

INFORME VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Noviembre 2023
Versión Definitiva

GERENCIA DE MERCADOS



CONTROL DEL DOCUMENTO

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Autor	Versión	Descripción del Cambio
14-12-2023	Gerencia de Mercados	0	Versión Preliminar
22-12-2023	Gerencia de Mercados	0	Versión Definitiva

APROBACIÓN

Nombre	Cargo
Marcelo Bobadilla M.	Gerente de Mercados

ELABORACIÓN Y REVISIÓN

Nombre Depto.	Secciones
Depto. Transferencias de Energía y SSCC.	Balances de Energía, SSCC y Pagos Laterales
Depto. Transferencias de Potencia y Cargos de Transmisión	Balances de Potencia
Depto. Balances y Cargos de Distribución	Balances de Energía

DISTRIBUCIÓN

Destinatarios
Encargados Coordinador Eléctrico Nacional

1	INTRODUCCIÓN	4
2	COSTOS MARGINALES	5
3	NOVEDADES RELEVANTES DE LOS RESPECTIVOS BALANCES	6
4	AJUSTE DE ERRORES DE BALANCE Y ESTIMACIÓN DE MEDIDAS	8
4.1	AJUSTE DE ERRORES EN BARRA	9
4.2	ESTIMACIÓN DE MEDIDAS	10
5	TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA	11
5.1	BALANCE DE ENERGÍA	11
5.2	CONTRATOS DE COMPRAVENTA FÍSICOS	12
5.3	ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PMG Y PMGD	13
5.4	SOBRECOSTOS	14
5.5	INGRESOS TARIFARIOS DE ENERGÍA	15
6	TRANSFERENCIAS DE POTENCIA	16
6.1	BALANCE DE POTENCIA	16
6.2	INGRESOS TARIFARIOS DE POTENCIA	17
7	REMUNERACIÓN POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	18
7.1	RECURSO TÉCNICO	18
7.2	INFRAESTRUCTURA	19
8	OBSERVACIONES Y RESPUESTAS	20
9	ANEXOS	21
	ANEXO N°6 USO DE RESERVA HÍDRICA LAGUNA DEL MAULE	22

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo estipulado en la normativa vigente, el Coordinador Eléctrico Nacional, debe determinar la valorización de las transferencias económicas y los correspondientes pagos entre empresas propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que exploten, a cualquier título, medios de generación e instalaciones de transmisión sujetos a la coordinación.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta el Informe de VALORIZACIÓN de Transferencias Económicas (IVTE) del SEN correspondiente al mes de noviembre 2023, el cual incluye lo siguiente:

- a) Transferencias de energía
- b) Transferencias de potencia
- c) Asignación de Ingresos Tarifarios de energía y potencia
- d) Remuneración por Servicios Complementarios
- e) Otros pagos que pudieran corresponder por concepto de respaldos por pruebas, costos de operación por mínimos técnicos, otros costos de operación y transferencias determinadas según la normativa vigente.

2 COSTOS MARGINALES

A continuación, se presentan los costos marginales de energía del último mes y en las barras: Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV.

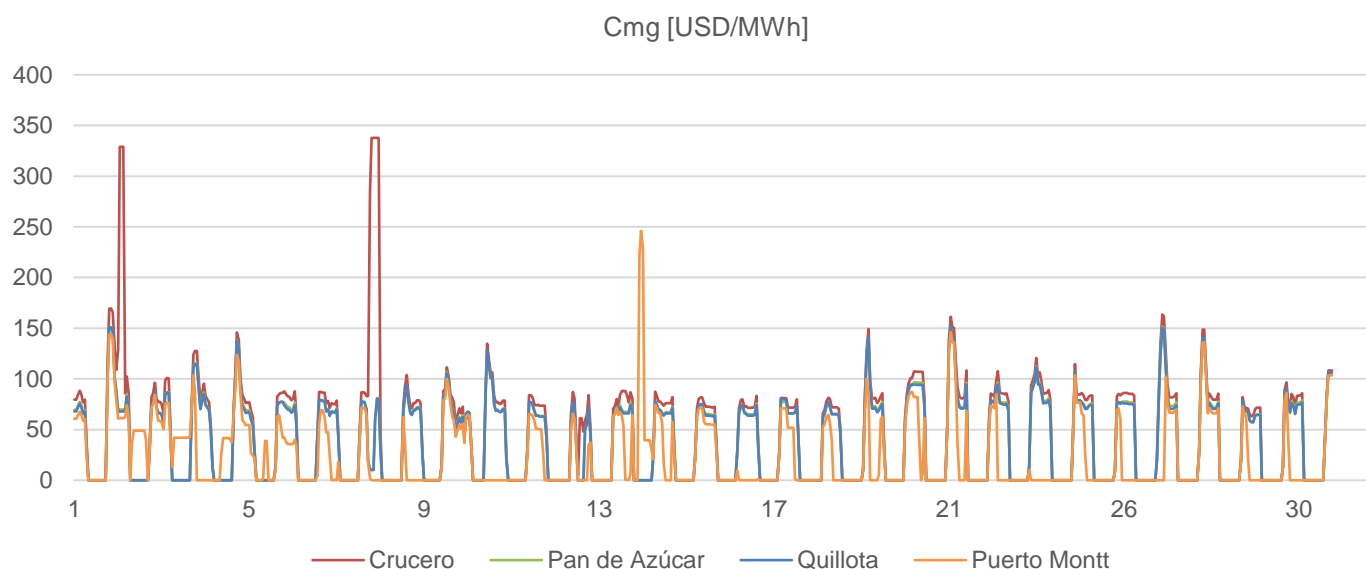


Gráfico 2.1 Costos Marginales del mes

Asimismo, en la siguiente imagen se puede observar una comparación de los costos marginales promedios horarios del mes actual con el mes anterior y el mes equivalente del año pasado.

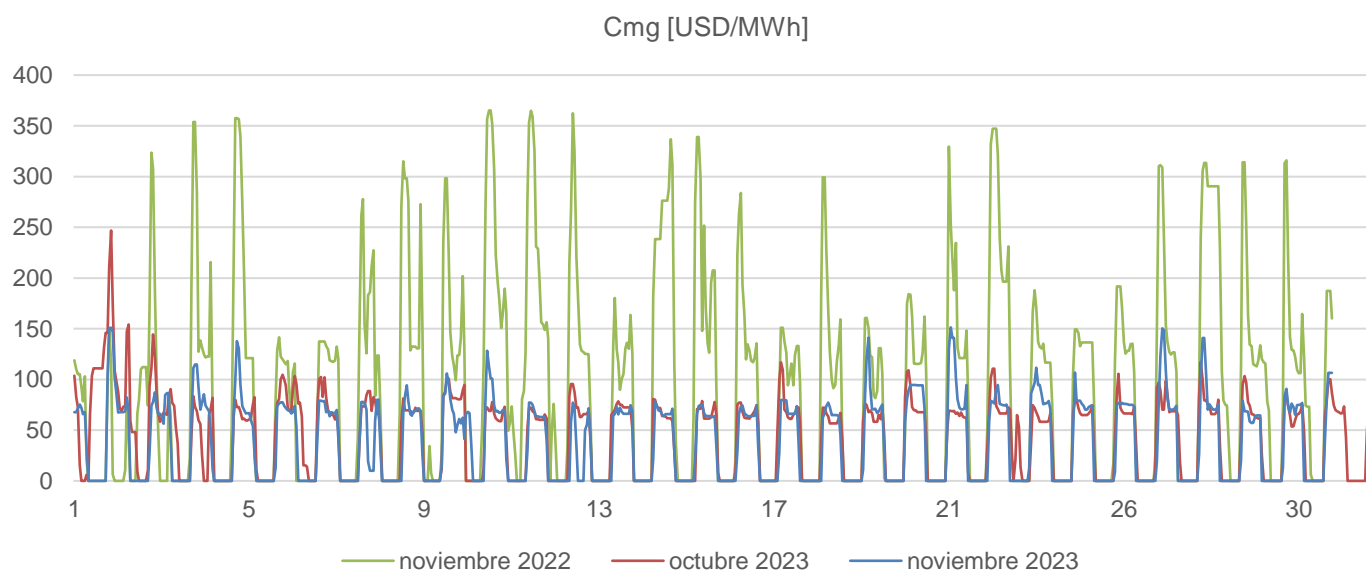


Gráfico 2.2 Comparación Costos Marginales Meses Anteriores

3 NOVEDADES RELEVANTES DE LOS RESPECTIVOS BALANCES

En los procesos asociados a la valorización de las transferencias del presente IVTE, se destaca lo siguiente:

Suspensión Mercado de Corto Plazo:

- De acuerdo a lo indicado en cartas DE04734-22 y DE04921-22, la suspensión del mercado de corto plazo de María Elena Solar es a partir del día 1 de octubre de 2022, y la de Ibereólica Cabo Leones II es a partir del día 8 de octubre de 2022, reteniéndose las instrucciones del mercado de corto plazo en las que estas empresas son acreedoras, según lo establecido en el art. 3-71 de la NTCyO.
- De acuerdo a lo indicado en la carta DE01520-23 y DE03232-23, se liberan todas las instrucciones retenidas de María Elena Solar
- La empresa Copihue es suspendida del mercado de corto plazo a partir del 01 de junio de 2023 según lo indicado en la carta DE02439-23, reteniéndose las instrucciones del mercado de corto plazo en la que esta empresa es acreedora, según lo establecido en el art. 3-71 de la NTCyO.
- La empresa Ibereólica Cabo Leones II se reincorpora al mercado de corto plazo a contar del 12 de julio de 2023, acorde a lo indicado en la carta DE03149-23.

Servicios Complementarios:

- A contar del balance de enero 2022 se mejora metodología de cálculo del Costo de Oportunidad, en particular respecto al cálculo del margen: $(Epc_{i,h} - E_{i,h})$. Esto se incorpora en Minuta de SSCC publicada junto a los balances de SSCC en un anexo.
- Se incorpora separación por unidades en cálculo de sobrecostos.
- Se corrige formulación de cálculo de CVC para centrales con polinomio de CEN en cálculo de sobrecostos.
- Se incorpora Dictamen 4-2022 para la aplicación de los FD en remuneración por sobrecostos.
- Se incorpora remuneración de BESS en antecedentes de cálculo y Minuta.
- A contar del IVTE de agosto 2023, los factores de desempeño del Control de Tensión son diarios, y se aplica en el CO ERNC y REA.

Balance de Energía:

- Se actualiza metodología de Sobrecostos de Partida y Detención según lo establecido en el Art. 3-48, en particular realizando el cálculo por unidad generadora para el mes en que la unidad completa el período de encendido y apagado. Adicionalmente a contar del mes de octubre 2023 se utiliza prorrata de retiros correspondiente a cada ciclo de encendido y apagado de las unidades de generación, para prorratar los costos.
- Se incluyeron 36 nuevos retiros asociados a contratos de suministro.
- Este mes se agregaron 10 nuevas centrales PMGD.
- Este mes se modelaron 5 nuevas subestaciones.
- Este mes se modelaron 4 nuevas centrales.
- Este mes 8 centrales PMGD comenzaron a valorizar su energía a Precio estabilizado.
- Se incluye nueva hoja "Consideraciones" en archivos de REVISION del Balance Físico: 01-Resultados.zip\01 Resultados\01 Balance de Energía\02 Balance Físico donde se indica el detalle de las medidas estimadas acorde al art. 3-30 de la NTCyO.
- Este mes se realizaron exportaciones de energía hacia Argentina.
- A partir de marzo 2023, las prorratas de líneas contienen los valores de VATT establecidos en el Decreto 7T-2022 de valorización de instalaciones para el cuatrienio 2020-2023, para las obras nacionales, Instalaciones Zonales y de Instalaciones Dedicadas que abastecen parte de los retiros regulados.

- Se actualizan los Precios Nudo de Corto Plazo correspondientes al Decreto 11T PNCP Segundo semestre 2022 mediante la Resolución Exenta N°131 2023.
- Se modificaron nombres de claves por nombres de puntos de medidas, para identificar de forma inmediata el punto de medida de la PRMTE asociado a la medida. En el Anexo 5 se incorpora un diccionario con los cambios de claves.

Balance de Potencia:

Se incorporan las siguientes centrales que entraron en operación en el último periodo:

- E/S PMGD LAJA ANDINO (9MW)
- E/S PMGD PFV ORQUIDEA SOLAR (3MW)
- E/S PFV ELENA (67.497MW)
- E/S PMGD PFV LA PAZ (9MW)
- E/S PMGD PFV FOTOVOLT LIN (1.5MW)
- E/S PMGD PFV MAIMALICAN (9MW)
- E/S PMGD PFV TRANQUE DEL SOL (9MW)
- E/S PMGD PFV FULGOR (1.94MW)
- E/S PMGD PFV LOS LIRIOS (4.75MW)

Las siguientes centrales inician presencia:

- PMGD PFV RIMINI (02/11/2023)
- TER MEJILLONES CTM3 (16/11/2023)

Las siguientes centrales actualizan fecha cierre de presencia:

- TER LOS VIENTOS (31/12/2023)
- TER COLIHUES U1 (31/12/2023)
- TER COLIHUES U2 (31/12/2023)
- LOS HIERROS II U1 (31/12/2023)
- CH EL PINAR (31/12/2023)
- PMGD PFV SOLARPARK VILLA ALEMANA (31/12/2023)
- TER ANCALÍ, DOS VALLES (31/12/2023)
- HP LA CONFLUENCIA U1 Y U2 (09/12/2023)
- PMGD PFV LINARES SOLAR (12/07/2023)
- PMGD PFV PACHIRA (12/07/2023)
- PMGD PFV VILLA SECA (11/07/2023)
- PMGD PFV PLACILLA SOLAR (12/07/2023)

La siguiente central tuvo prueba de potencia máxima:

- PE ATACAMA 165.8115 MW (07/12/2023)

4 AJUSTE DE ERRORES DE BALANCE Y ESTIMACIÓN DE MEDIDAS

La Norma Técnica de Coordinación y Operación, en su artículo 3-30, se refiere a la metodología de ajuste de errores en las medidas en el proceso del Balance Físico y a la estimación de medidas. Esto debido a que normalmente se generan descuadres en las barras, debido a los errores propios de los esquemas de medidas y/o a las estimaciones que se realizan cuando no se cuenta con equipos de medida.

En los párrafos cuarto y quinto de dicho artículo, se indica lo siguiente:

El Coordinador deberá ajustar los errores de balance en las barras de transferencias, producto de los errores propios de los equipos de medida. El desajuste que se obtenga para cada barra deberá ser asignado a prorrata de todas las inyecciones y retiros en proporción al valor absoluto de la medida registrada y al error propio de cada uno de los respectivos esquemas, tal como se define en el AT “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

$$\varepsilon_{max} = \sum_{i=1}^M \sqrt{(L_i * \varepsilon_i)^2}$$

$$\Delta L = \sum_{i=1}^M L_i$$

Donde, para una barra e intervalo de 15 minutos cualquiera se tiene:

L_i : Lectura del esquema de medida i asociado a la barra en cuestión, considerando signo positivo para las inyecciones a la barra y signo negativo para los retiros de la barra.

ΔL : Error para periodos de 15 minutos de la suma de las medidas L_i en la barra.

ε_i : Error intrínseco correspondiente al error propio del Esquema de medida i .

ε_{max} : Error máximo para la suma de las medidas en la barra.

M : Número de medidas asociados a la barra.

Los ajustes que realice el Coordinador deberán ser consistentes entre las barras, tramos del Sistema de Transmisión y cada Barra de Transferencia y otros nodos donde se deban determinar las transacciones físicas y económicas según corresponda, de manera de evitar que se produzcan Ingresos Tarifarios negativos en conformidad a lo señalado en el Artículo 3-44. Respecto a las medidas físicas estimadas por el Coordinador, se deberá realizar un tratamiento similar con dichas medidas al momento de repartir los errores en barra, incluyendo estas medidas en el prorrato del error, pudiendo asignarles a dichas medidas estimadas, un error ε_i mayor al de las medidas leídas, en base a los antecedentes que disponga.

4.1 AJUSTE DE ERRORES EN BARRA

Cabe destacar que el algoritmo empleado previamente por el Coordinador para la resolución del Balance Físico ya incorporaba esta metodología en cuanto al cálculo de las expresiones ε_{max} y ΔL . Sin embargo, se han adicionado los cambios que se detallan a continuación:

- Para cada clave que tiene un medidor de respaldo en PRMTE, se considera el error del esquema de medida. En este contexto, es relevante considerar que un esquema de medida está compuesto por un medidor de energía,

transformador de corriente, transformador de potencial y cableado; donde cada uno de estos elementos tiene que cumplir con lo indicado en el Art 4-29 del título 4-5 de la NTSyCS: clase de precisión exigida de 0,2% para los medidores, errores máximos admisibles para los transformadores (TP y TC) de 0,2% y para el cableado un error de diseño que no supere un 0,2%. Es decir, teóricamente un esquema de medida podría presentar un error ε_i de **0,8%**.

- Para cada clave que no cuente con respaldo de un medidor en PRMTE (es decir, que son estimadas desde SCADA u otra fuente), la normativa indica que el Coordinador puede asociar un error ε_i mayor al de las medidas leídas, en base a los antecedentes de los que se disponga. Según lo anterior, se podría considerar un error máximo de **2%**, tomando como referencia lo indicado en el Título 4-2, artículo 4-7 de la NTSyCS (entendiendo que la referencia apunta a datos de equipos utilizados para SCADA).
- Dentro del sistema de Alta Tensión, se incluyen como participantes en la asignación de errores las claves tipo T (líneas, transformadores), las claves tipo G (inyecciones y consumos propios) y las claves tipo L (retiros libres). Esto debido a que la normativa indica que “El desajuste que se obtenga para cada barra deberá ser asignado a prorrata de todas las inyecciones y retiros”.
- Los valores de error y los totales ajustados para cada medida se encuentran publicados junto a los Resultados del IVTE, en las planillas REVISION del Balance Físico:
 - 01-Resultados.zip\01 Resultados\01 Balance de Energía\02 Balance Físico\
- En el Anexo 4 se incorpora una planilla de ejemplo del cálculo de ajuste en barra para un mayor entendimiento.
- La normativa también indica:

“Los ajustes que realice el Coordinador deberán ser consistentes entre las barras, tramos del Sistema de Transmisión y cada Barra de Transferencia y otros nodos donde se deban determinar las transacciones físicas y económicas según corresponda, de manera de evitar que se produzcan Ingresos Tarifarios negativos en conformidad a lo señalado en el Artículo 3-44”.

En este sentido, podrían producirse excepciones a lo indicado en los puntos anteriores, con el objetivo de evitar Ingresos Tarifarios negativos y mantener la consistencia no sólo a nivel de una barra puntual, sino de las barras adyacentes.

4.2 ESTIMACIÓN DE MEDIDAS

Los antecedentes y el detalle de medidas estimadas por el Coordinador para el Balance Físico, se encuentran en la hoja “Consideraciones” de las planillas REVISION del Balance Físico publicadas junto a los resultados del IVTE:

- 01-Resultados.zip\01 Resultados\01 Balance de Energía\02 Balance Físico\

5 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA

Los cuadros de pagos correspondiente a las transferencias de energía se encuentran contenidos en el Anexo N°2, en las hojas "01.BALANCE ENERGIA Nov-23 Def" y "02.IT ENERGIA Nov-23 Def", del archivo "Anexo 02.a Cuadros de Pago_Balances_SEN_Nov23_Def.xlsx", el cual es parte del presente informe.

5.1 BALANCE DE ENERGÍA

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas al balance de energía de los últimos 6 meses

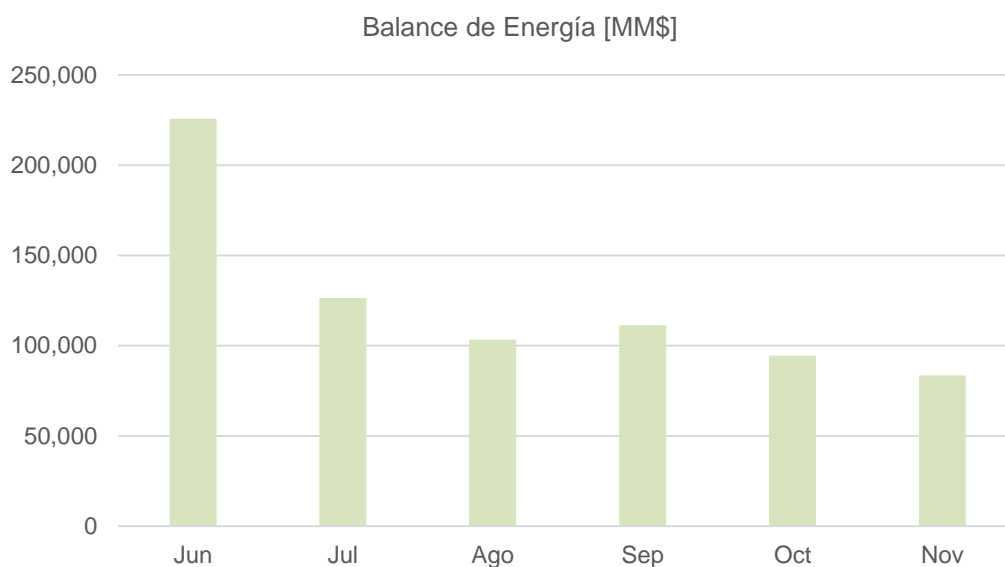


Gráfico 5.1 Balance de energía

5.2 CONTRATOS DE COMPRAVENTA FÍSICOS

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas a los contratos de compraventa físicos de los últimos 6 meses.

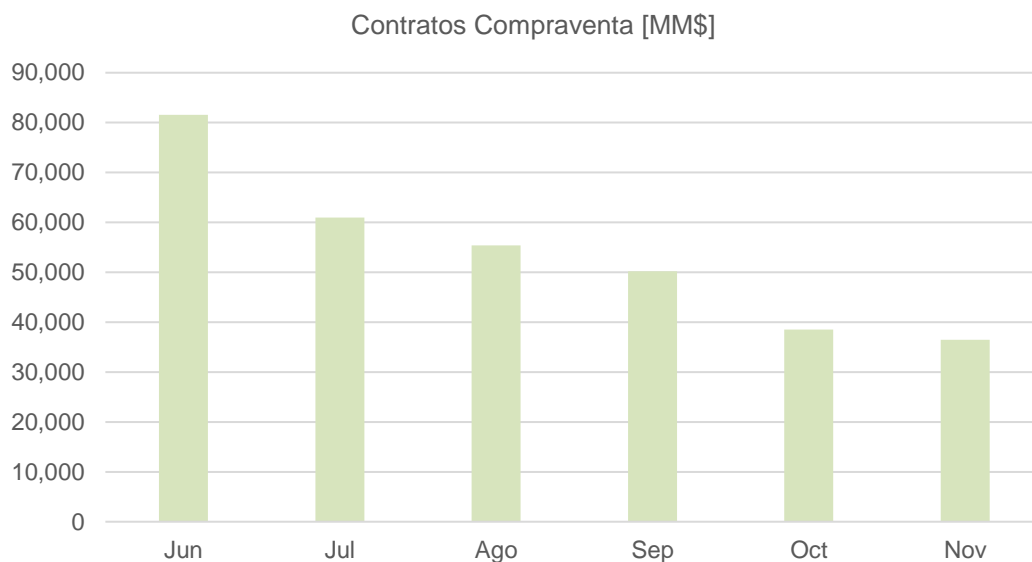


Gráfico 5.2 Contratos de Compraventa Físicos

5.3 ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PMG Y PMGD

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas a la estabilización de precios de centrales PMG Y PMGD de los últimos 6 meses.

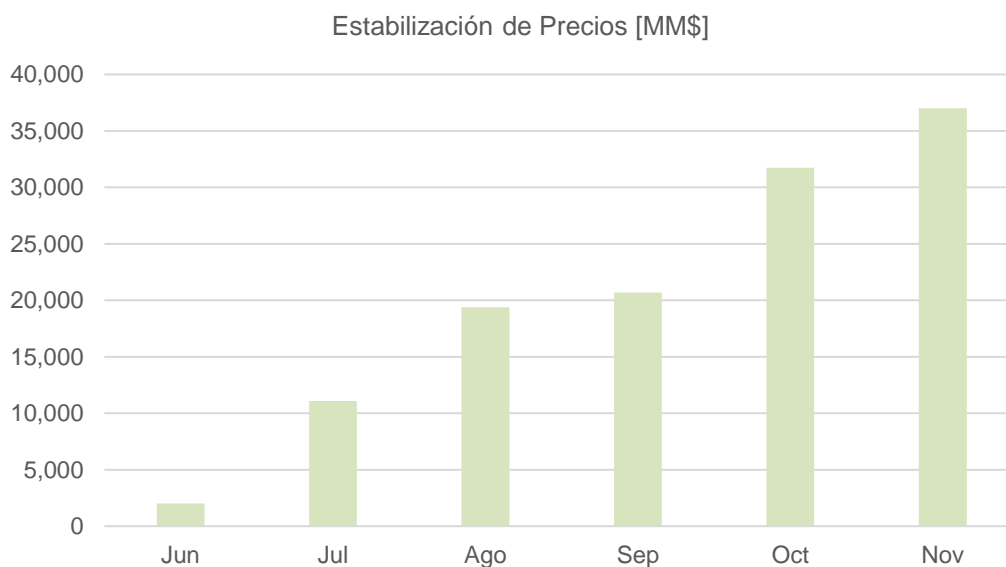


Gráfico 5.3 Precio Estabilizado

5.4 SOBRECOSTOS

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas a sobrecostos no cubiertos por la operación de unidades de los últimos 6 meses.

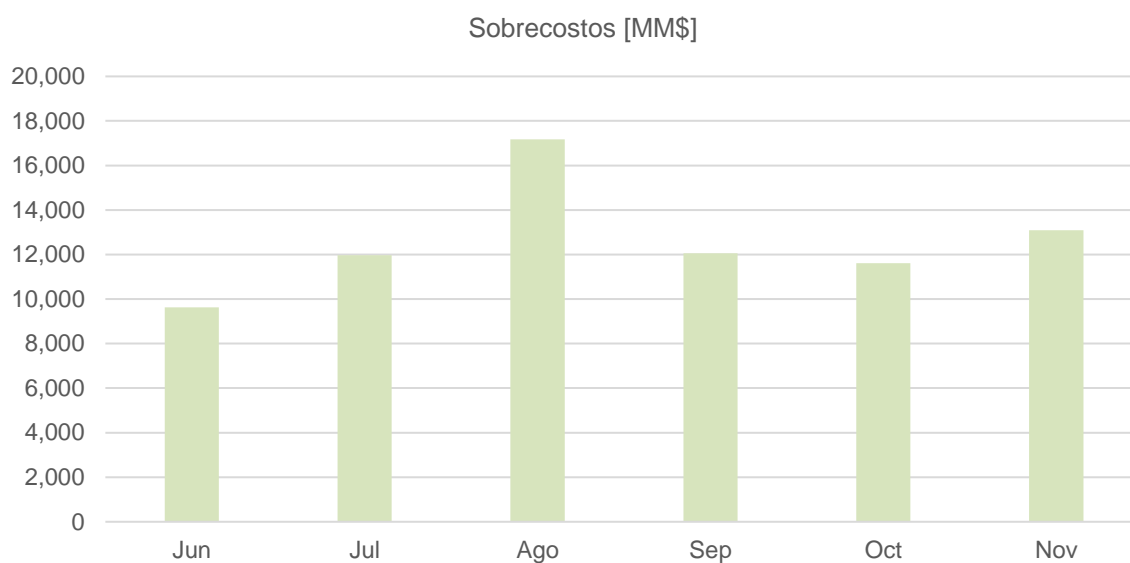


Gráfico 5.4 Sobrecostos

5.5 INGRESOS TARIFARIOS DE ENERGÍA

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas a los ingresos tarifarios de energía de los últimos 6 meses.

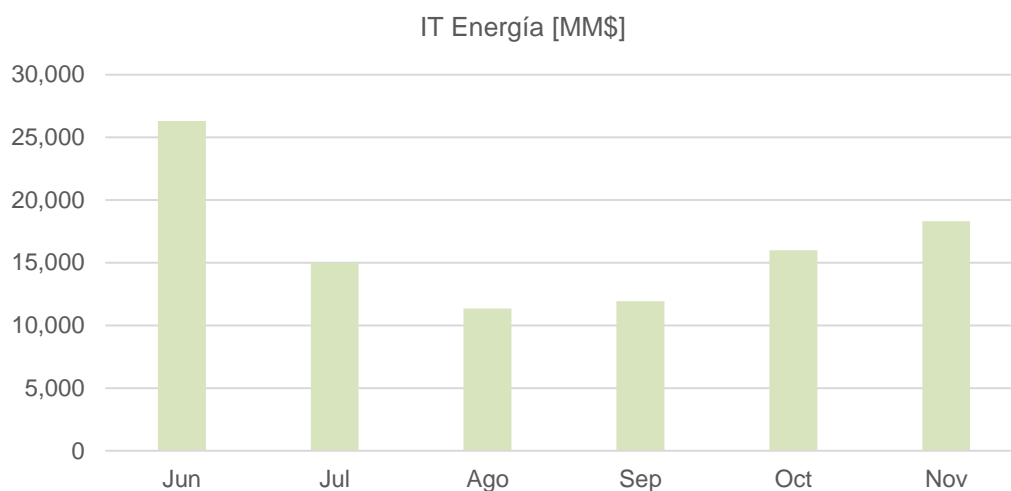


Gráfico 5.5 Ingresos Tarifarios de Energía

6 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Los cuadros de pagos correspondiente a las transferencias de potencia se encuentran contenidos en el Anexo N° 2.b, en las hojas “01.BALANCE POTENCIA Nov-23 Def” y “02.IT POTENCIA Nov23 Def”, del archivo “Anexo 02.b Cuadros de Pago_Potencia_SEN_Nov23_Def.xlsx”, el cual es parte del presente informe.

6.1 BALANCE DE POTENCIA

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas al balance de potencia de los últimos 6 meses.

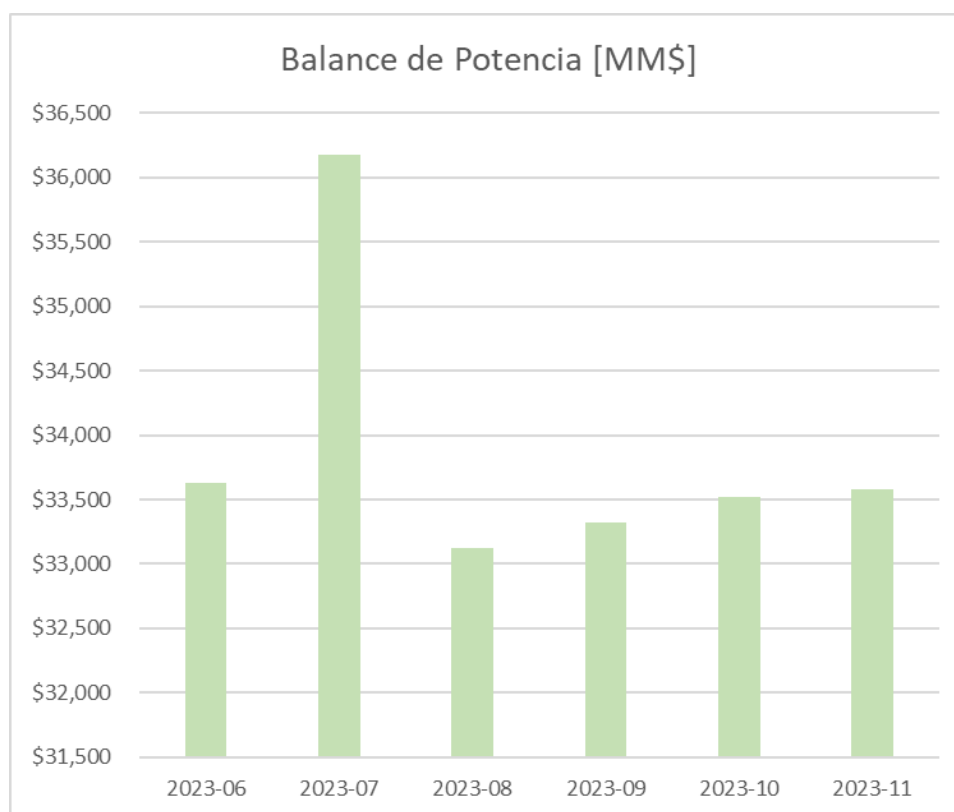


Gráfico 6.1 Balance de potencia

6.2 INGRESOS TARIFARIOS DE POTENCIA

A continuación, se presenta la evolución de las transferencias asociadas a los ingresos tarifarios de potencia de los últimos 6 meses.

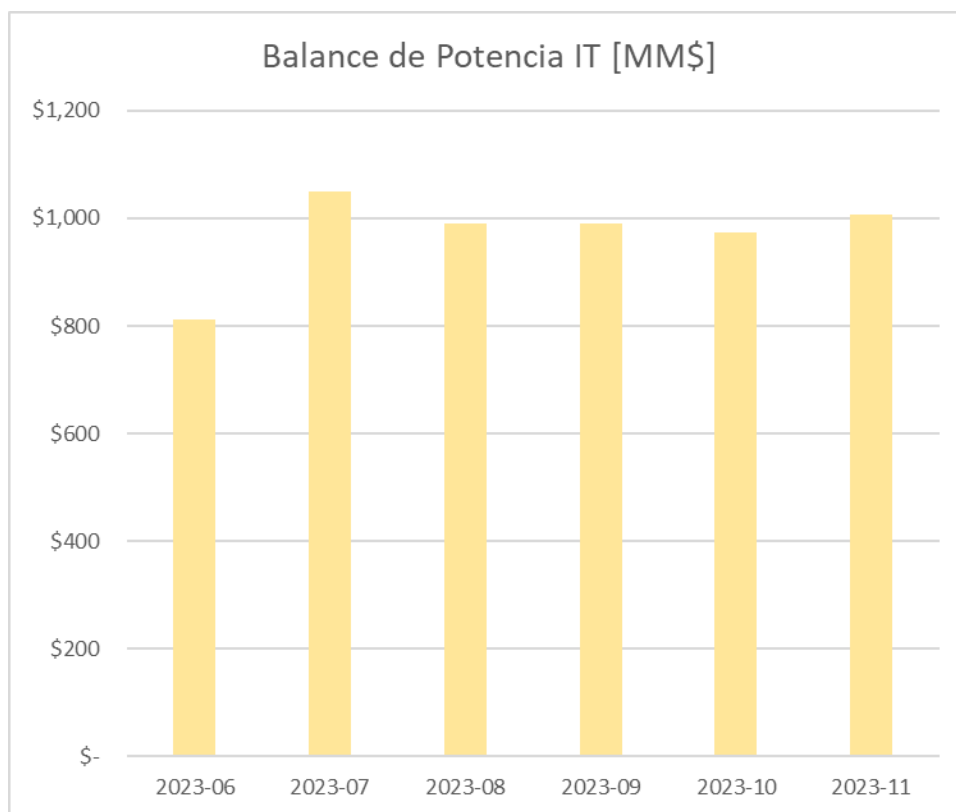


Gráfico 6.2 Ingresos Tarifarios de Potencia

Nota 1: Los pagos como acreedor de Copihue Energía se mantendrán pendientes por suspensión de mercado de corto plazo.

7 REMUNERACIÓN POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los cuadros de pagos correspondientes a la remuneración por servicios complementarios se encuentran contenidos en el Anexo N° 2, en el archivo “Anexo 02.c Cuadros de Pago_SSCC_SEN_Nov23_Def.xlsx”, el cual es parte del presente informe.

7.1 RECURSO TÉCNICO

A continuación, se presentan las remuneraciones asociadas a los Servicios complementarios de Costo de Oportunidad, Sobrecosto de SSCC, Costo de Combustible Adicional, Costo de Recurso Adicional, Retiro de Energía Adicional, Costo Oportunidad ERNC. Además, los SSCC adjudicados por Subastas que son Control Secundario de frecuencia (CSF+ y CSF-) y Control Terciario de frecuencia (CTF+ y CTF-).

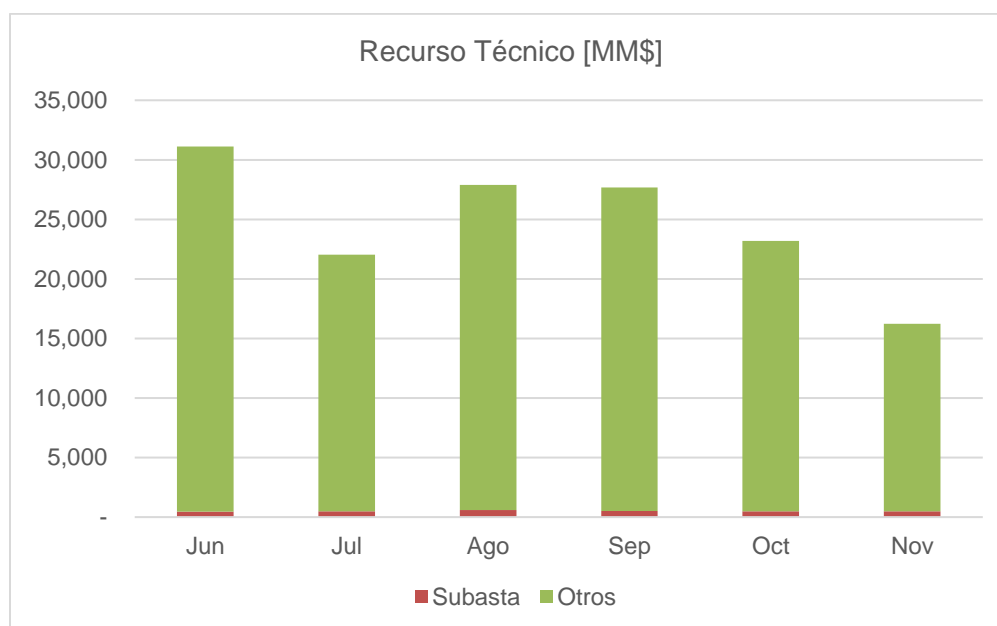


Gráfico 7.1 Recurso Técnico

7.2 INFRAESTRUCTURA

A continuación, se presentan las remuneraciones asociadas a Infraestructura.

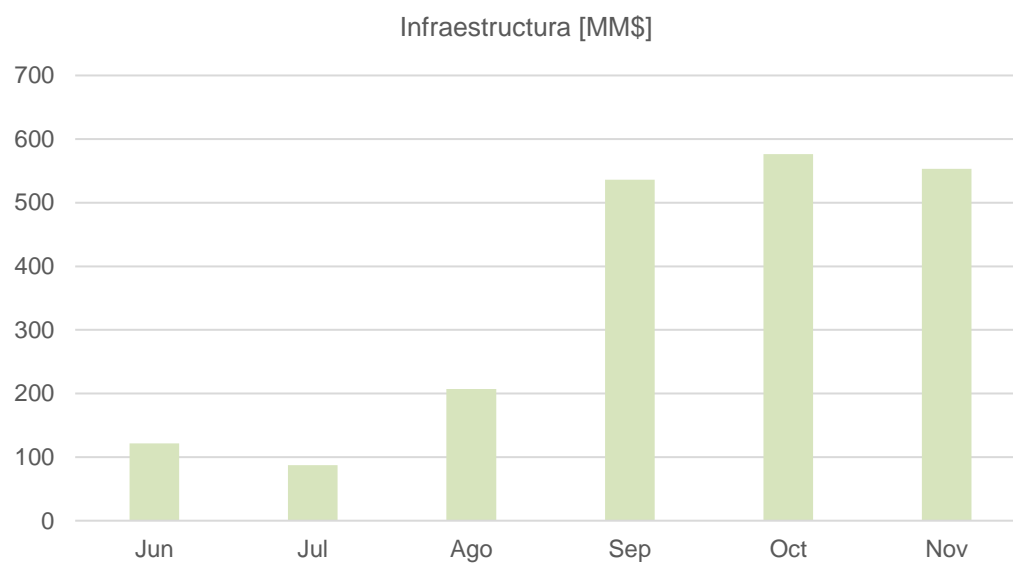


Gráfico 7.2 Infraestructura

8 OBSERVACIONES Y RESPUESTAS

Los procesos de observaciones se encuentran en el Módulo de Observaciones de la Plataforma de Mercado (<https://plataformamercado.coordinador.cl/observaciones/>), en los siguientes procesos:

- **Energía:** Balance de Transferencias de Energía Nov23
- **Potencia:** Balance Mensual de Potencia de Suficiencia Nov23
- **SSCC:** Servicios Complementarios Nov23

9 ANEXOS

ANEXO N°1 *Comunicación emitida*

ANEXO N°2 *Cuadros de Pago*

- a) Balance Energía e IT Energía
- b) Balance Potencia de Suficiencia e IT Potencia de Suficiencia
- c) Servicios Complementarios

ANEXO N°3 *Empresas Participantes*

ANEXO N°4 *Ejemplo Algoritmo Ajuste Medidas Físicas*

ANEXO N°5 *Diccionario Cambios Nombres de Claves*

Nota 1: Los anexos indicados anteriormente son parte integrante del Informe de Valorización de Transferencias del SEN.

Nota 2: Los antecedentes se han dejado a disposición de las empresas, en la web del Coordinador, en la ruta:
<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/> , sección “Mercado”.

ANEXO N°6 USO DE RESERVA HÍDRICA LAGUNA DEL MAULE

Para valorizar el uso de reserva hídrica que se hizo entre el 15 y el 24 de julio, producto de falla en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV., se consideró la siguiente serie hidráulica:

- La Mina
- Isla
- Currillínque
- Loma Alta
- Pehuenche

Dado que no hay derechos de generación remanentes pertenecientes a ENEL, en la Laguna del Maule, el factor adimensional, al que se hace referencia en el Título 8 del procedimiento de Acumulación y Uso de Reserva Hídrica, es igual a 1.

Para dimensionar el volumen extraído de la laguna del Maule se utilizó la información disponible en los Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga. El registro de las aperturas y cierres de la laguna se dejó en la hoja “Extracciones Diarias L. Maule”, del Archivo Uso RH 2207 Def., mediante este registro se construyó un caudal horario promedio afluente de la devolución de reserva hídrica de laguna del Maule a la serie hidráulica.

Para la Central La Mina se consideró la generación efectiva de esta central, en consideración de las pérdidas de eficiencia que tiene en la partida.

En el caso de las centrales que van entre Isla y Loma Alta, se consideró un desfase del aporte, el que quedó registrado en la hoja “Laguna del Maule” del mismo archivo. Considerando estos afluentes adicionales y usando los rendimientos de las centrales se calculó la energía que horariamente cada una de estas centrales generaba desde el aporte adicional de la reserva hídrica devuelta.

En el caso de la central Pehuenche, en consideración a su capacidad de regulación, se modificó la metodología, generando un factor único diario, que pondera la inyección de cada día. Este factor corresponde al guarismo que se produce en la razón de la energía adicional, calculada como el caudal adicional aportado por la reserva devuelta desde la Laguna del Maule multiplicado por su rendimiento y la generación total de la central Pehuenche en un día. Este factor diario, pondera la inyección de la central, definiendo la porción que corresponde a devolución de reserva hídrica.