

Informe de Regulación

Periodo julio - diciembre 2025

Informe sobre la aplicación de las normas del
ROBCP del periodo julio - diciembre 2025



Informe de Regulación

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

Fecha:

27 de febrero de 2026

Periodo:

Julio a diciembre 2025

**Informe sobre los criterios de interpretación y aplicación de las
normas del ROBCP del periodo: julio - diciembre 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**

**Criterios de interpretación y aplicación normativa
y desempeño de las reglas vigentes para el semestre
julio - diciembre 2025**

pág. **06**

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

pág. **25**

Introducción

Con base en lo establecido en el numeral 3.5.4 del capítulo 3 “Manejo de la Información” del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), la Unidad de Transacciones somete a consideración de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) y de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), el presente Informe de Regulación correspondiente al período julio–diciembre de 2025, en este contexto a través de este informe se presenta lo concerniente a:

- a) Los criterios aplicados por la UT 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

CRITERIOS DE INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN NORMATIVA Y DESEMPEÑO DE LAS REGLAS VIGENTES PARA EL SEMESTRE JULIO-DICIEMBRE 2025

NETEO DE INYECCIONES Y RETIROS MEDIDOS EN LOS CIRCUITOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

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

Durante el período de julio - diciembre de 2025, la Unidad de Transacciones aplicó el neteo de inyecciones y retiros registrados en los circuitos de las empresas distribuidoras, a solicitud de estas últimas, con base en los siguientes 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):

i. Ley General de Electricidad (LGE), artículo 2, literales a) y b)

La aplicación de la LGE toma como precepto el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y establece que, conforme al literal b) de la misma, se debe brindar el libre acceso de los generadores a las instalaciones de transmisión y distribución, considerando únicamente las limitaciones señaladas por la LGE. Lo anterior, permite la conexión de generadores para inyectar energía a través de los circuitos de redes de distribución, y dichas inyecciones al trasladarse al mercado mayorista en algunos intervalos de mercado, son objeto de neteo a solicitud de las empresas distribuidoras.

ii. Ley General de Electricidad (LGE), artículo 4

Define como distribuidor a la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en las redes de bajo voltaje, asimismo, red de distribución es el conjunto de equipos de transporte de energía eléctrica en bajo voltaje, también se define como operador, a cualquier entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica, y como interconexión al enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica en sus instalaciones, lo cual, brinda definiciones que son la base conceptual que permite identificar a los actores involucrados en el neteo.

iii. Ley General de Electricidad (LGE), artículo 27

Establece que los distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas. Este artículo establece la obligación legal de los distribuidores de permitir la interconexión de sus instalaciones y su uso para el transporte de energía por parte de terceros, salvo que ello represente un riesgo para la seguridad del sistema.

iv. Reglamento de la LGE, artículo 56

Dispone que es obligación de transmisores y distribuidores permitir el enlace de sus equipos e instalaciones con las de otros operadores. Este artículo complementa y refuerza a nivel reglamentario la obligación contenida en el artículo 27 de la LGE, al disponer explícitamente que transmisores y distribuidores deben permitir el enlace de sus equipos e instalaciones con los de otros operadores.

v. ROBCP, capítulo 18 “Transacciones económicas”

En el numeral 18.1.1, se establece que la UT es responsable de administrar el sistema de conciliaciones y liquidaciones del MME.

Asimismo, de acuerdo con su numeral 18.2.4.1 del Capítulo 18 “Transacciones económicas”, cada PM deberá contar con un medidor bidireccional de energía y potencia, activas y reactivas en cada punto de conexión a la red, con capacidad para efectuar lecturas en cada intervalo de mercado.

Con base en estos numerales, se concluye que el numeral 18.1.1 le otorga a la UT la competencia reglamentaria para administrar el sistema de conciliaciones y liquidaciones del MME, facultad dentro de la cual se enmarca el proceso de neteo como mecanismo de determinación de la transacción neta en los circuitos de distribución a solicitud de dichos PMs distribuidores involucrados. Por su parte, el numeral 18.2.4.1 define el requisito de medición bidireccional en cada punto de conexión, condición técnica que hace posible registrar de forma diferenciada las inyecciones y los retiros, pero no dispone que el tratamiento que debe darse a esos flujos es a través de un neteo de dichas mediciones.

vi. ROBCP, anexo 13 “Medición comercial”, numeral 8.5

Establece que la UT, enviará a los PMs la consolidación de las lecturas validadas como medición oficial por punto de medición y el reporte de sustituciones realizadas para que sean confirmadas. En el marco del neteo, esta disposición resulta relevante porque la confirmación de dichas lecturas por parte de las empresas distribuidoras forma parte de las etapas de dicho proceso, al ser estas validadas oficialmente por los PMs poseedores de los circuitos involucrados.

I- Relación de los hechos

Antecedentes

En los últimos años, las inyecciones de energía desde los circuitos de distribución hacia el sistema de transmisión han aumentado de forma significativa, principalmente aquellas asociadas con proyectos de generación renovable ubicados en el Mercado Minorista de Electricidad. Ante esta nueva condición operativa, algunas empresas distribuidoras solicitaron a la UT tanto de forma verbal como escrita (correos electrónicos y cartas) la aplicación de neteos entre las inyecciones y los retiros medidos en determinados nodos, bajo el argumento de que los retornos al sistema de transmisión se darían únicamente en intervalos de mercado que presentaran condiciones de baja demanda.

Dichas solicitudes iniciaron en 2017, siendo la primera la efectuada por parte de la empresa distribuidora DELSUR, S.A. de C.V. quien planteó la aplicación del esquema de neteo en el contexto de las reuniones de implementación del proyecto ANTARES, propiedad del PM Providencia solar S.A. de C.V. (NEOEN), titular de la planta fotovoltaica SPICA, la cual genera flujos inversos en el nodo El Pedregal. Posteriormente, en noviembre de 2017, la misma empresa distribuidora solicitó la aplicación de neteos de las inyecciones y retiros en los circuitos de Tecoluca y, para la ejecución del Documento de Transacciones Económicas (DTE) de marzo de 2018, hizo una solicitud respecto de los flujos inversos reportados en los circuitos asociados a la Subestación Ateos.

A partir de 2018 se incorporaron solicitudes de otros distribuidores pertenecientes al grupo AES: EEO, S.A. de C.V., AES CLESA y CÍA., S. en C. de C.V., DEUSEM, S.A. de C.V., quienes, por medio de diversas notas a la UT remitidas en 2018, 2019 y 2020; solicitaron el neteo de los retornos en las barras de 34.5 kV y 46kV, conforme a la entrada progresiva en operación de las nuevas de generación fotovoltaica conectadas en sus redes de distribución y que pertenecen al Mercado Minorista.

Con base en los registros de la Unidad de Transacciones, se identifica que el incremento de dichos retornos hacia el Mercado Mayorista ha sido significativo y concentrado en algunas Subestaciones del país, actualmente se registran inyecciones en 20 subestaciones que no están asociadas a unidades generadoras o GGP que operan en el Mercado Mayorista. Para el periodo de marzo 2022 hasta enero 2025, han participado en este esquema de retornos 7 empresas distribuidoras con excepción de ABRUZZO S.A. de C.V., ya que es la única distribuidora que no ha presentado inyecciones en sus circuitos; los referidos neteos se concentran en nodos de: DELSUR, CLESA, EEO y DEUSEM. Asimismo, el mayor volumen de inyecciones se ha identificado en los nodos de Ateos, Ozatlán, El Pedregal, San Matías, Santo Tomás Tecoluca y La Unión.

Esta situación ha sido previamente puesta del conocimiento de la SIGET en el Informe de Regulación del periodo de julio a diciembre de 2021, remitido el 28 de febrero de 2022; adicionalmente, se informó sobre la situación de neteos a través del informe remitido por la UT a la SIGET en respuesta a la consulta técnica sobre el impacto de los GDR y UPR en el sistema eléctrico nacional enviado en fecha 13 de diciembre de 2024, y también, se remitió un informe detallado sobre la situación y las problemáticas identificadas en el Mercado Mayorista en el marco del análisis que estaba siendo elaborado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET en cumplimiento del literal d) del Acuerdo N° 370-E-2024 respecto de la propuesta de modificación al ROBCP relacionada con la participación en la regulación secundaria de frecuencia de los PM generadores conectados en redes de distribución.

Inconveniente normativo identificado

Con base en el tratamiento actual que se les da a las mediciones de las inyecciones y retiros en nodos de las empresas distribuidoras que lo han solicitado, y a partir de los diversos informes de análisis sobre esta situación elaborados por la UT, se identifican los siguientes inconvenientes para el Mercado Mayorista:

- a.** Existencia de un vacío normativo en el ROBCP: El esquema de neteo entre inyecciones y retiros en circuitos de distribución se ha aplicado como práctica comercial, pero no se encuentra contemplado en el ROBCP, lo cual genera una incertidumbre regulatoria sobre la forma en la que debe procederse ante tales solicitudes efectuadas.
- b.** Impacto en la facturación de servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia: Al realizar un análisis comparativo de escenarios con y sin aplicación del neteo, se identifica que la facturación de la regulación primaria de frecuencia aumenta para el periodo de marzo 2022 hasta enero 2025 alrededor de 18% sin neteo (con variaciones mensuales aún mayores), y la de regulación secundaria incrementa alrededor de 2%, lo que evidencia cambios relevantes en los montos de cargos y abonos entre PMs.
- c.** Afectación a factores de forma y energía contratada: La generación en redes de distribución con neteo altera los factores de forma y el porcentaje de participación del nodo en la Energía Contratada, con sobrecontratación y distorsiones comerciales y tarifarias en nodos específicos.
- d.** Afectación a la demanda registrada en el mercado mayorista: La generación en redes de distribución con neteo altera los montos de energía retirada en el mercado mayorista, impactando en el cálculo de la demanda reconocida a efectos de la capacidad firme, así como alterando la base de análisis de los Cargos del Sistema, y los cálculos de cargos regionales.

- e. Trato desigual entre distribuidoras: Las inyecciones registradas en subestaciones y distribuidoras con características físicas similares reciben un tratamiento económico distinto según exista o no neteo en el nodo, ya que el neteo no es una regla general, sino una práctica que se fue aplicando solo donde las distribuidoras solicitaron por tener varios medidores en muchas subestaciones donde retiran.

II- Acciones tomadas por la UT

Con base en las solicitudes recibidas de las empresas distribuidoras, durante la conciliación de las transacciones del MME, se efectuó la revisión de cada caso y la UT procedió a aplicar un proceso operativo desarrollado por esta para la realización del neteo en la medición comercial en los nodos de las distribuidoras solicitantes que poseen más de un circuito y que presentan inyecciones.

Para el caso de las distribuidoras que presentan flujos bidireccionales en circuitos asociados a un mismo nodo, el proceso de confirmación de medición implicó etapas de validación, que conllevaron:

- i. La confirmación de la medición íntegra por circuito, considerando separadamente retiros e inyecciones conforme a los registros en el Sistema de Medición Comercial (SIMEC);
- ii. La confirmación de los datos que incorporaban neteos en los períodos con inyecciones y retiros en distintos circuitos; y
- iii. Cuando fue requerido por la distribuidora, un neteo adicional a nivel de nodo.

Una vez confirmada la información por parte de las empresas distribuidoras, esta fue considerada como medición oficial para la elaboración del DTE del mes correspondiente, procediéndose a la liquidación de las transacciones económicas y a la emisión de los documentos de cobro y pago por cuenta y orden de los acreedores y deudores del MME, conforme a lo establecido en los numerales 18.7.1 y 18.9.1 del Capítulo 18 "Transacciones Económicas" del ROBCP.

III - Recomendación

Con base en lo expuesto, se considera oportuno recomendar que se realicen ajustes en los numerales del ROBCP estableciendo de forma expresa que, en el tratamiento de mediciones comerciales en nodos asociados a redes de distribución, no procede el neteo de energía entre inyecciones y retiros, debiendo considerarse de manera independiente por punto de medición; admitiéndose únicamente ajustes derivados de maniobras operativas debidamente justificadas.

En este sentido, se clarificaría la norma reduciendo diversas interpretaciones que pudieran generar ambigüedad, y se evitarían distorsiones en la facturación (regulación primaria y secundaria de frecuencia, energía contratada, factores de forma y demanda reconocida) fortaleciendo la equidad y trazabilidad del tratamiento económico aplicable a las mediciones de las distribuidoras.

FALTA DE DEFINICIÓN NORMATIVA DE HABILITACIÓN COMERCIAL EN EL ROBCP

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

En el marco de la habilitación comercial de los Participantes del Mercado para el inicio de sus transacciones comerciales en el Mercado Mayorista de Electricidad, la UT ha sustentado los criterios operativos en las siguientes disposiciones legales y reglamentarias:

i. LGE, artículo 33

Establece que la UT tiene como objeto operar el sistema de transmisión y el mercado mayorista de energía eléctrica, asimismo, establece que las normas para la operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el ROBCP, lo cual fundamenta la facultad de la UT para gestionar el proceso de habilitación comercial de los PMs en el MME.

ii. LGE, artículo 52

Dispone quiénes pueden participar en el despacho programado de los mercados que administre la UT, siendo estos todos los operadores conectados directamente o a través de otros operadores al sistema de transmisión, incluyendo comercializadores, lo cual, presupone la existencia de un proceso previo que habilite dicha participación en el despacho programado del MME.

iii. RLGE, artículo 67-B

Establece que la UT deberá planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión con el objeto de abastecer la demanda al mínimo costo esperado, sujeto al cumplimiento de las normas de calidad y seguridad, lo cual conlleva que los Participantes del Mercado cumplan previamente las condiciones técnicas y operativas establecidas en la normativa aplicable.

iv. ROBCP, capítulo 18 “Transacciones económicas”

Contiene los aspectos comerciales del Mercado Mayorista, si bien no contempla una definición o procedimiento de habilitación comercial, si establece como requisito para estar habilitado de operar en el MME la constitución de garantías a favor de la UT.

v. ROBCP, anexo 01 “Inscripción”

Norma el procedimiento de detalle para la inscripción de los PM, indicando los requisitos de documentación, plazos y la consecuente suscripción del Contrato de Prestación de Servicios con la UT, sin precisar cuándo ni bajo qué condiciones el PM queda habilitado para iniciar transacciones comerciales en el MME.

I- Relación de los hechos

Antecedentes

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) establece el marco normativo que rige la incorporación de los Participantes del Mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), y bajo dicho marco, el ingreso de un PM para realizar transacciones de energía conlleva un procedimiento secuencial que comprende dos fases claramente distinguibles desde el punto de vista tanto jurídico como técnico:

- a. Fase de inscripción: corresponde al proceso de acreditación formal, mediante el cual el solicitante a PM cumple ante la UT, los requisitos técnicos y legales establecidos en el Anexo 01 "Inscripción" del ROBCP, según la categoría de PM a la que solicita ser inscrito. Esta fase finaliza con la suscripción del Contrato de Prestación de Servicios (CPS) entre el PM y la UT, lo cual le brinda al solicitante la calidad jurídica de PM, sin que esto implique, por sí solo una autorización para iniciar sus transacciones en el MME.
- b. Fase de habilitación comercial: una vez suscrito el CPS, el PM debe cumplir todas las condiciones operativas contenidas a lo largo de los capítulos y anexos del ROBCP, y dicho cumplimiento debe ser verificado por las áreas técnicas de la UT, ésta emite la notificación de habilitación comercial y constituye el punto de partida para la participación efectiva del PM en los mercados que administra la UT.

Con base en lo descrito, se puede concluir que las fases identificadas responden a una lógica que separa la adquisición de la condición jurídica como PM en el MME, de la autorización operativa para realizar transacciones operativas en dicho mercado.

Inconveniente normativo identificado

A partir de la revisión del ROBCP vigente referente al proceso de inscripción al Mercado Mayorista, se han identificado una serie de inconvenientes que podrían derivar en oportunidades de mejoras normativas que, si bien a la fecha no han impedido la operación plena de los PMs en el mercado mayorista, si generan condiciones de incertidumbre que comprometen la solidez técnica de dicho Reglamento de Operación. A continuación, se detallan los principales inconvenientes encontrados:

El ROBCP no define en su capítulo 1 "Glosario" un concepto de habilitación comercial, no obstante, este término se utiliza a lo largo de sus numerales, sin definir explícitamente su significado, ni los efectos que esto conlleva para los PMs.

No existe una disposición reglamentaria que establezca con claridad el momento de inicio de habilitación comercial en el MME, y al no estar definido, tanto la UT como los propios PMs deben apoyarse en interpretaciones a partir de los numerales del ROBCP para identificarlo, lo cual da pie a tener ambigüedad en la norma y podría dificultar la comprensión del proceso por parte de los PMs.

El numeral 2.2.1.4 del capítulo 2 “Condiciones generales” del ROBCP, mezcla conceptos que deben tratarse por separado, su redacción actual aborda en un mismo enunciado la aceptación de la solicitud de inscripción como PM y señala que se incorporará al PM (para realizar transacciones comerciales en el MME) en la fecha requerida en la solicitud de inscripción. Sin embargo, estos dos puntos en mención en dicho numeral, corresponden a fases distintas, como ya se ha indicado en la sección anterior de este apartado, uno corresponde al proceso que conlleva la suscripción del CPS y el otro a su habilitación plena para operar en el MME, por lo que, al mantenerlos en una sola disposición resta claridad y podría introducir a confusión en su aplicación.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la ausencia de disposiciones reglamentarias suficientemente explícitas, la UT ha gestionado el proceso de habilitación comercial a través de mecanismos internos que han permitido mantener la operatividad del mercado. Las principales acciones adoptadas son las siguientes:

- Posterior a la firma del CPS con la UT, se han verificado por parte de las áreas técnicas de la UT las condiciones meramente técnicas y operativas que cada PM debe cumplir enteramente conforme al ROBCP, antes de quedar autorizado para realizar transacciones comerciales en el MME.
- Adicionalmente, la UT ha notificado a cada PM la conclusión del proceso de habilitación comercial y la fecha a partir de la cual queda habilitado comercialmente para operar en el MME, dando así al proceso un registro claro y ordenado del cumplimiento de los requisitos técnicos de habilitación verificados.

Con el tiempo, la práctica ha demostrado que estos mecanismos internos para la habilitación comercial de los PMs han funcionado y han permitido seguir un proceso con orden, pero no resuelven el problema de fondo, el cual es que el Reglamento de Operación no define el concepto ni el momento en el que este proceso concluye, y mientras eso no cambie, el proceso seguirá dependiendo de criterios que la UT aplica por experiencia y buena práctica, pero que no tienen sustento normativo, en caso se cuestionen.

III- Recomendación

En atención a lo expuesto, se solicita respetuosamente que, en el marco de sus atribuciones legales, se considere la inclusión de ajustes en el ROBCP, diferenciando el proceso de establecimiento de la categoría legal de PM por medio de la firma de su CPS con la UT, del proceso de habilitación comercial, de manera que lo anterior quede regulado de forma explícita y trazable, y que tanto los PMs como la UT cuenten con disposiciones claras que respalden cada etapa del procedimiento, desde el envío de la solicitud como PM hasta la verificación de requisitos técnicos y la consecuente notificación de la UT para iniciar transacciones comerciales en el MME.

Se considera que la atención de esta recomendación contribuiría a fortalecer la solidez técnica y jurídica del ROBCP, reduciendo la dependencia de interpretaciones no escritas y brindando mayor certeza regulatoria a todos los PMs.

REQUERIMIENTO DE POTENCIA MÍNIMA PARA LA PARTICIPACIÓN DE LOS PM GENERADORES EN EL MME

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

Con respecto al valor de potencia mínima de inyección que deben cumplir los PMs generadores para su ingreso al MME, la UT ha tomado en consideración la siguiente base normativa:

i. LGE, artículo 35

Establece que podrán ser accionistas de la UT, entre otros, los generadores con capacidad nominal de por lo menos cinco megavatios, vinculando directamente dicho umbral de potencia con el Mercado Mayorista.

ii. ROBCP, capítulo 3 “Manejo de la información, numeral 3.2.3.1

Dispone la obligación para todos los PMs de informar su generación en tiempo, modalidad y formato requerido por la UT, para aquellas unidades generadoras o Grupo Generador a Programar (GGP) mayores o iguales a 5MW.

iii. ROBCP, capítulo 8 “Programación de la operación”, numeral 8.3.1.1

En línea con el numeral 3.2.3.1 del capítulo 3, y de manera específica para un tipo de generación, el 8.3.1.1, inciso f, del capítulo 8 “Programación de la operación” del ROBCP, establece la obligación para entregar información en el marco de la programación de la operación para aquellas unidades de generación renovable no convencional con capacidad total mayor o igual a 5 MW.

iv. ROBCP, capítulo 20 “Generadores conectados a redes de distribución”, numeral 20.1.2

Establece explícitamente como valor de potencia mínima a inyectar igual a 5 MW por nodo como requisito de participación en el Mercado Mayorista, para aquellos PMs generadores que se encuentran conectados a través de redes de distribución.

I- Relación de los hechos

Antecedentes

El ROBCP establece que, para ingresar al Mercado Mayorista como PM generador, el solicitante debe presentar a la UT información técnica y operativa relacionada con el equipamiento a incorporar al Sistema Eléctrico de Potencia, incluyendo sistema de medición comercial, protecciones, tipo de planta generadora, entre otros; en la modalidad y formato que la UT determine.

En lo que respecta a la potencia mínima, el ROBCP hace referencia al valor de 5 MW en dos contextos diferenciados, conforme a lo siguiente:

- Requisito explícito de potencia mínima de inyección por nodo a cumplir por los PMs generadores conectados a través de redes de distribución (capítulo 20 “Generadores conectados a redes de distribución”, numeral 20.1.2), como condición para participar en el mercado mayorista.
- Obligación general de brindar información de generación para las unidades generadoras o GGPs, cuyo valor de potencia nominal sea igual o mayor a 5 MW (capítulo 3-Manejo de la información, numeral 3.2.3.1).

Sin embargo, el ROBCP no contiene una regla explícita y de carácter general que establezca la potencia mínima a inyectar al MME, como requisito de ingreso aplicable a todos los PMs generadores, independientemente de si se conectan directamente al sistema de transmisión o a través de terceros.

Inconveniente normativo identificado

Con base en el análisis de los numerales vigentes en el ROBCP, se identifica que la ausencia de una disposición de carácter general que establezca la potencia mínima a inyectar por los GGPs o las unidades generadoras como requisito para ingresar al MME, bajo la categoría de PM generador, podría generar ambigüedad en la interpretación de este requerimiento, así como de los numerales existentes citados previamente, especialmente para los PMs generadores que se conectan directamente al sistema de transmisión. Lo anterior, podría dar lugar a cuestionamientos por parte de los solicitantes a PMs respecto de la base normativa que sustenta la exigencia del valor de 5 MW como potencia mínima para su GGP.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la ausencia de una disposición de carácter general en el ROBCP, la UT ha aplicado el valor de 5 MW como potencia mínima de inyección para todo PM generador que solicite su ingreso al MME, sustentando dicho criterio en una interpretación del Reglamento de Operación, ya que en éste se contempla expresamente el umbral de 5 MW tanto como condición de participación en el mercado para los PMs generadores conectados en redes de distribución, y como parámetro de referencia para el cumplimiento de obligaciones de información, lo que refleja que dicho valor representa el umbral mínimo que la normativa reconoce como relevante para operar en el Mercado Mayorista.

III- Recomendación

Con base en lo expuesto, se recomienda considerar la incorporación de una disposición en el ROBCP, que establezca el valor de 5 MW de potencia mínima por GGP en su punto de interconexión, como requisito de ingreso al MME aplicable a la totalidad de los PMs generadores. Lo anterior, con el propósito de dotar de mayor certeza técnica al ROBCP para el ingreso de los PM generadores al MME y eliminar cualquier espacio de ambigüedad interpretativa que pudiera dar lugar a cuestionamientos por parte de los PMs respecto de dicho valor exigido.

GESTIÓN DE LAS RESTRICCIONES DE GENERACIÓN POR FALTA DE COMBUSTIBLE EN EL MME

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

Ante restricciones de generación por falta de combustible, la Unidad de Transacciones, aplicó los siguientes 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):

i. LGE, artículo 33

Establece que la Unidad de Transacciones, tiene como funciones principales el operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y, operar el mercado mayorista de energía eléctrica; basando su actuar operación en las reglas contenidas en el ROBCP, lo cual, faculta a la UT para gestionar las indisponibilidades de generación por falta de combustible declaradas por los PMs generadores.

ii. RLGE, artículo 67-B

Establece que la UT es la encargada de planificar y coordinar el despacho programado de las unidades generadoras, con el objetivo de abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento. Por lo que, conlleva que las restricciones de combustible sean gestionadas oportunamente y que se reflejen adecuadamente en el despacho programado, considerando la disponibilidad real de las unidades generadoras.

iii. RLGE, artículo 67-K

Dispone que los generadores térmicos deben mantener un inventario mínimo de combustible, determinado en función de las condiciones del sistema y su incumplimiento se considerará como una indisponibilidad que se incluirá en el cálculo de la tasa de indisponibilidad forzada de las unidades generadoras.

iv. ROBCP, numeral 6.18.1.3

Dispone que los incumplimientos de los inventarios mínimos de combustible serán considerados como indisponibilidad forzada para efectos del cálculo de la tasa de salida forzada de las unidades generadoras. Por lo tanto, este numeral vincula directamente la logística de los inventarios de combustible con la disponibilidad operativa de la unidad, estableciendo una consecuencia técnica y estadística ante su incumplimiento.

i. ROBCP, Anexo 04, numeral 9.2

Establece la obligación del PM Generador de informar oportunamente a la UT cualquier falta o restricción de combustible que le impida cumplir con la programación semanal, debiendo indicar al menos la causa del evento y el período estimado de restablecimiento. En consecuencia, este numeral activa el deber de reporte específico ante la ocurrencia de una restricción de combustible que afecte la operación programada.

ii. ROBCP, Anexo 04, numeral 10.4

Dispone que la UT deberá considerar en la programación semanal y diaria las restricciones de combustible que hayan sido debidamente comunicadas por los PMs generadores, efectuando el redespacho correspondiente y evaluando, cuando aplique, su incorporación en la programación anual. De esta forma, este numeral operativiza la respuesta de la UT frente a restricciones declaradas, reflejándolas en la programación de la operación.

iii. ROBCP, Anexo 04, numeral 12.2

Dispone que la UT deberá informar a la SIGET las restricciones en el suministro de combustibles y las irregularidades detectadas en esta materia. Por consiguiente, este numeral brinda lineamientos para asegurar la supervisión regulatoria, haciendo del conocimiento por parte del ente regulador de los eventos de restricción de combustible.

I- Relación de los hechos

Antecedentes

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) contempla disposiciones relacionadas a la gestión de restricciones de combustible por parte de la UT, en el marco de la programación semanal y diaria de la operación. Conforme a dichas disposiciones, cuando un Participante del Mercado (PM) generador térmico comunica con la debida anticipación a la UT de la existencia de una restricción de generación por falta de combustible, la UT refleja dicha condición mediante la ejecución de un redespacho. Este mecanismo, parte del hecho de contar con un aviso oportuno y un margen de tiempo suficiente para que la restricción de generación sea considerada dentro de las actividades de la reprogramación de la operación únicamente a nivel nacional, sin modificaciones en las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional.

No obstante lo anterior, se han registrado casos en que las restricciones de combustible se presentan de forma imprevista y son notificadas por el PM el mismo día en que ocurren, con requerimiento de atención inmediata en las horas siguientes a la notificación. Eventos de este tipo se han originado en el pasado, por condiciones logísticas o climatológicas que impiden el suministro oportuno de combustible a la planta generadora.

Ante restricciones de esta naturaleza, de aplicación inmediata y afectando la disponibilidad de recursos de generación de manera considerable en el corto plazo, la reducción repentina de capacidad disponible en el país cobra especial relevancia cuando el predespacho regional vigente contempla exportaciones hacia el MER, pues el sistema nacional se encontraría enviando hacia el exterior recursos que podrían comprometer el abastecimiento de la demanda nacional de persistir la restricción de generación informada. En este escenario, resulta indispensable contar con un mecanismo permanente en el ROBCP que permita suspender de forma inmediata dichos compromisos de exportación,

Inconveniente normativo identificado

Del análisis de la normativa vigente, contrastada con los requerimientos operativos que plantean las restricciones imprevistas de combustible, se identifican los siguientes inconvenientes:

- Inexistencia de procedimiento para solicitar un redespacho regional de forma inmediata ante restricciones de combustible: El ROBCP, no contempla la restricción de combustible como causal que habilite a la UT para gestionar ante el EOR, de forma inmediata, un redespacho regional o un ajuste al predespacho regional orientado a suspender las exportaciones del área de control hacia el MER. Lo anterior, es la ausencia normativa más crítica identificada en este contexto, pues ante una restricción imprevista de magnitud significativa, cada hora sin acción en el ámbito regional representa un volumen de exportación que el SEP está enviando al MER, a costa de comprometer en un futuro el abastecimiento de la demanda nacional.
- Dependencia de normativa transitoria: El respaldo regulatorio de la respuesta operativa inmediata de la UT ante la situación planteada está sustentada en disposiciones transitorias vigentes y no incorporadas a la redacción permanente del ROBCP.
- Riesgo operativo y económico del sistema de abastecimiento nacional de energía por falta de combustible: Una menor disponibilidad de generación térmica y condiciones que propicien una alta exportación hacia el MER pueden elevar el CMO y, si se prolonga, afectar seguridad y continuidad del abastecimiento nacional.
- Dificultad de trazabilidad normativa: El ROBCP, al no incorporar los mecanismos de comunicación y gestión ante el EOR sobre las gestiones efectuadas aplicables ante restricciones de combustible, se dificulta la verificación de las decisiones operativas y dificulta rastrear la normativa transitoria que las respalda.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la ausencia de disposiciones permanentes en el ROBCP que regulen de forma integral la respuesta operativa por restricciones imprevistas de combustible, la UT ha sustentado su actuación en las disposiciones transitorias emitidas por las autoridades competentes durante 2023 y 2024, siendo éstas aprobadas mediante el Acuerdo SIGET No. 152-E-2023 y sus prórrogas, así como, Acuerdos de la DGEHM referentes a procedimientos complementarios; vinculados a las restricciones mencionadas, los cuales, continúan vigentes lo que confirma que contribuyen a resguardar la seguridad y continuidad del abastecimiento nacional, sin embargo, se encuentran fuera del texto permanente del ROBCP, por lo que su carácter transitorio genera incerteza operativa sobre su aplicación en el largo plazo.

En ese contexto, ante un escenario de indisponibilidad de generación térmica de gran magnitud, notificación inmediata y duración incierta ocurrido en noviembre de 2025 notificado por el PM generador Energía del Pacífico, en el que el área de control mantenía exportaciones de energía

comprometidas hacia el MER, mediante carta de la DGEHM con fecha 11/11/2025, se instruyó a la UT a solicitar de inmediato al EOR el redespacho regional o el ajuste al predespacho regional para fijar en cero (0 MW) la máxima exportación de El Salvador mientras persista una restricción de combustible, sin limitar las importaciones, y mantener dicho límite en los despachos siguientes hasta su levantamiento.

Recibida la notificación del PM, la UT incorporó dicha condición en los procesos de planificación de la operación y en la operación en tiempo real, en cumplimiento de lo dispuesto en los numerales 10.4 y 10.5 del Anexo 04 “Precios de los combustibles”, y procedió a informar a la SIGET sobre la situación presentada, conforme al literal a) del numeral 12.2 del referido Anexo del ROBCP.

Asimismo, en aplicación de la disposición transitoria vigente aprobada por la SIGET, contenida en los Acuerdos No. 152-E-2023 y 201-E-2023, y su prórroga mediante el Acuerdo No. JDO-001-E-2025, la UT gestionó ante el Ente Operador Regional (EOR) la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) de exportación de El Salvador hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER) a un valor de 0 MW. Adicionalmente, en atención a la instrucción emitida por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, solicitó un redespacho regional, con el propósito de priorizar la atención de la demanda nacional mientras subsistía la restricción de generación por falta de combustible. Al darse por finalizada la restricción de generación por parte del PM generador, la UT gestionó el levantamiento de las restricciones aplicables al MER, manteniéndose en todo momento los parámetros operativos del sistema.

Estas acciones permitieron priorizar la demanda interna y evitar que la restricción de generación aunada a las exportaciones hacia el MER, derivaran en un incremento del costo marginal de operación y en una consecuente afectación a los precios del mercado. La medida resultó eficaz ante el riesgo operativo y económico identificado; no obstante, al carecer de respaldo en el texto permanente del ROBCP, su aplicación ante eventos futuros de naturaleza similar no está normativamente garantizada.

III- Recomendación

Con base en los inconvenientes normativos identificados y en las actuaciones que la UT ha debido adoptar con respaldo en disposiciones normativas transitorias, se considera pertinente someter a consideración la incorporación en el texto permanente del ROBCP de numerales que regulen de forma integral, oportuna y trazable la gestión de restricciones de combustible en el Mercado Mayorista de Electricidad.

En particular, se estima necesario incorporar reglas que faculden expresamente a la UT para actuar de forma inmediata en el ámbito regional ante restricciones de combustible de magnitud significativa, habilitándola para gestionar ante el EOR la suspensión de exportaciones del área de control hacia el

MER mediante los mecanismos de redespacho regional o ajuste al predespacho regional que correspondan, así como para solicitar la actualización de las MCTP cuando la duración estimada de la restricción así lo justifique, garantizando la coherencia del ROBCP y la trazabilidad de las decisiones operativas de la UT.



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

Durante el segundo 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.



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Km 12 ½, carretera al puerto de La Libertad,
Nuevo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador

Teléfono: (+503) 2521-7300

www.ut.com.sv 