



# Análisis histórico de los precios de energía eléctrica en minería y su impacto en competitividad

---

DE/29/2014

## Resumen Ejecutivo

A medida que las economías crecen, también lo hace el consumo de energía, el cual es abastecido por matrices energéticas que también se adaptan a los nuevos requerimientos siguiendo planificaciones de largo plazo. En el caso chileno, el cumplimiento de ésta ha sido un tanto complejo, debido principalmente a sucesos extraordinarios que han afectado la estructura del proceso generativo, tal como la crisis del gas argentino o la paralización de nuevos proyectos. Estos cambios han impactado los precios de la electricidad en la última década, afectando la competitividad del país, especialmente a uno de sus mayores consumidores, el sector minero.

El presente informe busca sintetizar hechos relevantes que determinaron el precio de la energía eléctrica nacional en sus tres formas: Precio Spot, Precio a Clientes Libres y Clientes Regulados, prestando especial atención a este último. A partir de los datos reales de producción, consumo y precios, el documento busca aportar a la discusión entregando datos concretos de evolución de precios de la energía y los insumos claves para la generación.

Es así, como se deduce que en los últimos 8 años, el costo de la electricidad explica el 17% del costo unitario total para las empresas componentes de la gran minería privada y Codelco que están asociada al SIC. Mientras que para el SING, esta participación alcanza el 15%. También se expone que hoy los clientes mineros pagan casi el doble por MWh de lo que pagaban 8 años atrás, a su vez, las empresas que se encuentran anexadas al SIC pagan aproximadamente un 15% más que las empresas componentes del SING por MWh.

Sin embargo, tanto para el SIC como para el SING, el crecimiento explosivo de los costos unitarios de operación no puede ser fundamentado únicamente con el aumento de precios de la energía eléctrica. Más precisamente, otros costos operacionales han influido tanto o más que la electricidad en el encarecimiento de la producción y su consecuente baja de competitividad.

## Índice

|   |     |
|---|-----|
| Resumen Ejecutivo.....  | I   |
| Índice de figuras.....  | III |
| Introducción .....  | 1   |
| 1. Energía Eléctrica .....  | 3   |
| 1.1. Mercado y determinación de precios .....                     | 3   |
| 1.2. Matriz de Generación .....                                   | 3   |
| 2. Tipos de precio .....  | 7   |
| 2.1. Precio Spot (Costo Marginal) .....                           | 8   |
| 2.2. Precio Libre .....   | 10  |
| 2.3. Precio Nudo.....   | 15  |
| 3. Precios de combustibles fósiles utilizados en generación ..... | 16  |
| 3.1. Carbón.....  | 16  |
| 3.2. Gas Natural.....   | 17  |
| 3.3. Petróleo diesel.....   | 18  |
| 3.3.1. <i>Precio Internacional</i> .....                          | 18  |
| 3.3.2. <i>Impacto en el sector minero</i> .....                   | 20  |
| 4. Comentarios finales.....                                       | 22  |
| 5. Bibliografía .....   | 23  |

## Índice de figuras

|   |    |
|---|----|
| Fig. 1: Consumo energético en minería del cobre, 2013 .....                         | 1  |
| Fig. 2: Matriz de generación SING, evolución histórica .....                        | 4  |
| Fig. 3: Comparación matrices de generación SING 2003 y SING 2013 .....              | 4  |
| Fig. 4: Matriz de generación SIC, evolución histórica .....                         | 5  |
| Fig. 5: Comparación matrices de generación SIC 2003 – SIC 2013 .....                | 6  |
| Fig. 6: Comparación Matrices de generación 2004 – 2014, SIC + SING .....            | 6  |
| Fig. 7: Tipos de precios y clientes .....   | 7  |
| Fig. 8: Costo marginal SIC, 2003 - 2014 .....                                       | 9  |
| Fig. 9: Costo marginal SING, 2003 – 2014 .....                                      | 9  |
| Fig. 10: Costo marginal SING, 2003 – 2014 .....                                     | 10 |
| Fig. 11: Clientes por sistema interconectado SING – SIC .....                       | 11 |
| Fig. 12: Precio medio de mercado clientes libres, evolución histórica .....         | 11 |
| Fig. 13: Participación de la electricidad en costo unitario de operación .....      | 12 |
| Fig. 13: Participación de la energía eléctrica en costo de producción C1, SIC ..... | 13 |
| Fig. 15: Participación de la energía eléctrica en costo de producción C1, SING..... | 13 |
| Fig. 16: Precio medio de mercado para clientes regulados, evolución histórica ..... | 15 |
| Fig. 17: Importación de carbón térmico y precio CIF .....                           | 17 |
| Fig. 18: Importación de gas natural para uso energético y precio CIF.....           | 18 |
| Fig. 19: Importación y precio de Gas Natural .....                                  | 19 |
| Fig. 20: Importación de diesel y precio CIF.....                                    | 20 |
| Fig. 21: Precio libre energía eléctrica SIC – SING y precio de insumos claves ..... | 21 |

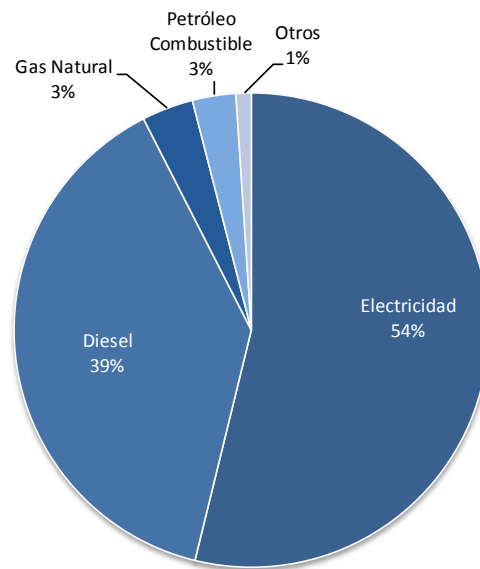
## Introducción

Según el último Balance Anual de Energía que la Comisión Nacional de Energía publicó en Septiembre de 2014, el 36% del total de energía consumida en el país, fue utilizada por el sector industrial y minero, siendo el principal consumidor de energía, por sobre el sector transporte y CPR (comercio, público y residencial), que registraron un 31% y 25% respectivamente, el 7% restante se utilizó en el sector energético.

El sector industrial y minero, presenta limitadas fuentes de suministro de energía, enfocadas principalmente en la electricidad y los derivados del petróleo, en conjunto estos insumos superan el 58% de las fuentes de energía utilizadas.

En la figura 1, se presenta el consumo de energía agregada únicamente para la minería del cobre, el año 2013 el sector eléctrico abasteció del 54% de la energía requerida en producción de cobre. Parte importante de esta energía es utilizada a las plantas concentradoras, donde la energía eléctrica puede llegar a representar el 30% de los costos de operación<sup>1</sup>.

**Fig. 1: Consumo energético en minería del cobre, 2013**



Fuente: Comisión Nacional de Energía (2014)

Lo planteado, contextualiza el impacto del sector energético en la industria minera nacional, especialmente el de la energía eléctrica, es por ello, que el presente estudio tiene por objetivo analizar los precios de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, la evolución de precios de combustibles utilizados en generación y como los cambios en estos han afectado la competitividad del sector.

<sup>1</sup> Estudio de Insumos Críticos para la Minería del Cobre, Cochilco 2014.

Así, en el capítulo 1 se aborda la situación actual del sector energético chileno, la relevancia de la energía eléctrica en la industria minera del cobre y la evolución de la matriz de generación energética. Luego, en el Capítulo 2, se presenta la evolución histórica de los Precios de referencia con que cuenta el sector, es decir, Precio Spot, Precio Libre y Precio Nudo, con el respectivo análisis de clientes objetivos y el análisis de la serie histórica. Luego, en el Capítulo 3, se exponen los cambios históricos del Precio de Combustibles Fósiles utilizados en generación eléctrica, esto es, para el carbón, gas natural y petróleo diesel. Finalmente, en el capítulo 4 se entregan los comentarios finales del estudio.

## 1. Energía Eléctrica

El 20% de la energía total utilizada en Chile es eléctrica, siendo la segunda fuente más utilizada después del petróleo y sus derivados que representan más de la mitad de la energía final utilizada en Chile.

En concreto, el año 2013 la capacidad de generación eléctrica instalada fue de 17.745 MW, de los cuales el 77.9% corresponden al Sistema Interconectado Central (SIC), un 21.2% al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y un 0.9% a los Sistemas de Aysén, Magallanes, Isla de Pascua y Los Lagos<sup>2</sup>.

Mientras que por el lado de la demanda, a nivel nacional el consumo eléctrico alcanzó los 68.866 GWh durante el año 2013. De este total, 21.749 GWh<sup>3 4</sup> fueron utilizados solo en la minería del cobre, cifra equivalente al 32% del consumo eléctrico nacional.

### 1.1. Mercado y determinación de precios

Los precios del mercado eléctrico obedecen a una estructura marginalista de determinación de los mismos, en el cual, oferentes y demandantes son coordinados por medio del Centro Económico de Control de Carga (CDEC), que entrega ordenes de despacho a las generadoras según demanda para un periodo de tiempo respectivo. Esta interacción de oferta y demanda da origen a precios de equilibrio, los cuales son utilizados según la naturaleza del comprador, es decir, generador o cliente final<sup>5</sup>.

Si bien el foco del informe es el análisis histórico de precios y no su metodología de determinación, se recomienda al lector una revisión respecto de este tópico para facilitar el análisis y conclusiones posteriores.<sup>6</sup> Ahora bien, para entender los cambios de precios históricos y la situación actual es necesario hacer una revisión a la evolución de la matriz de generación eléctrica chilena.

### 1.2. Matriz de Generación

Desde el corte de suministro de gas argentino, la industria generadora chilena necesitó de cuatro años para adaptar su matriz energética y buscar otro proveedor de gas natural. Hoy Trinidad y Tobago es el principal origen del gas natural utilizado en Chile. En la figura 2 se visualizan los combustibles utilizados para generar energía eléctrica en el Sistema

<sup>2</sup> También se incluye la capacidad instalada de los sistemas de Los Lagos e Isla de Pascua.

<sup>3</sup> Comisión Nacional de Energía 2014

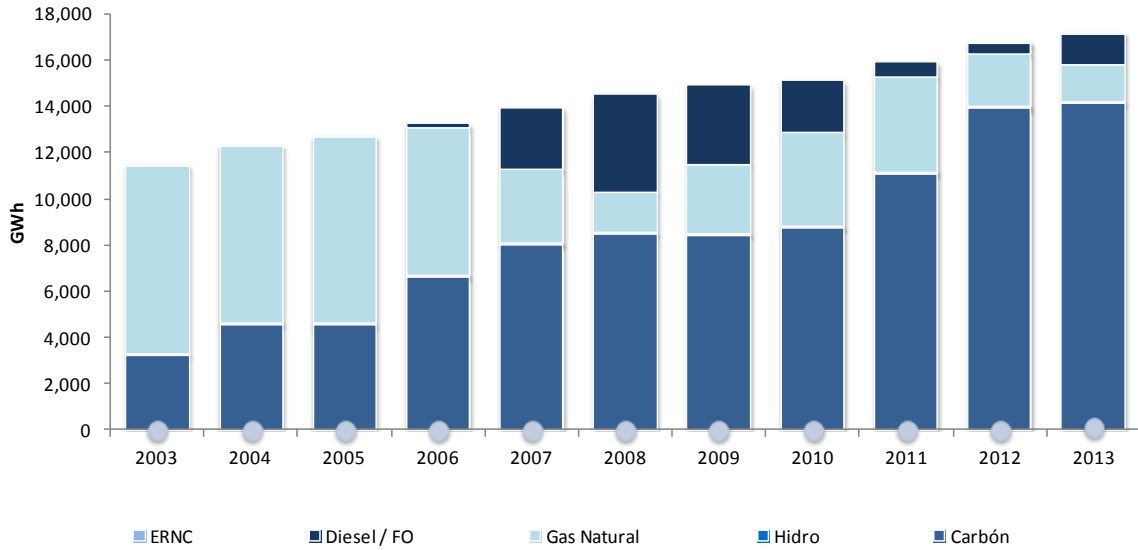
<sup>4</sup> Cochilco en el "Informe sobre el consumo de energía asociado a la minería del cobre al año 2012", informó que el consumo de energía eléctrica al año 2012 alcanzó los 21.081 GWH.

<sup>5</sup> En el Punto 2 se presenta la relación demandante y precio de manera mas acabada.

<sup>6</sup> Ver "Análisis y fundamentación del modelo marginalista de precios eléctricos en Chile", Fuentes 2014

Interconectado del Norte Grande (SING) durante los últimos 10 años. Se aprecia la consolidación del carbón como insumo principal, y el obligado uso de petróleo diesel en periodo de ajuste.

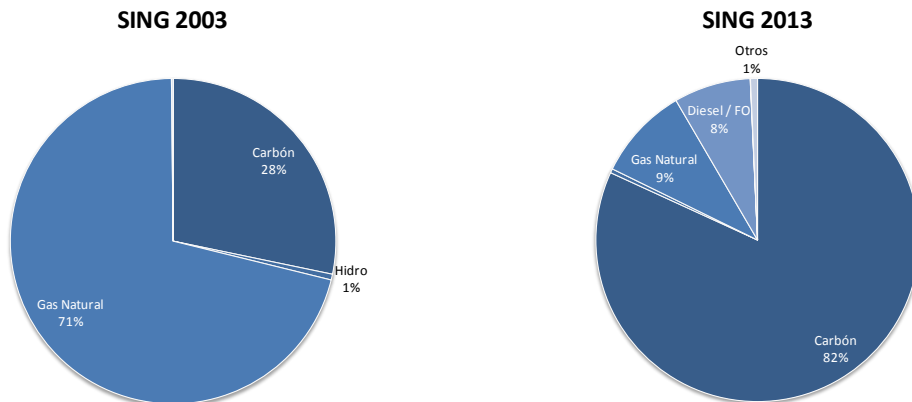
Fig. 2: Matriz de generación SING, evolución histórica



Fuente: Comisión Nacional de Energía (2014)

En términos concretos, el 82% de la energía que se generó en el SING durante el 2013 fue en base a carbón, en 2003 esta participación llegaba al 28%. Por otro lado, la utilización del gas natural como insumo base de generación disminuyó, desde el año 2003 al 2013 pasó del 71% al 9%.

Fig. 3: Comparación matrices de generación SING 2003 y SING 2013

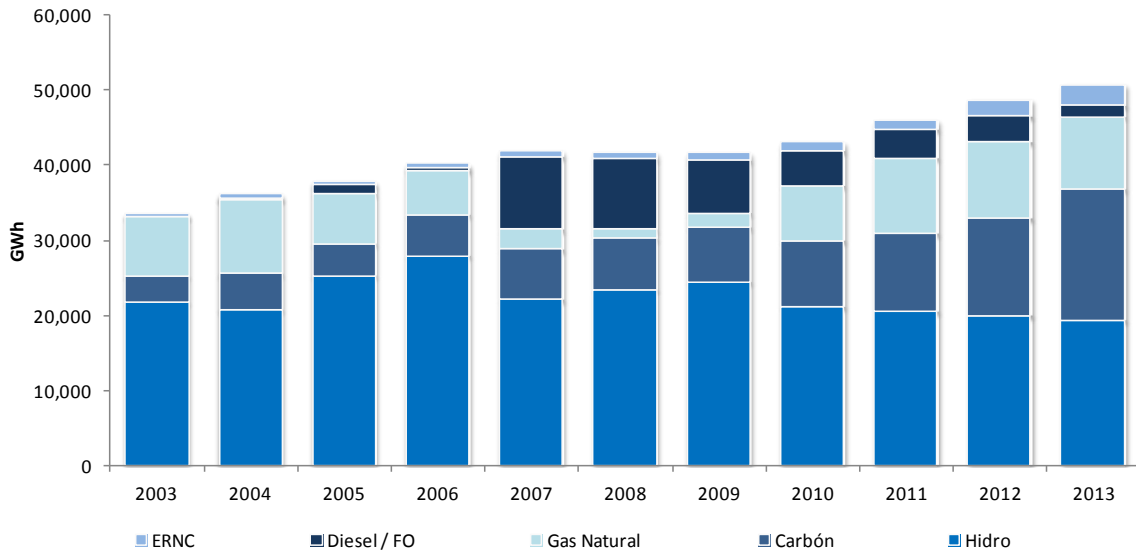


Fuente: Comisión Nacional de Energía (2014)



La cancelación del suministro trasandino también impactó Sistema Interconectado Central (SIC), aunque menos drásticamente que al SING, debido principalmente a que cuenta con fuentes de generación, en alguna medida, más diversificadas. El gas natural se ha mantenido en torno al 20% de participación en la matriz, siendo el año 2009 el periodo donde menos se utilizó este combustible para generar poco más de 4.700 GWh, representando un 11% del total anual. Luego, retornó al nivel histórico de generación con gas natural licuado.

Fig. 4: Matriz de generación SIC, evolución histórica



Fuente: Comisión Nacional de Energía (2014)

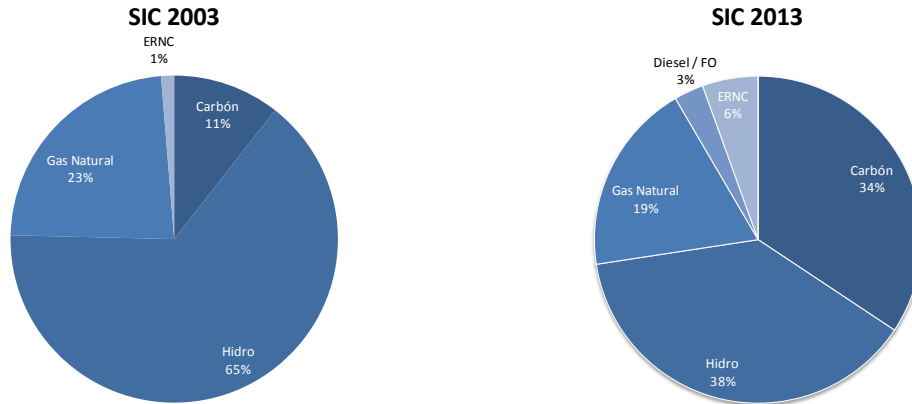
En la figura n°4 se aprecia el crecimiento sostenido del carbón como insumo energético primario utilizado en la matriz de generación del SIC, aumentando su participación en más de un 300% en la última década.

Respecto de la energía hidráulica de pasada, desde el año 2009, la energía ha comenzado un descenso paulatino en beneficio de la generación en base a diesel. El promedio de generación anual desde el año 2000 a 2010 fue de 22.659 GWh, mientras que el año 2013 fue de 19.443 GWh. Esta baja en generación hidráulica también se ha visto compensada con diesel, cuyo promedio de generación en los últimos cuatro años es de 3.293 GWh, hecho que ha elevado los costos marginales del SIC, incluso por sobre los del SING.

En la figura 5 se aprecia como el carbón, el diesel y las energías renovables no convencionales (ERNC)<sup>7</sup> han ganado terreno en la matriz energética del SIC desde el año 2003.

<sup>7</sup> Considera energía Solar, Biomasa y Eólica.

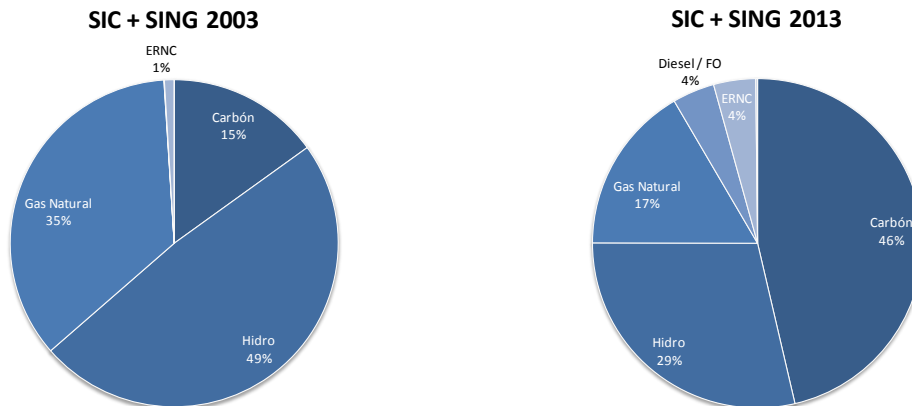
Fig. 5: Comparación matrices de generación SIC 2003 – SIC 2013



Fuente: Comisión Nacional de Energía (2014)

En síntesis, la matriz energética ha cambiado en los últimos 10 años, hecho explicado por una respuesta ante contingencias más que por una propuesta de desarrollo de largo plazo, hecho que impactó con mayor fuerza en los costos de generación y, por tanto, los precios de mercado. Sin embargo, se ha dado un efecto de diversificación de la matriz, contando con generación en base a biomasa, energía eólica o solar. Estas representan el 4% de la matriz agregada actual, y probablemente siga fortaleciendo su posición en el tiempo<sup>8</sup>, ver figura 7.

Fig. 6: Comparación Matrices de generación 2004 – 2014, SIC + SING



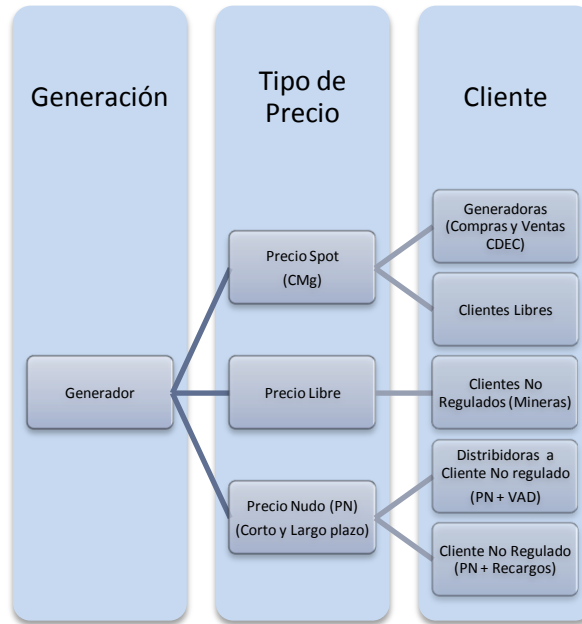
Fuente: Comisión Nacional de Energía (2014)

<sup>8</sup> Ver Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2020, capítulo II.

## 2. Tipos de precio

Previo al análisis de evolución de precios en el Sistema Interconectado Central y del Norte Grande, es necesario precisar cuáles son los tipos de precios relevantes para los distintos clientes del mercado. En la figura 7, se presentan los precios que pagan clientes libres, regulados y empresas generadoras.

Fig. 7: Tipos de precios y clientes



Fuente: elaboración propia sobre información Comisión Nacional de Energía, 2014

En el mercado eléctrico chileno se distinguen tres tipos de precio, el Precio Spot, Precio Libre y Precio Nudo. El primero corresponde al Costo Marginal de Operación por MWh de la última central que ingresa energía al sistema. El Ingreso es coordinado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) según orden de mérito<sup>9</sup> y es utilizado como el precio al cual intercambian energía las empresas generadoras para cumplir con sus contratos de suministro.

El Precio Libre, es negociado directamente por las empresas que cuentan con una potencia de consumo de más de 2.000 KW y la generadora o distribuidora. También pueden acogerse voluntariamente a esta negociación bilateral las empresas con capacidad instalada entre 500 KW y 2.000 KW, esto, con el objetivo de que las “pequeñas grandes” demandantes de energía eléctrica puedan gozar del menor precio existente en el mercado para consumidores finales.

<sup>9</sup> Ver “Manual de Procedimientos CDEC-SIC: Programación de Corto Plazo o Programa Diario”

Finalmente, el Precio Nudo de corto o largo plazo, es desde 1982 fijado por la Comisión Nacional de Energía en base a proyecciones de costos de operación. El Precio Nudo de Corto Plazo fue el precio base para los clientes regulados hasta 2010, año en que fue reemplazado por el Precio Nudo de largo plazo, el cual es el valor resultante de licitaciones públicas de suministro que debe realizar cada empresa distribuidora. Los clientes regulados acogidos a este precio son todos aquellos que tienen potencia instalada hasta 500 KW, o los voluntarios que requieren entre 500 y 2.000 KW.

## 2.1. Precio Spot (Costo Marginal)

El Precio Spot se constituye en base a los costos marginales de las empresas generadoras pertenecientes a cada sistema, es decir, existe un Precio Spot para el SIC y otro para el SING.

Para el análisis de ambos costos marginales, se han determinado cuatro periodos de tiempo, los cuales abarcan hechos relevantes para el sector eléctrico. El primer periodo considera desde el 2003 hasta el comienzo de la crisis del gas en diciembre de 2006. El segundo, expone la etapa de alza de precios eléctricos hasta el recrudescimiento de la crisis financiera global. Finalmente desde enero de 2011 hasta agosto de 2014 se considera como de estabilización de precios, aunque justamente este también ha sido el periodo con menos generación hídrica en los últimos 14 años.

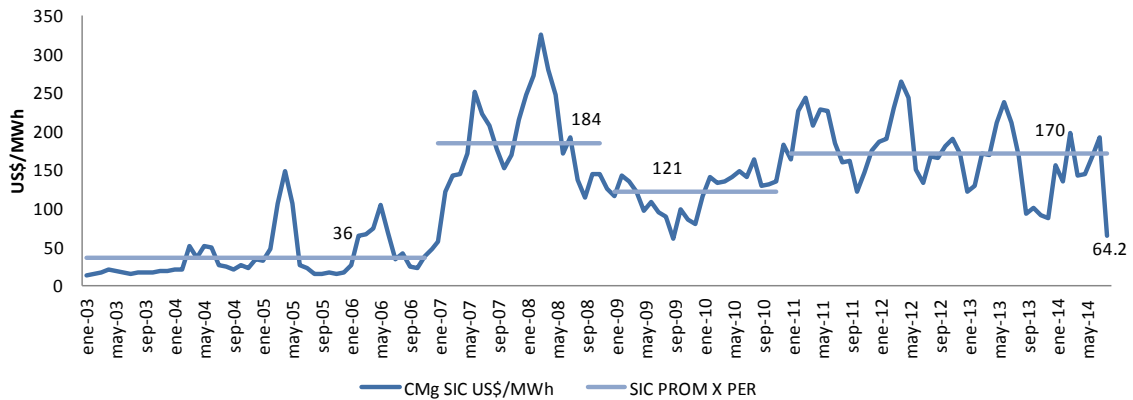
**Tabla 1: Precio spot - media y desviación estándar en periodos seleccionados**

| Periodo |        | SING  |           | SIC   |           |
|---------|--------|-------|-----------|-------|-----------|
| Inicial | Final  | Media | Des. Est. | Media | Des. Est. |
| ene-03  | dic-06 | 26    | 9         | 36    | 30        |
| ene-07  | dic-08 | 158   | 65        | 184   | 63        |
| ene-09  | dic-10 | 116   | 17        | 121   | 28        |
| ene-11  | ago-14 | 87    | 19        | 170   | 46        |

En lo que respecta al SIC, desde enero 2003 hasta el diciembre 2006, el precio se mantuvo estable en torno a los US\$ 36 el MWh con una desviación estándar para el periodo de US\$ 30. El quiebre estructural comienza en los primeros meses del año 2007 por consecuencia del corte del suministro de gas argentino. El precio spot llegó a superar los US\$ 300 el MWh en Marzo de 2008, originado fundamentalmente, por el remplazo de gas por petróleo que se vieron obligadas a realizar las empresas generadoras, justamente este insumo alcanzó su máximo histórico de US\$ 133 el barril WTI en julio del mismo año<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Ver punto 4.1 Petróleo, del apartado 4. Insumos Claves

Fig. 8: Costo marginal SIC, 2003 - 2014

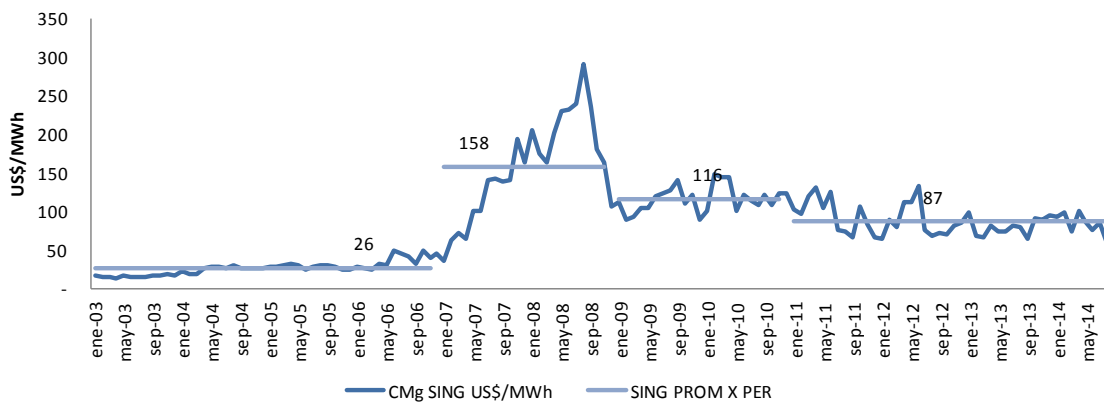


Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014

Luego de alcanzar el techo histórico y producto de la desaceleración global, desde el año 2009, el Precio Spot rondó los US\$ 120 el MWh hasta diciembre de 2010. Finalmente durante los últimos cuatro años, el precio se ha situado en torno a los US\$ 170 el MWh, con una desviación estándar cercana a los US\$ 46.

Por otro lado, el costo marginal del Sistema Interconectado del Norte Grande presenta variaciones similares en los periodos considerados previamente para el SIC, aunque con menor volatilidad. Hasta 2006 el costo marginal del MWh rondaba los US\$26 con una desviación estándar de US\$ 9.1, luego durante la crisis del gas, el costo llego a promediar US\$ 158, con una desviación típica de US\$ 65. Desde entonces los precios se han mantenido estables entorno a los US\$116 dólares para el periodo post crisis financiera y de US\$87 desde el año 2011 con desviaciones típicas que no superan los US\$ 19.

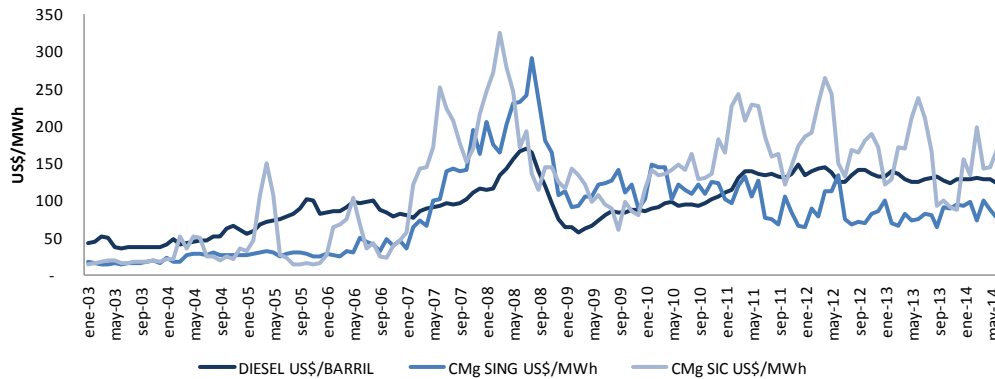
Fig. 9: Costo marginal SING, 2003 - 2014



Fuente: CDEC SING, 2014

El periodo comprendido entre enero de 2007 y diciembre de 2008 sin duda fue crítico para la generación de energía eléctrica nacional. Además de la repentina escasez de gas, el petróleo, como sustituto más cercano aumentaba su precio a nivel mundial. El impacto fue doble, tanto por el lado del precio como por el la cantidad importada. En el gráfico siguiente se aprecia la relación de precios de diesel CIF<sup>11</sup> pagado en Chile y los costos marginales de operación entre enero de 2003 y julio de 2014.

Fig. 10: Costo marginal SING, 2003 – 2014



Fuente: CDEC SING, 2014

## 2.2. Precio Libre

El precio libre es el acordado directamente entre todas aquellas empresas demandantes de energía con una potencia instalada superior a los 2.000 KW, y los generadores o distribuidores según corresponda, considerando cantidad y potencia<sup>12</sup> de energía. A su vez, la denominada Ley Corta II definió que los clientes con capacidad instalada entre 500 KW y 2.000 KW pueden elegir someterse a la regulación de precios o negociar directamente con el suministrador de energía.

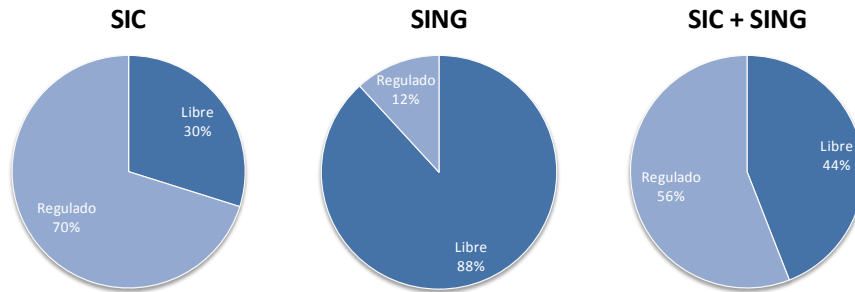
La Comisión Nacional de Energía informa periódicamente el Precio Medio de Mercado (PMM), que es un promedio de los precios libres pactados en los contratos bilaterales informados a la autoridad. Este precio corresponde al promedio de una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del Precio Medio de Mercado, es decir, el PMM informado el día 2 de septiembre de 2014 es el promedio de los meses de marzo, abril, mayo y junio del mismo año.

<sup>11</sup> Costo, seguro y flete a puerto de destino convenido.

<sup>12</sup> Potencia: capacidad instalada de centrales que deben estar disponibles para satisfacer la demanda en un periodo de tiempo determinado.

Por otra parte, La cantidad de clientes que enfrentan el PMM es diferente para cada uno de los sistemas incluidos en el estudio. En el SIC, el 30% de los clientes son libres, mientras tanto en el SING, este porcentaje se eleva hasta el 88%<sup>13</sup>. De hecho, en todo el Sistema Interconectado del Norte Grande solo la empresa E-CL vende energía destinada a clientes regulados.

Fig. 11: Clientes por sistema interconectado SING – SIC

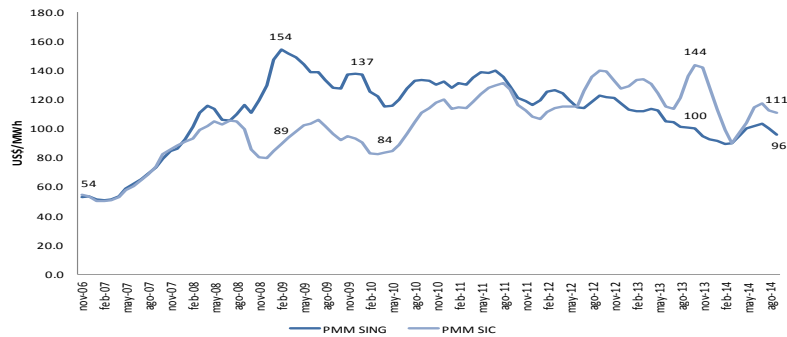


Fuente: CDEC SING, CDEC SIC 2014

Todas las empresas mineras consideradas en el análisis son clientes libres, por lo tanto, se considera el Precio Medio Libre como referencial para el costo de energía que se debe pagar en los distintos procesos de producción de mineral.

El precio de energía eléctrica que ha enfrentado la minería en la última década ha sido directamente afectado por shocks negativos en los mercados de generación o distribución. La crisis del gas argentino o la falta de inversión en fuentes mas económicas que reemplacen las centrales a diesel, han hecho que la matriz energética chilena no evolucione al mismo ritmo que las necesidades energéticas del mercado minero, haciendo que el mismo pierda competitividad por la vía del encarecimiento de sus costos de producción.

Fig. 12: Precio medio de mercado clientes libres, evolución histórica



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014

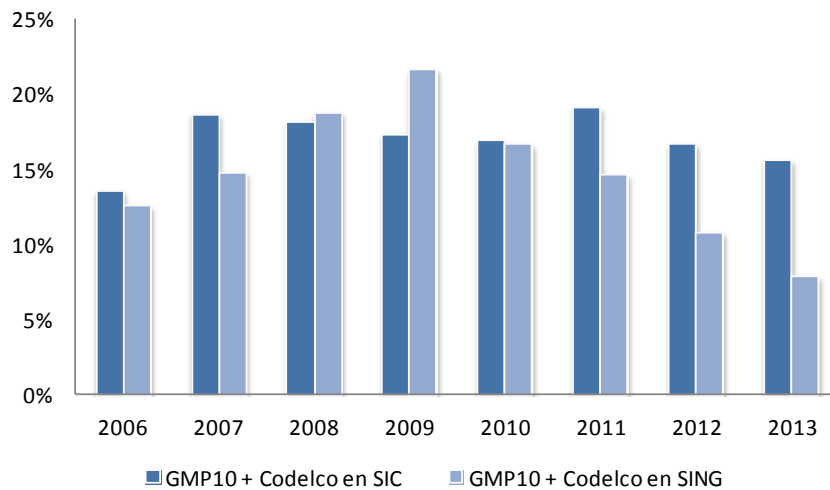
<sup>13</sup> Porcentaje sobre el total de GWh consumidos.

En la figura 12, se muestra la evolución del Precio Medio de Mercado para cada sistema interconectado en estudio. Según lo informado a la Comisión Nacional de Energía, el PMM en el SING pasó de los US\$ 53.6 en noviembre del año 2006 a US\$ 96 en septiembre del 2014. Mientras que para los clientes libres del SIC, el PMM paso de los US\$ 54 MWh en noviembre de 2006 a US\$ 111 el MWh en septiembre de 2014.

Los datos muestran que hoy los clientes mineros pagan casi el doble por MWh de lo que pagaban 8 años atrás, a su vez, las empresas que se encuentran anexadas al SIC pagan aproximadamente un 15% más que las empresas componentes del SING. lo anterior, representa una situación muy distinta a lo ocurrido en el segundo semestre del año 2008 ,donde gracias a la abundante generacion en base a diesel, se registra la mayor diferencia de precios, en la cual, los clientes libres del SING llegaron a pagar en promedio US\$ 65 por MWh mas que los clientes libres del SIC.

Para mostrar el impacto de la energía eléctrica en el costo de producción de una libra de cobre se presenta la figura 13. En ella se expone el porcentaje del costo de operación (C1) que corresponde a energía eléctrica en la gran minería privada (GMP10 y Codelco según su ubicación geográfica, es decir, si están acopladas al SIC o SING).

**Fig. 13: Participación de la electricidad en costo unitario de operación**

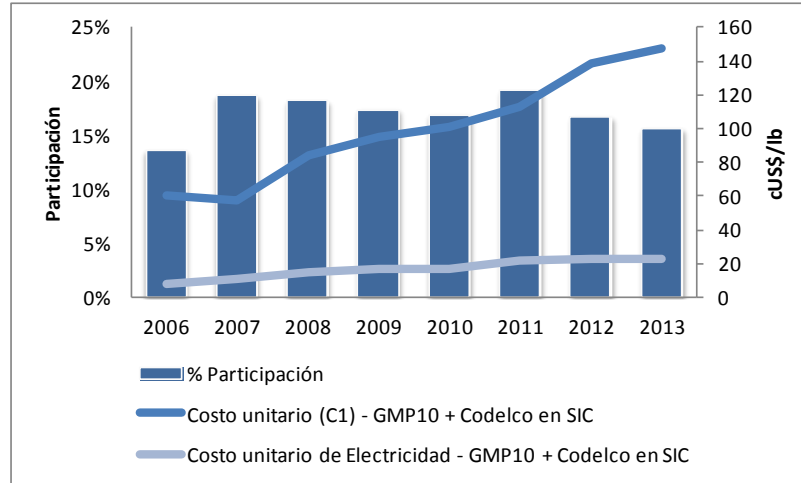


**Fuente: Elaboración propia sobre información Cochilco y Wood Mackenzie, 2014**

La evolución ha sido diferente en cada sistema interconectado. Las empresas mineras consideradas en el estudio y que forman parte del SIC han visto que la participación de la energía eléctrica en los costos de producción de una libra de cobre fino se ha mantenido estable en torno al 17%, es decir, la participación de la electricidad en el costo total unitario ha seguido la tendencia y velocidad de crecimiento que presenta la estructura de costos totales.



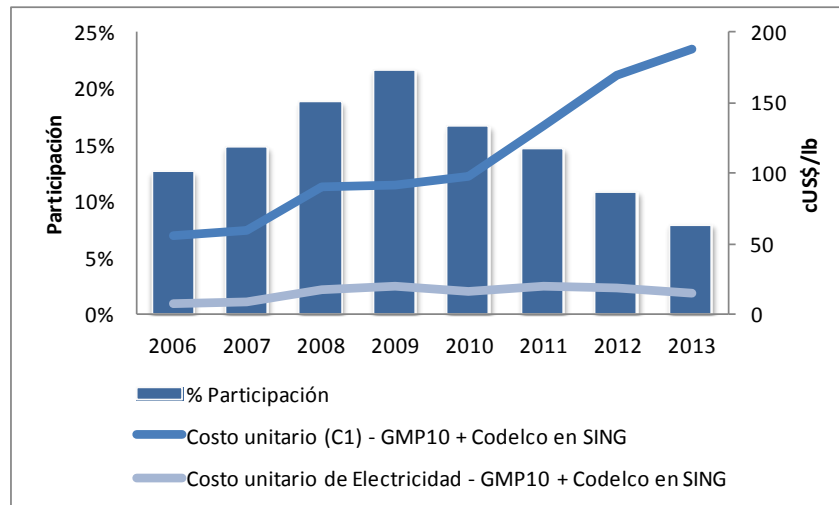
Fig. 14: Participación de la energía eléctrica en costo de producción C1, SIC



Fuente: Elaboración propia sobre información Cochilco, Wood Mackenzie, 2014

Por otro lado, las empresas asociadas al SING han visto caer el costo relativo de la energía eléctrica en su estructura de costos totales. Hoy estas empresas pagan en promedio cUS\$ 15 por cada libra de cobre fino por concepto de energía eléctrica, monto que corresponde al 8% del costo unitario de producción. En la figura 15 se ve gráficamente la disímil velocidad de crecimiento entre costo total unitario y el costo eléctrico unitario.

Fig. 15: Participación de la energía eléctrica en costo de producción C1, SING



Fuente: Elaboración propia sobre información Cochilco, Wood Mackenzie, 2014

La información muestra que tanto para SIC como para el SING, el crecimiento explosivo de los costos unitarios de operación no puede ser fundamentado solo en cambios del precio de la energía eléctrica. Más precisamente, otros costos operacionales han influido tanto o más que la electricidad en el encarecimiento de la producción y su consecuente baja de competitividad.

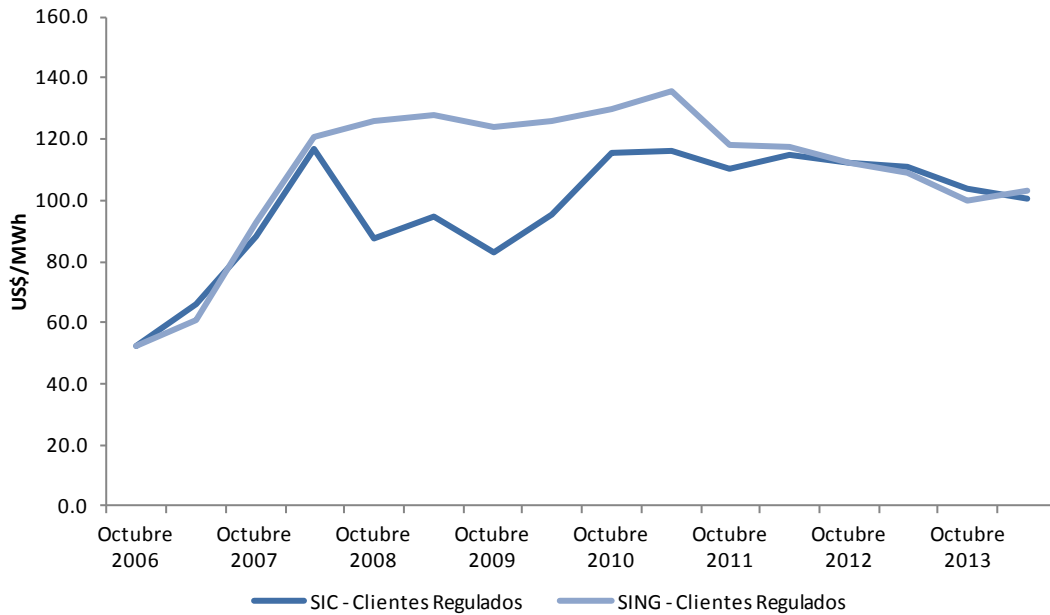
El desafío actual se da en la posibilidad de aplicar políticas que permitan minimizar el precio de la energía eléctrica y con ello mejorar la competitividad de empresas mineras, después de todo, el promedio de los últimos seis años, indica que la energía eléctrica ha representado cerca del 16% de los costos unitarios de operación en la gran minería chilena.

En resumen, las empresas mineras que consumen energía del SIC son menos competitivas que las empresas integrantes del SING al comparar la energía eléctrica como único criterio de evaluación. Sin embargo, los costos unitarios totales crecen a distinta velocidad en las empresas consideradas para cada sistema interconectado. Las empresas mineras asociadas al SING presentan costos unitarios totales de producción mayores a las asociadas al SIC, por lo tanto, entregan una ponderación menor a la participación de la energía eléctrica a pesar que a nivel nominal tienen valores menos distantes.

### 2.3. Precio Nudo

Finalmente, como tercer precio relevante para el mercado, está el Precio Nudo de corto o largo plazo. En primer lugar, el Precio Nudo de Largo Plazo es utilizado desde el año 2010 como base de cálculo para el precio que enfrentan los clientes regulados<sup>14</sup>. Este se obtiene como el resultado de las licitaciones públicas de suministro para zonas determinadas. En la figura siguiente se muestra la evolución para los clientes del SING y SIC.

Fig. 16: Precio medio de mercado para clientes regulados, evolución histórica



Fuente: Elaboración propia sobre información Comisión Nacional de Energía.

Hoy, los clientes regulados de ambos sistemas interconectados pagan cerca de US\$ 100 por cada MWh, siendo éste el menor precio de mercado para clientes finales disponible. Este hecho es muy significativo para las empresas que se enfrentan a la decisión sobre qué precio adoptar<sup>15</sup>. Lo anterior, toma aun más relevancia ante los posibles cambios a la denominada ley corta II, que busca aumentar el límite de potencia instalada a 10.000 KW.

<sup>14</sup> Los clientes regulados de los dos sistemas agregados consumen el 56% de la energía eléctrica nacional generada.

<sup>15</sup> Clientes con potencia instalada entre 500 y 2.000 KW de consumo pueden decidir cada cuatro años si negocian libremente sus contratos de suministro o se acogen al precio regulado.

### 3. Precios de combustibles fósiles utilizados en generación

Dada la matriz preferente térmica a las que están vinculadas las principales faenas mineras del país, se presenta la evolución histórica de precios para los tres principales combustibles primarios: carbón, gas natural y petróleo diesel.

#### 3.1. Carbón

Del carbón utilizado en Chile casi la totalidad es demandada por las centrales de generación termoeléctrica, las cuales, en 2013 importaron el 98% del suministro necesario, siendo Colombia el principal origen con un 66%, seguido de Estados Unidos con un 22% y Australia con un 9% de participación.

Según el reporte de Importaciones de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía, en el año 2013 se registró la mayor importación de carbón térmico desde 1999, superando las 10 millones de toneladas, cantidad que éste año no se proyecta superar, pues a junio de 2014 las importaciones de éste insumo han disminuido un 12.9% respecto de igual periodo del año anterior. Sin embargo, considerando la estructuración de nuestra matriz energética<sup>16</sup> y la paralización de proyectos como Castilla, Barrancones, e Hidroaysén, es de esperar que este nivel de importaciones al menos se mantenga en el mediano plazo.

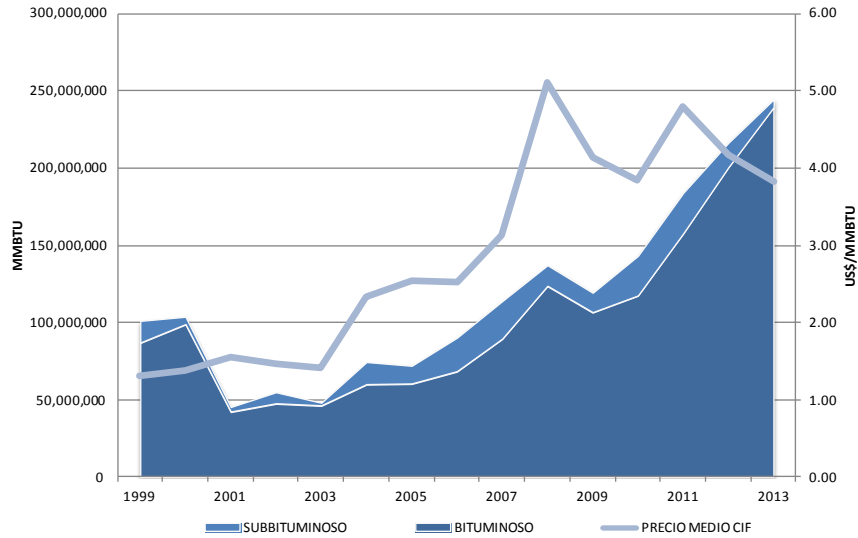
El precio medio de cada tonelada importada de carbón térmico alcanzó su punto más alto el año 2008 llegando a los US\$ 116, superando incluso durante el mes de septiembre de dicho año los US\$ 138. Siguiendo la tendencia del diesel, que durante el mismo año, también alcanzó su máximo histórico. A junio de 2014, la tonelada de carbón costó en promedio US\$ 81,15.

En la gráfica siguiente se exponen las importaciones de carbón bituminoso y sub bituminoso en millones de BTU. El precio equivalente por MMBTU, se encuentra en torno a los 3,8 dólares, retomando una tendencia a la baja que se inicia en el 2008. Hoy, el promedio del precio entre carbón bituminoso y sub bituminoso es un 52% más alto que en el año 2006, cuando se inician los recortes de gas.

---

<sup>16</sup> Ver apartado, Matriz de Generación.

Fig. 17: Importación de carbón térmico y precio CIF



Fuente: Elaboración propia sobre información Comisión Nacional de Energía.

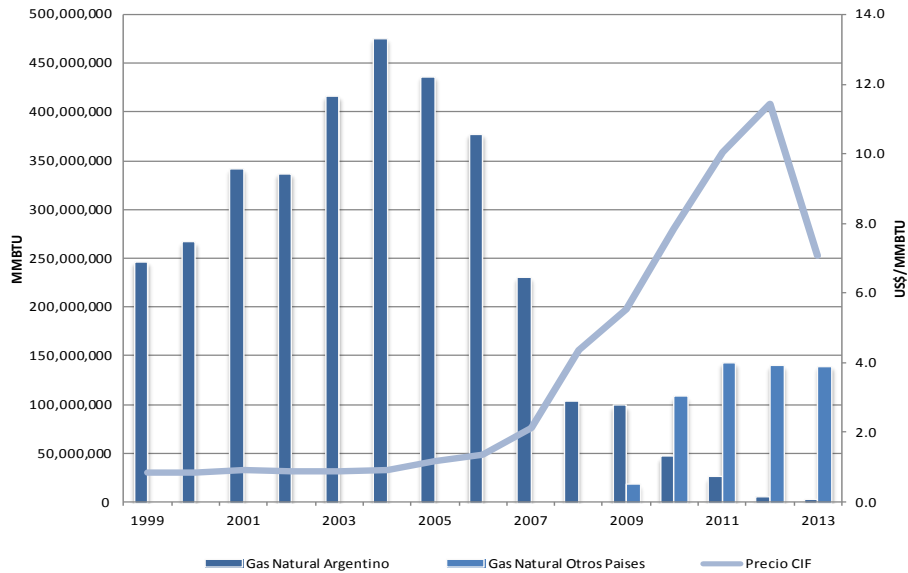
A pesar de que en Chile existe una industria carbonífera en la región de Magallanes, no cubre las necesidades de suministro nacionales. Además, el contenido calórico es cercano a las 4000 kilocalorías/kilogramo, considerado bajo versus las 6000<sup>17</sup> kilocalorías que contiene el kilogramo de carbón importado.

### 3.2. Gas Natural

El corte de suministro de gas argentino que comenzó a mediados de la década pasada, hizo cambiar la matriz energética nacional, hasta el año 2008, el 100% de gas que ingresaba a Chile tenía su origen en el país trasandino, desde entonces, el país comenzó a importar gas licuado desde Norteamérica, África y Medio Oriente. La figura siguiente muestra la evolución de importaciones de gas natural argentino desde el año 1999 y el nivel de precios al cual se adquirió en cada año.

<sup>17</sup> Informe trimestral CDEC-SING, Abril – Junio 2014.

Fig. 18: Importación de gas natural para uso energético y precio CIF



Fuente: Elaboración propia sobre información Comisión Nacional de Energía.

Es posible concluir que el cambio en las condiciones de suministro golpeó a la minería por medio del costo de la energía eléctrica. La alternativa durante los años 2007 a 2010 fue generar energía en base a petróleo diesel y concretar relaciones comerciales con países que hasta la fecha no habían sido considerados. Es así, como comienza la importación de gas natural licuado, primeramente desde Guinea Ecuatorial, Trinidad y Tobago, Qatar, Egipto y Argelia. Hoy, el 100% del gas natural utilizado con fines energéticos es de origen trinitario.

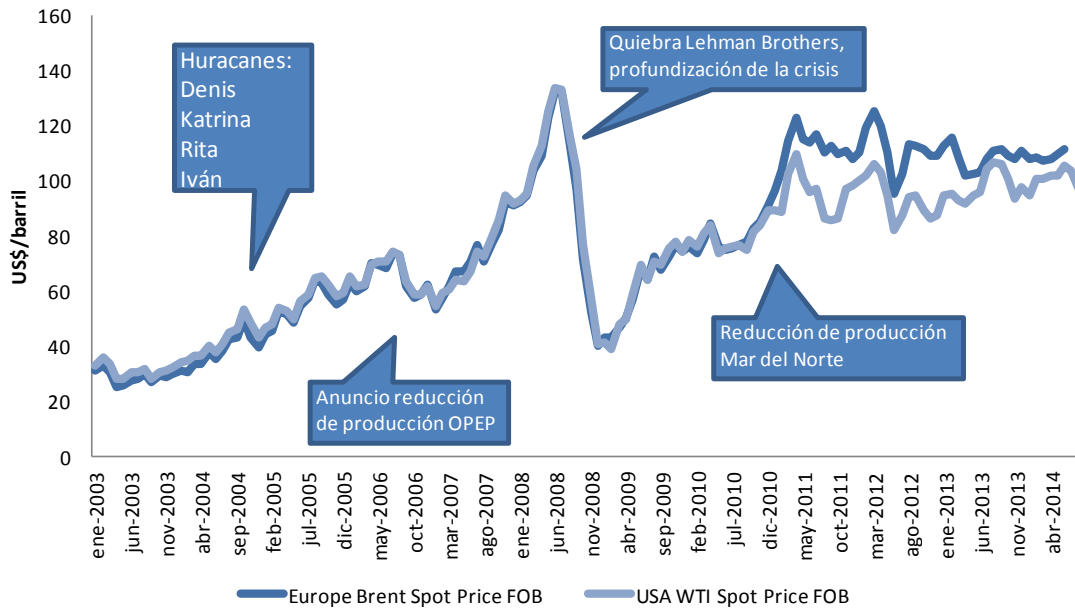
### 3.3. Petróleo diesel

#### 3.3.1. Precio Internacional

Una vez comprendido el peso relativo de la energía proveniente del uso de combustibles derivados del petróleo en el sector minero, se procede al análisis de la serie histórica de precios. En el gráfico siguiente es posible ver la evolución del precio de referencia del Europe Brent y USA WTI, este último utilizado como referencia base por Chile para el cálculo del precio local.

Según CEPAL, la evolución alcista de precios que experimentó el crudo durante la década previa a la crisis sub-prime estadounidense y posterior crisis financiera global, se debió principalmente a una serie de sucesos políticos, económicos y naturales que hicieron que el precio del barril de petróleo se situara por sobre los US\$ 130. Ver figura 19.

Fig. 19: Importación y precio de Gas Natural



Fuente: CEPAL y EIA, 2014

Según CEPAL, la evolución alcista de precios que experimentó el crudo durante la década previa a la crisis sub-prime estadounidense y posterior crisis financiera global, se debió principalmente a una serie de sucesos políticos, económicos y naturales que hicieron que el precio del barril de petróleo se situara por sobre los US\$ 130.

Factores como el alto y sostenido crecimiento chino, y los conflictos armados en países productores de petróleo, fueron constantes que estructuralmente impulsaron el precio al alza en los últimos 15 años. Por otro lado, existieron hechos puntuales como el huracán Katrina o el acuerdo de la OPEP para la baja de las cuotas de producción, que presionaron aun más el precio sobre el de equilibrio de mercado.

Por otro lado, existieron cambios estructurales en las cantidades y origen de extracción. Durante décadas el mercado petrolero se encontraba estable, el precio del barril Brent estaba en torno a los US\$2 por encima del precio del barril WTI. Esta diferencia reflejaba los costos de transporte entre Europa y Estados Unidos. Básicamente, éste escenario consideraba la existencia de dos crudos casi idénticos, pero que se transaban en lugares diferentes, uno en Estados Unidos y el otro en el Mar del Norte europeo.

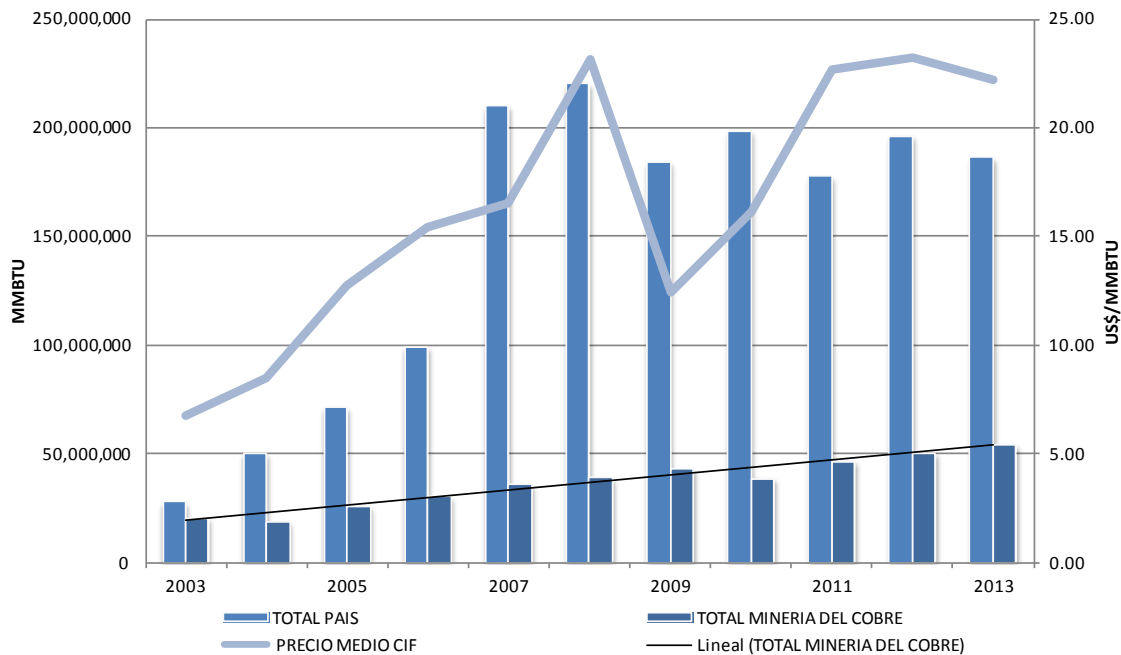
A partir de finales de la década del 2000 los precios de ambos crudos comenzaron a separarse uno del otro, siendo el Brent el que tomó mayor valor. Una de las principales razones de esa separación fue el comienzo de una rápida declinación de la producción europea, en especial en los campos de Noruega y el Reino Unido. La producción total cayó de 6 millones de barriles por día en 2006, a 3,39 millones de barriles por día en 2010. Mientras que en EE.UU se desarrollaba una situación inversa. Pues, aunque el WTI disminuía su producción, la producción canadiense aumentaba a gran velocidad, la cual, posteriormente llegaba a Estados Unidos.

En síntesis, esta situación trajo como consecuencia la consolidación de un nuevo nivel de precios a nivel internacional, impactando, como es de esperar, al mercado chileno. A continuación se analiza brevemente este impacto.

### 3.3.2. Impacto en el sector minero

A nivel nacional, el aumento sucesivo de precios del petróleo tuvo consecuencias negativas para la minería, principalmente por el encarecimiento de los costos de generación de electricidad, luego del corte de gas argentino. Las importaciones de petróleo diesel entre 2003 y 2006 crecieron a tasas que rondaron el 40% anual, llegando el 2007 a crecer un 111% respecto del año anterior, desde entonces, la importación de diesel se ha mantenido en torno a los 5.4 millones de m3 anuales.

Fig. 20: Importación de diesel y precio CIF



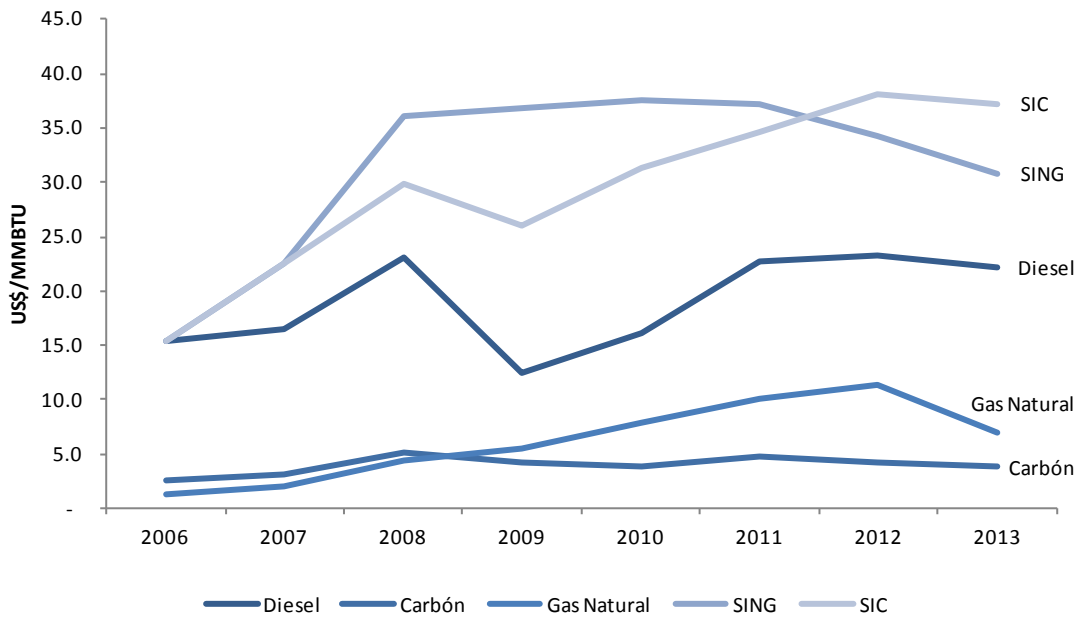
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014



La figura 20, muestra las importaciones de diesel equivalentes en millones de BTU y su precio respectivo, el cual desde 2011 promedia US\$ 22.7 por MMBTU, valor tres veces mayor al registrado en 2003. La gráfica también evidencia que la minería mantiene una tasa de crecimiento constante en el consumo de diesel para uso directo, pero sustancialmente menor a lo demandado por otros sectores, como por ejemplo, el energético.

En consecuencia, el impacto del alza de precio en los combustibles en el sector minero, se canaliza principalmente a través de los costos de energía eléctrica que enfrenta la minería. En la figura 21 se presenta la relación entre el precio promedio de energía eléctrica que pagan los clientes libres por MMBTU y el costo del insumo clave para generación de la misma.

Fig. 21: Precio libre energía eléctrica SIC – SING y precio de insumos claves



Fuente: Elaboración propia a partir de datos CNE, EIA, 2014

El gráfico muestra movimientos similares entre el precio del petróleo diesel y el precio libre de los clientes SIC, para el periodo 2006 - 2013. Lo anterior, producto de la estructura marginalista de determinación de precios, la cual considera el costo marginal de generar en base a diesel como precio spot cada vez que ingresa al mercado, elevando el precio medio de la energía. En consecuencia, mientras exista energía en el sistema generada en base a petróleo diesel, será complejo minimizar el precio de la energía eléctrica que pagan las empresas mineras.

#### 4. Comentarios finales

- La matriz energética ha cambiado en los últimos 10 años, situación explicada por una respuesta ante contingencias más que por un plan de desarrollo de largo plazo, hecho que impactó con mayor fuerza en los costos de generación y, por tanto, los precios de mercado. Sin embargo, a pesar de la carbonización de la matriz, también se ha presentado cierto grado de diversificación, contando con generación en base a biomasa, energía eólica o solar. Estas ya representan el 4% de la matriz agregada actual.
- Respecto a los precios de electricidad, hoy los clientes mineros pagan casi el doble por MWh de lo que pagaban 8 años atrás, a su vez, las empresas que se encuentran anexadas al SIC pagan aproximadamente un 15% más que las empresas componentes del SING por MWh.
- El promedio de los últimos 8 años, indica que el 17% del costo unitario total es explicado por el costo de la electricidad para las empresas componentes de la gran minería privada y Codelco que están asociada al SIC. Mientras que para el SING, esta participación alcanza el 15%.
- Sin embargo, tanto para el SIC como para el SING, el crecimiento explosivo de los costos unitarios de operación no puede ser fundamentado únicamente con el aumento de precios de la energía eléctrica. Más precisamente, otros costos operacionales han influido tanto o más que la electricidad en el encarecimiento de la producción y su consecuente baja de competitividad.
- El periodo comprendido entre enero de 2007 y diciembre de 2008 fue crítico para la industria eléctrica nacional. Además de la repentina escasez de gas, el petróleo, como sustituto más cercano aumentó su precio a nivel mundial, impactando doblemente en los costos locales, tanto por el alto precio como por el mayor volumen de importación.
- En consecuencia, el impacto del alza de precio en los combustibles en el sector minero, se canaliza principalmente a través de los costos de energía eléctrica. Existe una clara relación entre el precio del petróleo diesel y el precio libre de los clientes SIC, para el periodo 2006 - 2013. Lo anterior, producto de la estructura marginalista de determinación de precios, la cual considera el costo marginal de generar en base a diesel como precio spot cada vez que ingresa al mercado, elevando el precio medio de la energía.
- El desafío actual se da en la posibilidad de aplicar políticas que permitan minimizar el precio de la energía eléctrica y con ello mejorar la competitividad de empresas mineras, después de todo, el promedio de los últimos seis años, indica que la energía eléctrica ha representado cerca del 16% de los costos unitarios de operación en la gran minería chilena.

## 5. Bibliografía

- CDEC – SING (2014), *Informe trimestral del CDEC-SING, Abril-Junio 2014*.
- CDEC – SING (2014), *Informe mensual a la CNE, Julio 2014*.
- CDEC – SIC (2014), *Informe mensual de operación, Julio 2014*.
- Generadoras de Chile A.G (2014), *Boletín del mercado eléctrico, Octubre 2014*. Dirección de estudios y contenidos.
- *Ministerio de Energía (2012). Estrategia nacional de energía, 2012 – 2030*. Santiago de Chile.
- Generadoras de Chile A.G. (2014). *Análisis y fundamentación del modelo marginalista de precios eléctricos en Chile*. Santiago de Chile: Fernando Fuentes.
- Cochilco (2013), *Actualización de información sobre el consumo de energía asociado a la minería del cobre al año 2012*. Santiago de Chile: Jorge Zeballos Valenzuela.
- Cochilco (2013), *Benchmark de energía, comparación con otros países 2000 – 2025*. Santiago de Chile: Jorge Zeballos Valenzuela.
- CDEC – SING (2014), *Reporte de ventas anuales SING*, extraído el mes de Septiembre desde [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_ventas\\_energia\\_pub.rpt\\_vtas\\_anuales\\_SING](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_ventas_energia_pub.rpt_vtas_anuales_SING)
- CDEC – SING (2014), *Generación y demanda máxima anual del SING*, extraído el mes de Septiembre desde [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_resumen\\_ejec\\_pub.rpt\\_gen\\_y\\_dda\\_max](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_resumen_ejec_pub.rpt_gen_y_dda_max)
- CDEC – SING (2014), *Costos marginales reales de energía*, extraído el mes de Septiembre desde [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.menu\\_costos\\_marg\\_reales.show](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.menu_costos_marg_reales.show)
- CDEC – SING (2014). *Generación de energía*, extraído el mes de Septiembre desde [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/CDEC.MENU\\_GENE\\_ENERGIA.SHOW](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/CDEC.MENU_GENE_ENERGIA.SHOW)
- CDEC – SIC (2014). *Costos marginales reales y previstos*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/costo-marginal/>
- CDEC – SIC (2014). *Operación real mensual*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>
- Comisión Nacional de Energía (2014). *Data de infraestructura*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>
- Comisión Nacional de Energía (2014). *Data de precios*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>
- Comisión Nacional de Energía (2014). *Data producción y consumo*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>
- Comisión Nacional de Energía (2014). *Balances energéticos 1999 - 2009*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.cne.cl/estadisticas/balances-energeticos>
- Ministerio de Energía (2014). *Balances energéticos 2010 – 2013*, extraído el mes de Septiembre desde <http://www.minenergia.cl/documentos/balance-energetico.html>

Este trabajo fue elaborado en la  
Dirección de Estudios y Políticas Públicas por

Javier Hernández Meza  
Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Jorge Cantallopts Araya  
Director de Estudios y Políticas Públicas

Noviembre / 2014