

INFORME DETERMINACIÓN MONTOS DE GARANTÍAS Y RESULTADOS

Gerencia de Mercados



Noviembre 2021

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. METODOLOGÍA	4
2.0 PROYECCIÓN DE LA OPERACIÓN	4
2.1 BALANCES DE INYECCION Y RETIRO	9
2.2 CONTRATOS COMPRA VENTA(QCV)	10
2.3 MONTOS DE GARANTIAS	11
3. RESULTADOS	12
4. ANEXOS	13

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente informe tiene por objetivo describir la metodología mediante la cual se determinan los Montos de Garantías según lo estipulado en el Capítulo 3, Título 3-8 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, en adelante Norma Técnica o NT.

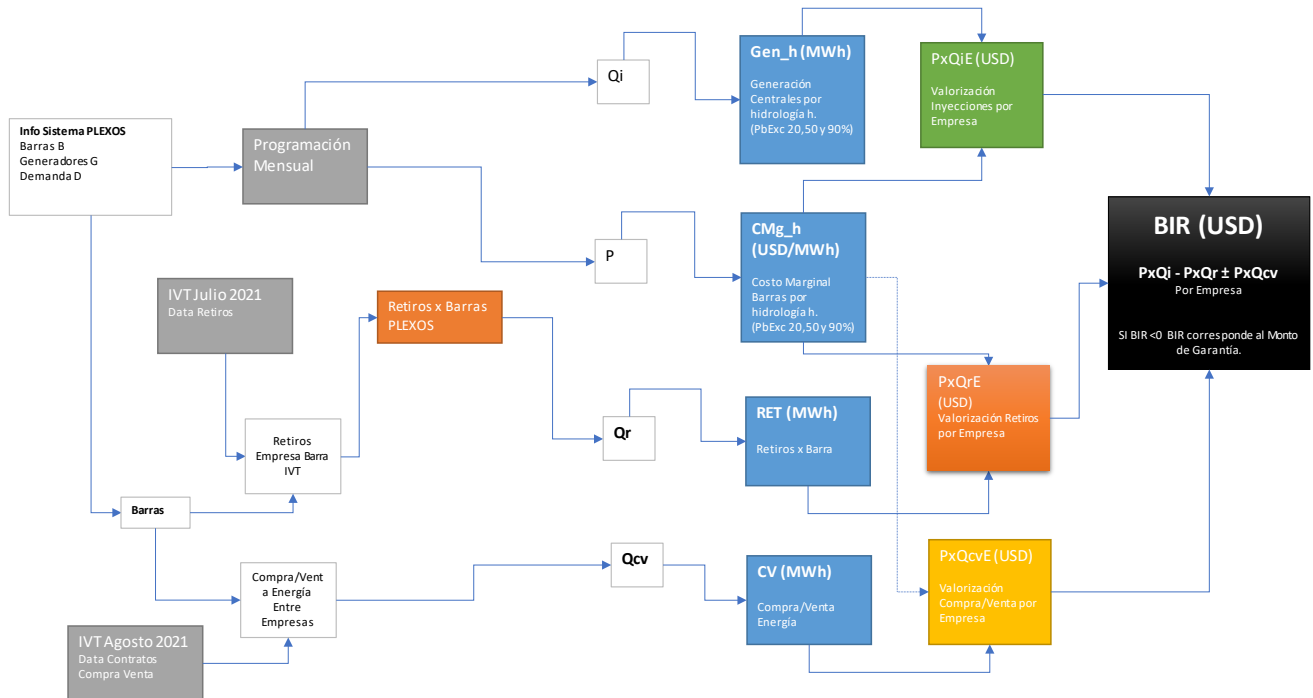
Se presenta la proyección de las principales variables que permiten determinar los Balances de Inyección y Retiros del Sistema Eléctrico Nacional mediante los resultados de Generación y Costos Marginales determinados a través del software Plexos®.

Se presentan los resultados correspondientes al período octubre 2021- diciembre 2021, según lo indicado en el Artículo Transitorio 4-3 de la Norma Técnica.

2. METODOLOGÍA

En el siguiente esquema se resume la metodología completa de cálculo de las garantías, donde:

- Q_i : Generación de Centrales por hidrología
- P : Costo Marginal por barra del sistema eléctrico modelado.
- Q_r : Retiros del sistema eléctrico por barra.
- Q_{cv} : Compras/Ventas de energía
- BIR: Balance de Inyecciones y Retiros por empresa



2.0 PROYECCIÓN DE LA OPERACIÓN

Para efectos de proyectar la operación futura del Sistema Eléctrico Nacional en el horizonte requerido de 3 meses (octubre -diciembre 2021), se utiliza un modelo MT (mediano plazo) y un modelo ST (corto plazo), los cuales se encuentran acoplados mediante el costo futuro del agua embalsada.

El modelo MT utiliza el software PLP, el cual permite resolver el problema de minimizar el costo de operación de sistemas hidrotérmicos, con capacidad de representación multinodal del sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal. En el modelo MT la demanda del sistema se representa mediante 5 bloques de consumo por semana. El primer bloque de cada semana

corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.

Para efectos de la optimización de la operación del sistema eléctrico con el modelo MT, a continuación, se detallan los antecedentes empleados:

- a) Por su parte, en el modelo ST se utilizan los resultados del modelo MT, correspondiente a 3 hidrologías con probabilidades de excedencia 20%, 50% y 90%.
- b) Volúmenes Afluentes: Para el mes de octubre de 2021, se limitan los volúmenes afluentes de acuerdo con las proyecciones entregadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales. De acuerdo con lo indicado en el decreto N° 51 del Ministerio de Energía, los caudales de la primera semana de octubre de 2021 se consideran limitados por el promedio de los últimos 14 días del mes de septiembre de 2021. Para el período octubre-2021 a marzo-2022 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo con los resultados del segundo pronóstico de deshielo, elaborado a principios de octubre, y los resultados del pronóstico de largo plazo del Sistema de Pronóstico de Caudales.
- c) Consumos mensuales en las diferentes barras del modelo MT: Corresponden a estimaciones de acuerdo con pronósticos de ventas de energía disponibles a la fecha del programa. Los consumos semanales y diarios en barras son estimados sobre la base de factores históricos de acuerdo con la semana y tipo de día. La demanda por barra es obtenida a partir de los consumos diarios y de la distribución topológica de éstos. La distribución de demanda entre las diversas barras se estima sobre la base de antecedentes históricos.
- d) Mantenimientos y costos de combustibles: Corresponden a los datos utilizados en el proceso de programación de la operación diaria, disponibles al momento de la elaboración de la presente proyección de la operación del SEN. En el caso del Plan de Mantenimiento Mayor de centrales e instalaciones de transmisión, se utiliza el plan aprobado por el Coordinador a la fecha antes indicada. Respecto a los costos de combustibles, se proyectan en el horizonte del modelo MT en base a la metodología habitual para la programación de la operación.
- e) Cotas iniciales de embalses: Se utilizaron las siguientes cotas iniciales, las cuales corresponden al 01 de octubre de 2021:

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1318.48
Embalse Colbún	423.53
Laguna del Maule	2161.54
Embalse Ralco	711.70
Lago Chapo	233.46
Embalse Rapel	104.29
Laguna La Invernada	1287.93

- f) Disponibilidad de GNL: Corresponde a los volúmenes declarados por las Empresas Generadoras GNL, según las disposiciones del capítulo 3 de la NT de GNL. A continuación, se indican los volúmenes GNL declarados y aprobados en el horizonte de proyección de la operación:

Mes-Año	Quintero							Mejillones				
	Enel			Colbún		Gassur	Enap	Enel		Engie	Tamakaya	
	GNL_A [MMm3]	GNL_E [MMm3]	GNL_INF [MMm3]	GNL_F [MMm3]	GNL_INF [MMm3]	GNL_A [MMm3]	GNL_A [MMm3]	GNL_C [MMm3]	GNL_D [MMm3]	GNL_A [MMm3]	GNL_A [MMm3]	
oct-21	0	67	64	8	23	0	11	1	4	30	34	
nov-21	6.45	30.17	3.48	0	0	0.15	13.93	0	0	20.14	22.73	
dic-21	1.4	19.14	0	0	0	0.15	13.43	0	0	22.98	26.48	

- g) Disponibilidad de GN Argentino: Se incorporan los volúmenes a Firme que hayan sido declarados por cada Empresa:

Mes-Año	Enel [MMm3]	Colbún [MMm3]
Octubre 2021	11,625	62
Noviembre 2021	15	60
Diciembre 2021	15,5	62

h) Puesta en servicio de instalaciones de transmisión más relevantes para el estudio:

Instalación	Puesta en Servicio	Potencia Nominal
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	01/11/2021	90
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	01/11/2021	386
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	01/11/2021	386

i) Puesta en servicio de instalaciones de generación más relevantes para el estudio:

Instalación	Puesta en Servicio	Potencia Nominal MW
Las Lajas	10/2022	267
Alfalfal II	10/2022	264
Diego de Almagro Sur	05/2022	205
Valle del Sol	03/2022	149
Punta del Viento	05/2022	165
Valle Escondido	05/2022	105
Puelche Sur	10/2022	152
Llanos del Viento	07/2022	156
Llanos Blancos	11/2022	149

Por otro lado, para el modelo ST se utiliza el software PLEXOS, el cual permite modelar o representar de manera aproximada las restricciones operativas de las centrales, en particular, algunas de las ventajas que otorga el uso de este modelo son las siguientes:

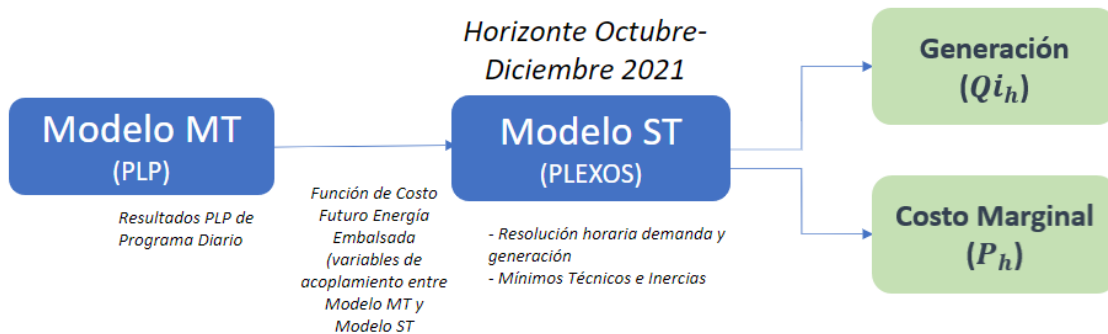
- Representación de mínimos técnicos para satisfacer requerimientos mínimos de inercia.
- Aumento de granularidad temporal (al menos 10 bloques horarios por día) para representar de mejor manera la generación de recursos variables.
- Mayor detalle en la modelación de recursos intra-semanales gestionables, como los embalses de menor regulación y los volúmenes de gas semanales sometidos a restricciones diarias.

Los insumos del modelo ST son los mismos que se utilizan para el modelo MT, y las extracciones para riego son obtenidas de los resultados de la simulación del modelo MT.

- En una primera etapa se consideran los resultados del modelo MT para 3 hidrologías en específico, estas corresponden a las probabilidades de excedencia 20%, 50% y 90%. En una segunda etapa, se empalma el final de cada semana de simulación en el modelo ST, con los valores del agua obtenidos desde la función de costo futuro del modelo MT, para cada una de las 3 hidrologías anteriormente mencionadas.

Esto implica que en la práctica se ejecutan secuencialmente simulaciones semanales a través de todo el horizonte de estudio traspasándose volúmenes de embalses y gas entre ellas.

De la modelación MT-ST, se obtiene la Generación en MWh con resolución horaria, para todos los generadores y el Costo Marginal (P_h), en USD/MWh, en todas las barras modeladas en Plexos, para una hidrología específica, tal como se indica en la siguiente figura:

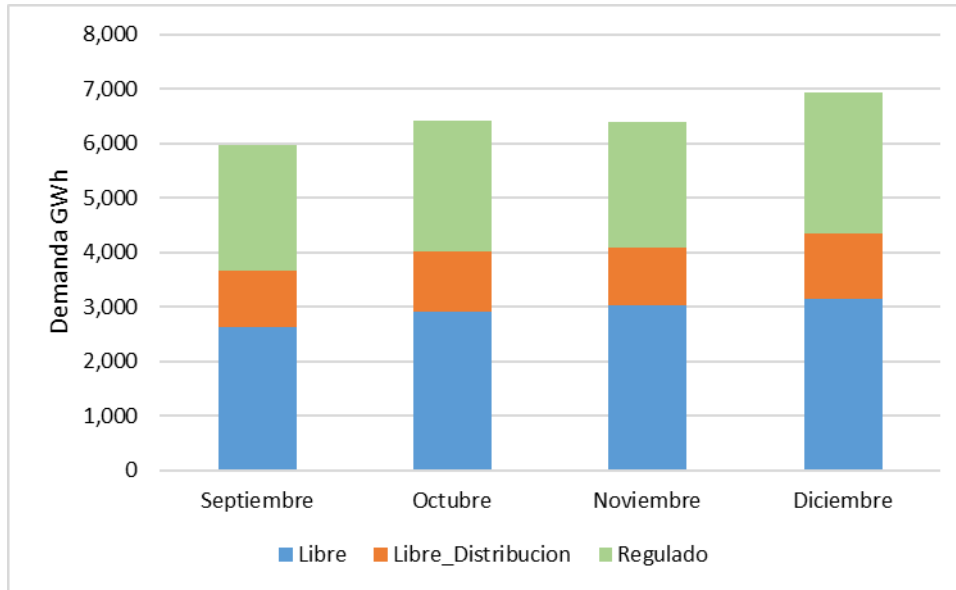


Para mayores detalles de la modelación, ver Anexo 1: Entradas y salidas del modelo MT y modelo ST.

- j) Previsión de demanda mensual proyectada de clientes finales: La previsión de la demanda mensual proyectada se realiza considerando un patrón histórico de la demanda, clasificado por tipo de cliente (libre, regulado y libre distribución, según Balance de Transferencias), perfil horario de cada tipo de cliente e información de los retiros de cada empresa que participa en el Balance de Transferencias.

Los perfiles horarios para cada tipo de cliente se obtuvieron a partir de las medidas reales empleadas en los Balances de Transferencias de 2020-2021, con los cuales se estimó el comportamiento esperado de los consumos del 2021.

Finalmente, se utilizó la información del Balance de Transferencias del mes de septiembre 2021 para estimar el retiro por cada empresa (Q_r). En la siguiente figura, se muestra la demanda real del sistema para el mes septiembre 2021 y la demanda proyectada para el resto de los meses del 2021, clasificado por tipo de cliente



2.1 BALANCES DE INYECCION Y RETIRO

Luego de determinar las variables anteriormente descritas: Generación (Q_i), Costo Marginal (P) y Retiros (Q_r), estas ingresan al modelo de cálculo de Balances de Inyección y Retiros (BIR), se obtiene como resultados el Balance de Inyección y Retiro por Empresa según lo establecido en la Norma Técnica y así conocer el monto de garantía por cada empresa coordinada en el caso de estar en una condición deficitaria.

Para el horizonte de análisis (octubre -diciembre 2021) se determinan los BIR por cada escenario hidrológico h (con $h= 20\%, 50\%$ y 90% probabilidad de excedencia), según la metodología que se detalla a continuación.

2.1.1 Generación por Empresa (Q_i)

La salida entregada por Modelo ST corresponde a un archivo con la generación para todas las centrales definidas en el sistema por hidrología y por hora. El primer paso es generar una matriz por hidrología h : **Gen_h**. En particular las matrices que contienen la generación de las hidrologías que corresponden al 20% , 50% y 90% de probabilidad de excedencia son las matrices con índices 2, 4 y 7 respectivamente (**Gen_2**, **Gen_4** y **Gen_7**).

Adicionalmente se genera una matriz con las Empresas del sistema. Cada empresa tiene un índice indE designado según esta tabla.

Adicionalmente se genera una tabla con las Barras del sistema, data que también esta designada por índices indB. El modelo tiene 217 barras, donde cada barra tiene un índice establecido.

La información respecto a Centrales, Barras y Empresas se encuentran detalladas en el archivo "**Datos Sistema**".

Conocido lo anterior, se generan dos archivos **NBarra_Gen** y **NEmp_Gen**, que corresponden a los índices de las barras y empresas establecidas según la data en **Gen_h**, de esta forma para cada central del sistema se conoce su Barra indBI y su empresa indEI.

2.1.2 Retiro por Empresa (Qr)

El primer tratamiento que se hace con los Retiros determinados según el capítulo anterior es simplificar la data. En particular, se genera una relación Barra IVT (“Informe de Valorización de Transferencias”) vs Barra PLEXOS y se suman todos los retiros en las barras simplificadas por empresa. Es decir, Retiro/Empresa por Barra IVT se simplifica a Retiro/Empresa por Barra PLEXOS, reduciendo en un 90% la cantidad de datos. De esta forma se genera el archivo **Ret**.

Luego de la simplificación anterior, al igual que las inyecciones, se genera índices para las barras indBR y Empresas indER (archivos **NBarra_Ret** y **NEmp_Ret**).

2.1.3 Costo Marginal por Barra (P)

La salida entregada por PLEXOS corresponde a un archivo con los costos marginales para todas las barras definidas en el sistema por hidrología y por hora. El primer paso es generar una matriz por hidrología h: **Cmg_h**. Siguiendo la misma nomenclatura utilizada para la generación, utilizada en el título 2.2.1, se crean las matrices **Cmg_2**, **Cmg_4** y **Cmg_7**, que representan los valores de costo marginal para las probabilidades de excedencia 20%, 50% y 90% respectivamente.

Para cada central y retiro del Balance se busca el precio de valorización según lo establecido en indBI para Qi e indBR para Qr.

Conocidos Qi, Qr y P se determina el BIR para cada empresa. Es decir, **PxQi** y **PxQr** por empresa.

2.2 CONTRATOS COMPRA VENTA(Qcv)

Luego de conocer el BIR por empresa, se debe considerar los contratos físicos de compra venta entre empresas, según lo establecidos en la Norma. En este caso, se ha considerado los valores físicos, data real como referencia para un mes (septiembre 2021) y es proyectada para los meses de octubre a diciembre del mismo año.

En este caso, al igual que Qi y Qr se determina la data Qcv (Archivo “**CV**”) y se generan índices de barras y empresas indBcv e indEcv (archivos **NBarra_CV** y **NEmp_CV**), de tal manera que se genera resultados independientes para los contratos. De esta manera se obtiene los Contratos de Compra Venta valorizados **PxQcv**.

Para el caso de compraventas que consideran un traspaso del 100% del consumo regulado de una empresa, se modela como cambio de asignación de dichos retiros.

2.3 MONTOS DE GARANTIAS

El monto de la garantía se determina como la suma de los tres meses del escenario hidrológico en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados.

Para la empresa E y la hidrología h (con h= 20%,50% y 90% probabilidad de excedencia), se determina de forma mensual para el período ti-tf (octubre 2021- diciembre 2021) el Balance Final (BIRF), considerando el Balance de Inyección (PxQi) y Retiro (PxQr) más los Contratos de Compra Venta (PxQcv) en el caso de que corresponda.

$$BIRF_E(h) = \sum_{T=ti}^{tf} (PxQ_{Ei}(h, T) - PxQ_r(h, T) \pm PxQ_{Ecv}(h, T))$$

Si $BIRF_E > 0$, la empresa se encuentra en una condición excedentaria por lo que queda excluida de entregar boletas de garantías.

Si $BIRF_E < 0$, la empresa debe entregar una boleta de garantía por el monto equivalente a $BIRF_E$.

3. RESULTADOS

Para el ejercicio actual, se muestra en la siguiente tabla los resultados obtenidos según la metodología detallada en los capítulos anteriores. Los resultados son en CLP y se utilizó el Dólar Observado al 12 de noviembre de 2021(791,3 CLP/USD).

EMPRESA	Monto CLP
ENEL_GENERACION	99.630.909.029
TAMAKAYA_ENERGIA	44.365.610.397
ENGIE	34.534.660.590
EGP_CHILE	33.554.213.793
HORNITOS	9.358.103.016
HUEMUL_ENERGIA	5.242.619.585
RUCATAYO	5.127.565.744
IMELSA_ENERGIA	1.631.672.042
EMOAC	1.448.629.183
ATRIA_ENERGIA	1.128.774.653
LIPIGAS	969.317.582
ANDINA	929.940.136
MONTE REDONDO	921.071.222
PV_SALVADOR	509.297.780
NUEVA_ATACAMA	493.440.413
ENORCHILE	427.378.447
PH_PUNTA_SIERRA	351.870.750
EL_PELICANO	326.257.469
ON GROUP	297.368.688
NEOMAS	177.371.129
GEOTERMICA_DEL_NORTE	143.108.836
POZO_ALMONTE_SOLAR_3	106.050.683
KDM_ENERGIA	101.144.528
WPD_DUQUECO	85.320.736
CAPULLO	72.067.078
GM_HOLDINGS	67.549.918
POZO_ALMONTE_SOLAR_2	54.256.300
AASA_ENERGIA	46.475.914
TACORA_ENERGY	42.456.909
PARQUE_EOLICO_LEBU	37.162.265
GR Power Chile SpA	28.790.810
AGSA	14.839.708
GAS SUR	12.104.611
TECNORED	6.595.889
LOS_CURUROS	4.862.697

4. ANEXOS

En los antecedentes para el cálculo de las garantías (Anexos.zip) se encuentra la siguiente información:

- “Diccionario de Cálculo.xlsm” que contiene el detalle de:

índice de empresas	Hoja Empresas
Índice de Barras	Hoja Barras
Asignación Centrales	Hoja CentralesID
Descripción de Archivos	Hoja Detalle
índices de archivos	Hojas BIR / CMG / I /R
- Data_Retiros.rar contiene información de los retiros
- Data_CV.rar contiene información de las compraventas
- Data Cálculo BIR.rar contiene la información del Balance de Inyecciones y Retiros para las hidrologías consideradas
- Observaciones a Def V1.xlsx contiene el detalle de las observaciones/correcciones que originan esta versión