



# **IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**

# IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

VALGESTA ENERGÍA S.A.

Alonso de Córdova N° 5.900 of 402

Las Condes – Santiago –Chile

Tel: (+562) 224 9704

Fax: (+562) 229 3981

Marzo 2011

LA PRESENTE PROPUESTA HA SIDO ELABORADA POR VALGESTA ENERGÍA PARA **ACERA** QUIEN RECIBE Y ACEPTA PARA SU USO CONFIDENCIAL, NO PUDIENDO DIVULGARLA A TERCEROS.

PREPARADO PARA:

**ACERA**

## Tabla de Contenidos

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS Y ALCANCES</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>CONTEXTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO</b>	<b>8</b>
3.1	CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SIC	8
<b>3.1.1</b>	<b>Características generales del SIC</b>	8
<b>3.1.2</b>	<b>Características de la generación del año 2010</b>	11
3.2	CARACTERÍSTICAS DE LA PARTICIPACIÓN ERNC EN LA GENERACIÓN DEL AÑO 2010	17
<b>3.2.1</b>	<b>Características generales</b>	17
<b>3.2.2</b>	<b>Evolución semanal de la generación ERNC</b>	19
3.3	COSTOS MARGINALES DE LA ENERGÍA EN EL AÑO 2010	20
<b>3.3.1</b>	<b>Evolución semanal del costo marginal</b>	20
3.4	COSTOS DE OPERACIÓN EN EL AÑO 2010	21
<b>3.4.1</b>	<b>Evolución semanal del costo de operación</b>	21
<b>4</b>	<b>METODOLOGÍA</b>	<b>23</b>
4.1	METODOLOGÍA GENERAL	23
4.2	CALIBRACIÓN DEL MODELO	24
4.3	RESULTADOS DE LA CALIBRACIÓN	26
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>28</b>
5.1	ESCENARIO BASE	28
<b>5.1.1</b>	<b>Costos marginales de la energía</b>	29
<b>5.1.2</b>	<b>Costo de operación del sistema</b>	32
5.2	SENSIBILIDADES: INSERCIÓN DEL 5% ERNC.	33
<b>5.2.1</b>	<b>Costos marginales de la energía</b>	34
<b>5.2.2</b>	<b>Costos de operación del sistema</b>	35
5.3	RESULTADOS GENERALES	36

---

<b>6 CONCLUSIONES</b>	<b>39</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>40</b>
<b>A-1 LISTA DE MÉRITO REFERENCIAL DE CENTRALES TÉRMICAS DEL SIC</b>	<b>41</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Capacidad Instalada en el SIC (Fuente: CDEC SIC). .....	9
Figura 2. Matriz de generación térmica (Fuente: Valgesta Energía) .....	10
Figura 3. Demanda Semanal del SIC para el año 2010. (Fuente: CDEC SIC) .....	12
Figura 4. Participación de cada tecnología en la generación, año 2010. (Fuente: CDEC SIC).....	13
Figura 5. Evolución de la participación de la generación durante el año 2010. (Fuente: CDEC SIC) .....	13
Figura 6. Evolución de la energía embalsada en el SIC. (Fuente: CDEC – SIC) .....	14
Figura 7. Precios semanales del carbón (Fuente: CDEC – SIC).....	15
Figura 8. Precios semanales del Gas Natural (Fuente: CDEC – SIC).....	15
Figura 9. Precios semanales del Petróleo diesel (Fuente: CDEC – SIC).....	16
Figura 10. Participación ERNC en la operación económica del 2010 (Fuente: CDEC SIC) .....	18
Figura 11. Participación semanal de las ERNC en la operación del sistema. (Fuente: CDEC SIC) .....	19
Figura 12. Costos marginales semanales de la energía (Fuente: CDEC SIC) .....	20
Figura 13. Costos de operación semanales del SIC (Fuente: Valgesta Energía) .....	21
Figura 14. Costo medio de operación semanal, para el año 2010 (Fuente: Valgesta Energía) .....	22
Figura 15. Metodología general del estudio. (Fuente: Valgesta Energía).....	23
Figura 16. Calibración del modelo (Fuente: Valgesta Energía) .....	25
Figura 17. Costos Marginales semanales del año 2010. ....	27
Figura 18. Costos marginales de la energía – caso base. ....	29
Figura 19. Segmentos de la lista de Mérito referencial para el SIC (Fuente: Valgesta Energía) .....	31
Figura 20. Costos de operación para el caso base. ....	32
Figura 21. Costos medios de operación (US\$/MWh) .....	33
Figura 22. Costos marginales, 5% de inclusión ERNC. ....	34
Figura 23. Costos de operación, 5% de inclusión ERNC.....	35
Figura 24. Evolución del costo medio de operación semanal. Sensibilidad al 5% ERNC. ....	36
Figura 25. Costos marginales obtenidos para casos base, real y sensibilidad. ....	37
Figura 26. Costo medio de operación obtenido para casos base, real y sensibilidad. ...	37
Figura 27. Costos de operación obtenidos para casos base, real y sensibilidad. ....	38

## 1 INTRODUCCIÓN

Con la promulgación de la ley 20.257, se ha instaurado en el país un incentivo real a los proyectos de generación basados en Energías Renovables No Convencionales (o ERNC). De esta forma, se espera que el porcentaje de participación de ellas se incremente paulatinamente a medida que transcurren los años, y no se descartan modificaciones a la ley que acelere dicha participación. A modo de ejemplo, el gobierno de turno ha manifestado públicamente, y en reiteradas ocasiones, su intención que el 20% de la generación existente al año 2020 corresponda efectivamente a generación ERNC.

Bajo este contexto, es de interés estudiar el impacto que provocan las Energías Renovables en la operación económica de cada uno de los sistemas interconectados. Como ya ha transcurrido un año desde el comienzo de la aplicación de la ley mencionada en el párrafo anterior, resulta de interés analizar el impacto real que las ERNC han provocado en la operación económica del sistema, específicamente, en dos variables de interés: el costo de operación del sistema y el costo marginal del sistema.

Dicho lo anterior, el presente informe presenta el impacto que provoca la presencia de ERNC en los costos marginales del sistema, y en los costos de operación del sistema. Adicionalmente, se incluye una sensibilización a los resultados que analiza el hipotético escenario de un 5% de participación ERNC en la generación para el año 2010.

## 2 OBJETIVOS Y ALCANCES

El objetivo general del estudio propuesto consiste en analizar el impacto que las Energías Renovables han provocado en la operación del Sistema Interconectado Central (SIC). En forma específica, los objetivos del estudio propuesto son los siguientes:

- Presentar las características generales de la operación económica para el año 2010.
- Presentar la participación real de las ERNC, tanto en un horizonte de tiempo anual, como en el detalle semanal.
- Modelar, con herramientas computacionales propias del consultor, la operación económica del año 2010.
- Determinar, mediante los modelos propios del consultor, los costos marginales de la energía y los costos de operación para el año 2010.
- Determinar el costo marginal del sistema – con un intervalo de tiempo semanal – para el caso que no Exista ERNC.
- Determinar el costo de operación del sistema – con un intervalo de tiempo semanal – para el caso que no Exista ERNC.

En forma adicional, se sensibilizan los resultados en función de una hipotética participación del 5% de las ERNC en la generación del año 2010. Con esto se busca manifestar el impacto de dichas centrales en caso que la ley 20.257 impusiera su objetivo a partir del año 2010.

Cabe señalar, en el ámbito de los alcances del estudio, que se considerará como energía renovable solamente la energía calificada como ERNC y explicitada por la ley 20.257, esto es, que cumplan las características mencionadas en dicha ley y además se hayan interconectado al sistema con fecha posterior al 1 de enero del 2007. Esto último se cumple sólo en el Sistema Interconectado Central, por tanto, el análisis se enfoca exclusivamente sobre dicho sistema eléctrico.

### 3 CONTEXTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO

A modo de interiorizar al lector en el marco donde se desarrolla el estudio, se presenta en forma detallada la operación económica del Sistema Interconectado Central (SIC) ocurrida recientemente en el año 2010. De esta manera, es posible analizar el impacto ERNC como parte de la operación real del sistema para el año anterior, no siendo posible extrapolar los resultados a distintas condiciones de operación del sistema.

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SIC

##### 3.1.1 Características generales del SIC

###### 3.1.1.1 Capacidad instalada

El Sistema Interconectado Central corresponde a uno de los dos sistemas importantes del país y abarca desde Taltal (Sur de la II región) hasta la isla grande de Chiloé (X Región). La gran extensión que cubre le permite considerar distintos recursos para la generación de electricidad. Bajo este contexto, su matriz de generación es de carácter hidrotérmico, en donde el 44,86% corresponden a centrales que utilizan agua para la generación, mientras el 53,79% corresponde a centrales que utilizan la quema de combustibles fósiles para generar energía. En los últimos años, se ha añadido a la matriz de generación la energía eólica. Sin embargo, sólo alcanza a representar el 1,34% de la matriz energética. La capacidad total del sistema es de 12.309,98<sup>1</sup> (MW) y su composición física, esto es, la capacidad instalada (en MW) se manifiesta en la Figura 1<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Referencia: Informe Mensual de la Dirección de Operación y Peajes, CDEC – SIC, Diciembre de 2010.

<sup>2</sup> Se considera dentro de la capacidad instalada a las centrales Guayacán, Mariposas y La Higuera, las cuales se encuentran en fase de pruebas.

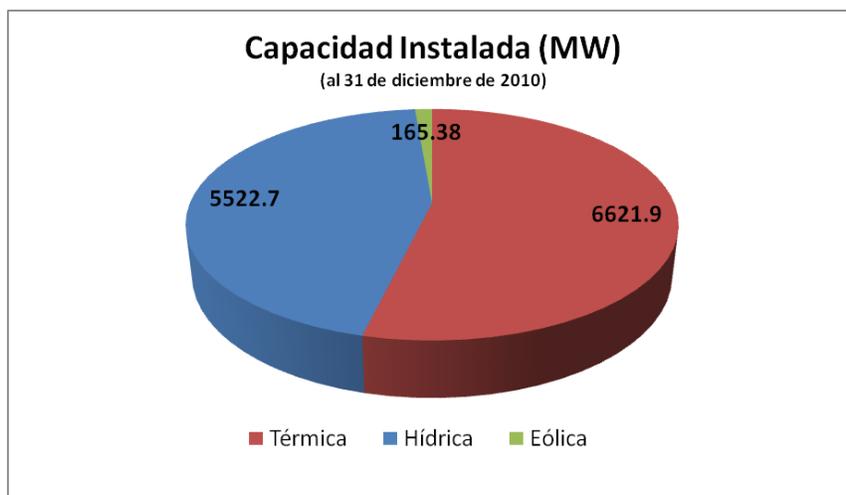


Figura 1. Capacidad Instalada en el SIC (Fuente: CDEC SIC).

### 3.1.1.2 Programación de las unidades del SIC

Si bien la composición de la matriz energética posee las proporciones descritas en la Figura 1, la generación anual de electricidad no necesariamente sigue los mismos porcentajes de participación. Al ser el SIC un sistema hidrotérmico, la decisión sobre qué unidades de generación cubrirán la demanda para un horizonte de tiempo dado – decisión efectuada por el CDEC SIC – varía según la disponibilidad de agua: a mayor disponibilidad del recurso, mayor es la generación en base a hidroelectricidad; Al revés, a menor disponibilidad de agua, menor será la utilización de la misma, haciéndose necesario una mayor incorporación de unidades de generación térmica. Además, dentro de las unidades hidroeléctricas, existen centrales de tipo embalse que permiten almacenar agua para generación futura. Luego, la manera en que el CDEC SIC resuelve la operación óptima del sistema obedece un proceso de optimización, en donde, siempre buscando minimizar el costo de operación, se consideran restricciones hidrológicas, junto con la posibilidad de desplazar hacia el futuro la generación asociada a las centrales hidroeléctricas de embalse.

El proceso descrito anteriormente se denomina *programación de la operación*. Éste consiste en determinar – en forma horaria – qué unidades serán las encargadas de generar energía, y la potencia a generar por cada una de ellas<sup>3</sup>. En otras palabras, la *programación de la operación* determina la operación óptima del sistema (a mínimo costo), utilizando en forma eficiente el recurso agua. El costo de operación del sistema viene dado por las centrales térmicas. Luego, en conjunto con determinar las centrales hidroeléctricas que se encontrarán en operación, se determinan las centrales térmicas

<sup>3</sup> Esto comúnmente se denomina el despacho de las unidades.

que complementarán a las anteriores, en donde la prioridad de generación siempre la tendrán las que posean menor costo variable.

El costo variable de las unidades térmicas se compone principalmente por el costo del combustible utilizado para la generación. Según el combustible utilizado, se pueden clasificar en centrales a carbón, gas natural o petróleo diesel. La participación actual de cada combustible en el conjunto de unidades térmicas se muestra en la Figura 2.

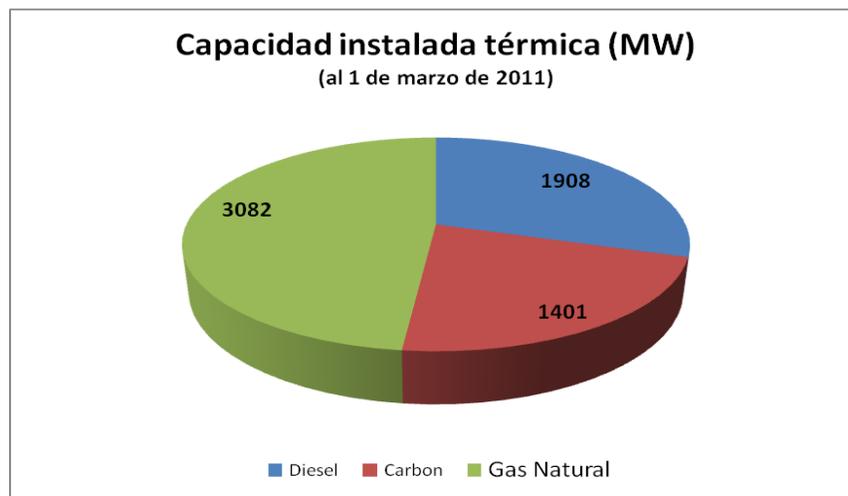


Figura 2. Matriz de generación térmica (Fuente: Valgesta Energía)

Para efectuar el despacho de unidades, todos los jueves el CDEC SIC publica la "programación semanal de las unidades". De acuerdo a las características presentadas anteriormente, se especifica las unidades de generación disponibles para el horizonte comprendido entre el viernes inmediatamente siguiente y el jueves de la semana posterior. Esta programación es en base a información entregada por las distintas empresas y, por tanto, puede contener errores. Dichos errores pueden corregirse, en primera instancia en la "programación diaria de las unidades"; y, en última instancia, mediante correcciones en tiempo real.

La operación económica real del sistema consiste en la operación de las unidades que efectivamente ocurre en la realidad. Si bien se encuentra determinada por la programación del CDEC, presenta diferencias atribuibles al uso de estimaciones de las variables fundamentales (como por ejemplo la estimación de demanda) y la existencia de contingencias no previstas en la programación. Con estas consideraciones, el despacho de unidades puede variar en comparación con lo previamente programado.

La operación económica del sistema arroja dos resultados económicos importantes. El primero es el **costo marginal del sistema**, el cual se define, de acuerdo al D.F.L N° 4 o Ley General de Servicios Eléctricos, como “*costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad*”. En general, este costo corresponde al costo variable de la unidad más cara del sistema que se encuentre generando y que no se encuentre a potencia máxima<sup>4,5</sup>. El segundo resultado es el **costo de operación del sistema**, el cual se define como el costo total de generación en un horizonte de tiempo dado. Para un intervalo de tiempo de 1 semana, el costo de operación viene dado por la siguiente expresión:

$$C_{op} = \sum_{t=1}^{168} \sum_{i=1}^{N^{\circ} Gx-tér} C_{var_{i,t}} \cdot P_{i,t} \quad (1)$$

En la expresión anterior, “N° Gx-tér” equivale al conjunto de centrales térmicas,  $Cvar_{i,t}$  es el costo variable (US\$/MWh) que cada central declara al CDEC para su despacho (y dado principalmente por el costo del combustible); y,  $P_{i,t}$  es la potencia despachada por el CDEC para la unidad de generación  $i$  en la hora  $t$ .

### 3.1.2 Características de la generación del año 2010

#### 3.1.2.1 Demanda del sistema en el año 2010

La evolución semanal de la demanda del sistema se manifiesta en la Figura 3.

<sup>4</sup> Si bien existen excepciones, no se considerarán pues el objetivo de esta sección es contextualizar al lector en el problema de operación económica y no hacer un análisis exhaustivo de la misma.

<sup>5</sup> No confundir costo variable con costo marginal. El primero es propio de cada unidad y representa el costo de generar 1 MW adicional con dicha unidad. El costo marginal consiste en satisfacer 1 MW adicional de demanda, y por tanto, es único.

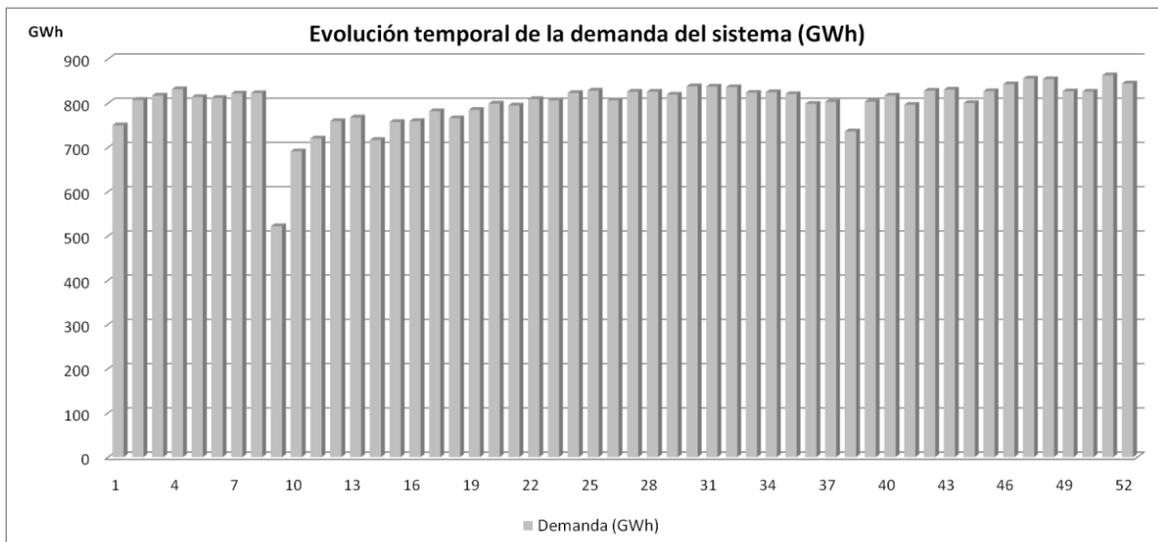


Figura 3. Demanda Semanal del SIC para el año 2010. (Fuente: CDEC SIC)

En el gráfico anterior se observa cómo la demanda del sistema para el año 2010 se vio fuertemente afectada por el terremoto del 27 de febrero del año anterior (semana 8). A partir de la semana 9 existe una fuerte contracción de la demanda, dada principalmente por industrias que paralizaron sus faenas. La prolongación de este fenómeno fue de aproximadamente 13 semanas. En promedio, la generación semanal fue de 799 [GWh], y dicho valor sólo se alcanza entre los las semanas 1 y 8; y a partir de la semana 22, con excepción de la semana 41.

En el total anual, la demanda para el año 2010 se estima en 41.568 [GWh].

### 3.1.2.2 Generación del Sistema en el año 2010

La generación del sistema en el año anterior fue predominantemente térmica. El año 2010 se caracterizó por presentar una condición hidrológica seca. Por tanto, fue necesaria una mayor utilización de las unidades que basan su generación en combustibles fósiles. La Figura 4 muestra la participación de cada tecnología en la generación del año 2010.

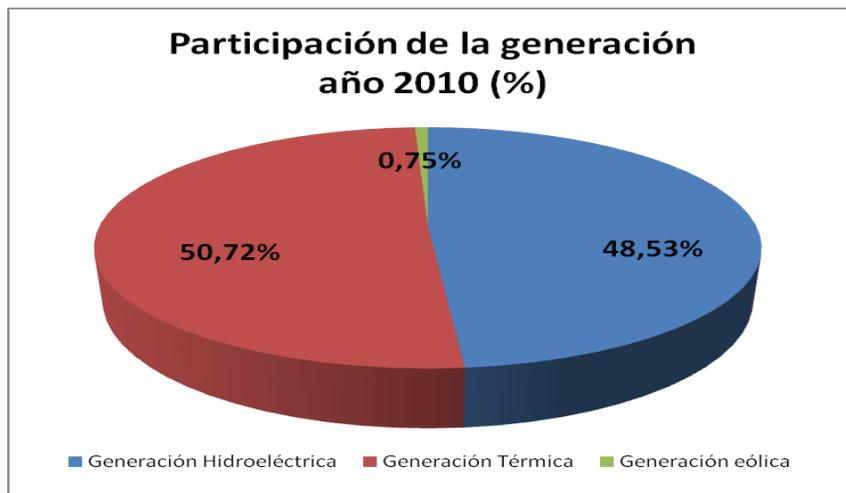


Figura 4. Participación de cada tecnología en la generación, año 2010. (Fuente: CDEC SIC)

Por otro lado, la evolución de la generación hidroeléctrica y la generación térmica a lo largo del año en estudio se aprecia en la Figura 5. Se omite la participación de la generación eólica por no poseer una magnitud significativa en comparación con el resto de la generación.

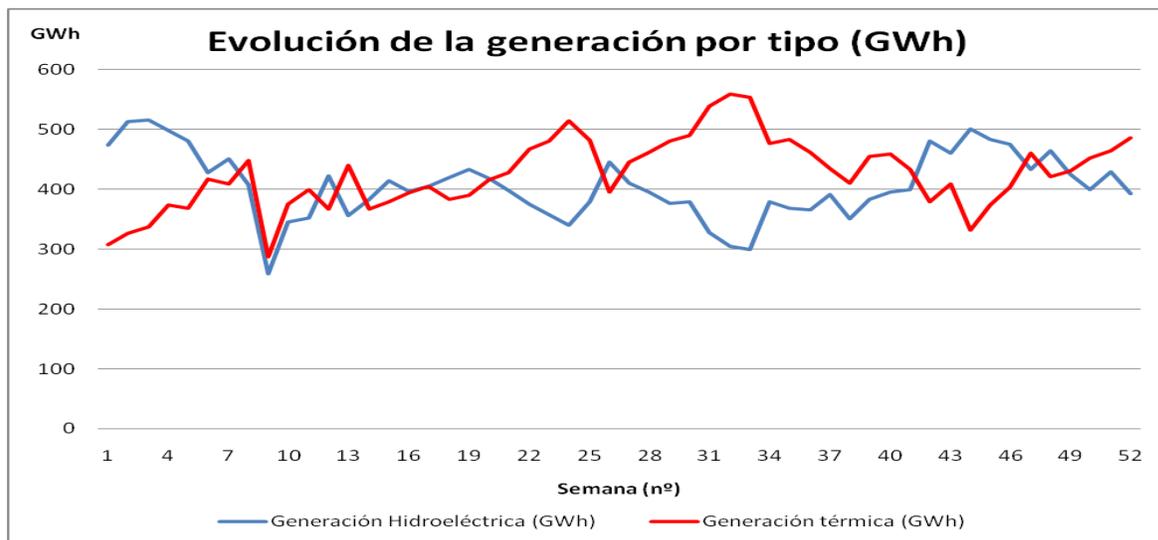


Figura 5. Evolución de la participación de la generación durante el año 2010. (Fuente: CDEC SIC)

La Figura 5 muestra cómo la generación térmica prevaleció en la generación del año 2010, en comparación con la generación hidroeléctrica. A comienzos del año 2010 la generación hidroeléctrica superó a la generación térmica, como consecuencia del fin de un ciclo hidrológico relativamente normal. Sin embargo, a partir de Marzo del presente año se hace presente un ciclo hidrológico seco, lo que trae como consecuencia un predominio de la generación térmica, manifestándose con claridad a partir de la

semana 20. Si bien la generación hidroeléctrica vuelve a ser significativa a partir de la semana 42, este fenómeno es transitorio, propio de la época de deshielos. Hacia el final del período, nuevamente la generación térmica prevalece por sobre la generación hidroeléctrica.

### 3.1.2.3 Evolución de las cotas de los embalses

Una variable importante en la operación económica del SIC es la evolución de la cota de los embalses, o equivalentemente, la evolución de la energía almacenada en los embalses más importantes del sistema: Lago Laja, Laguna Invernada, Lago Chapo, Embalse rapel, Embalse Colbún y Embalse Ralco. La Figura 6 muestra la evolución anual de la energía almacenada en los embalses.

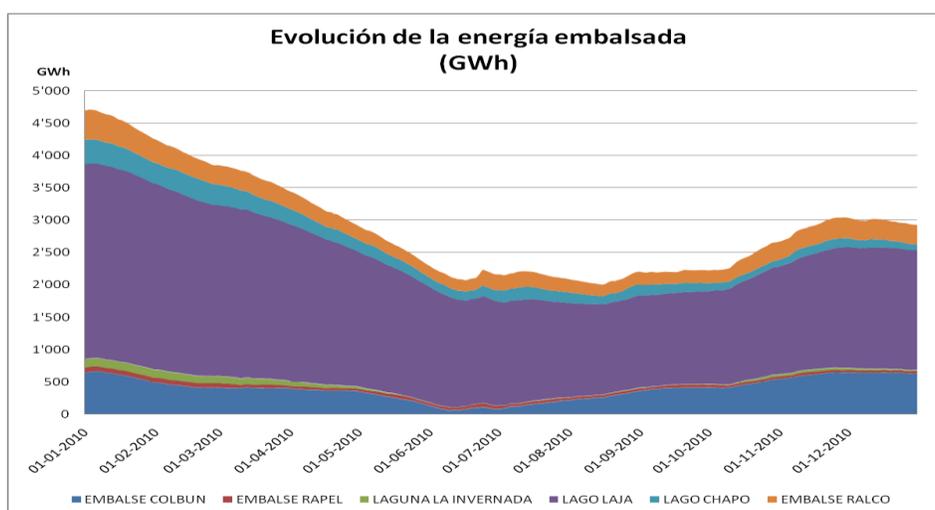


Figura 6. Evolución de la energía embalsada en el SIC. (Fuente: CDEC – SIC)

La evolución de la energía embalsada muestra en forma clara la condición hidrológica seca que predominó durante el año 2010, y que aún está presente en el país. En números, al 31 de diciembre de 2010 habían 2.928,7 [GWh] embalsados. En comparación con los 4.702,7 [GWh] embalsados al 1 de enero del mismo año, hubo una disminución del 37,72%.

La utilización de energía hidroeléctrica durante el primer trimestre del año 2010 es un fenómeno típico de la operación económica del SIC. Esto se presenta todos los años, y se debe a que los meses involucrados se caracterizan por pertenecer a una estación seca. La consecuencia directa de este fenómeno es una disminución de energía embalsada, lo cual comienza a revertirse a partir del segundo trimestre del año, una vez que comience un nuevo ciclo hidrológico. La Figura 6 muestra como este fenómeno no se llevó a cabo durante el 2010, en donde la inexistencia de lluvias no permitió la

recuperación de los embalses. Hacia octubre del año 2010 existe un leve aumento del agua embalsada, debido a los deshielos existentes en la zona centro - sur. No obstante, este fenómeno es transitorio y se revierte rápidamente en las últimas semanas del año.

### 3.1.2.4 Evolución de los precios de combustibles

Los precios semanales de los combustibles utilizados para la generación en el SIC se presentan a continuación.

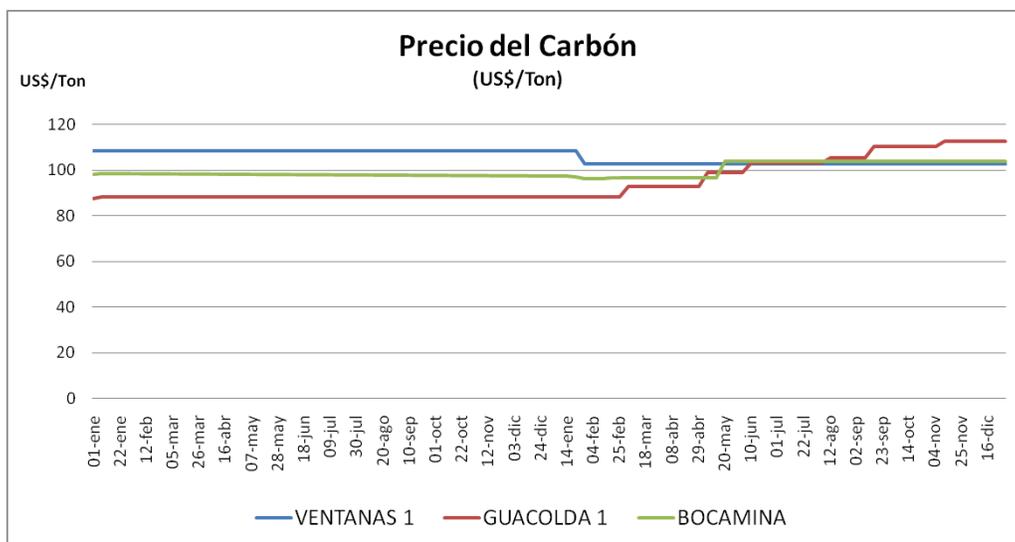


Figura 7. Precios semanales del carbón (Fuente: CDEC – SIC)

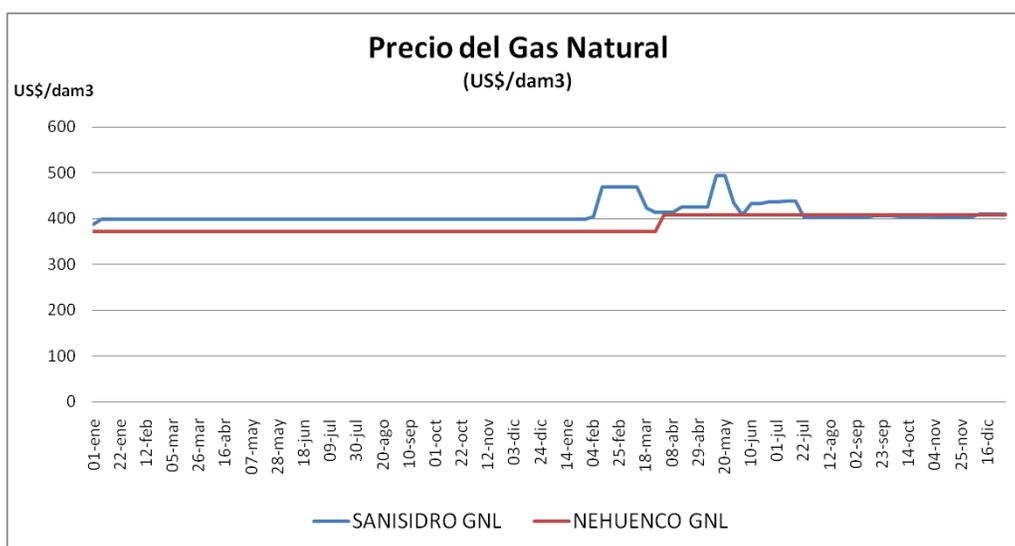


Figura 8. Precios semanales del Gas Natural (Fuente: CDEC – SIC)

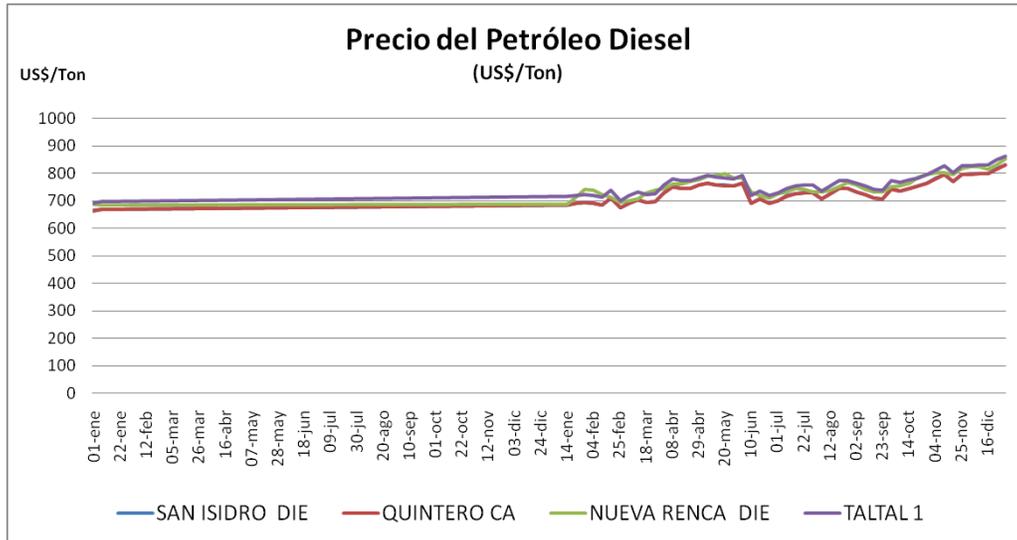


Figura 9. Precios semanales del Petróleo diesel (Fuente: CDEC – SIC)

Las figuras anteriores muestran los costos de combustibles informados por algunas empresas al CDEC, para la programación de la operación en cada semana respectiva. Si bien no se muestran todas las centrales involucradas en el SIC, son una referencia para dimensionar el rango en el cual se mantuvo cada precio. Entre las características más significativas se pueden mencionar:

- El carbón es en su mayoría importado, y su precio sigue la tendencia de los precios existentes en los mercados más importantes de carbón, más el correspondiente cargo por transporte. En promedio, el carbón puesto en cancha en la zona central del país tuvo un precio de US\$ 112,7 por tonelada<sup>6</sup>.
- El precio del petróleo diesel sigue la tendencia de los precios existentes en los mercados mundiales de petróleo. En promedio, el precio del crudo WTI fue de US\$ 79 por barril. Por tanto, el petróleo diesel osciló en torno a los US\$700/ton, alzándose sobre los US\$ 800/ton hacia diciembre del año 2010.
- A diferencia de los combustibles anteriores, el precio del GNL no se relaciona directamente con los mercados mundiales de Gas, sino que obedece a contratos directos entre las generadoras y los propietarios del terminal Quintero. De esta manera, el precio del GNL se encuentra en torno a los 400 US\$/dam<sup>3</sup>, es decir, en torno a los 10.5 US\$/MMBtu.

<sup>6</sup> Fuente: Comisión Nacional de Energía

## 3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA PARTICIPACIÓN ERNC EN LA GENERACIÓN DEL AÑO 2010

### 3.2.1 Características generales

En los últimos años, las Energías Renovables No Convencionales han participado activamente en la matriz de generación del SIC, y por ende, en la generación de energía en el sistema. A partir del año 2005, y en forma progresiva, se han promovido leyes y reglamentos para el incentivo a la inversión en tecnologías renovables. En particular, la ley 20.257 obliga a las empresas de generación a suplir el 5% de sus contratos posteriores al 1º de Enero de 2007 con Energía Renovable No Convencional.

En concordancia con la ley antes señalada, y según el informe denominado *Balance de inyecciones y obligaciones definitivo*, correspondiente a diciembre de 2010 y publicado por el CDEC SIC, las centrales calificadas como ERNC se describen en la Tabla 1.

Central	Tecnología	Capacidad [MW]	Fecha primera Sincronización
CTRL_RINCON	Hidráulica	0.28	13-04-2007
CTRL_PUCLARO	Hidráulica	5.60	11-04-2008
CTRL_CONSTITUCION	Biomasa	11.05	01-01-1995
CTRL_LAJA_E.VERDE	Biomasa	12.69	01-01-1995
CTRL_MANZANO	Hidráulica	4.85	05-12-2008
CTRL_LIRCAY	Hidráulica	19.00	07-10-2008
CTRL_TOTAL	Eólica	46.00	08-12-2009
CTRL_ESCUADRON	Biomasa	15.00	19-04-2007
CTRL_COYA	Hidráulica	11.00	08-07-2008
CTRL_CHIBURGO	Hidráulica	19.40	13-07-2007
CTRL_TRUFUL	Hidráulica	0.41	08-09-2009
CTRL_MONTE_REDONDO	Eólica	38.00	07-12-2009
CTRL_NUEVA_ALDEA	Biomasa	37.00	08-09-2006
CTRL_OJOS_DE_AGUA	Hidráulica	9.00	27-06-2008
CTRL_CANELA	Eólica	18.20	27-12-2007
CTRL_CANELA_II	Eólica	60.00	11-12-2009
CTRL_PALMUCHO	Hidráulica	32.00	01-11-2007
CTRL_LEBU_CRISTORO	Eólica	3.50	14-02-2009
CTRL_LOMA_LOS_COLORADOS	Biogás	2.00	26-11-2009
CTRL_EL_TARTARO	Hidráulica	0.13	06-05-2010
CTRL_GUAYACAN	Hidráulica	12.00	24-09-2010
CTRL_SAN_CLEMENTE	Hidráulica	5.90	29-07-2010
CTRL_TRUENO	Hidráulica	3.00	01-06-2010

CTRL_CORRALES	Hidráulica	3.00	01-06-2010
CTRL.DOÑA HILDA	Hidráulica	0.31	20-11-2010
CTRL_HIDROPALOMA	Hidráulica	4.60	30-03-2010
CTRL_MASISA	S/I	S/I	02-11-2010
CTRL_MARIPOSAS	Hidráulica	6.30	01-12-2010
CTRL_DONGO	Hidráulica	6.00	01-12-2010

Tabla 1. Centrales reconocidas como ERNC (Fuente: CDEC – SIC)

Las centrales ERNC poseen características particulares, en comparación con sus pares convencionales. En primer lugar, y con excepción de la Biomasa, su generación se basa en energéticos primarios con elevada variabilidad: al utilizar directamente los recursos de la naturaleza – en particular el agua y el viento – su perfil de generación se encuentra directamente relacionada con la presencia del recurso renovable. Esto le entrega una intermitencia que no es propio de centrales de generación convencional, como por ejemplo las centrales térmicas en base a combustibles fósiles y las grandes hidroeléctricas de embalse. Por otra parte, el utilizar un recurso renovable obtenido directamente de la naturaleza otorga que sus costos variables de operación sean nulos. Por tanto, serán despachadas por el CDEC siempre y cuando el recurso se encuentre disponible en la naturaleza. En el caso de la Biomasa, los costos de generación no necesariamente son nulos. Sin embargo, son bajos en comparación con las grandes centrales térmicas basadas en carbón, Gas natural o Petróleo Diesel. La Figura 10 denota la participación de las ERNC en la generación del año 2010, en donde el total anual de generación es de 43.584 [GWh].

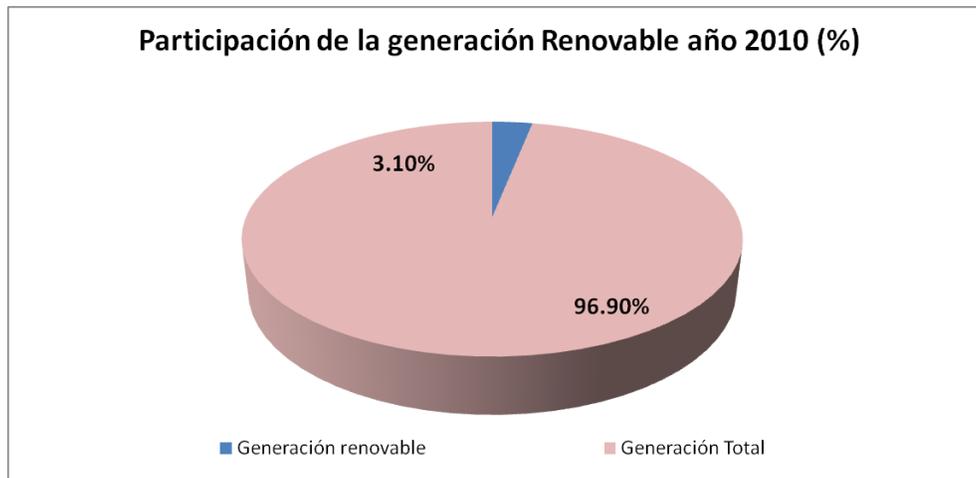


Figura 10. Participación ERNC en la operación económica del 2010 (Fuente: CDEC SIC)

### 3.2.2 Evolución semanal de la generación ERNC

La participación semanal de las ERNC en la operación del sistema del año 2010 se presenta en la Figura 11.

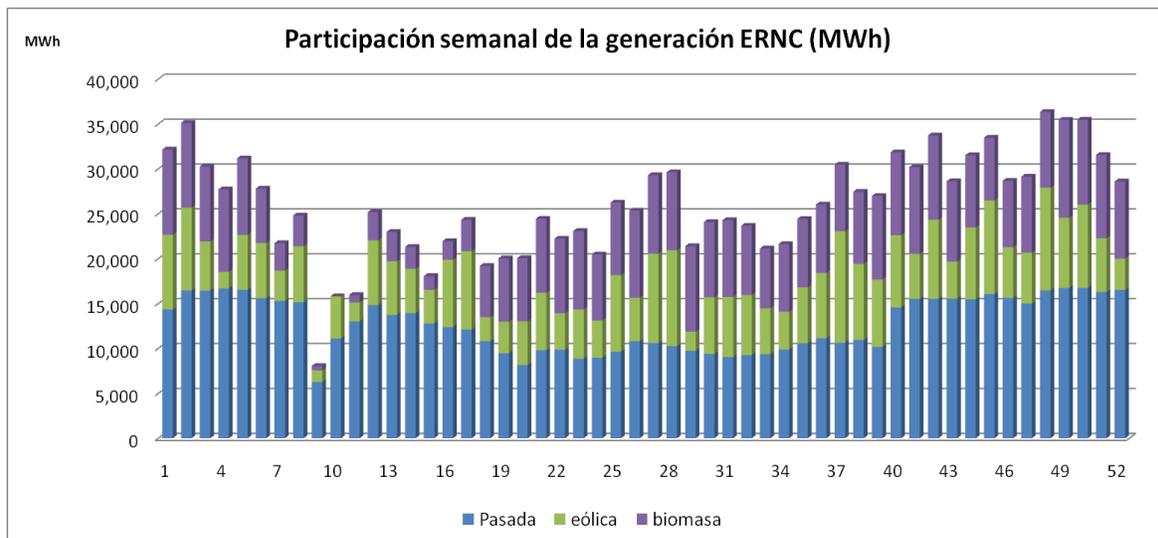


Figura 11. Participación semanal de las ERNC en la operación del sistema. (Fuente: CDEC SIC)

En la figura anterior se aprecia cómo la generación ERNC se encuentra fuertemente correlacionada con la generación total del sistema, esto es, sigue la misma tendencia a medida que transcurre el año. La generación con mayor participación es la pequeña hidráulica, la cual toma un valor promedio semanal de 12,692 [GWh], equivalente al 50% de la generación ERNC. La participación de la energía eólica y la biomasa son muy similares. La primera de ellas genera, en promedio, 6,247 [GWh], equivalente al 24% de la generación ERNC. La biomasa genera aproximadamente 7,029 [GWh], esto es, el 26% de la generación ERNC.

Un punto importante a destacar es que la energía catalogada como ERNC nunca toma valores cercanos a cero. En efecto, el menor valor alcanzado durante el año 2010 es de 8,043 [GWh], equivalente a la generación de una central de 47,8 [MW]. Por tanto, si bien la generación ERNC no se equipara con sus pares convencionales, si es un aporte directo al despacho de las unidades, aportando una energía base y de bajo costo.

Otro punto a considerar es que ninguna tecnología ERNC ha tomado valores nulos durante el horizonte de tiempo considerado. Luego, si bien existe una variabilidad asociada a la fuente primaria utilizada para la generación, en ningún caso dicha variabilidad implica que las ERNC aporten 0 [MW] al despacho. Se destaca la participación de la energía eólica, la cual, pese a encontrarse concentrada en

prácticamente un solo punto geográfico, nunca deja de aportar a la generación del sistema.

### 3.3 COSTOS MARGINALES DE LA ENERGÍA EN EL AÑO 2010

#### 3.3.1 Evolución semanal del costo marginal

Las características anteriormente presentadas sobre la operación del sistema convergen en los costos marginales reales obtenidos en el año 2010. Cabe señalar que dicho costo marginal es horario, y calculado por el CDEC SIC a partir de la generación real horaria del sistema. Para efectos de este trabajo, se ha considerado el costo marginal semanal, obtenido mediante una ponderación adecuada de los bloques "valle" y "punta" para cada semana. Los valores obtenidos se presentan en la Figura 12, y corresponden a los valores obtenidos en la barra Alto Jahuel 220 KV.

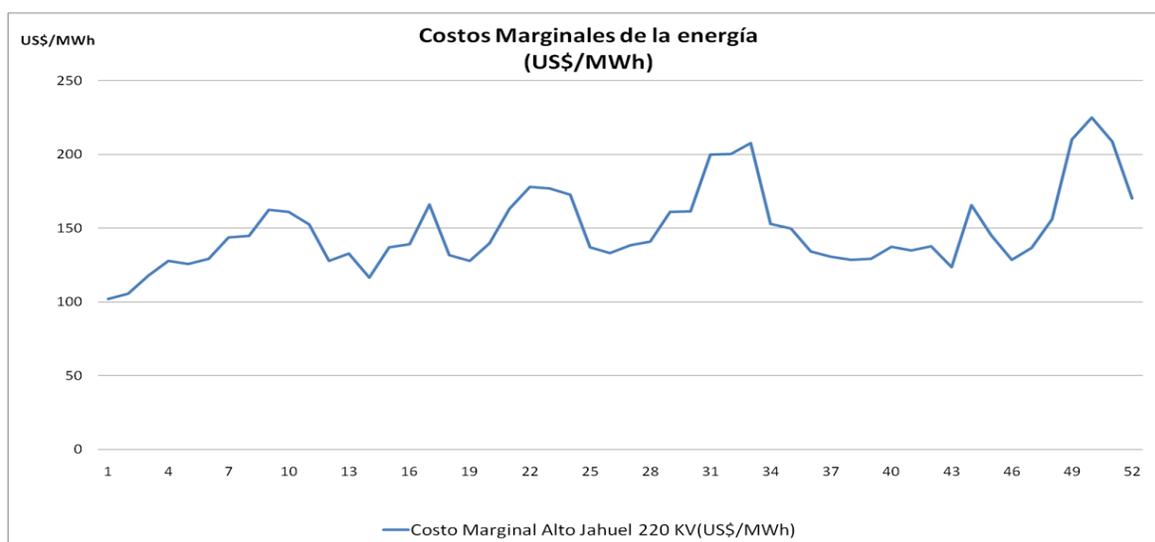


Figura 12. Costos marginales semanales de la energía (Fuente: CDEC SIC)

Los costos marginales del año 2010 son determinados, en su mayoría, por centrales que operan con Petróleo Diesel como combustible. La escasez de agua durante el año 2010 implica necesariamente el despacho de estas unidades de generación, las cuales poseen costos de operación superiores a los 120 [US\$/MWh]. A medida que transcurre el año, se hace necesario despachar unidades ineficientes, a causa del incremento de la sequía. Por tanto, si bien el costo marginal promedio anual del sistema es de 149,2 [US\$/MWh], se alcanza un valor máximo de 219,1 [US\$/MWh] hacia fines del año 2010.

### 3.4 COSTOS DE OPERACIÓN EN EL AÑO 2010

#### 3.4.1 Evolución semanal del costo de operación

Los costos de operación semanales del sistema para el año 2010 se aprecian en la Figura 13.

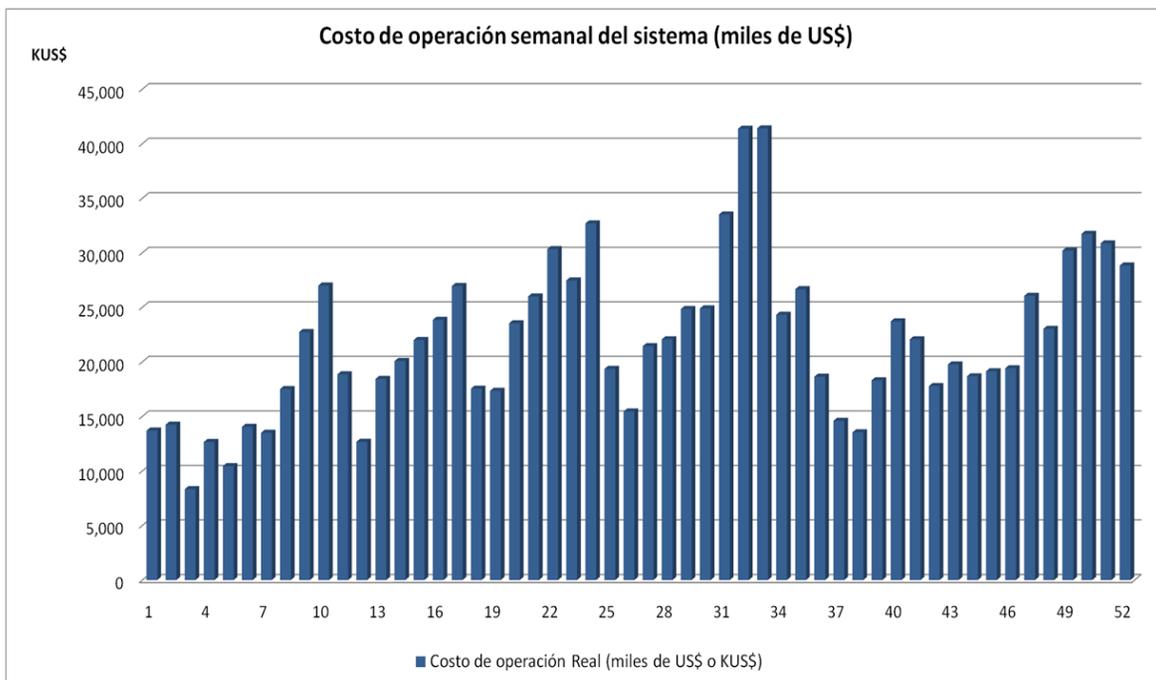


Figura 13. Costos de operación semanales del SIC (Fuente: Valgesta Energía)

Los costos de operación del año 2010 también denotan una elevada componente Diesel en la generación semana del sistema. En promedio, el costo semanal es de US\$ 21,98 millones. Sin embargo, llega a alcanzar los US\$ 41,4 millones en la semana 33. A medida que se hace necesario generar con centrales de respaldo (Centrales a Petróleo Diesel con poca eficiencia), incrementa considerablemente el costo de operación, cerrando el año en valores por sobre los \$ 25 millones. En el año 2010, el costo total de operación del SIC fue de US\$ 1.143 millones.

El costo medio semanal de operación del año 2010 es de 26,3 US\$/MWh. La evolución del costo medio de operación en el año 2010 se presenta en la Figura 14.

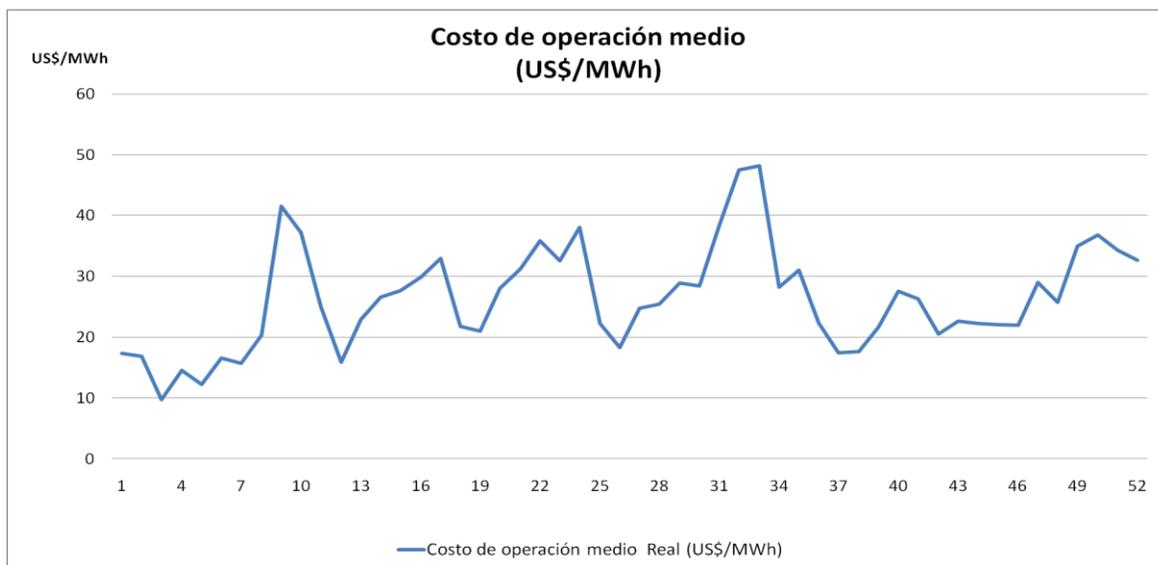


Figura 14. Costo medio de operación semanal, para el año 2010 (Fuente: Valgesta Energía)

## 4 METODOLOGÍA

### 4.1 METODOLOGÍA GENERAL

La metodología general se presenta en la Figura 15.

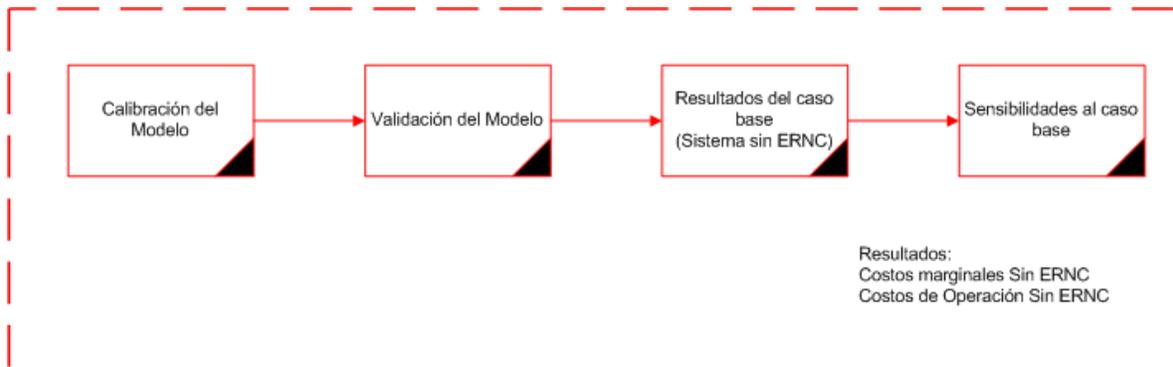


Figura 15. Metodología general del estudio. (Fuente: Valgesta Energía)

Con el objetivo de estudiar el impacto de las ERNC en la operación económica del SIC, es necesario replicar, con los modelos computacionales propios del consultor, la operación económica del año 2010. Para ello se utiliza el software SDDP<sup>7</sup>, el cual permite simular la operación económica de sistemas hidrotérmicos, enfatizando las características de las centrales hidroeléctricas de embalse y centrales hidroeléctricas de pasada. Además, es posible detallar las centrales térmicas presentes en el SIC, la disponibilidad de los combustibles y los costos asociados, la red de transmisión; y, la demanda del sistema. Con todos estos datos, es posible obtener el despacho de las unidades de generación para un horizonte de tiempo semanal y, por ende, los costos marginales del sistema y el costo de operación del mismo. La calibración del modelo consiste, mediante la utilización de información relativa a la operación real del sistema para el año 2010, en obtener los costos marginales reales semanales para el año 2010 con el modelo computacional señalado.

Una vez calibrado el modelo, se procede a validarlo. En este caso, se ejecutan diferentes pruebas relacionadas con la operación del sistema sin ERNC. Dada la operación real del sistema, se conoce de antemano los efectos provocados por la no operación de alguna central en particular. Efectuando este proceso para un conjunto aleatorio y reducido de centrales y, mediante la obtención de resultados esperados, es posible calificar al modelo como un modelo confiable. Con esta etapa concluida, el siguiente paso es implementar el modelo para el estudio descrito en el presente documento.

<sup>7</sup> Mayores detalles se pueden encontrar en <http://www.psr-inc.com>

El tercer bloque de la metodología consiste en efectuar una simulación del sistema sin la presencia de Energía Renovable No Convencional (ERNC). Esta simulación – denominada caso base – otorga como resultado la operación económica que hubiese determinado el CDEC en el caso que dicha generación no existiese en el sistema. Por tanto, se determina el despacho de unidades de generación para un horizonte de tiempo semanal. El resultado concreto es la obtención de los costos marginales semanales de la energía, y los costos de operación semanales resultantes de operar el SIC sin ERNC durante el año 2010.

Finalmente, es posible desarrollar sensibilidades que permitan estudiar la influencia de ciertos variables de interés. En particular, es posible analizar el efecto que hubiese tenido en el sistema la inclusión de un porcentaje mayor de ERNC en el sistema. Al igual que en el caso base, se obtienen como resultados los costos marginales semanales de la energía, así como los costos de operación incurridos en el sistema.

## **4.2 CALIBRACIÓN DEL MODELO**

La calibración del modelo es un paso esencial para analizar el impacto de las ERNC en el Sistema Interconectado Central. La Figura 16 muestra el detalle del proceso de calibración.

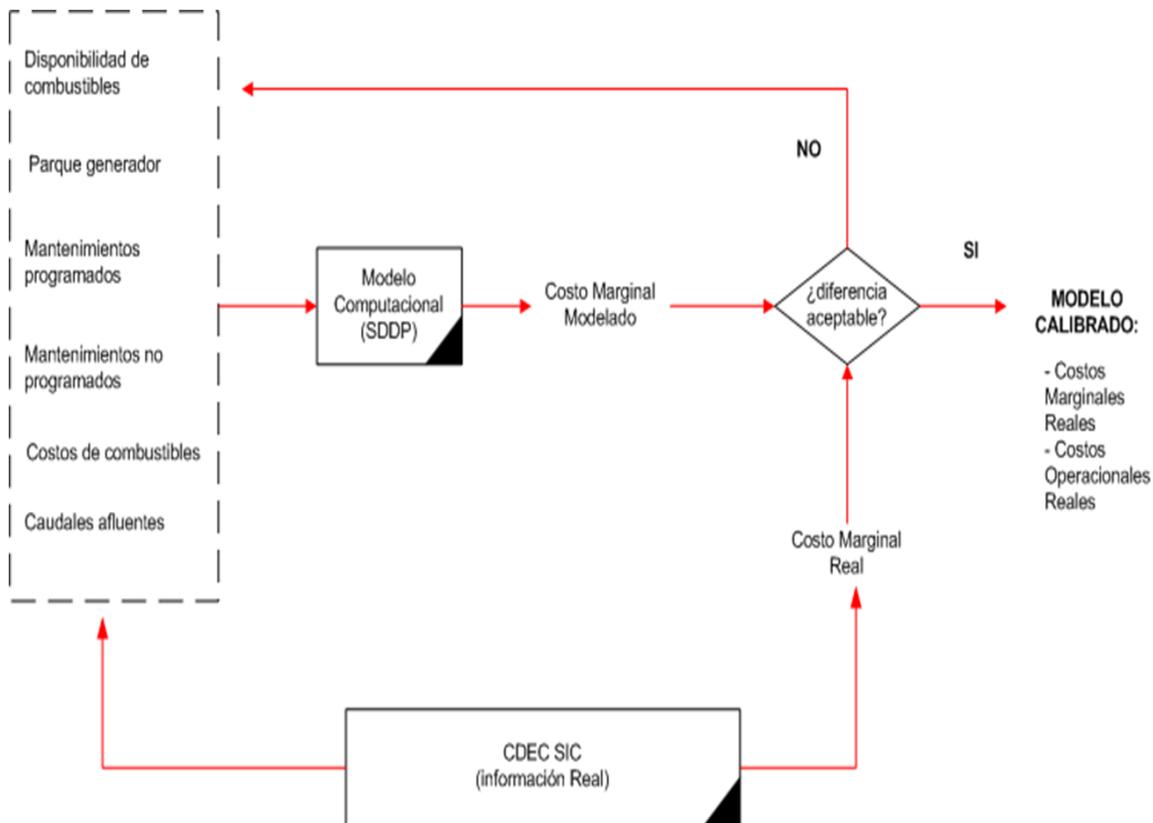


Figura 16. Calibración del modelo (Fuente: Valgesta Energía)

En la figura anterior, el primer paso consiste en recopilar la información necesaria relacionada con la operación real semanal del SIC. Esta información se encuentra disponible en la página web del operador del sistema (CDEC SIC)<sup>8</sup>. Los datos más importantes son:

- **Parque generador.** Consiste en el detalle de las centrales que actualmente se encuentran en funcionamiento.
- **Disponibilidad de combustibles.** De acuerdo a la generación de las centrales térmicas, es posible estimar la disponibilidad de combustible para un horizonte de tiempo dado. Este aspecto resulta crítico en las centrales duales, es decir, que pueden operar tanto con Gas Natural, como con Petróleo Diesel.
- **Precios de combustibles.** De acuerdo a lo informado por las empresas al CDEC para la programación semanal, se obtienen los precios de combustibles semanales para cada unidad térmica de generación.
- **Caudales Afluentes.** La programación semanal del CDEC informa, entre otros aspectos, los caudales afluentes para las centrales hidroeléctricas de embalse y pasada del SIC.

<sup>8</sup> La información obtenida es posible encontrar en <http://www.cdec-sic.cl>

- **Programa de mantenimiento Mayor.** El programa de mantenimiento mayor del año 2010 informa las centrales que detienen su funcionamiento en el año 2010 y la fecha de dicha detención.
- **Mantenimientos no programados.** A partir de la generación real, es posible determinar la existencia de mantenimientos no programados en las centrales del SIC.

Los datos recopilados en forma semanal se ingresan al Software SDDP, para la modelación del sistema. Los resultados de dicha modelación son la generación térmica semanal, la generación hidroeléctrica semanal y los costos marginales del sistema. Dichos resultados se comparan con los resultados reales del año 2010, los cuales también son publicados por el CDEC SIC. Si las diferencias entre los resultados reales y los resultados obtenidos por el SDDP son aceptables, entonces el modelo se define como calibrado. En caso contrario es necesario efectuar ajustes al modelo, con tal que las variables antes mencionadas coincidan con los valores reales del sistema para cada semana del año 2010.

El proceso iterativo de ajuste para la calibración del modelo se realiza principalmente con la revisión detallada de la generación real de las centrales. La generación real de las unidades del sistema no necesariamente coincide con la operación programada del CDEC. Las razones pueden obedecer al retraso del programa de mantenimiento mayor, o a fallas de unidades generadoras o líneas de transmisión que no le hayan permitido generar lo previamente programado. Con estos aspectos en consideración, es posible mejorar los resultados del proceso, permitiendo una calibración adecuada del modelo computacional.

#### 4.3 RESULTADOS DE LA CALIBRACIÓN

Los resultados de la calibración, esto es, los costos marginales reales semanales y los costos marginales obtenidos por el consultor para el año 2010 se aprecian en la Figura 17.

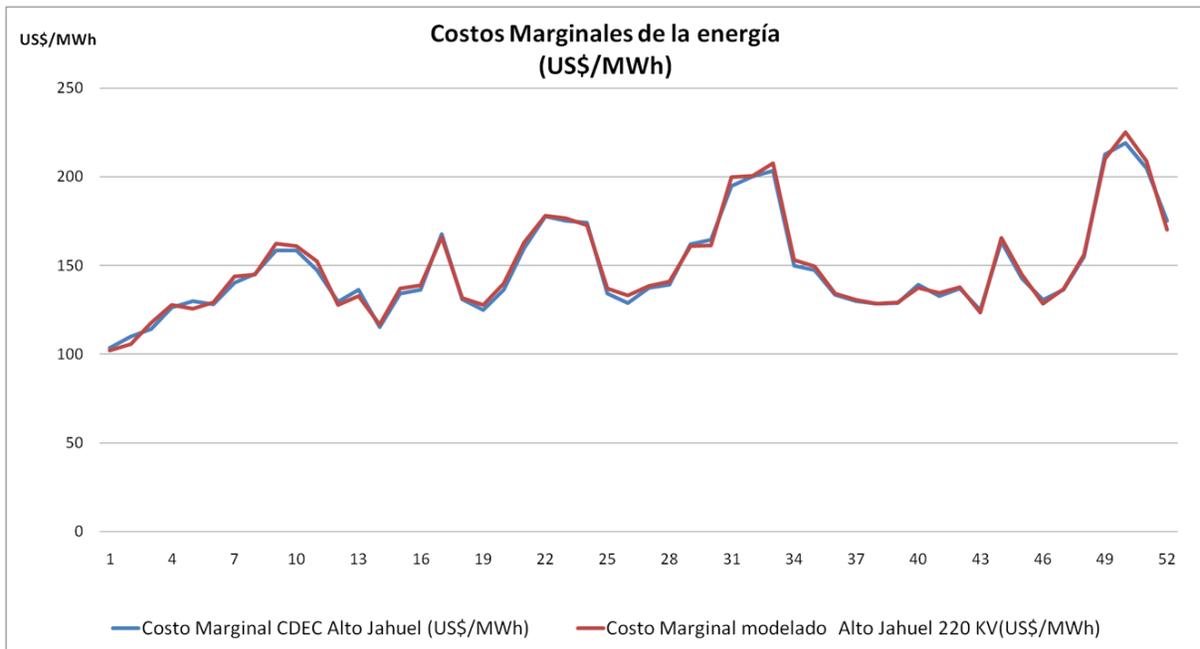


Figura 17. Costos Marginales semanales del año 2010.

En la figura anterior puede observarse como la incorporación detallada de la generación del año 2010 al modelo computacional – añadiendo las singularidades propias de la operación real del sistema – permite obtener los costos marginales reales de la energía para el año 2010, en un intervalo de tiempo semanal. La correlación entre ambas curvas (real y modelado) es de un 99,5%. Por tanto, se considera que el modelo SDDP desarrollado por el consultor refleja realmente la operación del sistema para el año 2010.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 ESCENARIO BASE

El escenario base de estudio consiste en determinar la operación del SIC sin la presencia de centrales ERNC, catalogadas como tal mediante el cumplimiento de la ley 20.257, y por tanto, anexadas al informe denominado “*balance de inyecciones y obligaciones*”, el cual es publicado por el CDEC SIC en forma mensual. Las centrales a considerar, y su capacidad instalada se presentan en la Tabla 2.

Central	Tecnología	Capacidad [MW]	Fecha primera Sincronización
CTRL_RINCON	Hidráulica	0.28	13-04-2007
CTRL_PUCLARO	Hidráulica	5.60	11-04-2008
CTRL_CONSTITUCION	Biomasa	11.05	01-01-1995
CTRL_LAJA_E.VERDE	Biomasa	12.69	01-01-1995
CTRL_MANZANO	Hidráulica	4.85	05-12-2008
CTRL_LIRCAY	Hidráulica	19.00	07-10-2008
CTRL_TOTORAL	Eólica	46.00	08-12-2009
CTRL_ESCUADRON	Biomasa	15.00	19-04-2007
CTRL_COYA	Hidráulica	11.00	08-07-2008
CTRL_CHIBURGO	Hidráulica	19.40	13-07-2007
CTRL_TRUFUL	Hidráulica	0.41	08-09-2009
CTRL_MONTE_REDONDO	Eólica	38.00	07-12-2009
CTRL_NUEVA_ALDEA	Biomasa	37.00	08-09-2006
CTRL_OJOS_DE_AGUA	Hidráulica	9.00	27-06-2008
CTRL_CANELA	Eólica	18.20	27-12-2007
CTRL_CANELA_II	Eólica	60.00	11-12-2009
CTRL_PALMUCHO	Hidráulica	32.00	01-11-2007
CTRL_LEBU_CRISTORO	Eólica	3.50	14-02-2009
CTRL_LOMA_LOS_COLORADOS	Biogás	2.00	26-11-2009
CTRL_EL_TARTARO	Hidráulica	0.13	06-05-2010
CTRL_GUAYACAN	Hidráulica	12.00	24-09-2010
CTRL_SAN_CLEMENTE	Hidráulica	5.90	29-07-2010
CTRL_TRUENO	Hidráulica	3.00	01-06-2010
CTRL_CORRALES	Hidráulica	3.00	01-06-2010
CTRL_HIDROPALOMA	Hidráulica	4.60	30-03-2010
CTRL_MARIPOSAS	Hidráulica	6.30	01-12-2010

Tabla 2. Centrales ERNC a considerar para las modelaciones.

En comparación con la Tabla 1, la tabla anterior no considera las centrales Masisa, San Clemente y Dongo. Todas ellas no presentan información disponible en los registros del CDEC – SIC. Dada su tardía fecha de incorporación al sistema, se optó por no adicionarlas a los modelos del consultor. Su poca participación en la generación del año 2010 hace que esta exclusión no modifique sustancialmente los resultados obtenidos, tanto en el proceso de calibración como en los escenarios modelados.

### 5.1.1 Costos marginales de la energía

Los costos marginales de la energía para el caso base en estudio se presentan en la Figura 18.

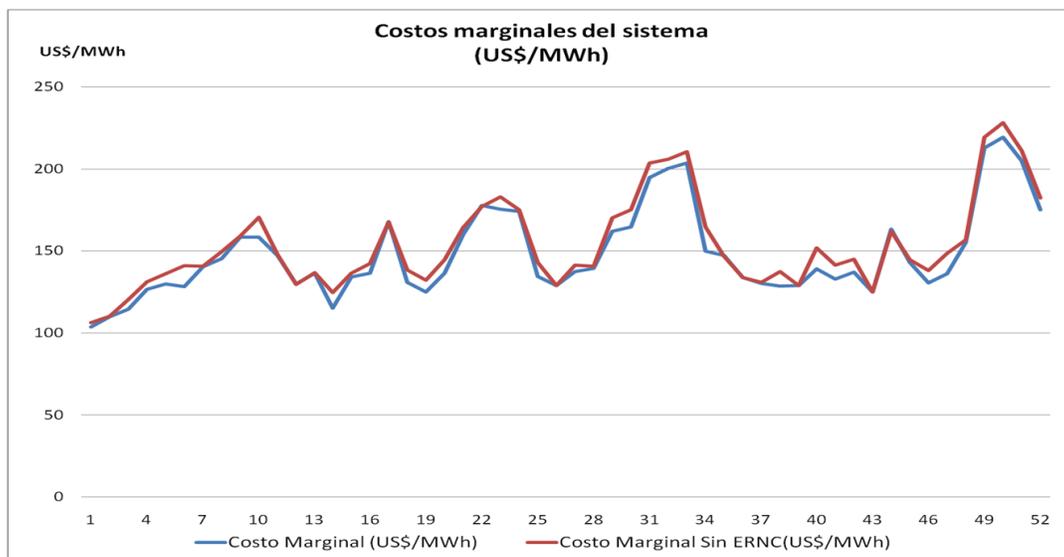


Figura 18. Costos marginales de la energía – caso base.

La figura anterior muestra, como primer resultado importante, que las Energías Renovables No Convencionales lograron disminuir los costos del sistema. Al comparar los costos marginales semanales – caso real y caso base – se observa una disminución paulatina y persistente de costos marginales a lo largo del año<sup>9</sup>. Sin embargo, el valor de dicha disminución no es constante durante el año. Los valores promedio, mínimo, máximo y la desviación estándar de costos marginales semanales se presentan en la Tabla 3.

<sup>9</sup> De 52 semanas totales, en 43 semanas existe una disminución del costo marginal atribuible al desplazamiento de la central marginal del sistema.

US\$/MWh	Operación con ERNC	Operación Sin ERNC
Promedio	148.387*	153.499
Desviación Estándar	26.946	27.815
Mínimo	103.672	106.304
Máximo	219.162	228.247

\*Valor obtenido mediante la calibración del modelo.

**Tabla 3. Comparación de costos marginales entre caso base y operación real.**

De acuerdo a los datos anteriormente presentados, la disminución del costo marginal promedio semanal del sistema es de un 3,33%. Como ya se mencionó, este fenómeno no es de valor constante durante el año, y depende de situaciones particulares en la operación económica del sistema. En términos generales, el hecho que exista una disminución del costo marginal está condicionado por ciertas características:

- Existe una fuerte relación entre la disminución del costo marginal y la condición de operación puntual del sistema en una semana dada. Para lograr una disminución real en el costo marginal, es necesario que la inserción de centrales ERNC a la operación del sistema desplace a la generación térmica más cara operando en el sistema. Como la central a desplazar siempre será la central que determine el costo marginal del sistema ("central marginal"), dicho desplazamiento depende de la capacidad disponible por dicha central: si la central marginal posee una capacidad elevada, la inserción de ERNC en la operación del sistema no modificará a la central marginal del sistema, y, por ende, al costo marginal. Por el contrario, si dicha central no posee una capacidad de generación considerable, la inserción de ERNC sí la desplazará de la operación económica del sistema, provocando que el costo marginal corresponda a una central de menor costo variable, es decir, una disminución del costo marginal.
- En caso de existir una disminución del costo marginal, dicha magnitud depende de la condición de operación del sistema. en la actualidad, el SIC posee restricciones de Gas Natural. Por tanto, es posible que ciertas centrales reduzcan su potencia máxima o simplemente decidan no operar con dicho combustible. Luego, las diferencias de costo variable entre centrales consecutivas en la lista de mérito<sup>10</sup> pueden ser considerables.

En números, la potencia media que aportan semanalmente las ERNC al sistema, en promedio, es de 154,7 [MW]. Lo anterior es no menor, si se considera que las centrales que determinaron el costo marginal del sistema fueron unidades que operan principalmente con Petróleo Diesel, las cuales se caracterizan por ser unidades cuya capacidad máxima oscila entre los 116 [MW] y los 217 [MW]<sup>11</sup>. Por tanto, es esperable que la inserción de ERNC al sistema en la magnitud antes mencionada impacte los

<sup>10</sup> Cabe recordar que la lista de mérito ordena en orden ascendente las centrales de generación térmica de acuerdo a su costo variable.

<sup>11</sup> Fuente: CDEC – SIC

costos marginales del sistema. La Figura 19 muestra un segmento de la lista de mérito referencial para el SIC, ordenando las centrales de menor a mayor costo marginal. La tabla asociada a la Figura 19 se encuentra en los anexos del informe.

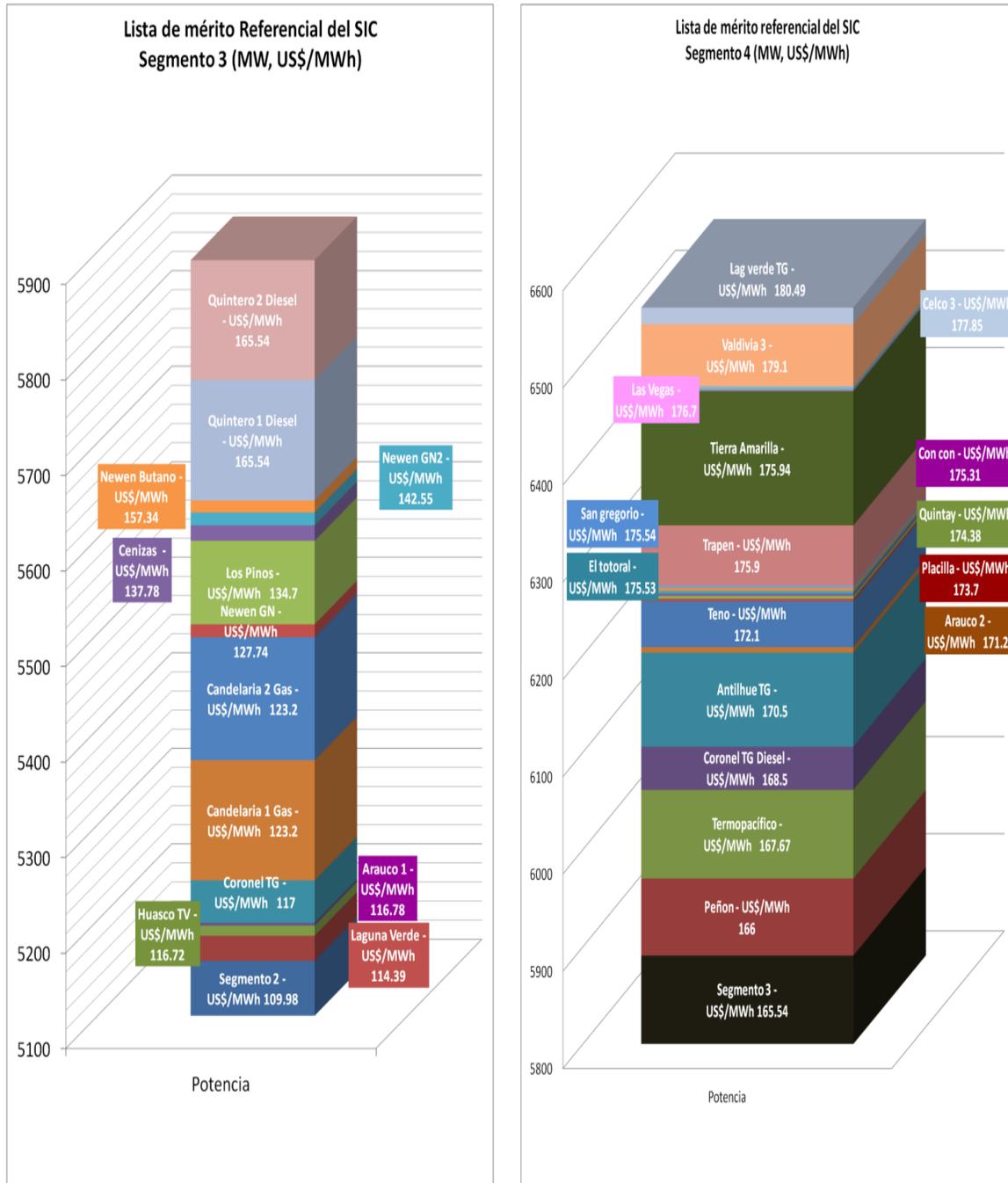


Figura 19. Segmentos de la lista de Mérito referencial para el SIC (Fuente: Valgesta Energía)

### 5.1.2 Costo de operación del sistema

Los costos de operación del sistema para el caso base se presentan en la Figura 20.

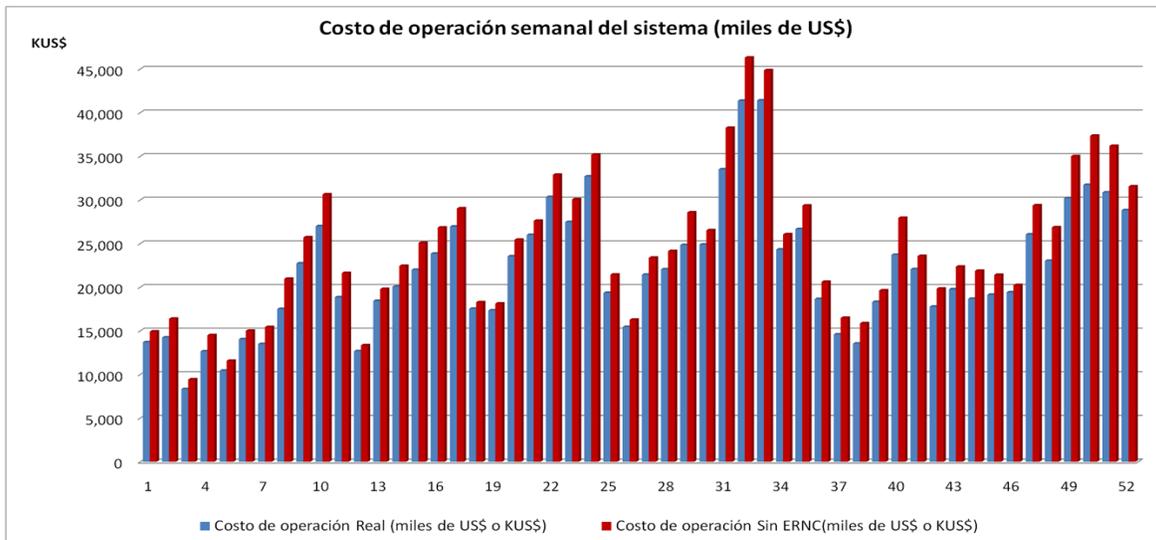


Figura 20. Costos de operación para el caso base.

La figura anterior denota cómo la presencia de ERNC en la matriz de generación disminuye, para todas las semanas, los costos de operación del sistema. A diferencia del impacto de las ERNC sobre el costo marginal, el impacto de las ERNC en el costo de operación semanal del sistema es mayor, dado que se desplaza energía térmica cuyo costo variable es el costo marginal del sistema – y por ende corresponde a la energía más cara de operación – por energía cuyo costo variable es cero. La presencia de ERNC disminuye, en promedio, los costos de operación semanal del sistema en un 9,93%.

En general, la disminución anteriormente descrita depende fuertemente del costo marginal del sistema. Dado el reemplazo ya mencionado de energía cuyo costo variable es el costo marginal del sistema por energía de costo cero, el mayor impacto ERNC en los costos de operación se dan a medida que el costo marginal es mayor. En estos casos, la disminución del costo marginal supera el 13%, tomando un valor porcentual máximo del 16,47%. Al revés, para valores bajos de costo marginal, el impacto ERNC sobre costos de operación es menor. Sin embargo, dicha disminución nunca es inferior al 4,02%.

El costo de operación anual del sistema para el caso base es de US\$ 1.271 millones. Comparándolo con el escenario real, la operación con ERNC genera un ahorro de US\$ 129 millones anuales<sup>12</sup>.

Dada la disminución de los costos de operación producto de una operación con ERNC, también existe una disminución en los costos medios de operación. La Figura 21 muestra dicha disminución durante el año 2010.

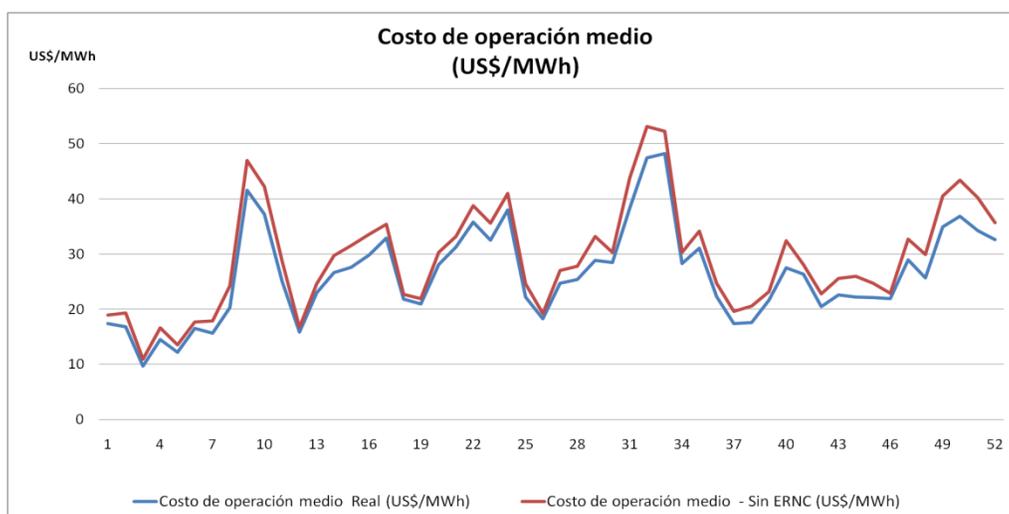


Figura 21. Costos medios de operación (US\$/MWh)

En promedio, el costo de operación semanal del caso base (Sin ERNC) para el año 2010 fue de 29,26 [US\$/MWh]. Esto, en comparación con los 26,30 [US\$/MWh] del escenario real, permite concluir que la inserción de generación renovable en el sistema permite disminuir el costos medio de operación en un 10,09%.

## 5.2 SENSIBILIDADES: INSERCIÓN DEL 5% ERNC.

Con tal de analizar el real impacto de la ERNC en la operación del SIC, se incrementa al 5% la participación renovable en el sistema. Con esto se busca estudiar cómo hubiese sido la operación real del SIC si la ley 20.257 impusiera dicho porcentaje como una obligación al total de retiros del año 2010, y por ende, a la generación del SIC.

Para lograr el incremento porcentual de ERNC, se incrementa, para cada semana, la generación eólica, la generación mini hidráulica y la generación en base a biomasa.

<sup>12</sup> Se recuerda que el costo de operación real del sistema fue de US\$ 1.143 millones.

Dicho incremento se efectúa en forma proporcional, con tal de no alterar la propia proporción de cada tecnología ERNC dentro de la matriz de generación renovable. Además, es necesario señalar que el 5% de generación ERNC es un porcentaje anual, y no constante a lo largo del año. Luego, el incremento de generación renovable se efectúa de tal forma que no se altere la desviación semanal sobre este 5%, pero cumpliendo el objetivo porcentual de generación en el año.

### 5.2.1 Costos marginales de la energía

Los costos marginales de la energía para esta sensibilización sobre la generación ERNC se aprecian en la Figura 22.

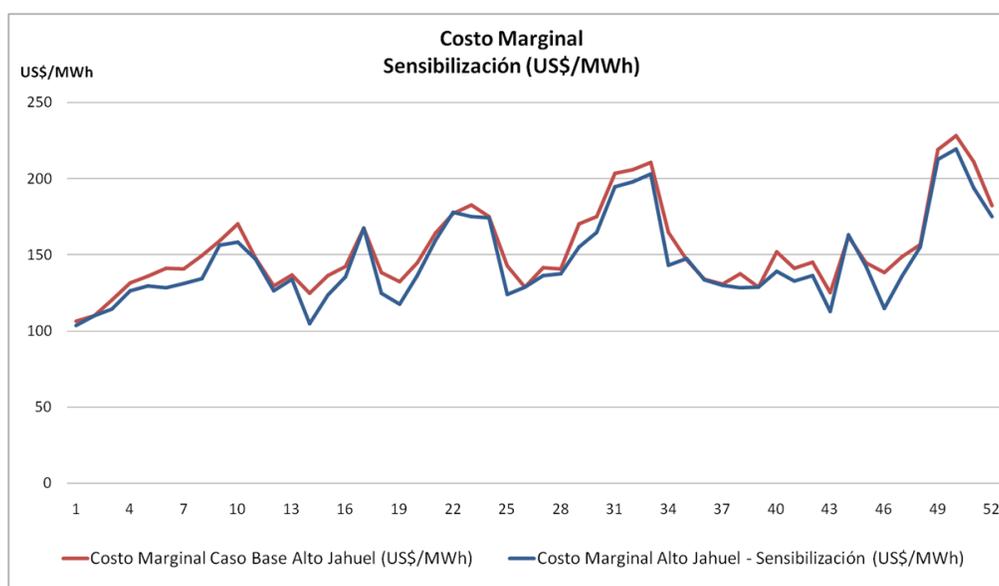


Figura 22. Costos marginales, 5% de inclusión ERNC.

La figura anterior muestra como una hipotética incorporación del 5% de ERNC en la matriz de generación del año 2010 hubiese disminuido el costo marginal semanal de manera constante. Esta disminución es de mayor magnitud que en el caso ocurrido en la realidad (año 2010), en donde la participación ERNC dentro de la generación anual alcanza un 3,10%. En palabras simples, un 5% de generación ERNC implica que el número de semanas en donde se desplaza generación térmica por generación ERNC es mayor que en el caso anterior. Por tanto, se logra una disminución de mayor magnitud en comparación con el caso real. En promedio, la disminución porcentual semanal alcanza el 5,14% con respecto al caso base (sin generación ERNC).

Los valores promedio, mínimo, máximo y la desviación estándar correspondientes a la sensibilización se aprecian en la Tabla 4.

US\$/MWh	Operación 5% ERNC	Operación Sin ERNC
Promedio	145.821	153.499
Desviación Estándar	27.908	27.815
Mínimo	103.672	106.304
Máximo	219.162	228.247

Tabla 4. Comparación de costos marginales entre sensibilización y caso base.

### 5.2.2 Costos de operación del sistema

Los costos de operación en el sistema para la sensibilización presentada se muestran en la Figura 23.

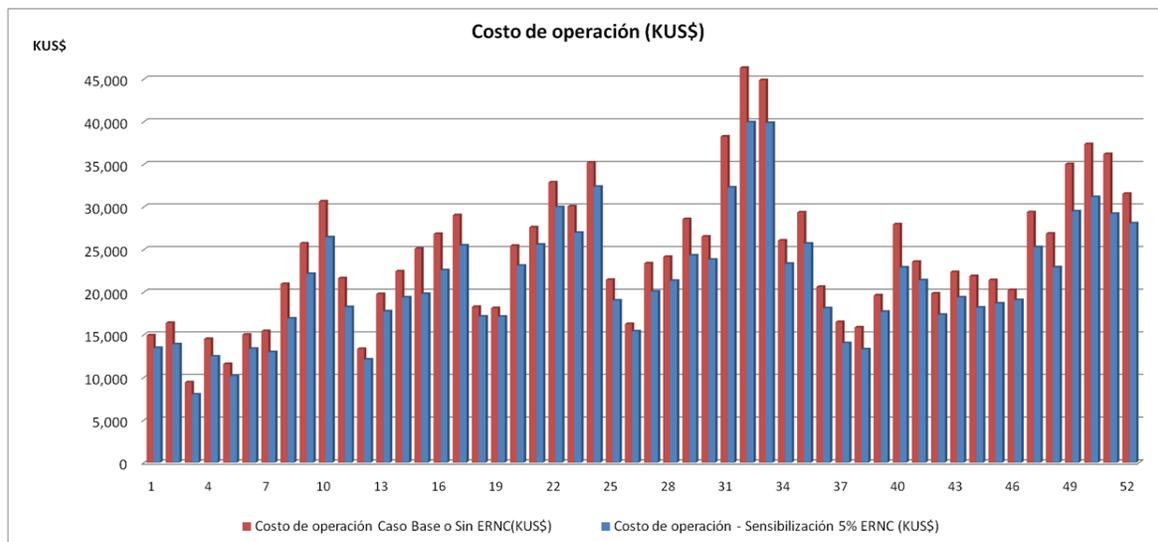


Figura 23. Costos de operación, 5% de inclusión ERNC.

El gráfico anterior demuestra que, en el caso de una hipotética inclusión del 5% ERNC en la matriz de generación del año 2010, los costos de operación presentan una disminución en comparación con el caso base. Dicha disminución es del 12,84% anual. Nuevamente, la inclusión de una mayor generación renovable en la operación del sistema provoca el desplazamiento de energía térmica – la más cara en el instante de operación – por energía ERNC a costo cero. Por tanto, el porcentaje de disminución es mayor que en el caso de operación real del sistema<sup>13</sup>. En el agregado anual, el costo

<sup>13</sup> Se recuerda que para el caso real, dicha disminución es del 9,93%

total del sistema es de US\$ 1.108 millones. Por tanto, el ahorro de costos de operación con respecto al caso base (o operación sin ERNC) es de US\$ 163 millones.

De la misma forma en que disminuye el costo de operación semanal del sistema, disminuyen los costos medios de operación semanales de la energía. En este caso, una inserción renovable del 5% provoca una disminución del 12,8% del costo medio de operación semanal. El costo medio de operación para el año 2010 es de 25,5 [US\$/MWh]. Su evolución semanal se muestra en la Figura 24.

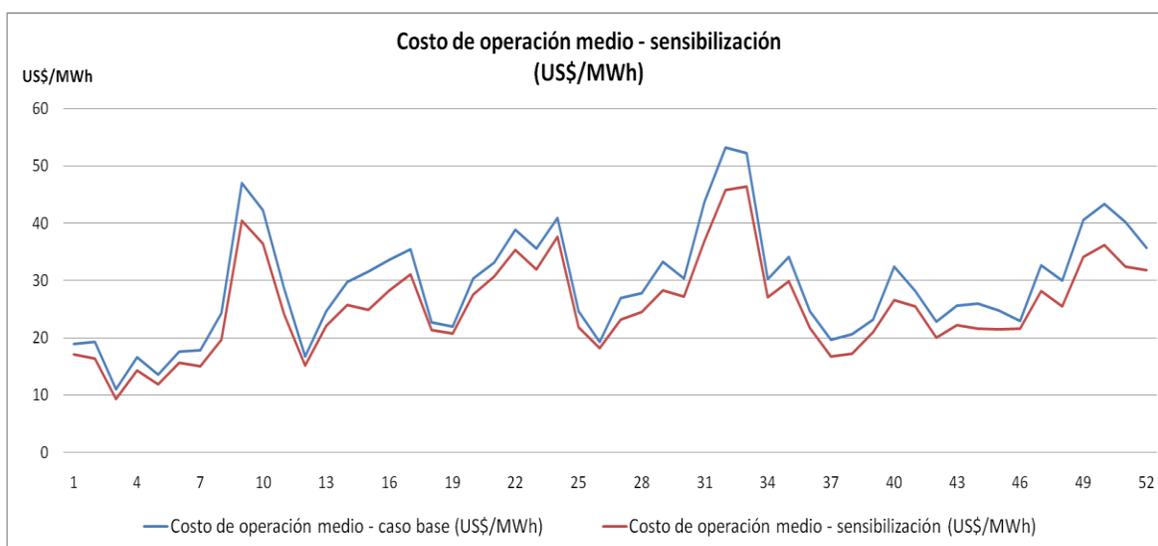


Figura 24. Evolución del costo medio de operación semanal. Sensibilidad al 5% ERNC.

### 5.3 RESULTADOS GENERALES

Como lo muestran los resultados anteriormente detallados, todos los costos que resultan como consecuencia de la operación del sistema presentan una baja, a causa de la inserción de ERNC en la generación del sistema. Dicha disminución es del orden del 3% para el caso real, y se explica principalmente por el hecho que estas energías son de costo de operación cero, por lo que siempre serán despachadas. La disminución en el costo marginal del sistema depende de la magnitud de la generación total ERNC. Sin embargo, la disminución en los costos de operación es función de la sola presencia de este tipo de energías en la operación.

A modo resumen, los resultados obtenidos para distintos casos de estudio se presentan a continuación.

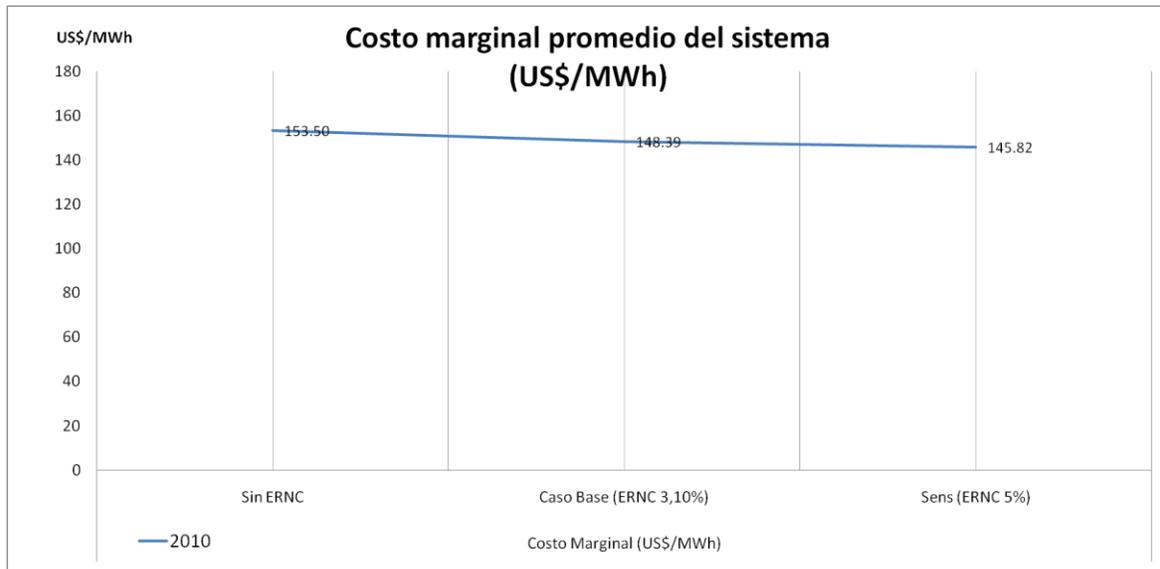


Figura 25. Costos marginales obtenidos para casos base, real y sensibilidad.

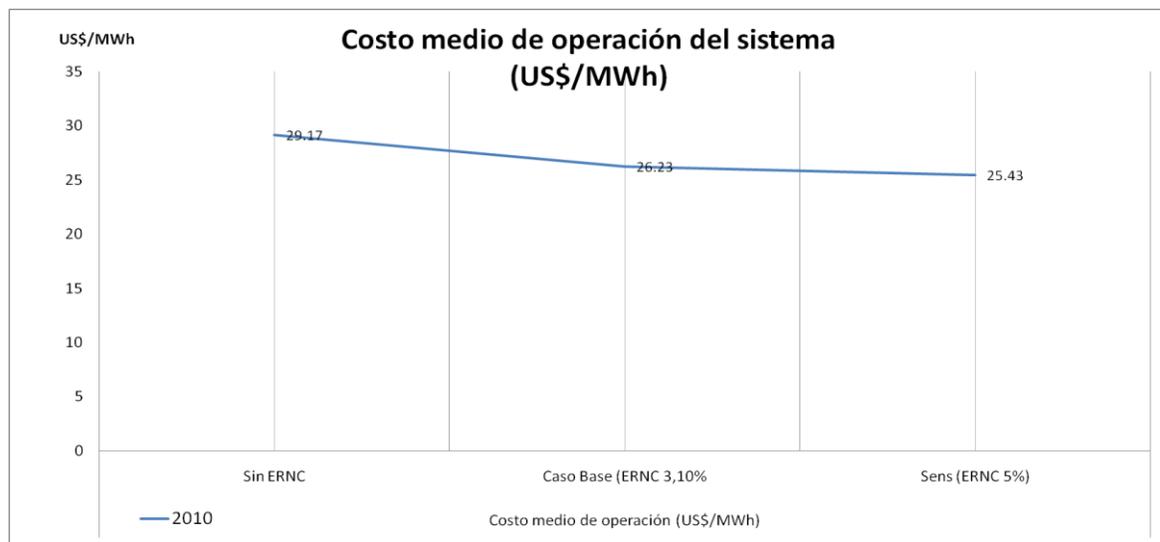


Figura 26. Costo medio de operación obtenido para casos base, real y sensibilidad.

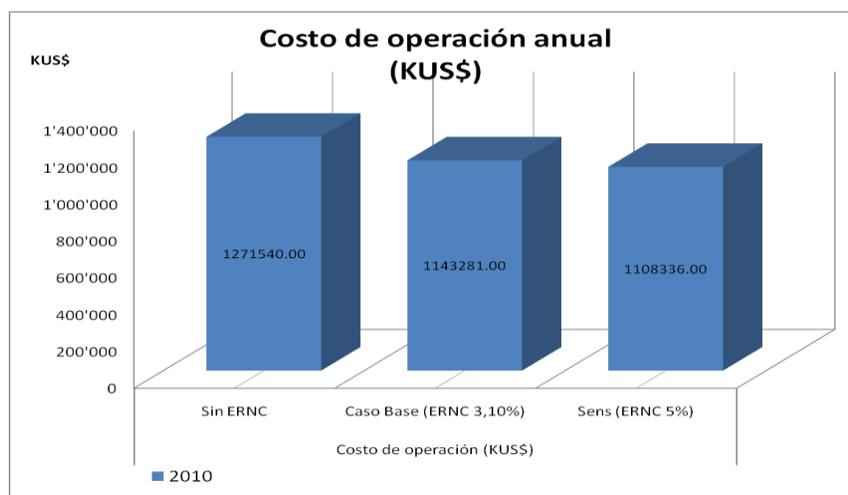


Figura 27. Costos de operación obtenidos para casos base, real y sensibilidad.

El ahorro de costos con respecto al caso base (operación sin ERNC) se presenta en la Tabla 5.

Costo	Caso Base	Operación 3,10% ERNC	Operación 5% ERNC
Costo Marginal (US\$/MWh)	0	-5.20	-7.70
Costo de operación (KUS\$)	0	-128.30	-163.20
Costo medio de operación (US\$/MWh)	0	-3.00	-3.70

Tabla 5. Ahorro de costos por operación ERNC.

## 6 CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados presentados en el informe, se puede concluir dos aspectos fundamentales que vinculan las ERNC y los costos relacionados con la operación del sistema eléctrico para el año 2010.

- **La generación ERNC disminuye los costos marginales del sistema.** Su inclusión del 3,10% (escenario real) genera un ahorro del 3,33%. Una hipotética inclusión del 5%, genera ahorros del 5,14%. Por tanto, su participación fue fundamental para que los costos del año 2010 no se situaran en valores aún mayores que los obtenidos.
- **La generación ERNC disminuye los costos de operación del sistema.** En este caso, al reemplazarse generación térmica por energía de costo cero, el ahorro del sistema para una inclusión del 3,10% (o escenario real) fue de US\$ 129 millones anuales. Para el hipotético caso de una inclusión del 5% ERNC en la generación, el ahorro hubiese sido de US\$ 163 millones anuales.

Una característica de la generación ERNC actual es que siempre es mayor que cero. La menor participación semanal fue de 8,04 (GWh), esto es, una potencia media de 47,8 MW. En promedio, su potencia media fue de 150 MW. Por tanto, queda de manifiesto que, si bien la generación ERNC posee variabilidad, su aporte actual es suficiente para impactar los costos del sistema eléctrico, y podría haber sido mayor en caso de existir la capacidad ERNC suficiente para que la generación ERNC hubiese sido el 5% de la generación total del sistema.

## ANEXOS

## A-1 LISTA DE MÉRITO REFERENCIAL DE CENTRALES TÉRMICAS DEL SIC

Central	Costo Marginal		Potencia acumulada [MW]
	Potencia [MW]	[MW]	
Constitucion	7.55	0	7.55
Laja	8.05	0	15.6
Valdivia 1	16.44	0	32.03
Nueva Aldea 3	35.78	0	67.81
Petropower	52.38	3.9	120.19
Celco 1	2.9	10	123.1
Valdivia 2	37.71	18	160.81
Nueva Aldea 1	13.54	25	174.35
Guacolda 3	134.22	25.67	308.57
Licanten	2	29	310.57
Cholguan	8.93	32.28	319.5
Guacolda 1	139.88	32.49	459.38
Guacolda 2	139.88	32.49	599.26
Bocamina	105.9	38.31	705.16
Escuadrón	13.73	40.26	718.89
Ventanas 2	203.57	44.41	922.46
Nehuenco 2 Gas	376.19	69.9	1298.65
San Isidro 2 GNL	338.73	74.77	1637.39
Nehuenco 1 Gas	332.74	76.3	1970.13
Horcones TG	22.62	79.75	1992.75
San Isidro 1 GNL	342.86	82.44	2335.6
Celco 2	1.93	87.72	2337.54
Taltal 1 GNL	115.48	101.25	2453.01
Taltal 2 GNL	117.26	101.25	2570.28
Quintero 1 GNL	125.31	109.98	2695.59
Quintero 2 GNL	126.29	109.98	2821.88
Laguna Verde	26.19	114.39	2848.07
Huasco TV	10.71	116.72	2858.78
Arauco 1	2.9	116.78	2861.68
Coronel TG	44.37	117	2906.05
Candelaria 1 Gas	125.8	123.2	3031.85
Candelaria 2 Gas	128.8	123.2	3160.65

Newen GN	13.42	127.74	3174.07
Los Pinos	87.5	134.7	3261.57
Cenizas	16.25	137.78	3277.81
Newen GN2	13.42	142.55	3291.23
Newen Butano	12.48	157.34	3303.72
Quintero 1 Diesel	126.29	165.54	3430.01
Quintero 2 Diesel	125.31	165.54	3555.32
El peñon	79.3	166	3634.62
Termopacífico	91.2	167.67	3725.82
Coronel TG Diesel	44.37	168.5	3770.18
Antilhue TG	96.71	170.5	3866.89
Arauco 2	5.8	171.2	3872.7
Teno	46.99	172.1	3919.69
Placilla	2.85	173.7	3922.54
Quintay	2.85	174.38	3925.39
Con con	2.16	175.31	3927.54
El totoral	2.85	175.53	3930.39
San gregorio	2.85	175.54	3933.24
Linares	2.85	175.54	3936.09
Trapen	61.75	175.9	3997.84
Tierra Amarilla	138.13	175.94	4135.97
Las Vegas	2.02	176.7	4137.99
Celco 3	2.9	177.85	4140.89
Valdivia 3	63.82	179.1	4204.71
Lag verde TG	17.1	180.49	4221.81
Chuyaca	9.5	180.8	4231.31
Esperanza 1	1.71	181.2	4233.02
Santa Lidia	136.08	181.55	4369.1
Taltal 1 Diesel	104.5	181.85	4473.6
Taltal 2 Diesel	104.5	181.85	4578.1
TG Espinos	90.74	183.7	4668.85
Esperanza 2	1.52	184.4	4670.37
Campanario 2	53.2	184.53	4723.57
Campanario 3	53.2	185.5	4776.77
Olivos	76	185.5	4852.77
Los vientos TG	129.23	185.67	4982
Quellon 2	9.5	185.7	4991.5
Degañ	34.2	186.4	5025.7
Colmito TG	52.25	188.21	5077.95

Cholguan 2	4	189.8	5081.95
Candelaria 1 D	122.08	191	5204.03
Candelaria 2 D	125.31	191	5329.34
Newen propano	12.48	192.03	5341.82
Nehuenco 3 DIE base	82.8	193.2	5424.62
Campanario 1	53.2	195.16	5477.82
Ancud	3.14	196.6	5480.96
Nueva aldea 2 diesel	9.7	201.33	5490.66
Newen Diesel	12.42	210.76	5503.07
Horcones TG Diesel	22.62	210.76	5525.69
constitucion Electragen	8.55	217.09	5534.24
Maule	5.7	217.09	5539.94
Nehuenco 3 DIE punta	15.66	217.3	5555.61
San francisco	24.4	220.43	5580.01
Chiloe	8.55	229.05	5588.56
Diego de almagro	43.45	237.22	5632.01
Huasco TG	36.9	243.3	5668.92
San lorenzo	58.74	245.4	5727.66
Licanten 2	2	249.78	5729.66
Renca	82.14	254.5	5811.8

(Datos a Enero de 2010)