

Informe de Regulación

Periodo enero - junio 2025

Informe sobre los criterios de interpretación
y aplicación de las normas del ROBCP.



UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



Informe de Regulación

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
GAR-RSG001 "Informe de regulación"

Fecha:

29 de agosto de 2025

Periodo:

Enero - junio 2025

**Informe sobre los criterios de interpretación y aplicación de las
normas del ROBCP del periodo: Enero - Junio 2025**

Introducción

pág. **04**

Generalidades sobre el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)

pág. **05**

A) Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP

pág. **07**

B) Inconvenientes detectados

pág. **09**

C) Conflictos con PM en cuanto a la interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes

pág. **11**

Introducción

En cumplimiento de lo establecido en el numeral 3.5.4 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), la Unidad de Transacciones presenta el presente Informe de Regulación correspondiente al período enero–junio de 2025.

El objetivo del informe es poner en conocimiento de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) y de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET):

- a) Los criterios aplicados en la interpretación y ejecución de las disposiciones del ROBCP.
- b) Los inconvenientes identificados en la operación del sistema y la administración del mercado mayorista.
- c) Los conflictos surgidos con los Participantes de Mercado (PM), si los hubiere, en la interpretación o aplicación del marco normativo vigente.

Generalidades sobre el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Antecedente histórico

- El 23 de octubre de 2008, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), mediante Acuerdo No. 232-E-2008, aprobó el **Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP)**.
- Posteriormente, a través del Acuerdo No. 222-E-2009, de fecha 31 de julio de 2009, la SIGET dispuso la publicación del citado Reglamento, con el objeto de conceder a la Unidad de Transacciones (UT) el plazo necesario para su desarrollo e implementación, conforme a lo establecido en el Acuerdo No. 232-E-2008.
- Mediante Acuerdo No. 335-E-2011, de fecha 8 de julio de 2011, la SIGET fijó como **fecha de entrada en vigencia del ROBCP** el 1 de agosto de 2011.
- El 29 de julio de 2011, la SIGET emitió el Acuerdo No. 370-E-2011, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente al ROBCP, con el propósito de garantizar su adecuada implementación.
- Finalmente, el 17 de julio de 2024, a través del Decreto Legislativo No. 49, publicado en el Diario Oficial No. 136, Tomo 444 de esa misma fecha, se reformó la Ley General de Electricidad, incorporando en su artículo 33 facultades a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) para **introducir modificaciones al ROBCP de manera directa**, así como para otorgar el **visto bueno a las normas de operación propuestas por la UT**.

Informe de Regulación

**Declaraciones de Demanda Máxima
reportada por los PMs Distribuidores y
Comercializadores para el cálculo de la
demanda reconocida definitiva**



Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP

Durante el período comprendido entre enero y junio de 2025, la Unidad de Transacciones aplicó los criterios normativos establecidos en la Ley General de Electricidad (LGE), su Reglamento (RLGE) y el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), conforme se detalla a continuación:

i. Ley General de Electricidad (LGE), artículo 33

Establece que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones (UT), encargada de velar por la operación segura del sistema de transmisión, la calidad mínima de los servicios y la gestión del mercado mayorista. Esta disposición constituye la base legal de las facultades operativas de la UT en relación con los cálculos de la demanda reconocida definitiva.

ii. Reglamento de la LGE, artículo 67-K

Define la Capacidad Firme como la potencia que una unidad o central generadora puede aportar al sistema eléctrico en los períodos de mayor exigencia. Regula además que:

Inicialmente se determinará una capacidad firme provisoria, calculada con base en proyecciones de demanda, tasas de salida forzada y disponibilidad de combustible.

Posteriormente se establecerá la capacidad firme definitiva, utilizando valores oficiales al cierre del período.

Este artículo fija los parámetros normativos de remuneración de la capacidad firme.

iii. Reglamento de la LGE, artículo 67-L

Dispone que los procedimientos para determinar la demanda de potencia en el período de control se establecerán en el ROBCP. En cumplimiento de ello, se aplican el Capítulo 6 – Capacidad Firme y el Anexo 15 – Determinación de la Capacidad Firme.

iv. ROBCP, numeral 6.3.3 – Demanda reconocida

Define la demanda reconocida, para efectos del cálculo de capacidad firme, como el retiro total de cada Participante de Mercado (PM). En el caso de un PM comercializador que utilice redes de un distribuidor, ambos deberán acordar los valores a considerar como demanda máxima declarada, la cual será restada de la demanda máxima del distribuidor.

Asimismo, el numeral 6.15.1 del ROBCP regula que, una vez concluido el período anual (junio del año anterior a mayo del año en curso), se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva utilizando los datos reales de operación descritos en el numeral 6.3.

v. ROBCP, Anexo 15, numeral 9.3 – Reporte de demanda máxima real

Establece que, a más tardar el quinto día hábil de junio, los PMs comercializadores y distribuidores deben informar a la DGEHM, la SIGET y la UT la demanda máxima real asignada a cada PM comercializador, correspondiente a sus retiros en las redes de cada distribuidor. Dicho cálculo se realiza con la información disponible a la fecha del envío.

Durante el período enero–junio de 2025 se identificaron diversos inconvenientes en la operación del sistema y en la administración del mercado mayorista, derivados de la aplicación de las normas contenidas en el ROBCP.

I- Relación de los hechos

Antecedentes

Conforme a lo dispuesto en el Capítulo 6 – Capacidad Firme y el Anexo 15 – Determinación de la Capacidad Firme del ROBCP, la Unidad de Transacciones (UT) ejecuta anualmente el proceso de determinación de la capacidad firme, con el propósito de cuantificar la potencia que cada unidad o central generadora puede aportar en los períodos de mayor exigencia del sistema. Dicho cálculo incorpora las particularidades de cada tecnología, combustible, mantenimientos programados y tasas de salida forzada, garantizando que las obligaciones de respaldo de los retiros se encuentren equilibradas con la capacidad aportada por los generadores.

En el marco de este proceso, se determina la demanda reconocida, que asigna a cada Participante de Mercado (PM) un compromiso de retiro equivalente a su participación en la demanda máxima del sistema durante el período de control. Para el caso específico de un PM comercializador que utiliza redes de un distribuidor intermediario, ambos deben acordar los valores de demanda máxima a declarar, obligación que debe ser reportada en el plazo reglamentario a la DGEHM, la SIGET y la UT.

Casos registrados

Durante la determinación de la demanda reconocida definitiva, se detectaron diferencias entre los valores reportados por PMs comercializadores y distribuidores:

2021–2022: EIS POWER, S.A. de C.V. vs. DELSUR, S.A. de C.V. (reportado en el Informe de Regulación del 2.º semestre de 2022).

2023–2024 y 2024–2025: EIS POWER, S.A. de C.V. vs. CAESS, S.A. de C.V.; AES CLESA y Cía., S. en C. de C.V.; y EEO, S.A. de C.V.

La discrepancia surgió porque **EIS POWER** argumentó que, al no contar con medición SIMEC, su demanda máxima debía ser la correspondiente al mismo día y hora de la demanda máxima del distribuidor, mientras que los **distribuidores** sostuvieron que la demanda máxima atribuida a un comercializador debía reflejar el retiro máximo real de sus propios clientes, independientemente del momento de ocurrencia de la máxima demanda del distribuidor.

Inconveniente normativo identificado

La redacción actual del ROBCP genera **ambigüedad** respecto al valor que debe utilizarse para la demanda máxima del comercializador:

Si debe coincidir con la hora de la demanda máxima del distribuidor, o

Si debe corresponder al valor máximo propio del comercializador en el período de control.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante estas discrepancias, la UT efectuó el análisis normativo aplicable y procedió al cálculo de la **demanda reconocida definitiva** conforme a los numerales **6.3** y **6.15** del ROBCP. En particular:

- Según el **numeral 6.3.3, literal e)**, cuando un comercializador utiliza redes de un intermediario, éste y el distribuidor deben acordar los valores de demanda máxima declarada, los cuales se restarán de la demanda máxima del distribuidor.
- Conforme al **numeral 6.15.1, literal a)**, la demanda máxima real del sistema y la demanda reconocida deben calcularse con base en los **retiros reales ocurridos**.

Dado que el ROBCP no establece criterios técnicos o administrativos específicos para resolver discrepancias en estos casos, la UT aplicó, de manera provisional, los valores de demanda real reportados por los distribuidores, hasta que las partes logren un acuerdo definitivo.

III- Recomendación

Se recomienda ajustar la redacción de los numerales pertinentes del ROBCP para precisar que la **demanda máxima real de un PM comercializador corresponde al mayor valor horario de potencia registrada por dicho PM durante el período de control**, independientemente del día y hora en que se produzca la máxima demanda del distribuidor intermediario.

La incorporación de esta mejora normativa reducirá el riesgo de ambigüedades, fortalecerá la certeza técnica del cálculo de la capacidad firme y contribuirá a una mayor transparencia y equidad en la administración del mercado.



Conflictos con PM en cuanto a la interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes

Durante el primer semestre de 2025, la **Unidad de Transacciones (UT)** no registró conflictos con los Participantes de Mercado en relación con la interpretación o aplicación de las disposiciones del ROBCP.

En consecuencia, las actividades de **operación del sistema** y de **administración del Mercado Mayorista de Electricidad** se desarrollaron con normalidad, sin controversias formales que requirieran la intervención de instancias regulatorias o arbitrales.

No obstante, la UT considera pertinente mantener mecanismos de **seguimiento y prevención temprana** de discrepancias, con el fin de garantizar la continuidad de esta estabilidad en semestres posteriores y preservar la seguridad jurídica del mercado.

