



SANTIAGO, 30 de noviembre de 2015

CDEC-SING N° 1695/2015

Señora  
Diana Bahamondes P.  
Jefa de la Unidad Técnica de Generación  
y Transporte de Electricidad  
Superintendencia de Electricidad y  
Combustibles  
Presente

Ref.: Auditoría Técnica de los  
Parámetros de Mínimo Técnico y  
Tiempos de Operación de las Unidades  
Generadoras de Central Atacama.  
[1] OF. ORD. N°14588, de fecha 28 de  
octubre de 2015.  
[2] Carta CDEC-SING N° 1596, de fecha  
13 de noviembre de 2015.

De mi consideración:

Respecto de lo informado a través nuestra carta de la Ref.[2], tengo el agrado de enviar a Ud. informe actualizado, en el cual se amplía el horizonte de análisis en las materias requeridas en su OF. ORD. de la Ref.[1].

Quedando a su disposición para cualquier aclaración o información adicional, saluda atentamente a Ud.,



Daniel Salazar J.  
Director de Operación y Peajes  
CDEC-SING

Incl.: lo Indicado.

c.c.:  
Sres. Miembros Directorio CDEC-SING.  
SDO, SDP, DPD



Av. Apoquindo 4501 Piso 6  
Las Condes - Santiago  
Tel.: (+56 2) 2367 2400  
[www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)

**Respuesta a Oficio Ord. N°14588/2015 de la SEC V2.0**

En relación con su Oficio Ord. N° 14.588 de 2015, mediante el cual solicita informar respecto de diversas materias relacionadas con los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo de Operación (TMO) de las unidades de Central Atacama y su efecto en el sistema, informo a Ud. lo siguiente:

**1.- Período durante el cual la información entregada por la empresa habría afectado la operación económica del sistema.**

Para los parámetros de MT y TMO de las unidades generadoras de la Central Atacama, este CDEC cuenta con la información que se muestra en el siguiente cuadro:

COMBUSTIBLE DIESEL			
PERÍODO	CONFIGURACIÓN	MT [MW]	TMO [min]
Antes del 29/10/2015 (informada por propietario)	1 TG	95	1800
	1 TG + 0,5 TV	155	1800
	2 TG + TV	310	1800
A partir del 29/10/2015 (resultado de Auditoria)	1 TG	28	0
	1 TG + 0,5 TV	91	120
	2 TG + TV	98	120

COMBUSTIBLE GAS NATURAL			
PERÍODO	CONFIGURACIÓN	MT [MW]	TMO [min]
Antes del 29/10/2015 (informada por propietario)	1 TG	95	0
	1 TG + 0,5 TV	155	0
	2 TG + TV	310	0
A partir del 29/10/2015 (resultado de Auditoria)	1 TG	60	0
	1 TG + 0,5 TV	104	120
	2 TG + TV	220	120

La información señalada en los cuadros anteriores fue utilizada, en cada uno de los períodos indicados, para todos los fines y en cumplimiento de las funciones propias de este CDEC. En particular, dicha información fue considerada para la programación de la operación, para la coordinación de la operación en tiempo real y para la valorización de las transferencias de energía entre empresas generadoras.

## **2.- Cuantificación del mayor costo sistémico asumido durante el período señalado en el punto anterior.**

El ejercicio de cuantificar eventuales mayores costos de operación en que hubiese incurrido el sistema, al haberse operado con parámetros MT y TMO para las unidades de la Central Atacama, diferentes a los vigentes a partir del día 29 de octubre del presente, requiere establecer diversos supuestos. En particular, supuestos relacionados con los cambios dinámicos que el sistema pudiera experimentar bajo un escenario de operación distinto y, dado esto, las decisiones que se toman para coordinar la operación en tiempo real, lo que introduce un rango de variabilidad para los resultados esperados.

Al respecto, desde el punto de vista metodológico, se ha descartado la realización de simulaciones de la operación óptima, pues la operación real que se verifica en un sistema eléctrico para un periodo determinado depende de varios factores, tales como la programación de la operación para dicho horizonte, las contingencias, restricciones y limitaciones observadas en instalaciones durante dicha operación, las decisiones tomadas en la coordinación de la operación en tiempo real y la dinámica observada en el sistema, entre otros.

Habiéndose precisado lo anterior, se ha considerado razonable realizar una estimación de la forma en que se podría haber modificado la operación económica del sistema, o incurrido en mayores costos de operación, a partir de lo efectivamente ocurrido en la operación real, de acuerdo a los siguientes pasos y supuestos:

- Identificación de cada una de las horas en que una o más unidades generadoras de Central Atacama estuvo operando a nivel MT de despacho.
- Cálculo de la mayor energía generada por la Central Atacama (energía desplazada), para cada una de las horas señaladas, a partir de la comparación de los parámetros de MT observados en la operación, con los vigentes en la actualidad.
- Valorización de dicha mayor energía generada a un costo variable determinado como la diferencia entre el costo variable de la unidad generadora en observación, y el costo variable de la unidad a carbón de mayor costo variable presente en el sistema en cada oportunidad, así como también la de menor costo variable, obteniendo así un rango de solución.

La metodología descrita permite tener una estimación de lo solicitado, y proporcionar información en un tiempo acorde con el otorgado por esa Superintendencia para la emisión de estos antecedentes, bajo el supuesto de existencia de generación de reemplazo disponible.

Asimismo, cabe consignar que si se considera que durante la activación de la restricción impuesta por el parámetro de TMO hubiese sido factible reemplazar parte o la totalidad de la generación de

la Central Atacama con otra generación de menor costo variable, los mayores costos de operación estimados podrían aumentar.

Finalmente, de acuerdo a lo descrito precedentemente, se han estimado los siguientes mayores costos de operación:

<b>Escenario Carbón Alto</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Mayor Costo de Operación [millones de US\$]</b>	19,6	17,1	87,4	60,9	48,6
<b>Mayor Costo de Operación [millones de \$]</b>	9.410,9	8.275,3	43.519,6	34.529,4	30.756,1

<b>Escenario Carbón Bajo</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Mayor Costo de Operación [millones de US\$]</b>	25,1	20,9	94,2	67,2	54,1
<b>Mayor Costo de Operación [millones de \$]</b>	12.052,5	10.125,2	46.920,1	38.138,4	34.199,9

El detalle horario, tanto de la generación horaria de Central Atacama como de la determinación de los mayores costos de operación estimados, se encuentran disponibles en archivo Excel contenido en Disco Compacto adjunto a la presente comunicación, para el horizonte comprendido entre los años 2011 a 2015.

### **3.- Analizar si el despacho ejecutado conforme a los parámetros informados por la empresa en el período señalado, habría causado afectación a usuarios finales (Regulados y Libres)**

En primer lugar, para responder lo solicitado, resulta relevante delimitar el ámbito de acción que la normativa sectorial establece para el CDEC.

Se puede afirmar que le corresponde al CDEC determinar la operación más económica de las instalaciones del sistema eléctrico, con los niveles de seguridad establecidos en la NT de SyCS, la cual se puede ver afectada por los distintos parámetros disponibles para cada una de las instalaciones eléctricas, en particular, para las unidades generadoras.

De acuerdo a lo anterior, suponiendo que algún parámetro informado para las unidades generadoras tuviese efectos en la operación económica del sistema, dichos efectos se verían reflejados en los costos de operación de éste y, eventualmente, en la determinación del costo marginal. Ambas variables, costo de operación y costo marginal del sistema, tienen, de una u otra



forma, efectos sobre las inyecciones realizadas por las unidades generadoras y sobre los retiros que realizan las empresas generadoras para cumplir con sus obligaciones de suministro a clientes finales. Todo lo anterior se encuentra dentro del ámbito de acción y observación del CDEC. Sin embargo, cómo dichas variables afectan a usuarios finales, regulados o libres, escapa a la información que se encuentra en el ámbito de este organismo, según se explica a continuación:

- Para el caso de usuarios finales regulados, podemos distinguir 2 etapas. La primera corresponde al período en que los precios fijados para dichos usuarios eran determinados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía, lo que ocurrió hasta diciembre de 2011. Para el período posterior, esto es, a partir de enero de 2012, los suministros a usuarios finales regulados han sido proveídos a partir de las licitaciones a que se refiere el artículo 131° del DFL4/2006, en las cuales los oferentes compiten por precio de energía, integrando en éste los diferentes costos y riesgos de un determinado suministro en el tiempo.

- Respecto de los usuarios finales no sometidos a fijación de precios, se debe tener en cuenta que sólo se encuentran en el ámbito del CDEC las características de los contratos de suministro, relacionadas con cantidades, puntos de suministro y períodos de vigencia, de acuerdo a los establecido en el artículo 37 literal r) del DS291/2007, no así los precios, cargos o traspaso de costos o sobrecostos sistémicos, por lo que no es posible responder lo solicitado.