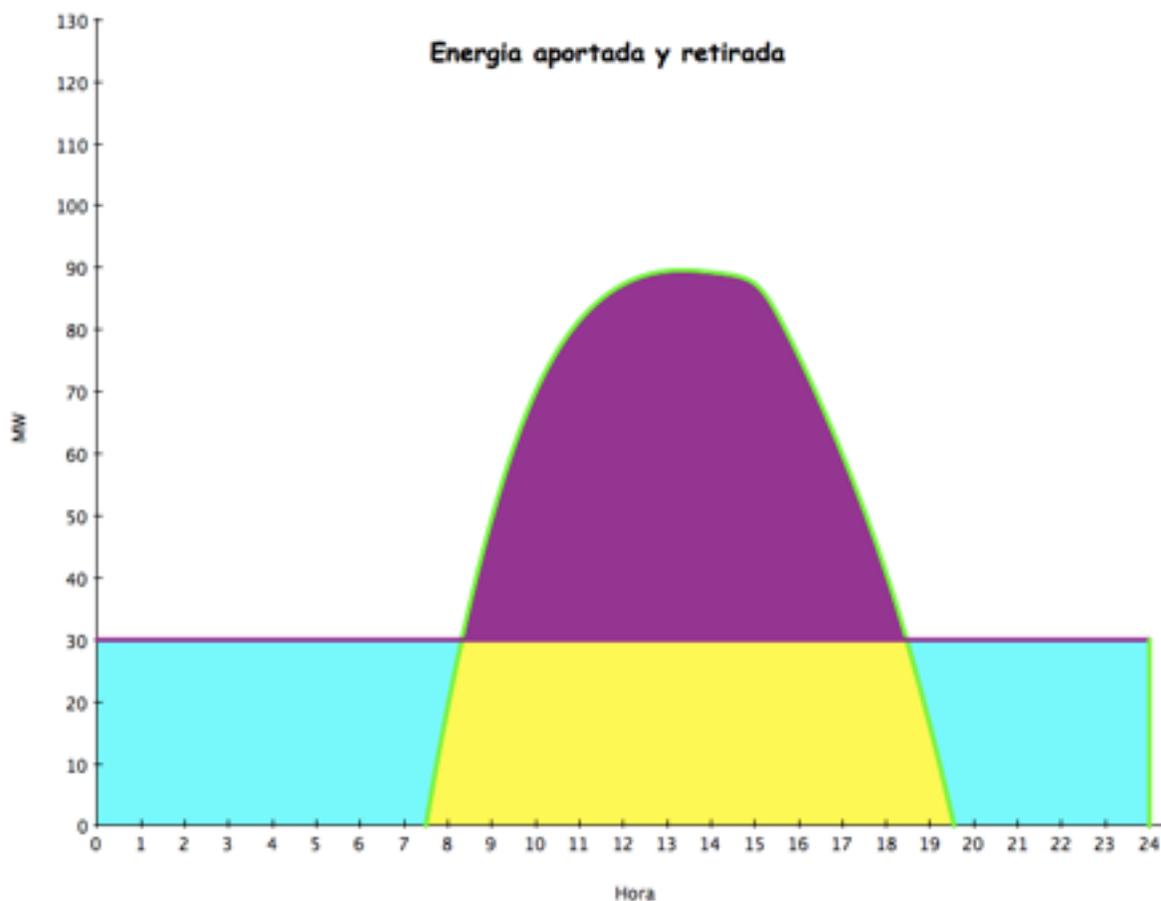


Figura N° 21 “Cuadro balance energía inyectada por la central, retirada por faena”  
Fuente elaboración propia.

En la figura N° 21 se puede apreciar que la generación de energía de la central corresponde a las áreas coloreadas de Amarillo y Magenta, los retiros de la faena corresponden a las áreas coloreadas Cyan y Amarillo.

El lector podrá verificar que ajustando el tamaño de la central se puede balancear la ecuación.

Esta opción presenta variadas ventajas:

La energía puede ser inyectada en cualquier parte del sistema, aunque preferentemente se debe realizar el en mismo punto de suministro del cliente, de manera de evitar, diferencias de Costos Marginales por localización de Barras del sistema.

En caso que no se cuente con energía (días nublados o mantenimientos en la central) la energía se retira del sistema, con esto la faena no ve ninguna diferencia técnica en su calidad de servicio eléctrico.

En caso que la faena disminuya sus retiros, la energía igual es vendida al sistema, por lo que se perciben ingresos por la venta de esta.

Otras ventajas relacionadas con esta opción corresponde a la disminución de otros costos que cubre la central, lo anterior debido a que no es solo la energía la que se debe adquirir por parte de un cliente para su suministro.

Los principales ítems a considerar al momento de adquirir energía son:

- \* Energía.
- \* Potencia.
- \* Peajes de Sub transmisión.
- \* Peajes Troncales.
- \* Compensaciones y otros.

A continuación se explicarán brevemente los conceptos de cada uno de los puntos correspondientes para el caso de la adquisición de la energía como un traspaso total de costos por parte de la generadora:

Energía:

El valor a pagar por la energía corresponde al valor marginal horario de la energía (US \$/MWh) multiplicado por la cantidad de energía retirada para cada hora del mes (MWh).

A modo de ejemplo en la siguiente figura se muestran los valores de la energía horario mensual para los primeros 10 días del mes de Julio, correspondientes a la Barra Collahuasi en 220 kV.

Hr\Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	54,5	54	54,1	49,24	177,8	50,53	55,1	51,14	154	50,5
2	54,5	54	49,4	51,7	175,9	51,21	55,3	53,61	154	51,2
3	52	49,2	50,1	48,42	153,1	51,21	52,7	51,14	50,1	51,2
4	51,3	49,2	50,1	51,7	153,1	53,68	52,7	51,14	54,2	51,2
5	52	49,2	52,6	51,7	153,1	53,68	52,7	50,47	51,7	53,7
6	52	54	52,6	48,12	153,1	53,68	52,7	50,47	54,2	49,7
7	51,3	54	50,1	48,42	52,94	53,68	52,7	59,35	49,4	53,7
8	51,3	54	52,6	48,42	49,1	53,68	52,7	59,35	49,4	51,2
9	52	49,9	52,6	47,13	49,75	53,68	55,2	59,35	49,4	54,4
10	52	49,9	52,6	50,2	49,75	53,68	55,2	59,35	49,4	54,4
11	52	49,9	52,6	48,64	52,15	48,82	52,7	50,47	41,4	50,5
12	52	49,9	50,1	48,64	47,75	48,51	52,7	59,35	41,4	54,4
13	54,5	52,4	52,6	45,46	48,05	48,82	52,7	59,35	40,9	54,4
14	49,7	49,9	52,6	50,2	48,05	50,61	52	263,3	42,1	50,5
15	49,7	49,9	54,1	50,79	52,15	50,61	52	56,2	40	51,2
16	49,7	49,9	52,6	50,12	52,15	48,51	52,7	51,14	40,9	51,2
17	54,5	49,2	49	51,27	52,15	53,68	55,2	53,61	40,9	50,5
18	49,7	49,2	54,1	52,45	52,15	53,68	49,8	122,1	40,9	54,4
19	52	54	51,6	51,27	203,6	54,4	55,2	59,24	41,4	154
20	52	54	51,6	152,6	49,1	54,4	51,6	179,4	51	154
21	52	54	54,1	252,4	49,1	205,1	55,2	179,4	51,7	174
22	52	52,5	54,1	293,9	49,1	205,1	55,3	179,4	51	174
23	54,5	54	49,4	324,3	52,94	54,3	52,7	179,4	51	174
24	50,4	52,5	49,4	180,3	52,94	54,3	52,7	179,4	51	174
P. Diario	52	51,6	51,8	89,47	84,55	64,99	53,3	92,39	55,9	80,9
P. mensual	67,7									

Figura N° 22 “Costos marginales horarios” fuente elaboración propia, cdec-sing.

Potencia:

Corresponde a la potencia en punta de la faena, la cual se obtiene como un histórico de la potencia en la hora punta de sistema (hora punta corresponde a la demanda del cliente entre las 19 y las 23 horas, para el horario de verano, de todos los días del año).

A este valor MW es multiplicado por el precio de la potencia en el nudo de retiro correspondiente (precio nudo de la barra) US\$/MW.

A modo de ejemplo en la siguiente figura se muestra los valores de la potencia para el mes de Julio 2013 para algunas barras del SING.

PRECIO DE LA POTENCIA DE PUNTA POR BARRA - Octubre2013

BARRA	Fij. Tarifaria Abril 2013 [\$/kW-mes]
A100	4.234,15
AHOSP110	4.427,07
ALTON110	4.206,51
ANDES220	4.212,65
ANTOFA110	4.123,26
ANTOFA13	4.123,26
ARICA110	4.130,12
ARICA66	4.130,12
ATACAM220	4.189,22
BARRIL220_2	4.112,77
BOOSTER110	3.952,83
CALAMA110	4.268,88
CALAMA23	4.268,88
CAPRI110	4.099,24
CAPRI220	4.074,42
CARMEN110	4.123,26
CTTAR6	4.312,82
CAVA66	4.312,56
CDARICA13	4.119,52
CDARICA66	4.119,52
CDIQUI13	4.303,55
CDIQUI66	4.303,55
CHACA110	3.999,26
CHACA220	3.999,26
CHUQUI100	4.241,72
CHUQUI220	4.234,37
COLLA220	4.364,61
CONDOR220	4.418,86
CRUCER220	4.180,54
CTBARR100	3.952,83
DESAL110	4.106,57
DOLOR110	4.335,86
DOLOR23	4.335,86
DRAGON110	4.430,06
DRAGON13	4.430,06
ELCOBRE220	4.116,15
ELLOA220	4.141,59
ENCUEN220	4.131,96
ESCOND220	4.256,27
ESMERA220	4.281,70
IQUI13	4.306,96
IQUI66	4.306,96
KM6	4.241,08
LABER220	4.115,98
LAGUNA220	4.337,56
LAGUNA23	4.321,94

Figura N° 23 “Precio de potencia para el mes de Octubre 2013” fuente cdec-sing.

### Peajes de Sub transmisión.

Corresponde al pago por la utilización del sistema de transporte correspondiente a sub transmisión (las categoría de sub transmisión es entregada por la autoridad mediante decreto).

### Peajes troncales.

Al igual que los anteriores esta categoría es asignada mediante decreto por la autoridad y su pago depende del cual sea el punto de conexión del retiro.

### Peajes adicionales.

Las líneas adicionales según ley son todas aquellas que no corresponden al sistema de sub transmisión ni al sistema troncal. Y en caso de ser utilizadas, el pago por esta debe ser acordado directamente con el propietario de la instalación.

### Compensaciones y otros.

Corresponden al pago de compensaciones por sobrecostos del sistema debido a la operaciones de unidades del sistema fuera del despacho económico, usualmente para la entrega de seguridad, reserva en giro, mímico técnico y otros.

Como se puede desprender de lo anteriormente expuesto, para realizar una correcta evaluación, se deben considerar todos los costos a los que se debe incurrir los cuales son mas que solo el valor de la energía.

A modo de ejemplo en la figura siguiente se muestra la proporción de costos para un cliente del sistema en función de los puntos antes mencionados.

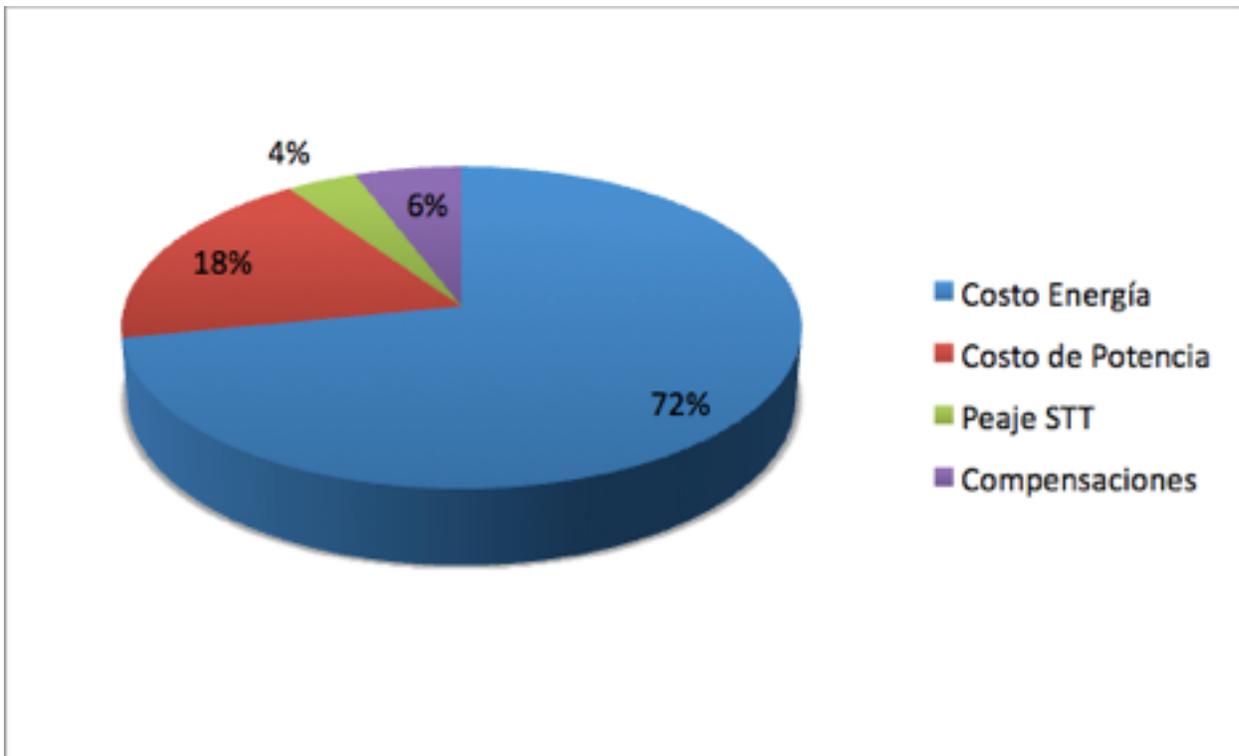


Figura N° 24 “Proporción de costos de retiro” fuente elaboración propia.

De la figura anterior podemos observar que un 72% de los costos por suministro corresponden a el valor de la energía, con lo cual casi el 30% corresponde a otros costos.

Por lo cual, cuando se realiza la instalación de una planta de energía se debe considerar la opción de instalarla al interior de la faena minera, y realizar la venta de sus excedentes, lo anterior se justifica debido a los probables ahorros que se obtendrán producto de una disminución del pago por los conceptos antes mencionados.

## 9.- INTEGRACION ENERGÉTICA.

Las operaciones de compra y venta de energía en el sistema son realizadas única y exclusivamente por las empresas generadoras, ya que según ley son los propietarios de instalaciones de generación son las únicas que pueden participar en el balance de inyecciones y retiros lo que es, la compra y venta de energía y potencia en el sistema.

Operacionalmente las transacciones son coordinadas por la dirección de peajes del CDEC-SING. Cada empresa generadora tiene representantes ante la dirección de

peajes, por lo que las actividades requieren de un alto grado de especialización y conocimiento del mercado.

De forma que las compañías mineras continúen dedicadas a su actividad principal, se propone que al menos las actividades relacionadas con la operación de comercialización sean realizadas por una empresa tercera, cuyo giro sea la generación de energía.

Del mismo modo, estas empresas generadoras pueden participar también tanto en la inversión como en la mantención y operación de estas plantas.

De esta forma se crea una figura que realiza la integración de la minería con la generación de energía de forma indirecta.

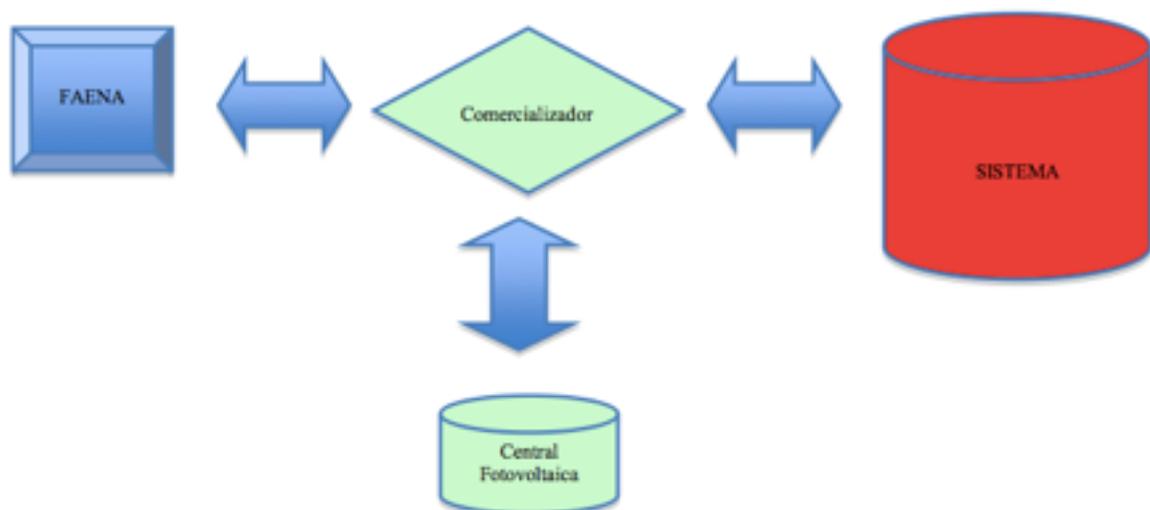


Ilustración N° 2 “Integración mediante comercializador”

El comercializador de energía es una empresa que se dedica a la compra y venta de energía en el sistema y que tienen centrales de generación interconectadas en el sistema, por lo que tiene acceso al mercado de generación.

Algunas de estas empresas tienen capacidad para realizar inversiones conjuntas con la empresa minera o incluso realizarlas solas, teniendo como apoyo indispensable para el acceso a la financiación un contrato con la empresa minera.

Mediante este contrato la empresa comercializadora podrá ir en busca del financiamiento para la instalación de la central, de esta forma la empresa minera no necesita realizar la inversión en el parque fotovoltaico.

En el presente trabajo se da a conocer a ENORCHILE S.A. empresa de capitales nacionales, perteneciente al grupo de empresas Cardoen y que cuenta con mas de 10 años de experiencia en el mercado energético del Norte SING y también del Sistema Interconectado central SIC.

Dicha empresa dista de las empresas generadoras tradicionales en su forma de trabajo y puede elaborar soluciones a medida de la empresa minera. Realizando además parte o la totalidad de la inversión, junto con la operación técnica y comercial de las centrales ante el CDEC.

De esta manera mediante asociaciones con empresas como ENORCHILE S.A. las compañías mineras pueden delinear sus planes de suministro de energía con modelos como el antes expuesto.

Como consecuencia de lo anterior faenas mineras en torno a los 30 MW o proyectos de ampliación o inclusive proyectos actuales pueden suministra parte de su energía mediante una energía limpia y renovable.

Es importante mencionar que una empresa o faena minera puede tener contratos con mas de un suministrador, de esta forma puede incluir diferentes alternativas para balancear su matriz.

Como ejemplo una faena que demanda 100MW de potencia puede por ejemplo tener 2 contratos de suministro, uno a precio fijo con combustibles tradicionales, otro a costo marginal y uno de cobertura con una central solar (mediante el modelo explicado anteriormente).



Ilustración Nº 3 "Contratos para un suministro"

Si una faena de 100 MW instala mediante un comercializador una central de 150 MW tendrá mensualmente:

$$150 * 720 * 0,3 = 32.400 \text{ MWh / mes de energía de su central.}$$

Ahora su energía requerida para funcionar (factor de planta 90%):

$$100 * 720 * 0,9 = 64.800 \text{ MWh / mes será la cantidad de energía requerida para su funcionamiento.}$$

Lo anterior significa que un 50% de la energía requerida podría ser suministrada por la planta de generación y por tanto su dependencia con el contrato tradicional disminuirá de igual forma.

Implicancias para la faena minera:

A.- Posibilidad de tener dos contratos de suministro eficientes:

EL primer contrato será con su suministrador tradicional y si este considera el carbón como indexador podrá independizarse en el mismo porcentaje de la energía generada por su contrato con el comercializador (planta solar) la cual no tienen un costo de combustible directo, sino solo las variaciones en los insumos para su operación y mantenimiento, además de la amortización de su inversión.

Este punto sugiere un análisis un mas detallado, ya que al ser las faenas mineras emprendimientos de larga vida útil, resulta conveniente contar con un porcentaje de valor cierto para realizar proyecciones de largo plazo.

Usualmente el valor de la energía esta ligado al valor del combustible predominante para su generación, carbón en este caso. Por lo anterior si ya resulta complejo pronosticar los valores futuros del precio de los minerales (Cu), mayor complejidad se agrega con la incertidumbre generado por las variaciones futuras en los precios de la energía.

Por lo anterior resulta de gran utilidad que se cuente con un grado certidumbre respecto al valor futuro de una parte los costos energéticos de la faena minera.

B.- En casos de fallas del sistema solar, se podrá obtener energía del contrato tradicional a un precio conocido.

C.- Por otro lado los costos por servicio de peajes, compensaciones y quizás potencia también serán menores a su condición anterior.

En la siguiente tabla se realiza una comparación entre las condiciones con nuevo contrato y sin nuevo contrato.

<b>Condición sin nuevo contrato.</b>	<b>Condición con nuevo contrato.</b>
Caso contrato con central generadora: Precio de la energía en función del valor del combustible utilizado por esta.	La exposición a las variaciones en el precio de la energía disminuyen en la misma proporción de la energía desplazada por la central fotovoltaica.
Caso de contrato a costo marginal: Precio de energía en función de las condiciones del sistema.	La exposición a las variaciones en el costo marginal de la energía disminuyen en la misma proporción de la energía generada por la planta fotovoltaica.
No tiene opción de suministro mas que el contrato actual.	Amplia sus opciones de suministro. Contrato tradicional y contrato con central fotovoltaica.
En caso de renegociaciones de contrato, su poder de negociación en bajo, debido a que sus opciones son sólo buscar a otra empresa generadora.	Aumenta el poder negociación debido a la menor dependencia del generador tradicional.
Las condiciones técnicas del suministro son las que entrega el propio sistema.	Las condiciones técnicas de suministro no cambian en comparación con la condición sin nuevo contrato.
Por normativa, debe comprar atributos de energía renovable no convencional ERNC.	Tendrá atributos ERNC propios.
Incerteza de precios futuros de energía debido a variaciones en los precios futuros de combustibles.	Certeza en el valor de parte del la energía debido a la no indexación a un combustible.

Figura N° 25 “Cuadro comparativo”

Cabe destacar que según el análisis realizado esta opción es posible tanto para las opciones de ampliaciones de plantas nuevas, como para la opción de faenas ya existentes.

## **CONCLUSION.**

El mercado eléctrico es de dinámica compleja, existiendo un marco normativo con multiplicidad de actores en las diferentes áreas (generación, transporte y consumo).

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) existe una condición oligopólica, debido a que la generación de energía se encuentra concentrada en 3 grupos económicos.

La generación de energía se realiza con el carbón como principal insumo, siendo la participación de este en la matriz de más de un 80%.

Las variaciones del precio del carbón impactan directamente en el precio de la energía.

La concentración además se aprecia desde el punto de vista de unidades de generación, lo anterior debido a que solo 15 unidades representan más del 85% del total de la potencia generable.

Por otro lado los clientes también están concentrados, debido a que 20 clientes explican más del 80% de la demanda.

Debido a las capacidades ya instaladas no existe espacio para la conexión de grandes demandas de energía (faenas mineras) sin el consecuente aumento en los precios de la energía.

La energía solar fotovoltaica es una opción amigable con el medio ambiente y con un alto recurso medido en el sistema interconectado del norte grande (SING).

Es posible técnica, económica y legalmente utilizar el mismo sistema como forma de almacenamiento indirecto de energía mediante la compra y venta de ésta en el sistema.

Es posible lograr una integración indirecta de la minería en la energía mediante la figura del comercializador, siendo esta figura planteada válida para faenas ya en operación y para futuras faenas.

Mediante la integración indirecta planteada se logra, disminuir la exposición de las faenas mineras a las variaciones en los precios de los combustibles (carbón), ampliar en número de agentes presentes en el mercado, mejora del poder de negociación por parte de las empresas mineras, no se afectan las condiciones técnicas del suministro y se puede realizar mejores proyecciones de precios en el largo plazo.



## **BIBLIOGRAFÍA**

[www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl) Anuario 2012  
[www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl) estadísticas de operación.  
[www.cne.cl](http://www.cne.cl) Comisión nacional de energía.  
[www.chochilco.cl](http://www.chochilco.cl) Insumos estratégicos para minería.  
[www.systep.cl](http://www.systep.cl) Reportes sector eléctrico.  
[www.iea.org](http://www.iea.org)  
[www.acera.cl](http://www.acera.cl)  
[www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

## ANEXOS