

INFORME COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

IMPLEMENTACIÓN ARTICULO 8 DE LA LEY 20.780

BALANCE PRELIMINAR DE COMPENSACIONES

20 de mayo de 2021



Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	RESUMEN EJECUTIVO	4
3.	CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR PAGO DE IMPUESTOS A EMISIONES	6
3.1.	VALOR UNITARIO DEL IMPUESTO ANUAL (VUI)	8
3.2.	COSTO VARIABLE PROMEDIO ANUAL (CVP).....	9
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	12
5.	RELIQUIDACIÓN 2019	15
ANEXO A.	MODELO CÁLCULO COMPENSACIONES.....	19
ANEXO B.	PRESENTACIÓN MODELO COMPENSACIONES.....	20
ANEXO C.	ARCHIVOS CON INPUT DEL MODELO	21
ANEXO D.	DATOS MENSUALES	22
ANEXO E.	CONSOLIDADO ANUAL 2020	23
ANEXO F.	RESULTADOS Y CUADRO DE PAGO 2020	24
ANEXO G.	CONSOLIDADO ANUAL 2019 – RELIQUIDACIÓN	25
ANEXO H.	RESULTADOS Y CUADRO DE PAGO RELIQUIDACIÓN 2019	26

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 estableció en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 (en adelante RE659-2017 y RE52-2018) 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 Preliminar 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. Esta versión preliminar se publica para la revisión de las empresas coordinadas, y que según la normativa vigente existe un plazo de 10 días hábiles para recibir observaciones. La versión definitiva se publicará el 20 de junio de 2021.

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 los resultados de las compensaciones y montos que deben pagar las empresas que efectuaron retiros durante el 2020. El presente informe también contiene anexos con la información sobre el modelo de cálculo implementado, las fuentes de información.

2. RESUMEN EJECUTIVO

El 2020, corresponde al cuarto 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, el 4 de mayo de 2021 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 2020.

El monto total a pagar corresponde a MM CLP \$ 126.498, de los cuales un 95,4% (MM CLP \$ 120.696) están asociados a pagos realizados por empresas generadoras.

De acuerdo con 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 que cumplan con los requisitos descritos en la normativa vigente 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 CLP \$ 29.975 MM, lo que equivale a un 24,8% del total de impuesto pagado por las empresas generadoras.

Impuesto MM CLP	\$ 120.696
Compensación MM CLP	\$ 29.975
Porcentaje	24,8%

Tabla 1 Monto de impuesto y compensaciones totales 2020.

De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, esta compensación debe ser pagada 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 correspondiente año calendario. En función de lo anterior, los montos netos a recibir por las empresas generadoras corresponden a un 6,8% del total de impuesto pagado según el siguiente detalle:

Empresa	Monto Neto MM CLP
AES_GENER	2.522
ANDINA	313
BE FORESTALES	321
CARDONES SA	2
COCHRANE	1.584
COLMITO	9
GMETROPOLITANA	1.058
GUACOLDA	1.725
HORNITOS	501
LOS_GUINDOS	31
ORAZUL_CHILE	4
SWO	108
Total	8.178

Tabla 2 Montos netos a recibir por compensaciones 2020.

Adicionalmente, es necesario considerar que en el presente informe se incluye una actualización del cuadro de Pago del Balance de Compensaciones del año 2019. Esta actualización considera ajustes a los montos de generación y de las reliquidaciones vigentes del 2019. Los montos netos a recibir por las empresas generadoras del 2019 considerando la reliquidación son los siguientes:

Empresa	Monto Neto MM CLP
AES_GENER	1.997
ANDINA	317
BE FORESTALES	90
CARDONES SA	0,2
COCHRANE	2.104
COLMITO	194
GMETROPOLITANA	1.183
GUACOLDA	947
HORNITOS	400
ORAZUL_CHILE	2
SGA	5
SWO	1
Total	7.151

Tabla 3 Montos netos a recibir por compensaciones 2019 considerando los efectos de la reliquidación.

3. CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR PAGO DE IMPUESTOS A EMISIONES

El Coordinador aplicó las disposiciones de carácter técnico para la implementación del mecanismo de 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 2020.

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 C 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. El detalle de la metodología aplicada para obtener los datos se presenta en el Anexo A.

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:

$$\text{Compensación } i = \text{Máx}\{\text{Compensación}_{Ai}; \text{Compensación}_{Bi}\}$$

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

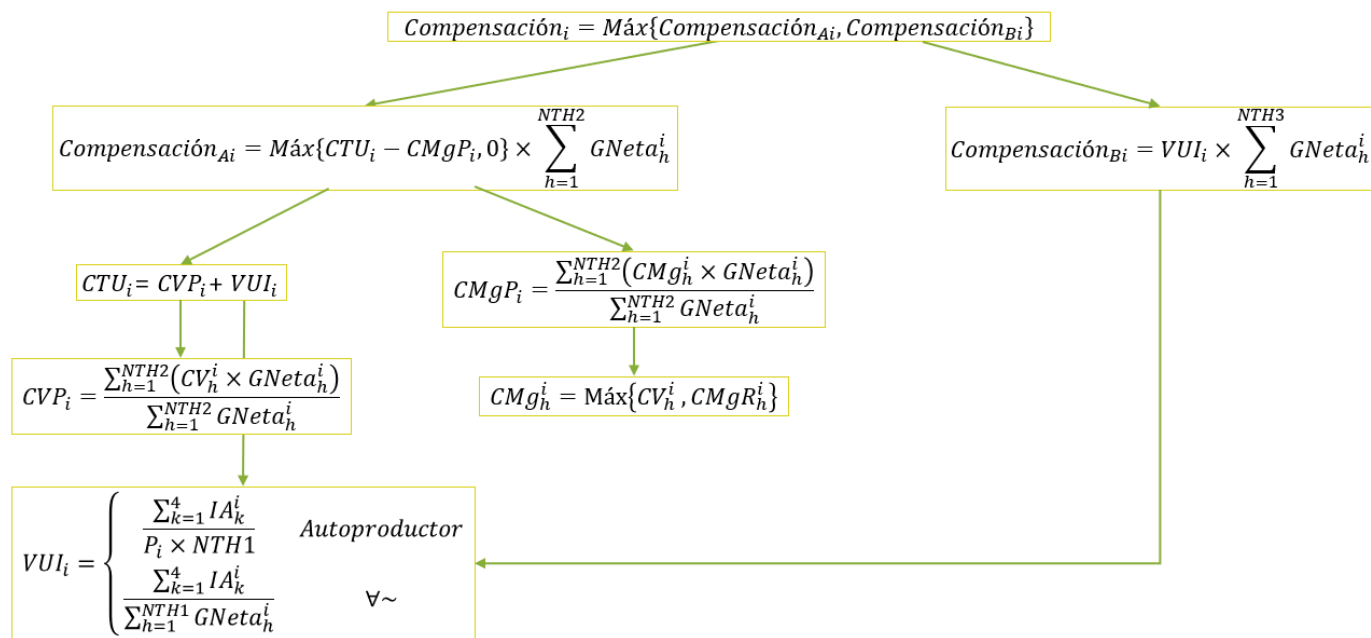


Figura 1 Diagrama calculo compensaciones

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 del procedimiento.

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 respectivo, 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 8º 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 3 mayo de 2021.**

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.

De este modo, los valores de: los Impuesto anual calculado por el SII son presentados en el Anexo E y los VUI de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F 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 en cuestión.

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

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.

De este modo, los valores de los costos variables de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F 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 F 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 F 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 de impuestos, compensaciones y porcentaje compensado de cada empresa.

Empresa	Impuesto CLP	Compensación CLP	Porcentaje
AES_GENER	\$ 19.771.956.684	\$ 6.180.225.437	31,3%
ANDINA	\$ 2.633.200.861	\$ 722.065.013	27,4%
ANGAMOS	\$ 11.634.008.392	\$ 725.059.263	6,2%
ARAUCO BIO	\$ 2.380.189.316	\$ 6.629.898	0,3%
BE FORESTALES	\$ 1.425.027.207	\$ 336.671.044	23,6%
CARDONES SA	\$ 3.575.211	\$ 2.222.945	62,2%
COCHRANE	\$ 10.912.354.375	\$ 2.402.250.514	22,0%
COLBUN	\$ 16.090.999.149	\$ 3.916.883.333	24,3%
COLMITO	\$ 14.091.016	\$ 8.571.711	60,8%
COMASA	\$ 98.213.709	\$ 5.695.089	5,8%
EMELDA	\$ 636.255	\$ 176.840	27,8%
ENEL_GENERACION	\$ 16.930.360.751	\$ 6.218.981.768	36,7%
ENERGIA PACIFICO	\$ 36.910.165	\$ 2.888.915	7,8%
ENGIE	\$ 8.942.711.964	\$ 2.729.356.995	30,5%
ENLASA	\$ -	\$ -	-
ENORCHILE	\$ -	\$ -	-
ERSA	\$ 3.135.295.345	\$ 435.047	0,0%
GMETROPOLITANA	\$ 2.323.758.013	\$ 1.058.476.709	45,6%
GUACOLDA	\$ 17.533.868.837	\$ 3.291.226.696	18,8%
HORNITOS	\$ 3.833.524.117	\$ 1.077.576.050	28,1%
LOS_GUINDOS	\$ 34.830.868	\$ 31.074.173	89,2%

Empresa	Impuesto CLP	Compensación CLP	Porcentaje
NEOMAS	\$ 24.293.661	\$ 765.822	3,2%
NUEVA ENERGIA	\$ 26.320.343	\$ 958.619	3,6%
ORAZUL_CHILE	\$ 4.535.845	\$ 4.096.164	90,3%
SGA	\$ 29.548.525	\$ 16.663.281	56,4%
SWO	\$ 110.440.077	\$ 108.382.644	98,1%
TAMAKAYA_ENERGIA	\$ 2.765.505.068	\$ 1.127.851.002	40,8%
Total general	\$ 120.696.155.756	\$ 29.975.184.971	24,8%

Tabla 4 Compensaciones año calendario 2020

Los valores de las Compensaciones A y B y la determinación de la Compensación preliminar de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F 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 **2020**.

Se usaron los datos de los siguientes balances emitidos

- Enero Reliquidación 1
- Febrero Definitivo
- Marzo Definitivo
- Abril Reliquidación 1
- Mayo Reliquidación 1
- Junio Definitivo
- Julio Definitivo
- Agosto Definitivo
- Septiembre Definitivo
- Octubre Definitivo
- Noviembre Definitivo
- Diciembre Definitivo

A continuación, se presenta una tabla con la energía retirada, prorrata y pago de compensaciones.

Empresa	Energía Retirada kWh	Prorrata	Pago CLP
AASA_ENERGIA	1.716.932	0,00%	\$ 721.566
ABASTIBLE	2.373.237	0,00%	\$ 997.389
ACCIONA_ENERGIA	870.874.237	1,22%	\$ 365.998.083
AELA_GENERACION	506.172.689	0,71%	\$ 212.726.736
AES_GENER	8.705.012.657	12,20%	\$3.658.413.364
ALBA	6.615.083	0,01%	\$ 2.780.089
ALMEYDA	244.197.591	0,34%	\$ 102.627.735
ALLIPEN	28.748.192	0,04%	\$ 12.081.863
ANDINA	972.266.492	1,36%	\$ 408.609.714
ANGAMOS	3.190.423.790	4,47%	\$1.340.823.901
ARAUCO BIO	482.417.780	0,68%	\$ 202.743.376
ARRAYAN_EOLICO	3.579.530	0,01%	\$ 1.504.352
CERRO_DOMINADOR_CSP	616.073.614	0,86%	\$ 258.914.264
ATRIA_ENERGIA	87.541.485	0,12%	\$ 36.790.635
BE FORESTALES	38.416.514	0,05%	\$ 16.145.121
BESALCO	102.781.970	0,14%	\$ 43.195.679
CABO_LEONES	133.886.424	0,19%	\$ 56.267.797
CAREN	71.717.900	0,10%	\$ 30.140.533
COCHRANE	1.947.693.930	2,73%	\$ 818.547.862

Empresa	Energía Retirada kWh	Prorrata	Pago CLP
COLBUN	10.219.320.533	14,33%	\$4.294.824.176
COMASA	62.117.821	0,09%	\$ 26.105.955
CONEJO_SOLAR	190.985.334	0,27%	\$ 80.264.478
COYANCO	41.486.729	0,06%	\$ 17.435.426
CHACAYES	471.295.121	0,66%	\$ 198.068.910
CHUNGUNGO	109.913.270	0,15%	\$ 46.192.716
DUQUECO	297.891.030	0,42%	\$ 125.193.216
EGP_SUR	610.163	0,00%	\$ 256.430
EL_MORADO	23.143.631	0,03%	\$ 9.726.461
EL_PELICANO	176.657.903	0,25%	\$ 74.243.158
EMBALSE_ANCOA	12.055.572	0,02%	\$ 5.066.537
EMELDA	134.065.749	0,19%	\$ 56.343.161
ENEL_GENERACION	17.175.159.018	24,08%	\$7.218.120.611
ENERGIA PACIFICO	48.664.092	0,07%	\$ 20.451.821
ENERGIA_LEON	12.191.853	0,02%	\$ 5.123.811
ENGIE	8.945.615.649	12,54%	\$3.759.530.414
ENORCHILE	120.075.062	0,17%	\$ 50.463.363
EOLICA_ESPERANZA	8.842.408	0,01%	\$ 3.716.156
ERNC1	24.507.397	0,03%	\$ 10.299.605
ERSA	122.518.575	0,17%	\$ 51.490.286
GAS SUR	1.533.429	0,00%	\$ 644.447
GM_HOLDINGS	2.527.578.738	3,54%	\$1.062.253.232
GUACOLDA	3.727.921.795	5,23%	\$1.566.715.575
HELIO_ATACAMA_TRES	12.962.835	0,02%	\$ 5.447.828
HIDROLIRCAY	118.855.855	0,17%	\$ 49.950.973
HORNITOS	1.371.142.596	1,92%	\$ 576.243.435
HUAJACHE	20.391.931	0,03%	\$ 8.570.018
IMELSA_ENERGIA	365.165.567	0,51%	\$ 153.466.358
JAVIERA	149.747.372	0,21%	\$ 62.933.600
KALTEMP	889.016	0,00%	\$ 373.622
KDM_ENERGIA	96.427.960	0,14%	\$ 40.525.310
LA ARENA SPA	30.969.324	0,04%	\$ 13.015.327
LA CONFLUENCIA	246.998.308	0,35%	\$ 103.804.778
LA HIGUERA	322.545.728	0,45%	\$ 135.554.725
LIPIGAS	86.211.186	0,12%	\$ 36.231.556
LOS_CURUROS	15.135.906	0,02%	\$ 6.361.094
LUZ_DEL_NORTE	124.317.312	0,17%	\$ 52.246.232
MONTE REDONDO	184.340.393	0,26%	\$ 77.471.841
NEOMAS	67.094.034	0,09%	\$ 28.197.284
NORACID	19.538.045	0,03%	\$ 8.211.159
NORVIND	60.451.424	0,08%	\$ 25.405.626

Empresa	Energía Retirada kWh	Prorrata	Pago CLP
NUEVA ENERGIA	88.350.932	0,12%	\$ 37.130.817
ON GROUP	21.039.321	0,03%	\$ 8.842.093
PACIFIC HYDRO	6.031.029	0,01%	\$ 2.534.631
PANGUIPULLI	193.166.573	0,27%	\$ 81.181.177
PARQUE_EOLICO_LEBU	2.958.179	0,00%	\$ 1.243.220
PEHUENCHE	314.195.097	0,44%	\$ 132.045.246
POZO_ALMONTE_SOLAR_2	21.211.037	0,03%	\$ 8.914.259
POZO_ALMONTE_SOLAR_3	38.825.996	0,05%	\$ 16.317.213
PUCLARO	2.712.050	0,00%	\$ 1.139.780
PUNTILLA	174.125.263	0,24%	\$ 73.178.778
RAKI	27.431.119	0,04%	\$ 11.528.343
RIO_COLORADO	24.022.737	0,03%	\$ 10.095.919
RUCATAYO	267.251.730	0,37%	\$ 112.316.586
SAFIRA_ENERGIA_CHILE	25.841.002	0,04%	\$ 10.860.072
SAN_JUAN_LAP	501.888.221	0,70%	\$ 210.926.124
SANTIAGO_SOLAR	69.421.865	0,10%	\$ 29.175.590
SGA	105.125.524	0,15%	\$ 44.180.593
SPVP4	11.543.341	0,02%	\$ 4.851.264
TACORA_ENERGY	3.290.956	0,00%	\$ 1.383.074
TAMAKAYA_ENERGIA	3.286.055.014	4,61%	\$1.381.014.371
TECNORED	154.848.347	0,22%	\$ 65.077.362
UCUQUER_DOS	10.206.126	0,01%	\$ 4.289.279
EGP_CHILE	46.000.889	0,06%	\$ 19.332.570
PMGD_PICA_PILOT	106.788.328	0,15%	\$ 44.879.412
ALTOS_TILTIL	890.193	0,00%	\$ 374.117
EOLICA_TALTAL	40.067.486	0,06%	\$ 16.838.968
PV_SALVADOR	16.982.828	0,02%	\$ 7.137.290
EMOAC	3.489.456	0,00%	\$ 1.466.497
ENERGY_ASSET	505.591	0,00%	\$ 212.482
ECOM_GENERACION	349.949	0,00%	\$ 147.071
Total	71.324.461.892	100%	29.975.184.971

Tabla 5 Retiros físicos anuales de empresas que participan en el balance de inyecciones y retiros de energía

En función de los datos de las tablas 3 y 4 se determinó el cuadro de pago respectivo, el cual está contenido en el Anexo F.

5. Reliquidación 2019

El Coordinador calculó los valores a compensar del 2019 utilizando nuevas versiones de balances de acuerdo a la siguiente tabla.

Mes	Reliquidación	Definitivo
Enero	Reliquidación 2	Definitivo
Febrero	Reliquidación 1	Reliquidación 1
Marzo	Reliquidación 3	Definitivo
Abril	Definitivo	Definitivo
Mayo	Reliquidación 3	Reliquidación 3
Junio	Reliquidación 1	Reliquidación 1
Julio	Definitivo	Definitivo
Agosto	Reliquidación 1	Reliquidación 1
Septiembre	Definitivo	Definitivo
Octubre	Reliquidación 1	Reliquidación 1
Noviembre	Reliquidación 1	Reliquidación 1
Diciembre	Reliquidación 1	Reliquidación 1

Tabla 6 Versiones balances

Además, se han atendido las observaciones recibidas por Enel Generación Chile S.A. mediante carta DE05716-20 y por Engie Energía Chile S.A. mediante carta DE08503-20.

En base a lo anterior se obtienen las siguientes diferencias entre el balance considerando los retiros de las reliquidaciones y el balance definitivo 2019.

Empresa	Neto Reliquidado CLP
AASA_ENERGIA	-2.787
ABASTIBLE	-473
ACCIONA_ENERGIA	-1.498.377
AELA_GENERACION	-878.033
AES_GENER	-14.861.141
AGSA	-16.250
ALBA	-12.129
ALLIPEN	-60.068
ALMEYDA	-129.176
ANDINA	-1.811.790
ANGAMOS	-5.602.684
ARAUCO BIO	-830.968
ARRAYAN_EOLICO	-420.876
ATRIA_ENERGIA	-47.907
BE FORESTALES	-81.042

Empresa	Neto Reliquidado CLP
BESALCO	-177.344
CABO_LEONES	-235.676
CARBOMET	-32.814
CARDONES SA	0
CAREN	-126.007
CERRO_DOMINADOR_CSP	-521.112
CHACAYES	-821.592
CHUNGUNGO	-191.437
COCHRANE	-3.171.939
COLBUN	-18.898.346
COLMITO	-7.400.401
COMASA	-89.054
CONEJO_SOLAR	-380.544
COYANCO	-73.997
CUMPEO	-1.638
DUQUECO	-449.927
EGP_SUR	-4.599
EL_MORADO	-40.307
EL_PELICANO	-392.454
ELECTRICA CENIZAS	-181.418
EMBALSE_ANCOA	-19.220
EMELDA	-249.242
ENEL_GENERACION	93.917.621
ENERGIA PACIFICO	-84.844
ENERGIA_LEON	-21.641
ENGIE	6.786.852
ENLASA	0
ENORCHILE	-685.204
EOLICA_ESPERANZA	-64.388
ERN1	-73.340
ERSA	-562.434
ESTANCILLA SPA	-283
GAS SUR	-2.713
GM_HOLDINGS	-2.217.397
GMETROPOLITANA	-18.089.477
GUACOLDA	-3.853.373
HELIO_ATACAMA_TRES	-30.482
HIDROLIRCAY	-230.344
HORNITOS	-2.336.629
HUAJACHE	-33.703
IMELSA_ENERGIA	-256.882

Empresa	Neto Reliquidado CLP
JAVIERA	-337.513
KALTEMP	-6.084
KDM_ENERGIA	-229.676
LA ARENA SPA	-131.997
LA CONFLUENCIA	-443.665
LA HIGUERA	-487.431
LIPIGAS	-114.910
LOS_CURUROS	-25.261
LOS_GUINDOS	0
LUZ_DEL_NORTE	-220.851
MALLARAUCO	-2.389
MONTE REDONDO	-342.708
NEOMAS	-125.681
NORACID	-35.505
NORVIND	-60.846
NUEVA ENERGIA	371.013
ON GROUP	-46.476
ORAZUL_CHILE	-1.175.759
PACIFIC HYDRO	-14.755
PANGUIPULLI	-789.724
PARQUE_EOLICO_LEBU	-29.083
PEHUENCHE	-604.887
POZO_ALMONTE_SOLAR_2	-38.430
POZO_ALMONTE_SOLAR_3	-69.858
PUCLARO	-21.995
PUNTILLA	-303.734
RAKI	-45.290
RIO_COLORADO	-37.152
RUCATAYO	-436.900
SAFIRA_ENERGIA_CHILE	-18.352
SAN_JUAN_LAP	-819.723
SANTIAGO_SOLAR	-120.917
SGA	-232.510
SPVP4	-20.053
SWO	0
TACORA_ENERGY	-5.885
TAMAKAYA_ENERGIA	-5.066.529
TECNORED	-338.488
UCUQUER_DOS	-18.572

Tabla 7 Diferencias entre balance con reliquidaciones y balance definitivo 2019

En función de los datos de la tabla 5 se determinó el cuadro de pago respectivo, el cual está contenido en el Anexo H.

Anexo A. Modelo cálculo compensaciones

Se adjunta archivo:

Anexo A. Metodología Compensaciones 2020.pdf

Anexo B. Presentación Modelo Compensaciones

Se adjunta archivo:

- Anexo B. Modelo Compensaciones 2020.pdf

Anexo C. Archivos con input del modelo

Se adjuntan archivos:

- Anexo C. Input.zip

Anexo D. Datos mensuales

Se adjunta archivo:

- Anexo D. Mensual.zip

Anexo E. Consolidado Anual 2020

Se adjunta archivo:

- Anexo E. Consolidado Anual Version Preliminar 2020.xlsm

Anexo F. Resultados y Cuadro de Pago 2020

Se adjunta archivo:

- Anexo F. Resultados y Cuadro de Pago Versión Preliminar 2020.xlsx

Anexo G. Consolidado Anual 2019 – reliquidación

Se adjunta archivo:

- Anexo G. Consolidado Anual Version Preliminar Reliquidacion 2019.xlsm

Anexo H. Resultados y Cuadro de Pago reliquidación 2019

Se adjunta archivo:

- Anexo H. Resultados y Cuadro de Pago Versión Preliminar Reliquidacion 2019.xlsx