

RECIBIDO C.N.E  
15:45 29.01.2013

REF.: Establece Procedimiento para el Cálculo y Determinación del Aporte Compensatorio que indica, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.641, de Presupuestos del Sector Público para el año 2013.

SANTIAGO, 18 de Enero de 2013

21 ENE. 2013

**RESOLUCION EXENTA N° 33**

**VISTOS:**

- 1° Lo dispuesto en los artículos 9, letra h) y 12, del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- 2° Lo señalado en la Ley N° 20.641, de Presupuestos del Sector Público para el año 2013;
- 3° Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, que fija normas sobre exención del trámite de Toma de Razón.

**CONSIDERANDO:**

- 1° Que, la Ley N° 20.641, de Presupuestos del Sector Público para el año 2013, en literal a) de la glosa número 05, de la Partida 24, Capítulo 01, Programa 01, correspondiente al presupuesto de la Subsecretaría de Energía para el año 2013, dispone que dicha repartición pública transferirá a la Empresa Nacional del Petróleo, ENAP, el aporte compensatorio que corresponda por el menor valor que obtenga por las ventas realizadas a la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena;
- 2° Que, asimismo, la citada Ley instruye a la Comisión Nacional de Energía determinar mensualmente el monto de dicho aporte compensatorio mediante un procedimiento que se establezca al efecto, el cual deberá ser visado por la Dirección de Presupuestos;
- 3° Que, dada la estacionalidad productiva y comercial de ENAP en la Región de Magallanes, es conveniente utilizar para el procedimiento de cálculo un valor referencial para el Costo Unitario de Producción de Gas Natural, el que a la fecha se puede obtener de la última información anual disponible del año 2012.

4° Que, por tanto, corresponde a esta Comisión dictar la resolución respectiva que contenga el procedimiento de cálculo y determinación del aporte compensatorio a transferir a ENAP durante el año 2013.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Apruébese el siguiente Procedimiento para el Cálculo y Determinación del Aporte Compensatorio a transferir a la Empresa Nacional del Petróleo durante el año 2013, en conformidad a lo dispuesto en la glosa número 05, literal a), Partida 24, Capítulo 01, Programa 01, correspondiente al presupuesto de la Subsecretaría de Energía, de la Ley N° 20.641, de 2012, de Presupuestos del Sector Público para el año 2013.

**Procedimiento para el Cálculo y Determinación del  
Aporte Compensatorio a transferir a ENAP durante el año 2013, en conformidad a lo  
dispuesto en la Ley N° 20.641, de Presupuestos del Sector Público para el año 2013.**

**Artículo 1°:** La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", deberá calcular mensualmente, de acuerdo a la metodología descrita en el presente procedimiento, el monto del aporte compensatorio que la Subsecretaría de Energía deberá transferir a la Empresa Nacional del Petróleo, en adelante e indistintamente "ENAP", durante el año 2013, por el menor valor que esta última empresa obtenga por las ventas realizadas a la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y Antártica Chilena.

**Artículo 2°:** Para el cálculo del Aporte Compensatorio (AC) mensual, la Comisión deberá considerar el volumen de gas de producción propia de ENAP en la Región de Magallanes y Antártica Chilena facturado a la distribuidora, aplicado sobre la diferencia que resulte entre el costo unitario de producción de gas de ENAP y el precio establecido en el contrato de compraventa de gas suscrito entre ENAP y la empresa distribuidora de gas, por una parte; y sobre la diferencia que resulte entre el precio establecido en el contrato de compraventa de gas, suscrito entre ENAP y la empresa distribuidora de gas, y el precio facturado por el gas por ENAP a dicha empresa distribuidora de gas, por otra parte.

El Aporte Compensatorio se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$AC = VE (CUP - PCG) + (V < 25) * (PCG - PF)$$

Dónde: **AC** Aporte Compensatorio a ENAP (miles \$/mes).

- VE** Volumen total de gas de producción propia de ENAP en la Región de Magallanes y Antártica Chilena facturado a GASCO S.A., para las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir (miles  $m^3$ /mes). Se entenderá por "producción propia", para efectos del presente procedimiento, el volumen de gas natural proveniente de yacimientos de propiedad exclusiva de ENAP, excluyendo aquel gas proveniente de yacimientos ubicados en bloques explotados conjuntamente con otras empresas o compañías mediante Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP).
- CUP** Costo Unitario de Producción de gas de ENAP, ( $\$/m^3$ ), el cual corresponderá al valor obtenido a partir de los costos de producción en la unidad de Exploración y Producción (E&P) y el volumen de producción propia de gas natural de ENAP en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena facturado a la empresa distribuidora, calculado de acuerdo a lo señalado en el artículo 6°.
- PCG** Precio base establecido en el Contrato vigente de Suministro de Gas Natural XII Región de Magallanes y Antártica Chilena, suscrito entre ENAP y GASCO S.A., ( $\$/m^3$ ). Este precio está expresado en unidades de US\$/MMBTU, y las variaciones mensuales que presente su conversión a  $\$/m^3$ , dependerá del poder calorífico del gas entregado y de la tasa de cambio del dólar. Esta conversión es efectuada por ENAP. Dentro del plazo señalado en el artículo 4°, ENAP deberá informar a la Comisión el PCG y su correspondiente conversión.
- V<25** Suma de los volúmenes vendidos por GASCO S.A. a sus clientes en la porción que no supere a los 25.000  $m^3$ /mes para cada uno de ellos en forma individual, (miles  $m^3$ /mes), con límite superior equivalente a la producción propia de ENAP destinada a ventas a la empresa distribuidora de gas.
- PF** Precio facturado con bonificación ( $\$/m^3$ ). Este precio facturado se calcula en unidades de US\$/MMBTU. La variación mensual que presente la conversión a  $\$/m^3$ , dependerá del poder calorífico del gas entregado y de la tasa de cambio del dólar. Esta conversión es efectuada por ENAP, quien deberá informar el precio y su correspondiente conversión dentro del plazo y en los formatos señalados en el artículo 4°.

Por su parte, ENAP determina el PF, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PF=PCG-BCG$$

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago**

**BCG:** Bonificación sobre el precio base establecida en el Contrato vigente de Suministro de Gas Natural XII Región de Magallanes y Antártica Chilena, suscrito entre ENAP y GASCO S.A, (US\$/MMBTU).

**Artículo 3°:** La suma de los aportes compensatorios a transferir a ENAP en el año 2013, no podrá exceder la cantidad de M\$22.419.200, para lo cual la Comisión deberá verificar mensualmente que el monto acumulado de los aportes no sobrepase dicho monto. En el evento que esto último ocurra, el aporte compensatorio en dicho mes se deberá rebajar de forma tal que no sobrepase el monto máximo señalado precedentemente.

**Artículo 4°:** Para los efectos de determinar el Aporte Compensatorio, ENAP deberá enviar a la Comisión la siguiente información:

1. Los costos de su unidad de Exploración y Producción (E&P) en Magallanes correspondientes al año 2012, de acuerdo al siguiente desglose:

Costos de Extracción (Costo Lifting)	MUS\$
Costo de Transporte a Punto de Venta	MUS\$
Costos Generales y de Administración (G&A)	MUS\$
Costos de Inversión	MUS\$
Costos Exploración, Perforación y Artefactos navales	MUS\$
<b>Total</b>	MUS\$

Donde cada ítem representa lo siguiente:

- **Costos de Extracción (Costo Lifting):** Corresponde a los costos de extracción de petróleo y gas natural, e incluyen principalmente la operación y mantención de los yacimientos e instalaciones de producción.
- **Costos de Transporte a Punto de Venta:** Incluye principalmente los costos de las redes de transporte de gas natural hasta el punto de venta en Cabo Negro y los costos de procesamiento primario de gas en la Planta Posesión. De este costo se deducen los costos de la materia prima comprada a terceros y el porcentaje de los costos de transporte atribuible a terceros, incluyendo en ambos casos a los CEOP.
- **Costos Generales y de Administración (G&A):** Corresponde a los costos indirectos de la Línea de Negocios E&P en Magallanes, destacando las áreas administrativas y de apoyo a la Gerencia General.
- **Costos de Inversión:** Incluye el derecho a la explotación, la cuota de agotamiento, la cuota de exploración y la depreciación lineal. Se deduce la cuota de exploración asociada a CEOP en los que participa ENAP.
- **Costos de Exploración, Perforación y Artefactos Navales:** Incluye los gastos en exploración que por criterios contables no se activan, destacando las campañas sísmicas. Incluye

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago**

además, los costos fijos en artefactos navales, barcasas principalmente y equipos de perforación que no han tenido actividad en un mes determinado. De esta partida se deduce la venta de servicios a terceros, incluyendo CEOP.

Esta información deberá provenir directamente del sistema de costeo, modelado en SAP, utilizado por ENAP, que contabiliza y distribuye los diversos costos a los centros de costos definidos, en un proceso en cascada hasta llegar a valorizar el costo de los productos en las diversas etapas del proceso.

Esta información deberá ser enviada a la Comisión dentro de los 10 días siguientes a la total tramitación de la presente Resolución.

2. Los volúmenes de gas natural producido y vendido por ENAP en la XII Región correspondientes al año 2012. Asimismo, los volúmenes mensuales de gas natural tanto producidos como vendidos por ENAP en la XII Región, en el año 2013. Para ambos años se deberá identificar el volumen de gas vendido a cada uno de sus clientes en dicha región, y los volúmenes de gas de consumo propio. En el caso de los volúmenes vendidos a la empresa distribuidora de gas, se debe indicar el volumen de gas de producción propia sujeto a la bonificación correspondiente a clientes de la empresa distribuidora con consumos menores a 25.000 m<sup>3</sup>/mes.

Por último, se deberá informar los volúmenes, anuales para el año 2012 y mensuales para el año 2013, de petróleo y raw product (propano, butano y gasolina) producidos, de acuerdo a las unidades que se detallan en la siguiente tabla:

Gas Natural	m <sup>3</sup> y MMBTU
Petróleo	m <sup>3</sup>
Propano	m <sup>3</sup>
Butano	m <sup>3</sup>
Gasolina Natural	m <sup>3</sup>

La información correspondiente al año 2012 deberá ser enviada a la Comisión dentro de los 10 días siguientes a la total tramitación de la presente Resolución, y la correspondiente al año 2013, dentro de los 10 primeros días de cada mes de dicho año, correspondiente al mes inmediatamente anterior.

La información señalada en el presente artículo deberá ser presentada en los formatos que se adjuntan a la presente resolución y que constituyen parte integrante de la misma, dentro de los plazos indicados en el presente artículo, en las oficinas de la Comisión, ubicadas en calle Miraflores N° 222, piso 10°, Santiago. Además, se deberá remitir copia digital de toda la información a los siguientes correos electrónicos: [mmancilla@cne.cl](mailto:mmancilla@cne.cl) y [pllanos@cne.cl](mailto:pllanos@cne.cl).

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago**

**Artículo 5°:** Excepcionalmente, para la determinación del Aporte Compensatorio correspondiente al mes de diciembre de 2013, la Comisión basará su cálculo en la información de volúmenes proyectados por ENAP para dicho mes, la cual deberá ser enviada a la Comisión conjuntamente con la información correspondiente al mes de noviembre de 2013.

**Artículo 6°:** Para el cálculo del Costo Unitario de Producción del Gas Natural, los volúmenes de producción del año 2012 informados por ENAP en conformidad a lo dispuesto en el artículo 4° precedente se convertirán a su equivalente energético, empleando los siguientes factores de conversión, con excepción del gas natural donde se utilizará directamente los valores informados por ENAP en MMBTU/mes:

Gas Natural	BTU/m <sup>3</sup>	37.000
Petróleo	MMBTU/m <sup>3</sup>	35,88
Propano	MMBTU/m <sup>3</sup>	24,08
Butano	MMBTU/m <sup>3</sup>	27,22
Gasolina Natural	MMBTU/m <sup>3</sup>	32,29

- Conocidos los equivalentes energéticos de cada producto, se procederá a calcular su contribución relativa PE<sub>i</sub>, de la siguiente forma:

$$PE_i = \frac{EEPi}{EEPt}$$

Dónde: PE<sub>i</sub>: Participación energética porcentual producto i (gas natural comercializado, petróleo, propano, butano, gasolina natural) (%)  
EEPi: Equivalente energético producto i (MMBTU)  
EEPt: Equivalente energético total de la cartera de productos (MMBTU)

- Aplicar al costo total de E&P para el año 2012, la participación energética del gas que se vende a GASCO S.A., CMI.

$$CMI = PE_i * CT$$

Dónde: CMI: Costos E&P asociados al gas natural comercializado a GASCO S.A. (MUS\$)  
CT: Costos totales E&P (MUS\$)

- Luego, el valor resultante se deberá dividir por la cantidad de energía contenida en el gas comercializado a GASCO S.A. por ENAP en la región de Magallanes, dando origen así al costo unitario de producción en el año 2012 comercializado a GASCO S.A., que se utilizará para el cálculo de los Aportes Compensatorios mensuales a ENAP que le corresponderán en el año 2013, por los volúmenes de venta informados en el numeral 2, del artículo 4°.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago**

- El costo unitario de producción de gas (CUP) en US\$/MMBTU será convertido mensualmente a unidades de \$/m<sup>3</sup>, utilizando el promedio dólar observado del mes correspondiente al Aporte Compensatorio, informado por el Banco Central de Chile, y la conversión para gas natural señalada en el cuadro del inciso primero del presente artículo.

**Artículo 7°:** La Comisión deberá informar mensualmente al Ministerio de Energía, con copia a la Dirección de Presupuestos, el monto del Aporte Compensatorio junto con los antecedentes de respaldo, dentro de los 5 días corridos siguientes a la recepción conforme de la información enviada por ENAP, señalada en los artículos 2° y 4°.

**Artículo 8°:** El presente procedimiento se aplicará sólo cuando existan los fondos disponibles a que se refiere la letra a) de la glosa 05, Partida 24, Capítulo 01, Programa 01, de la Subsecretaría de Energía, contenida en la Ley N° 20.641, de 2012, para efectuar el Aporte Compensatorio mensual a ENAP, esto es, mientras no se exceda el monto máximo señalado en el artículo 3° del mismo.

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Publíquese la presente resolución en el sitio electrónico de la Comisión Nacional de Energía y notifíquese a la Empresa Nacional del Petróleo mediante correo electrónico.

Anótese



**JUAN MANUEL CONTRERAS SEPÚLVEDA**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



PRM/CGC/MMA/IMA/PLV/mgb.

**Distribución.**

- 1 Empresa Nacional del Petróleo, ENAP;
- 2 Dirección de Presupuestos;
- 3 Ministerio de Energía, División de Seguridad y Mercado Hidrocarburos;
- 4 Área de Jurídica C.N.E.;
- 5 Área Hidrocarburos C.N.E.



Visación Dirección de Presupuestos

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago**

**Anexo A - Formato Planilla de Costos año 2012**

<b>Costos de Extracción (Costo Lifting)</b>	<b>(MUS\$)/año</b>
<i>Personal</i>	
<i>Servicios de operación y mantenimiento</i>	
<i>Materiales, repuestos y lubricantes</i>	
<i>Workover</i>	
<i>Servicios Medio Ambientales</i>	
<i>Energía, combustibles</i>	
<i>Seguros de instalaciones de producción</i>	
<i>Transporte de personal y catering</i>	
<i>Otros servicios operacionales</i>	
<i>Traspaso de Actividades Internas</i>	
<b>Total Costos Directos (Lifting)</b>	
<b>Costo de Transporte a Punto de Venta</b>	<b>(MUS\$)/año</b>
<i>Transporte y marketing de productos</i>	
<i>Personal</i>	
<i>Servicios de operación y mantenimiento</i>	
<i>Materiales, repuestos y lubricantes</i>	
<i>Servicios Medio Ambientales</i>	
<i>Energía, combustibles</i>	
<i>Seguros de instalaciones</i>	
<i>Transporte de personal y catering</i>	
<i>Otros servicios operacionales</i>	
<i>Traspaso de Actividades Internas</i>	
<i>(-) Compra de Gas a CEOP</i>	
<i>(-) Transporte a CEOP</i>	
<b>Total Costos Transporte</b>	
<b>Costos Generales y de Administración (G&amp;A)</b>	<b>(MUS\$)/año</b>
<i>Personal</i>	
<i>Servicios</i>	
<i>Seguros</i>	
<i>Materiales</i>	
<i>Comunicaciones</i>	
<i>Depreciaciones Lineales</i>	
<i>Gastos de viaje</i>	
<i>Otros Gastos Administrativos</i>	
<i>Traspaso de Actividades Internas</i>	
<b>Total Costos Generales y de Administración (G&amp;A)</b>	
<b>Costos de Inversión (MUS\$)</b>	<b>(MUS\$)/año</b>
<i>Derechos de explotación</i>	
<i>Cuota de Agotamiento</i>	
<i>Depreciaciones Lineales</i>	
<i>Resultados Campañas Exploratorias</i>	
<i>Pozos Secos de Exploración</i>	
<i>(-) Resultado Campaña Exploratoria CEOP</i>	
<i>(-) Pozos Secos CEOP</i>	
<b>Total Costos de Inversión</b>	
<b>Costos Exploración, Perforación y Artefactos navales</b>	<b>(MUS\$)/año</b>
<i>Personal</i>	
<i>Estudios y Nuevos negocios</i>	
<i>Otros costos de exploración</i>	
<i>Traspaso de Actividades Internas</i>	
<i>(-) Venta servicios a CEOP</i>	
<b>Total Costos de Exploración</b>	
<b>TOTAL COSTOS</b>	

COMISION NACIONAL DE ENERGIA  
 Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

**Anexo B - Formato Planilla de Producción y Venta año 2012**

<b>Anexo B - Formato Planilla de Producción y Venta año 2012</b>		
<b>Producciones Propias</b>		
Petróleo	m <sup>3</sup> /año	
Propano	m <sup>3</sup> /año	
Butano	m <sup>3</sup> /año	
Gasolina Natural	m <sup>3</sup> /año	
Gas Natural	MMBTU/año	
Gas Natural	m <sup>3</sup> /año	
<b>Ventas de gas natural de producción propia</b>		
Venta a Gasco	m <sup>3</sup> /año	
	MMBTU/año	
<25.000 m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /año	
>25.000 m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /año	
Ventas a Refinación y Comercialización (R&C)	MMBTU/año	
Consumo propio de gas natural	MMBTU/año	
Venta Gas ENAP a MTX tren 1	MMBTU/año	
Venta Gas ENAP a MTX tren 2	MMBTU/año	
Venta Gas ENAP a MTX tren 3	MMBTU/año	
Venta Gas ENAP a MTX tren 4	MMBTU/año	
Venta a otros, si es que existiera	MMBTU/año	

COMISION NACIONAL DE ENERGIA  
 Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

**Anexo C - Formato Planilla de Producción, Venta y Precios año 2013**

<b>Mes:</b>		
<b>Producciones Propias</b>		
Petróleo	m <sup>3</sup> /mes	
Propano	m <sup>3</sup> /mes	
Butano	m <sup>3</sup> /mes	
Gasolina Natural	m <sup>3</sup> /mes	
Gas Natural	MMBTU/mes	
Gas Natural	m <sup>3</sup> /mes	
<b>Ventas de gas natural de producción propia</b>		
Venta a Gasco	m <sup>3</sup> /mes	
	MMBTU/mes	
<25.000 m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /mes	
>25.000 m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /mes	
Ventas a Refinación y Comercialización (R&C)	MMBTU/mes	
Consumo propio de gas natural	MMBTU/mes	
Venta Gas ENAP a MTX tren 1	MMBTU/mes	
Venta Gas ENAP a MTX tren 2	MMBTU/mes	
Venta Gas ENAP a MTX tren 3	MMBTU/mes	
Venta Gas ENAP a MTX tren 4	MMBTU/mes	
Venta a otros, si es que existiera	MMBTU/mes	
<b>Precios de Venta</b>		
Petróleo	US\$/m <sup>3</sup>	
Petróleo	US\$/bbl	
Propano	US\$/m <sup>3</sup>	
Butano	US\$/m <sup>3</sup>	
Gasolina Natural	US\$/m <sup>3</sup>	
Gas a Gasco (PCG) > 25.000 m <sup>3</sup>	US\$/MMBTU	
	\$/m <sup>3</sup>	
Gas a Gasco (PF) < 25.000 m <sup>3</sup>	US\$/MMBTU	
	\$/m <sup>3</sup>	
Gas a MTX tren 1	US\$/MMBTU	
Gas a MTX tren 2	US\$/MMBTU	
Gas a MTX tren 3	US\$/MMBTU	
Gas a MTX tren 4	US\$/MMBTU	
Gas venta a R&C	US\$/MMBTU	
Precio de Transferencia para consumo propio	US\$/MMBTU	