

INFORME
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

IMPLEMENTACIÓN ARTICULO 8 DE LA LEY 20.780

BALANCE DEFINITIVO DE COMPENSACIONES

20 de junio de 2018



Contenido

| | | |
|-----------------|--|-----------|
| 1. | INTRODUCCIÓN | 3 |
| 2. | RESUMEN EJECUTIVO | 4 |
| 3. | CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR PAGO DE IMPUESTOS A EMISIONES | 5 |
| 3.1. | VALOR UNITARIO DEL IMPUESTO ANUAL (VUI) | 7 |
| 3.2. | COSTO VARIABLE PROMEDIO ANUAL (CVP)..... | 8 |
| 3.3. | COSTO TOTAL UNITARIO (CTU) | 9 |
| 3.4. | COSTO MARGINAL PROMEDIO PONDERADO (CMGP) | 9 |
| 3.5. | VALORES A COMPENSAR | 10 |
| 4. | BALANCE DE COMPENSACIONES | 10 |
| 5. | RESPUESTAS A OBSERVACIONES REALIZADAS AL BALANCE PRELIMINAR DE COMPENSACIONES | 12 |
| ANEXO A. | IMPUESTO ANUAL CALCULADO POR EL SII; GENERACIÓN NETA Y LOS VUI..... | 13 |
| ANEXO B. | COSTOS VARIABLES PROMEDIO | 14 |
| ANEXO C. | COSTOS MARGINALES PROMEDIOS PONDERADOS..... | 15 |
| ANEXO D. | COMPENSACIONES A Y B Y LA DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DEFINITIVA | 16 |
| ANEXO E. | RETIROS FÍSICOS DEL AÑO 2017 Y BALANCES DE COMPENSACIONES PARA EL SIC Y SING | 17 |
| ANEXO F. | RESPUESTA A OBSERVACIONES BALANCE PRELIMINAR DE COMPENSACIONES..... | 18 |

1. INTRODUCCIÓN

La Ley N° 20.780, que aprueba la reforma tributaria, publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre de 2014, estableció la existencia de un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 [MWt]. Adicionalmente, esta Ley estableció un mecanismo de cálculo y pago de compensaciones para aquellas unidades generadoras cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, sea mayor o igual al costo marginal.

Posteriormente, en atención a lo dispuesto en la mencionada Ley, la Comisión Nacional de Energía (en adelante Comisión) estableció en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 las disposiciones de carácter técnico para una adecuada implementación del mecanismo compensación antes señalado por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante Coordinador).

En el presente informe el Coordinador informa el Balance Definitivo de Compensaciones, ilustrando la aplicación del citado mecanismo y presentando la información que respalda los cálculos realizados para determinar las compensaciones por pago del impuesto a las emisiones que las empresas generadoras realizaron en abril del presente año. Este Balance considera las adecuaciones pertinentes en función de las observaciones recibidas a la versión preliminar que fue publicada el día 18 de mayo de 2018.

La sección 3 de este informe explica el cálculo de las variables anuales que son necesarias para efectos de determinar el monto a compensar a cada empresa generadora. Luego, la sección 4 de este informe presenta el cuadro de pago que identifica los montos anuales a compensar a cada empresa y los correspondientes pagadores. Finalmente, la sección 5 presenta las respuestas a las observaciones recibidas al Balance Preliminar de Compensaciones. El presente informe también contiene anexos con la información que respalda los cálculos contenidos en dicho balance.

2. RESUMEN EJECUTIVO

El año 2017 corresponde al primer año de aplicación de los impuestos por emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂) según lo establecido en el artículo 8° de la ley 20.780. De este modo, durante el mes de abril de 2018 el Servicio de Impuestos Internos (en adelante SII) entregó a las empresas el valor del impuesto anual a pagar por las emisiones realizadas durante el año 2017. El monto total a pagar ascendió a \$ 115.362.040.221, de los cuales un 94,8% (\$ 109.312.478.014) corresponden a pagos realizados por empresas generadoras.

De acuerdo a lo establecido en el artículo antes citado, el impuesto a emisiones no debe ser considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de la energía. No obstante, aquellas unidades cuyo costo total unitario sea mayor o igual al costo marginal, deberán recibir una compensación.

En este contexto, el Coordinador aplicó las disposiciones de carácter técnico para la implementación del mecanismo compensación por concepto de pago de impuesto a emisiones establecidas en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 de la Comisión Nacional de Energía. Al respecto, el monto total a compensar asciende a \$ 16.174.438.855, lo que equivale a un 14,8% del total de impuesto pagado por las empresas generadoras. De acuerdo a la disposición transitoria de la Resolución Exenta N° 659-2017, para el año 2017 el cálculo del valor a compensar a cada empresa deberá ser determinados en forma separada para el Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Al respecto, el monto total a compensar para cada sistema se presenta en la siguiente tabla.

| Sistema | Impuesto pagado | Valor a Compensar | Porcentaje |
|----------------|--------------------|-------------------|------------|
| SIC | \$ 65.035.219.652 | \$ 5.466.111.037 | 8,4 % |
| SING | \$ 44.277.258.362 | \$ 10.708.327.818 | 24,18 % |
| Total SIC-SING | \$ 109.312.478.014 | \$ 16.174.438.855 | 14,80 % |

Tabla 1. Valores de impuesto pagado y valores a compensar por sistema.

El valor a compensar a cada empresa debe ser pagado por todas las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros de energía, a prorrata de la totalidad de sus retiros físicos de energía destinados para abastecer clientes finales durante el año 2017. De este modo, el Coordinador calculó los pagos que deberán realizar las empresas. En la siguiente tabla se muestran los valores netos a pagar.

| Sistema | Valor neto a pagar | Porcentaje |
|----------------|--------------------|------------|
| SIC | \$ 3.536.661.461 | 5,44 % |
| SING | \$ 3.032.732.114 | 6,85 % |
| Total SIC-SING | \$ 6.569.393.575 | 6,01 % |

Tabla 2. Compensación neta a pagar por las empresas que efectuaron retiros.

Los resultados presentados en este informe consideran las adecuaciones pertinentes en función de las observaciones recibidas a la versión preliminar del balance. Este balance es emitido para que el pago se realice hasta el 30 de junio de 2018.

3. CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR PAGO DE IMPUESTOS A EMISIONES

El Coordinador aplicó las disposiciones de carácter técnico para la implementación del mecanismo compensación por concepto de pago de impuesto a emisiones establecidas en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 de la Comisión Nacional de Energía. En este sentido, se identifica que el cálculo de la compensación se divide en dos partes:

- a) Cálculo de la compensación definida en el literal i) del numeral 7 definido en la Resolución Exenta N° 659-2017 (**en adelante “Compensación A”**). Corresponde al producto de la energía neta anual generada por la central o unidad generadora y la diferencia entre el Costo Total Unitario y el Costo Marginal Promedio.

$$Compensación_{Ai} = Máx\{CTU_i - CMgP_i; 0\} \cdot \sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_{hi}$$

Donde:

CTU : Es la suma del Costo Variable Promedio Anual y el Valor Unitario del Impuesto Anual de la central o unidad generadora.

CMgP_i : Es el promedio ponderado de los costos marginales en la barra asignada por el balance de transferencias, para cada unidad generadora, y su generación neta de energía.

GNeta_{hi} : Energía neta generada por la central o unidad de generación i, inyectada al sistema eléctrico en la hora h, medido en kilowatt-hora. La energía neta horaria a considerar en este cálculo es aquella que fue considerada en los balances mensuales de transferencias durante el año 2017.

NTH2 : Número de Horas en que la central no operó en modo de pruebas ni exportó energía eléctrica.

- b) Cálculo de la compensación definida en el literal iii) del numeral 7 definido en la Resolución Exenta N° 52-2018 (**en adelante “Compensación B”**). Corresponde al producto entre el VUI_i y la energía neta total generada por dicha central en aquellas horas en que por instrucción del Coordinador haya inyectado energía al sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal.

$$Compensación_{Bi} = VUI_i \cdot \sum_{h=1}^{NTH3} GNeta_{hi}$$

NTH3 : Número de Horas en que la central operó por instrucción del Coordinador con un Costo Variable de operación (CV_{hi}) superior al Costo Marginal del sistema ($CMgR_{hi}$) total de horas del correspondiente año. Al respecto, el conjunto de horas NTH3 se determina por aquellas horas en que se registraron compensaciones en los Balances de Transferencias de energía (provocados por operación a mínimo técnico, por SSCC, por AGC y otros).

Los valores de generación de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo A del presente informe. En este mismo anexo se presentan los conjuntos de horas NTH2 y NTH3, junto con el respaldo de información con que fueron determinados.

De acuerdo a lo establecido en la misma Resolución Exenta N° 52-2018, la compensación de cada central o unidad generadoras no podrá ser inferior a la Compensación B. Consecuentemente, el valor de compensación de la central o unidad generadora i queda definido por:

$$\text{Compensación } i = \text{Máx}\{\text{Compensación}_{A i}; \text{Compensación}_{B i}\}$$

A continuación, se presenta un diagrama que resume el cálculo las compensaciones A y B.

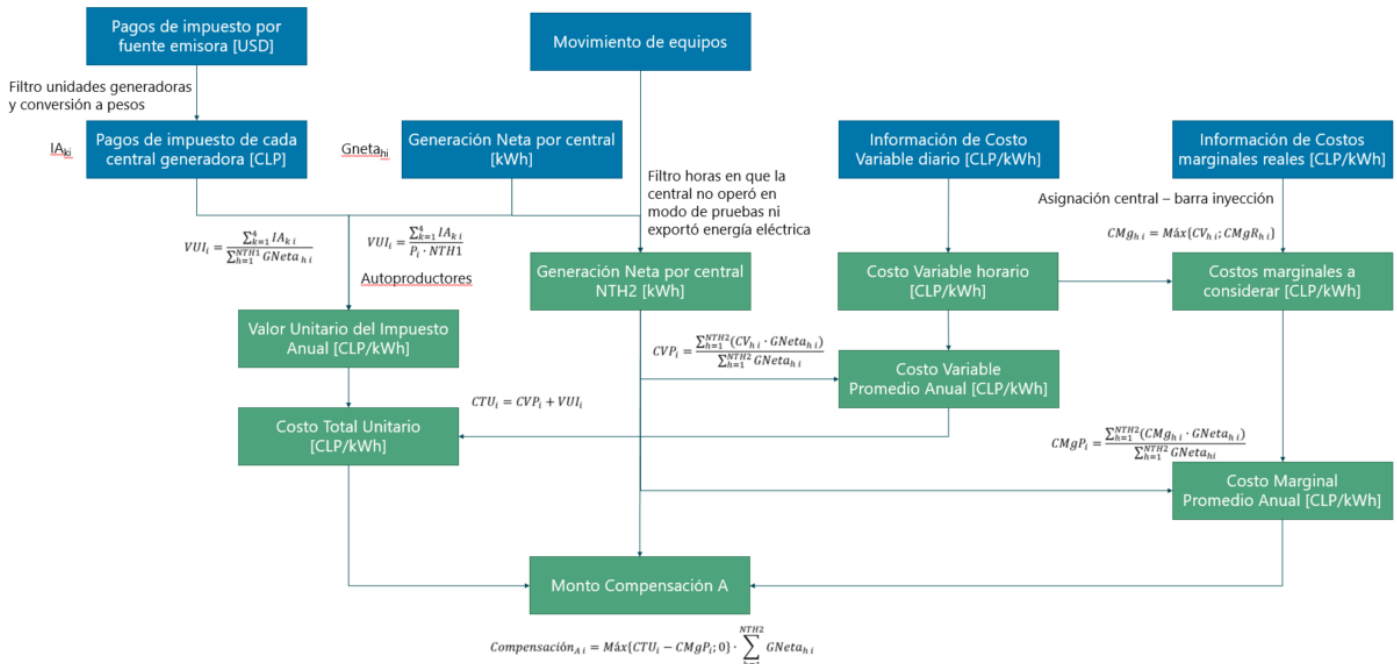


Figura 1. Diagrama del cálculo de la compensación A.

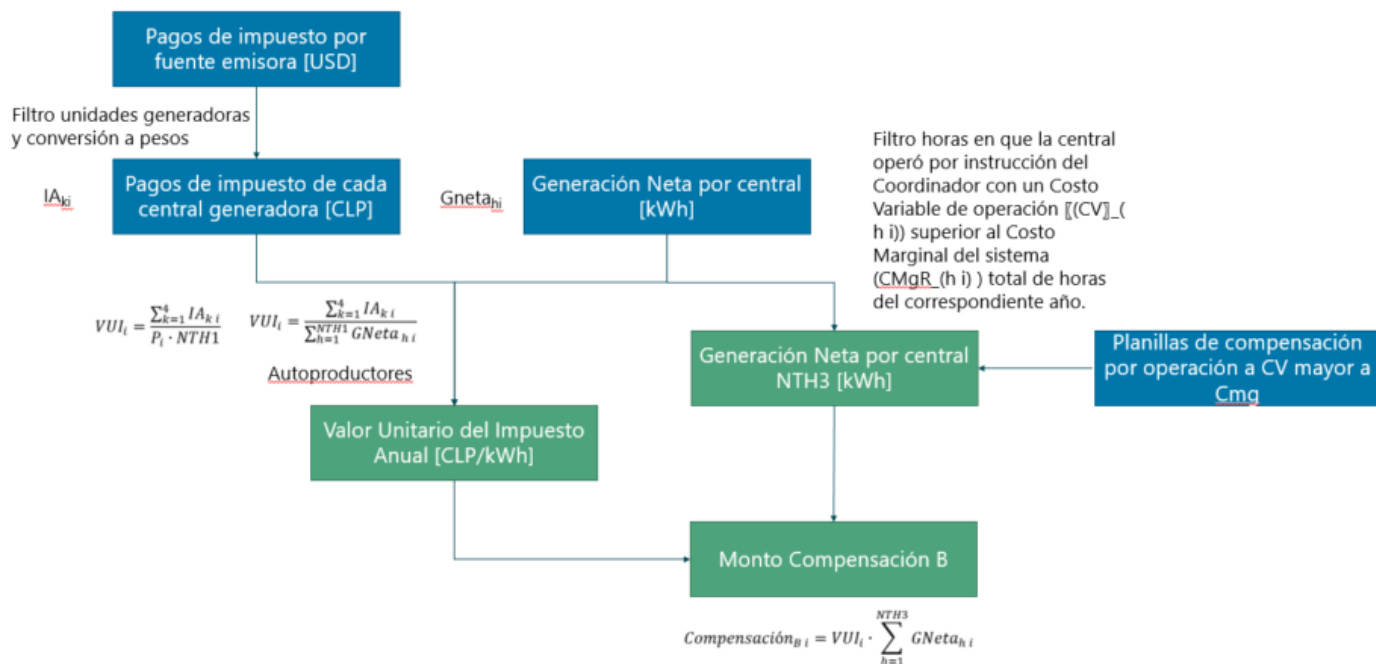


Figura 2. Diagrama del cálculo de la compensación B.

Para efectos de determinar el Balance de Compensaciones, el Coordinador determinó el valor de los términos descritos en los diagramas antes presentados. A continuación, se describen las fórmulas y fuentes de información que fueron utilizadas.

3.1. Valor Unitario del Impuesto Anual (VUI)

El Valor Unitario del Impuesto Anual (VUI) corresponde a la suma de los impuestos anuales de los distintos contaminantes de la central o unidad generadora del año 2017, dividido por la energía neta generada por la central o unidad generadora durante el mismo año.

$$VUI_i = \frac{\sum_{k=1}^4 IA_{ki}}{\sum_{h=1}^{NTH1} GNeta_{hi}}$$

Donde:

VUI_i : Valor unitario del impuesto a las emisiones de la central o unidad de generación i, medido en pesos por kilowatt-hora.

IA_{ki} : Impuesto anual calculado por el SII, en pesos, para la central o unidad de generación i por concepto de emisiones al aire del contaminante k, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 8° de la ley 20.780. Los contaminantes {C1, C2, C3, C4} corresponden a {MP, NOx, SO2, CO2}. Estos valores son aquellos que el SII entregó al Coordinador el día 3 mayo de 2018.

NTH1 : Número total de horas del correspondiente año.

En el caso de centrales que tengan la calificación de autoprodutores se considera la proporción de energía inyectada al sistema:

$$VUI_i = \alpha_i \frac{\sum_{k=1}^4 IA_{ki}}{\sum_{h=1}^{NTH1} GNeta_{hi}} \text{ donde } \alpha_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH1} GNeta_{hi}}{\text{Autoconsumo}_i + \sum_{h=1}^{NTH1} GNeta_{hi}}$$

En caso de no disponer de un sistema de medición que permita distinguir horariamente entre la energía inyectada al sistema y la energía destinada al autoconsumo, entonces se aplicó lo siguiente:

$$VUI_i = \frac{\sum_{k=1}^4 IA_{ki}}{P_i \cdot NTH1}$$

Donde:

P_i : Potencia neta de la central autoprodutora i . La fuente de esta información corresponde a las respuestas recibidas por parte de las empresas generadoras a la carta DE 05420-17 emitida por el Coordinador el día 27 de diciembre de 2017.

De este modo, los valores de: los Impuesto anual calculado por el SII y los VUI de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo A del presente informe.

3.2. Costo Variable Promedio Anual (CVP)

El Costo Variable Promedio Anual (CVP) corresponde al promedio ponderado de los costos variables de la central o unidad generadora y su generación neta de energía para el año 2017.

$$CVP_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH2} (CV_{hi} \cdot GNeta_{hi})}{\sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_{hi}}$$

Donde:

CVP_i : Costo Variable Promedio ponderado de la central o unidad de generación i durante el año calendario, medido en pesos por kilowatt-hora.

CV_{hi} : Costo Variable de operación considerado por el Coordinador para el despacho de la central o unidad de generación i en la hora h , medido en pesos por kilowatt-hora. El tipo de cambio a utilizar para su valorización corresponderá al mismo tipo de cambio utilizado por el Coordinador para las transferencias económicas de energía del respectivo mes. La fuente de información serán los costos variables que fueran considerados en la elaboración los Programas de Operación del cada sistema interconectado¹ y el nivel de generación horaria de cada unidad generadora registrada en la operación en tiempo real.

¹ Estos datos están disponibles en las siguientes direcciones:

http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5123&p_id_public_web=&p_perodo=

De este modo, los valores de los costos variables de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo B del presente informe.

3.3. Costo Total Unitario (CTU)

El Costo Total Unitario (CTU) corresponde a la suma del Costo Variable Promedio Anual y el Valor Unitario del Impuesto Anual de la central o unidad generadora.

$$CTU_i = CVP_i + VUI_i$$

Los valores de los Costos Totales Unitarios de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo D del presente informe.

3.4. Costo Marginal Promedio Ponderado (CMgP)

El Costo Marginal Promedio Ponderado (CMgP) corresponde es el promedio ponderado de los costos marginales en la barra asignada por el balance de transferencias, para cada unidad generadora, y su generación neta de energía.

$$CMgP_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH2} (CMg_{hi} \cdot GNeta_{hi})}{\sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_{hi}}$$

Donde:

$CMgP_i$: Costo Marginal Promedio ponderado de la central o unidad generadora i para el año calendario en su respectiva barra de inyección, medido en pesos por kilowatt-hora.

CMg_{hi} : Costo marginal asociado a la central i en la hora h a considerar en la determinación del Costo Marginal Promedio, quedará determinado por:

$$CMg_{hi} = \text{Máx}\{CV_{hi}; CMgR_{hi}\}$$

$CMgR_{hi}$: Costo marginal de la hora h asociado a la barra de inyección de la central i .

Los valores de los costos marginales promedios ponderados de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo C del presente informe.

3.5. Valores a compensar

El Coordinador calculó el valor a compensar a cada empresa como la suma de los valores a compensar de cada una de sus centrales o unidades generadoras, considerando el cálculo de las Compensaciones A y B de cada una de ellas en base a las fórmulas y resultados presentados en las secciones anteriores. A continuación, se presenta una tabla con los valores a compensar de cada empresa y separado por los sistemas SIC y SING.

| Empresa | Compensación por empresa SIC - SING | | | | | | |
|------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|------------|
| | Impuesto pagado | | | Compensación | | | |
| | SIC | SING | Total | SIC | SING | Total | Porcentaje |
| AES GENER | \$ 14.612.058.220 | \$ 5.390.984.190 | \$ 20.003.042.410 | \$ 628.077.646 | \$ 577.522.130 | \$ 1.205.599.776 | 6,03% |
| ESSA | \$ 2.975.984.735 | | \$ 2.975.984.735 | \$ 404.435.140 | \$ - | \$ 404.435.140 | 13,59% |
| ENEL GENERACION | \$ 14.293.614.936 | \$ - | \$ 14.293.614.936 | \$ 1.485.013.570 | \$ - | \$ 1.485.013.570 | 10,39% |
| COLBUN | \$ 14.041.445.855 | \$ - | \$ 14.041.445.855 | \$ 219.168.940 | \$ - | \$ 219.168.940 | 1,56% |
| ENGIE | \$ - | \$ 11.702.344.592 | \$ 11.702.344.592 | \$ - | \$ 6.050.449.765 | \$ 6.050.449.765 | 51,70% |
| GUACOLDA | \$ 10.721.452.230 | \$ - | \$ 10.721.452.230 | \$ 2.490.283.188 | \$ - | \$ 2.490.283.188 | 23,23% |
| ANGAMOS | \$ - | \$ 9.464.687.481 | \$ 9.464.687.481 | \$ - | \$ 214.038.759 | \$ 214.038.759 | 2,26% |
| COCHRANE | \$ - | \$ 7.688.296.418 | \$ 7.688.296.418 | \$ - | \$ 1.158.878.523 | \$ 1.158.878.523 | 15,07% |
| ARAUCOBIOENERGIA | \$ 3.778.631.853 | \$ - | \$ 3.778.631.853 | \$ 2.689.976 | \$ - | \$ 2.689.976 | 0,07% |
| HORNITOS | \$ - | \$ 3.369.745.236 | \$ 3.369.745.236 | \$ - | \$ 892.518.034 | \$ 892.518.034 | 26,49% |
| ANDINA | \$ - | \$ 3.299.462.405 | \$ 3.299.462.405 | \$ - | \$ 472.701.509 | \$ 472.701.509 | 14,33% |
| GASATACAMA | \$ - | \$ 2.143.825.989 | \$ 2.143.825.989 | \$ - | \$ 546.445.989 | \$ 546.445.989 | 25,49% |
| BIOENERGIAS FORESTALES | \$ 2.012.979.896 | \$ - | \$ 2.012.979.896 | \$ 25.414.077 | \$ - | \$ 25.414.077 | 1,26% |
| PETROPOWER | \$ 1.980.687.079 | \$ - | \$ 1.980.687.079 | \$ - | \$ - | \$ - | 0,00% |
| TAMAKAYA ENERGÍA | \$ - | \$ 1.217.912.051 | \$ 1.217.912.051 | \$ - | \$ 795.773.109 | \$ 795.773.109 | 65,34% |
| SGA | \$ 155.689.005 | \$ - | \$ 155.689.005 | \$ 112.809.811 | \$ - | \$ 112.809.811 | 72,46% |
| ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A. | \$ 113.189.007 | \$ - | \$ 113.189.007 | \$ - | \$ - | \$ - | 0,00% |
| COMASA S.A. | \$ 77.713.796 | \$ - | \$ 77.713.796 | \$ 254.471 | \$ - | \$ 254.471 | 0,33% |
| ENERGÍA BIO BIO | \$ 64.382.292 | \$ - | \$ 64.382.292 | \$ - | \$ - | \$ - | 0,00% |
| ORAFI | \$ 61.230.491 | \$ - | \$ 61.230.491 | \$ 54.616.493 | \$ - | \$ 54.616.493 | 89,20% |
| CARDONES SA | \$ 35.795.670 | \$ - | \$ 35.795.670 | \$ 21.112.923 | \$ - | \$ 21.112.923 | 58,98% |
| Energía Pacífico S.A. | \$ 30.654.686 | \$ - | \$ 30.654.686 | \$ - | \$ - | \$ - | 0,00% |
| MASISA S.A. | \$ 15.680.598 | \$ - | \$ 15.680.598 | \$ - | \$ - | \$ - | 0,00% |
| COLMITO | \$ 24.477.191 | \$ - | \$ 24.477.191 | \$ 11.412.539 | \$ - | \$ 11.412.539 | 46,63% |
| Los Guindos | \$ 19.646.161 | \$ - | \$ 19.646.161 | \$ 3.744.851 | \$ - | \$ 3.744.851 | 19,06% |
| SWC | \$ 7.206.124 | \$ - | \$ 7.206.124 | \$ 4.734.086 | \$ - | \$ 4.734.086 | 65,70% |
| ORAZUL (DUKE) | \$ 5.332.417 | \$ - | \$ 5.332.417 | \$ 1.481.442 | \$ - | \$ 1.481.442 | 27,78% |
| ENLASA | \$ 3.545.791 | \$ - | \$ 3.545.791 | \$ 7.238 | \$ - | \$ 7.238 | 0,20% |
| EMELDA | \$ 2.574.629 | \$ - | \$ 2.574.629 | \$ 449.703 | \$ - | \$ 449.703 | 17,47% |
| ENORCHILE | \$ 1.246.990 | \$ - | \$ 1.246.990 | \$ 404.942 | \$ - | \$ 404.942 | 32,47% |
| ENERGÍA LEÓN | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - | - |
| Totales | \$ 65.035.219.652 | \$ 44.277.258.362 | \$ 109.312.478.014 | \$ 5.466.111.037 | \$ 10.708.327.818 | \$ 16.174.438.855 | |

Tabla 3. Valores de impuesto pagado y valores a compensar por sistema.

Los valores de las Compensaciones A y B y la determinación de la Compensación definitiva de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo D del presente informe.

4. BALANCE DE COMPENSACIONES

Los valores por compensar a cada empresa serán pagados por todas las empresas generadoras que participan del balance de inyecciones y retiros de energía, a prorrata de la totalidad de sus retiros físicos de energía destinados a abastecer clientes finales durante el año 2017.

Para el cálculo de compensación a publicar el año 2018, el valor a compensar a cada empresa y de los retiros físicos de energía del año 2017 fueron determinados en forma separada para el SING

y SIC, durante todo el año 2017². La asignación de unidades generadoras y retiros se realizó considerando la configuración previa a la interconexión de los sistemas antes citados.

En el caso del SIC, es importante considerar que los retiros asociados a la empresa Campanario S.A. han sido prorrateados de acuerdo a lo estipulado en la Resolución Exenta N° 000239-2012 emitida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. La asignación de esta prorrata a cada empresa está identificada en la tabla N°5 con el texto “(Campanario)”.

| Empresas SING | Retiro de Energía [MWh] |
|------------------------------------|-------------------------|
| AES Gener S.A. | 1156168 |
| ENGIE Energía Chile S.A. | 6245765 |
| Empresa Eléctrica Angamos S.A. | 2661510 |
| Empresa Electrica Cochrane SPA | 1691193 |
| Inversiones Hornitos S.A. | 1248950 |
| Central Termoeléctrica Andina S.A. | 709828 |
| Gasatacama Chile S.A. | 1277231 |
| Tamakaya Energía SpA | 1426634 |
| Enorchile S.A. | 373460 |
| Noracid S.A. | 14809 |
| On-Group S.A. | 35304 |
| Pozo Almonte Solar 2 S.A. | 21604 |
| Pozo Almonte Solar 3 S.A. | 38395 |
| COLBUN S.A. | 13565 |
| Total | 16914418 |

Tabla 4. Retiros físicos anuales de empresas del SING.

² Según lo establecido en la disposición transitoria de la Resolución Exenta N° 659-2017 de la Comisión Nacional de Energía.

Anexo A. Impuesto anual calculado por el SII; generación neta y los VUI

Se adjuntan archivos:

- Generación_2017_Neta según NTH1.xlsx
- Generación_2017_Neta según NTH2.xlsx
- Generación_2017_Neta según NTH3.xlsx
- Impuesto_Unitario_Emisiones_2017.xlsx

Anexo B. Costos Variables Promedio

Se adjunta archivo:

- Costo Variable Promedio 2017.xlsx

Anexo C. Costos Marginales Promedios Ponderados

Se adjuntan archivos:

- Costo Marginal Promedio 2017.xlsx
- Costos Marginales Reales 2017.xlsx

Anexo D. Compensaciones A y B y la determinación de la Compensación definitiva

Se adjunta archivo:

- Compensación A-B y Compensación definitiva.xlsx

Anexo E. Retiros físicos del año 2017 y Balances de Compensaciones para el SIC y SING

Se adjunta archivo:

- Retiros y Cuadro de Pago Balance de Compensaciones Preliminar.xlsx

Anexo F. Respuesta a observaciones Balance Preliminar de Compensaciones

Se adjunta archivo:

- Respuesta a Observaciones Balance Preliminar de Compensaciones.docx