

“Resumen de las Reglas aprobadas como Anexo I de la Res. SE N° 400/2025”.

1. Objetivos, y pautas para la transición.

Las Reglas tienen los siguientes objetivos, principios y pautas:

- ✓ Propender a la normalización del funcionamiento del MEM.
- ✓ Asegurar la continuidad operativa y el crecimiento del sistema.
- ✓ Separar la demanda del MEM en dos niveles: (i) “Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM”, que es la demanda de los Distribuidores a la que se aplican los Precios Estacionales sancionados por la SE, excluyendo a los GUDIS; y (ii) las grandes demandas del MEM, que se abastecerán mediante contratos en el Mercado a Término (MAT) y en el Mercado Spot.
- ✓ Establecer un sistema de señales de precios para la demanda de energía eléctrica y un sistema de remuneración para la oferta de energía eléctrica con base en costos marginales.
- ✓ Permitir que la demanda del MEM gestione su abastecimiento a través del MAT.
- ✓ Determinar reglas transitorias de acceso al combustible para los generadores térmicos durante la vigencia del Plan Gas.
- ✓ Habilitar la declaración de Costos Variables de Producción (CVP), a los efectos de habilitar condiciones de competencia en el despacho de dicho tipo de generación térmica por disponibilidad de combustible, así como para permitir el recupero de los CVP incluidos combustible y transporte de gas natural firme incremental - a través del Mercado de Energía (ME), ya sea en su modalidad MAT o Spot;
- ✓ Adecuar el esquema de precios vigente, de manera tal de permitir la valorización de la potencia instalada y la incorporación de nueva potencia a través de un Mercado de Potencia (MP) ya sea en su modalidad MAT o Spot;
- ✓ Asignar a la Demanda Estacionalizada, los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes como, así también, la generación gestionada directa o indirectamente por el Estado Nacional.
- ✓ Las Reglas serán oportunamente complementadas por instrumentos adicionales;

2. Demanda Estacionalizada de Distribuidoras del MEM (DEDMEM).

Se denomina como Demanda Estacionalizada (DEDMEM) la demanda de los Distribuidores a la que se aplican los Precios Estacionales (PE) sancionados por la SE y que comprende a los sectores Residencial, Comercial y Resto, excluyendo a los GUDI.

La Demanda Estacionalizada se subdivide en dos segmentos: (i) Demanda Residencial: la Pequeña Demanda para uso Residencial; y (ii) Demanda No Residencial: toda la demanda de distribución que no califica como Residencial ni GUDI.

La Demanda Estacionalizada será abastecida por la Generación Asignada, que es definida como la generación enmarcada en los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes (Renovables y Térmicos) - con su combustible asociado -, la generación hidroeléctrica del Estado Nacional, nuclear y las importaciones que realice centralizadamente CAMMESA.

La Demanda Residencial tendrá primera prioridad para el uso de la Generación Asignada. Los costos mayoristas de energía estacionales a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos medios totales de la Generación Asignada.

La Demanda No Residencial tendrá segunda prioridad para el uso de la Generación Asignada. En caso de que la misma no pueda ser satisfecha en su totalidad a través de la Generación Asignada, el Distribuidor deberá adquirir la energía eléctrica necesaria en el Mercado Spot, al Precio Estacional respectivo, o contratar su abastecimiento en el MAT.

Respecto de la Generación Asignada, en el caso de la generación hidroeléctrica del Estado Nacional con contratos de concesión nacional que entren en vigencia con posterioridad a la publicación de las Reglas, la remuneración deberá observar la evolución y condiciones establecidas en dichos contratos de concesión.

Las centrales hidroeléctricas de propiedad provincial y/o con concesiones provinciales participarán en Reglas y no formarán parte de la Generación Asignada. El resto de la generación que directa o indirectamente se encuentre bajo administración del Estado Nacional, podrá reasignar su energía y potencia al mercado spot y/o al MAT en función de eventuales adecuaciones regulatorias y/o administrativas que oportunamente se implementen para gestionar las referidas centrales.

Asimismo, se establece que para el traslado de los costos a afrontar por los Distribuidores por la DEDMEM, deberán tenerse en cuenta los siguientes criterios para el cálculo del PEST: (i) los costos asociados a la generación asignada (con el combustible utilizado), que serán imputados a través de la aplicación de un Precio Estabilizado a la Demanda Estacionalizada Cubierta; (ii) los volúmenes de energía que se calcularán y asignarán mensualmente en forma proporcional entre la Generación Asignada y la Demanda Estacional declarada; (iii) en caso que se produzcan diferencias entre el Precio Estabilizado y el costo real, se ajustarán en el período trimestral siguiente.

Para asegurar el abastecimiento de mediano y largo plazo, se desarrollarán los mecanismos e incentivos necesarios para que, mediante contratos de energía, los Distribuidores den cobertura, al menos, al 75% de la Demanda Estacionalizada. Para ello, deberán complementar la energía cubierta por la generación y los Contratos de Abastecimiento MEM asignados, mediante contratos en el MAT hasta cumplir con el porcentaje señalado.

Finalmente, CAMMESA informará a la SE las necesidades de reserva de potencia para cubrir la Demanda Estacionalizada en el corto plazo con el objetivo de evaluar la necesidad de mecanismos de incorporación de potencia para las Distribuidoras del SADI. Mientras que, en el mediano plazo, CAMMESA continuará evaluando las necesidades de reserva de potencia de cada Distribuidor. Estos últimos deberán prever e informar los mecanismos para alcanzar el cubrimiento de los requerimientos de reserva de potencia pudiendo requerir participar en mecanismos conjuntos para garantizar la incorporación de reservas de potencia.

3. Reglas para la actividad de generación.

a. Gestión de combustibles durante la transición.

El gas natural para generación de energía eléctrica se despachará siguiendo un esquema de prioridad de ofertas firmes con base en los contratos correspondientes al Plan Gas¹. La gestión de combustibles alternativos deberá ser realizada por los Generadores, liberándose

¹ Cuyo vencimiento opera a fin de 2028.

gradualmente el esquema actual de gestión centralizada habilitándose el acceso a un esquema de rentas basado en costos marginales horarios y MAT.

La gestión completa de los combustibles por parte de la generación será obligatoria a partir del 01.01.2029.

a) Gas Natural (GN).

Durante la vigencia del Plan Gas, todos los Generadores Térmicos al Spot podrán gestionar el GN necesario para su producción a través de la celebración de un acuerdo con CAMMESA (“GN Acuerdo”), que les permitirá acceder a los volúmenes comprometidos dentro del Plan Gas administrado por CAMMESA /ENARSA y/o a las compras centralizadas de GNL.

La administración y la asignación de volúmenes del GN Acuerdo continuarán bajo las reglas de gestión centralizada por CAMMESA hasta la efectiva disponibilidad de transporte y producto con gestión propia de los Generadores.

Se considerará que acceden al GN Acuerdo todos los Generadores Térmicos del MEM salvo aquellos que indiquen expresamente lo contrario. Se habilita la posibilidad de retirar volúmenes del Plan Gas bajo contratos con CAMMESA/ENARSA por parte de los Productores participantes en forma total o parcial. Ello podrá realizarse en forma individual o mediante un acuerdo entre el Productor y uno o más Generadores bajo condiciones pactadas libremente. Los mecanismos y condiciones se establecerán instrucciones específicas que emita esta SE dentro del proceso de normalización del MEM.

Los generadores térmicos podrán ofertar Gas Natural Local de gestión propia (Gas Local Propio). Los costos de referencia máximos a reconocer dentro del CVP declarado serán siguiendo precios de referencia y/o indicadores evaluados en base oportunidades de sustitución de costos.

El acceso al GN Acuerdo y/o al GN de contratos cedidos y/o Gas Local Propio se considerarán como gestión propia del combustible de los generadores implicados con la remuneración al spot asociada. El transporte asociado al GN Acuerdo será gestionado por CAMMESA.

El transporte asociado al GN para cada central para otros tipos de GN será gestionado por el propio generador. En este caso y de manera eficiente, CAMMESA deberá prever y gestionar el uso del transporte de gas natural del que disponga. Complementariamente, tanto CAMMESA como ENARSA pondrán a disposición el transporte excedente que dispongan para su utilización por los Generadores, en aplicación de procedimientos competitivos.

Los Generadores que cedieran su transporte de GN a CAMMESA podrán revertirla excepto aquellos Generadores que tengan un contrato de Abastecimiento MEM vigente.

Los generadores que estén bajo Contratos de Abastecimiento MEM podrán optar por la gestión propia de combustible. Estos generadores podrán declarar su propio CVP para el despacho, pero no tendrán acceso a renta mientras esté vigente su Contrato de Abastecimiento MEM.

El costo del GN Acuerdo al que los generadores accederán, será uniforme y representativo del *mix* de todos los costos asociados a los contratos del Plan Gas y de importación de GNL realizada en forma centralizada previstos para el periodo de declaración.

CAMMESA publicará, previo a cada declaración quincenal de CVP, el costo unitario del GN Acuerdo y del Transporte asociado con el cual los generadores evaluarán su declaración de CVP para la quincena.

Al finalizar cada mes, CAMMESA descontará de la remuneración mensual de los generadores el costo del GN Acuerdo y del Transporte asociado en función del volumen real consumido en el mes valorizado el *mix* de costos del GN Acuerdo utilizado en cada quincena de declaración de CVP del mes operado.

A partir de la finalización del Plan Gas y del libre acceso de los generadores a todos los combustibles, cada Generador al Spot deberá gestionar íntegramente su provisión para la consecuente producción de energía.

b) Combustibles Alternativos.

En cuanto a los combustibles alternativos, los generadores térmicos al Spot asumirán su gestión, y Los Generadores declararán si realizarán la gestión propia de combustibles alternativos en cada periodo estacional y/o trimestral de operación. El compromiso será para todo el periodo comprometido. CAMMESA publicará en cada período estacional los costos de referencia máximos a reconocer².

c) Generadores sin gestión propia de combustible.

Los generadores sin gestión propia de combustible no podrán operar en el Mercado a Término (MAT) y no accederán al esquema de rentas basado en costos marginales horarios³. CAMMESA continuará actuando como proveedor de última instancia.

d) Recupero de costos de combustibles y despacho.

El costo de los combustibles utilizados para el despacho será recuperado por los generadores a través de la declaración de su CVP para el despacho de cargas. Se mantiene el esquema de despacho a mínimo costo de operación y falla, de acuerdo a los esquemas de gestión previstos en las Reglas⁴.

² Basados en precios de referencia e indicadores internacionales y los impuestos.

³ Se les remunerará potencia en las HRP que sea requerido por despacho. Adicionalmente, como parte de la transición, se remunerará la disponibilidad de potencia sin gestión de combustible en las HRP cuando la máquina esté disponible sin estar despachada de la siguiente forma: (i) Hasta el 31 de diciembre de 2026: el 80 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho; (ii) Durante el año 2027: el 40 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho; y (iii) a partir del año 2028: el 0 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho.

⁴ En ocasión de cada programación estacional, los generadores deberán declarar:

- (i) si requieren la asignación del GN Acuerdo o GN de Gestión Propia y la disponibilidad de combustibles alternativos prevista.
- (ii) Cada uno de los componentes del CVP tendrán valores de referencia que serán publicados en la programación estacional que corresponda.
- (iii) Los generadores con gestión propia de combustible (GGPC) podrán declarar en forma libre su CVP con cada combustible, puesto en central, en forma quincenal.
- (iv) A los generadores sin gestión propia de combustible (GSGPC) le serán aplicados los costos de referencia, pudiendo ser requeridos para el despacho por cuestiones operativas o económicas, pero no accederán al esquema de rentas.
- (v) En la declaración del CVP estará implícita la competencia por el despacho y la renta asociada, a ser ponderada por el generador en dicha instancia.

e) Costo Marginal. Valor CENS.

El Costo Marginal Horario (CMGH) será determinado en aplicación de proporciones entre el Costo Marginal Operado (CMOH) de la última máquina térmica despachada y el Costo del siguiente MW a despachar (CMPH) a despachar⁵. Asimismo, de corresponder por operación para el CMPH, se considerará el Costo de la Energía No Suministrada (CENS). El valor de CENS se actualizará tomando como referencia valores representativos y en función del nivel porcentual de restricciones a la demanda.

Los Costos Marginales indicados se aplicarán para todo el MEM sin diferenciación de áreas locales.

b. Remuneración de la Generación Asignada.

Se entenderá por Generación Regulada (Asignada) a toda aquella máquina y/o central de generación cuyo esquema de remuneración se realice por medio de reglamentaciones específicas por parte de la SE abarcando a estas las remuneradas por medio de Contratos de Abastecimiento MEM y/o se encuentren bajo administración del Estado Nacional.

(i). Generación Hidro.

Se establece que la generación de origen hidráulico se remunerará según sean:

- Generación Concesionada por el Estado Nacional: (i) las Centrales con concesión vigente se remunerarán bajo el esquema regulado en base a las normas emitidas; y (ii) las Centrales con contratos de concesión que entren en vigencia con posterioridad a la publicación de las Reglas se registrarán por el contrato de concesión.
- Generación No Concesionada por el Estado Nacional – Centrales de Propiedad Provincial y/o bajo concesión provincial: participarán del Mercado Spot y del MAT.
- Las Centrales Binacionales: se remunerarán bajo el esquema regulado que establezca la SE para estas centrales.

(ii). Generación renovable con contratos de abastecimiento MEM.

-
- (vi) Para la programación semanal, los generadores declararán disponibilidad de máquinas, volúmenes de GN y combustibles alternativos.
 - (vii) El transporte y distribución de gas firme o interrumpible podrá ser gestionado por el Generador.
 - (viii) Como resultado de la programación semanal, los generadores térmicos podrán prever su despacho esperado, tanto como el requerimiento de combustible para la semana siguiente.
 - (ix) El despacho diario se realizará con base en el CVP declarado y considerando los volúmenes previstos en el Plan Gas.
 - (x) El reconocimiento de los impuestos y tasas a los combustibles para la generación de energía eléctrica no se incluirá en el costo marginal horario y se realizará en forma separada a los costos asociados al CVP.

⁵ Ello siguiendo la siguiente evolución: para el año 2025 100% CMOH y 0% CMPH; para el año 2026 100% CMOH y 0% CMPH; para el año 2027 90% CMOH y 10% CMPH; para el año 2028 en adelante 80% CMOH y 20% CMPH.

Se remunerarán según sus contratos vigentes hasta su finalización. Luego de finalizados los contratos respectivos podrán participar del Mercado Spot y del MAT. Los excedentes de energía no contratada participarán Mercado Spot.

(iii). Generación térmica con contratos de abastecimiento MEM.

Se remunerarán según sus contratos vigentes hasta su finalización. Luego de finalizados los contratos respectivos participarán del Mercado Spot y del MAT. Los excedentes de energía y potencia no contratada participarán en el Mercado Spot, cuando el combustible necesario para la operación es gestionado por el generador.

(iv). Generación térmica sin contratos de abastecimiento MEM.

Las Centrales gestionadas por ENARSA, las Centrales CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano - hasta su privatización - y las Centrales Ciclo Combinados con acuerdos bajo la Resolución SE N° 59/23 que no hayan adherido al nuevo esquema de Mercado Spot y de MAT continuarán con el esquema de remuneración regulado con las reglamentaciones específicas que la SE emita para su remuneración.

(v). Generación Nuclear:

Las Centrales Nucleares administradas por NASA se remunerarán bajo el esquema regulado que establezca la SE para estas centrales.

c. Generación Spot:

Toda la generación no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la DEDMEM se considerará Generación al Spot.

(i). Remuneración de la Energía de Fuente Térmica.

En la proporción asociada al Costo Marginal, la remuneración de la generación térmica será determinada en el Nodo respectivo, considerando el correspondiente factor de pérdidas. La remuneración se determinará con base en el Costo Variable de Producción (CVP) de despacho en el Nodo y el Costo Marginal también del Nodo respectivo.

La remuneración se calculará siguiendo los criterios y pautas previstos en el punto 6.1 de las Reglas, tendiente a incentivar la competencia entre generadores por el despacho y que deberá propender al desarrollo equilibrado de los Mercados Spot y a Término.

(ii). Remuneración de la Energía de Fuente Renovable y de Autoproductores.

Para la remuneración de la Generación al Spot de fuente renovable se implementará un esquema similar al aplicable a la generación térmica en tanto su CVP es igual a 0.

La remuneración se calculará siguiendo los criterios y pautas previstos en el punto 6.2 de las Reglas

(iii). Remuneración de la Energía de Fuente Hidráulica.

Para la remuneración de la Generación Hidroeléctrica al Spot se implementará un esquema similar al aplicable a la generación térmica, considerado su CVP igual a cero.

La remuneración se calculará siguiendo los criterios y pautas previstos en el punto 6.3 de las Reglas

(iv). Remuneración de la Energía de Almacenamiento.

Las centrales de Almacenamiento operando al spot tendrán su renta por energía referida a la posibilidad de realizar arbitraje de precios entre carga y descarga

El despacho tanto para la carga como para la descarga será coordinado operativamente con CAMMESA en la programación semanal y/o diaria, siendo la central de almacenamiento la responsable de solicitar la operación de carga y de ofrecer su inyección de energía almacenada la que será evaluada por el OED en función del despacho económico.

Las centrales de Almacenamiento podrán participar del Mercado a Término actuando como demanda (carga) y actuando como generador (descarga).

(v). Remuneración de la Potencia de la Generación Térmica.

En las horas en las que se remunere potencia (HRP), los generadores térmicos tendrán acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD)⁶.

En relación con la remuneración de la Potencia, regirán los siguientes criterios: (i) se remunerará en todas las horas definidas como Horas de Remuneración de Potencia (HRP) en las que la máquina se encuentre Disponible con el objeto de contar con una confiabilidad alineada con los requerimientos del SADI; y (ii) se establece un precio horario⁷.

En la transición, para las unidades generadoras sin gestión de combustible, se reconocerá la potencia con el mismo esquema que un generador con gestión cuando es requerido para el despacho.

En función de que se encuentra vigente una remuneración por confiabilidad para las generadoras de Ciclo Combinado (Resolución SE N° 59/23) los generadores bajo dicha resolución que decidan adherir al nuevo esquema spot, de aplicación a partir de noviembre 2025, deberán manifestarlo por nota a CAMMESA desistiendo del esquema indicado en la Resolución SE N°59/23. En el caso de no adhesión, se continuará remunerando bajo el esquema regulado.

Los Compromisos de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad celebrados en el marco de la Resolución SE N° 294/24, continuarán vigentes.

⁶ La potencia estará disponible cuando: (i) para la máquina se declare la gestión propia de combustible; (ii) el seguimiento y control de disponibilidad de combustibles alternativos se realice aplicando el esquema vigente (SCOMB); y (iii) la disponibilidad de equipamiento y de gestión propia de combustible sea informada en las distintas instancias de la Programación y Operación del MEM. (iv) en los casos de las máquinas con capacidad para operar con Gas Natural y con Combustible Alternativo y la Gestión Propia de Combustible sea asumida solo para Gas Natural, se remunerará la potencia como “con gestión” de combustible de “Solo GN” para los meses de verano y Resto; para los meses de invierno se considerará y remunerará considerándolo “sin gestión” de combustible.

⁷ de la PPAD en 12 u\$s/MWdisp hrp con los siguientes factores de aplicación KP según el tipo de combustible disponible y del período estacional.

(vi). Remuneración de la Potencia Gen. Hidro Renovable - Almacenamiento

En las horas en las que se remunere potencia (HRP), los generadores indicados tendrán acceso a la remuneración de la PPAD. Para las tecnologías Hidro, Renovable y Almacenamiento se establecen los factores de aplicación indicados en el punto 6.6 de las Reglas.

La potencia a remunerar para las centrales hidroeléctricas será la potencia instalada disponible. Para las centrales de Bombeo, la remuneración por potencia seguirá las mismas condiciones que la generación de origen hidroeléctrico.

En cada hora de HRP se reconocerá la “Potencia de Almacenamiento Disponible (PADISP)” que será la potencia neta real disponible de Almacenamiento y efectivamente verificada en la operación, y será como máximo la Potencia de Almacenamiento Habilitada comercialmente. Se definen las “Horas de Almacenamiento Validadas (HAV)” que serán las horas de entrega continua de la energía almacenada por la Potencia de Almacenamiento Habilitada comercialmente y efectivamente verificadas en la operación entregando energía completando un Ciclo de Carga Completa y Descarga Completa de la Central.

d. Demanda Spot.

Con excepción de la Demanda Estacionalizada Cubierta y la Demanda contractualizada en el MAT, al resto de la demanda le serán aplicables los precios Spot. La demanda al Spot tendrá garantía de abastecimiento general del SADI. Para garantizar su abastecimiento firme se deberán contratar en el MAT.

Los Precios de la Energía y la Potencia en el Mercado Spot se resumirán en valores mensuales para los Grandes Usuarios MEM y Estacionales Estabilizados para la Demanda Estacionalizada No Cubierta y los GUDIS.

a) Precios de energía y potencia para la demanda.

Los precios de la energía y potencia en el Mercado Spot se calcularán combinando costos medios y marginales. Para la energía, se utilizará un Factor de Spot Marginal Adaptado (FSA) que señala progresivamente los costos marginales.

Mientras que, en el caso de la potencia, se aplicará en función del requerimiento máximo de los demandantes del MEM, Distribuidores y Grandes Usuarios, y se aplicará en las Horas de Remuneración de la Potencia (HRP). La demanda de potencia, en función del requerimiento máximo, podrá ser cubierta por contratos en el Mercado a Término de Potencia

b) Precios estacionales (PEST).

El precio Spot estacional para cubrir los costos de generación y potencia en cada período, tendrá en cuenta los costos asociados a la Generación Asignada a la Demanda Estacionalizada y los costos Spot asociados al faltante necesario a para abastecer la Demanda Estacionalizada no cubierta y la Demanda GUDI.

Los Precios para la Demanda Estacionalizada Residencial se calcularán sobre la base de los costos totales de la Generación Asignada previstos estacionalmente repartidos en forma

proporcional a la relación entre la Demanda Residencial y la Generación Asignada. Para la Demanda Estacionalizada No Residencial, se asignarán los costos de la Generación Asignada por la energía sobrante luego de cubrir la Demanda Residencial.

Para cubrir los faltantes de energía para completar la Demanda No Residencial se asignarán los costos previstos estacionalmente por la compra de energía al spot.

Para determinar el costo final por energía para el cálculo de los Precios Estacionales, se descontarán de los costos totales de la Generación Asignada los valores monetarios asociados al pago de potencia realizado por los Distribuidores en forma proporcional a la demanda.

Para la Demanda GUDI se asignarán los costos previstos estacionalmente por la compra de energía al spot.

c) Demanda Estacionalizada.

El Distribuidor abastecerá la demanda Estacionalizada por medio de la Generación Asignada cubriendo los eventuales faltantes por Contratos de Mercado a Término y/o compras al Spot, siguiendo el esquema previsto en el art. 2 de la Res. 400/2025.

d) Demanda GUDI (Tarifa mayor a 300kW):

Los costos mayoristas de energía a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos de energía Spot estacionales.

Para la demanda GUDI continuará siendo de aplicación lo establecido en la Res. SE N° 976/23, que representan costos equivalentes a un GUMEM.

Las opciones de abastecimiento para los GUDIS podrán ser: (i) abastecerse con el esquema vigente con lo cual no tendrán garantía de abastecimiento por parte de la Distribuidora; (ii) contratar Energía y Potencia a uno o más generadores por medio de la Distribuidora, actuando esta como Comercializadora/Agregador de demanda para contratar en el MEM. En este caso, tendrá el respaldo de abastecimiento de ofrezcan los contratos pactados; y (iii) contratar Energía y Potencia en el MEM optando por ser agentes participantes de dicho mercado.

d. Mercado a Término (MAT).

a) Demanda Mat.

Se establece como demanda contratable en el MAT a toda la demanda que enfrenta potencialmente precios spot. Esta Demanda Spot abarca la Demanda Estacionalizada no Cubierta, así como la demanda GUDI y la demanda de los Grandes Usuarios del MEM (GUMEM).

Los GUDI no tendrán restricciones para el acceso al MEM como agentes de este. Todos los GUMEM estarán habilitados al reingreso como demanda estacional en caso de así requerirlo. El plazo mínimo de operación en el mercado mayorista para solicitar el reingreso como demanda estacional es de 1 año.

b) Generación en el Mat.

Todos los generadores participantes del Mercado Spot (total o parcialmente) podrán acceder a Mercado a Término de contratos MAT.

c) Mercado a Término de Energía (MATE)

Se implementará un Mercado a Término de Energía (MATE) tendiente a habilitar la contratación de los costos variables del MEM, asociados a la operación y mantenimiento, de combustibles y de energías renovables, a través de contratos para el abastecimiento de la demanda de energía, tanto de Distribuidores como de Grandes Usuarios.

Las condiciones de dichos contratos (cantidades, precios, plazos, etc.) serán libremente pactadas entre las partes, en aplicación de las siguientes opciones y pautas:

- a) La Generación Térmica al Spot con ingreso anterior al 01.01.2025 tendrá las siguientes condiciones: (i) podrá contratar la totalidad de su energía mensual producida con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta (ii) podrá contratar hasta el 20% de su producción mensual energía con GU (GUMAS/GUMES/GUPAS y Distribuidores para sus GUDIS); (iii) partir del 01.01.2030 podrán contratar sin límite con cualquier tipo de demanda Spot
- b) La generación con ingreso comercial a partir del 01.01.2025 con gestión de combustible o la generación existente con transporte de gas firme adicional podrá contratarse con cualquier tipo de demanda al Spot.
- c) La generación Renovable mantiene las condiciones establecidas en el denominado MATER. Para la contractualización de Distribuidores en el MATER bajo el marco de la Res. SE N°370/22 se extiende la posibilidad de contratación incluyendo la demanda estacionalizada no cubierta.
- d) La generación Hidro al Spot con ingreso anterior al 01.01.2025: (i) podrá contratar la totalidad de producción mensual energía con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta; (ii) podrá contratar hasta el 20% de su producción mensual energía con GU (GUMAS/GUMES/GUPAS y Distribuidores para sus GUDIS); y (iii) las centrales de generación Hidro de propiedad/administración provincial podrán contratar sin limitación con Distribuidores para sus GUDIS. A partir del 01.01.2030 podrán contratar sin límite con cualquier tipo de demanda Spot.
- e) La generación Nuclear podrá acceder al MAT de Energía en función de las condiciones que la SE establezca oportunamente.
- f) Las centrales de Almacenamiento podrán acceder al MAT de Energía por la Energía inyectada a la Red.

Toda la demanda de energía SPOT puede contratar sin restricciones, es decir, toda la Demanda MEM con excepción de la Demanda Estacionalizada Cubierta.

La operatoria y funcionamiento del MATE será equivalente al funcionamiento del Mercado a Término Renovable (MATER).

Los contratos se celebrarán por la generación real mensual, sin compras o ventas de saldos. Pueden incluir acuerdos con varios generadores y tendrán condiciones y plazos libremente pactados. El generador asignará prioridad a su energía, y la remuneración en el Mercado Spot se ajusta según la energía contratada.

Asimismo, todos los generadores térmicos con gestión propia de combustible están habilitados para participar en el MAT de Potencia. No existen limitaciones entre generación nueva y existente, siempre que puedan garantizar la entrega mensual de potencia disponible. Toda la demanda de potencia no cubierta en el Mercado Spot puede ser contratada en el MAT y los contratos deberán prever respaldo para cubrir los requerimientos máximos de cada agente. Los términos y condiciones de los contratos MAT de Potencia serán libremente negociados.

La administración de los contratos en el MAT para los Distribuidores sigue un tratamiento equivalente al de los precios estacionales, considerando tanto la energía como la potencia contratada para garantizar el abastecimiento de su demanda no cubierta por la DEDMEM.

d) Ampliación de la oferta de generación.

CAMMESA evaluará anualmente las condiciones previstas para los próximos tres años, analizando la oferta y la demanda esperada. El análisis identificará posibles déficits de generación o necesidades de respaldo, tanto a nivel nacional como regional, para garantizar el abastecimiento confiable del MEM.

En caso de que las evaluaciones detecten necesidades insatisfechas, la SE, por sí o a instancia de los agentes distribuidores, podrá solicitar a CAMMESA la realización de licitaciones por cuenta de los demandantes o agentes de distribución. Estas licitaciones estarán destinadas a incorporar nueva generación o potencia de respaldo mediante contratos de mediano plazo.

Los contratos celebrados que requieran ser firmados por los distribuidores contarán en la transición con garantías de pago proporcionadas por CAMMESA, siempre que tales agentes no presenten deudas con el MEM al momento de su firma.

4. Cargos de Servicio y Transporte.

Los costos asociados a los Servicios y Transporte serán asignados en forma proporcional a la energía mensual por Agente para recuperar los costos de transporte y servicios de reservas de corto plazo, en función de su demanda de energía mensual, independientemente de sus contratos en el MAT.

5. Servicios de Reserva:

Se reconocerá un pago de potencia de USD 1.000 el MWmes en concepto de Servicio de Reserva de Confiabilidad Base por la potencia disponible mensual a la generación térmica existente (anterior al 1.01.2025) independientemente de la gestión propia o no de combustible necesario para la producción de energía.

No se remunerará este servicio a la Generación con Contratos de Abastecimiento MEM vigentes hasta su finalización, a las Centrales CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano - hasta su privatización - y las Centrales Ciclo Combinados con acuerdos bajo la Resolución SE N° 59/23 que no hayan adherido al nuevo esquema de Mercado Spot y de Mercado a Término.

El Servicio de Reserva de Confiabilidad Base será afrontado por el conjunto de toda la demanda del MEM en forma proporcional a la demanda en forma mensual

Asimismo, se establece un servicio de reserva de confiabilidad adicional para la generación hidrotérmica/almacenamiento de bajo factor de uso con ingreso comercial posterior al 01.01.2025 el reconocimiento de un diferencial de pago de potencia de USD 9.000 MWmes por un plazo de hasta 10 años corridos desde la habilitación comercial en concepto de Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional.

Ello previa aprobación de la SE, y condicionado a que el nodo de conexión de la nueva generación se realice en regiones/zonas/áreas de la red de transporte del SADI donde CAMMESA indique la necesidad de ingreso de potencia de reserva.

Las pautas para la evaluación de la asignación de este servicio deberán tener en cuenta al menos las condiciones esperadas del sistema, las características técnicas de los proyectos presentados, la ubicación en la red, el acceso al combustible, potencia, rendimiento, nivel de despacho previsto y los plazos de puesta en operación comercial. Sobre la base de estas pautas se desarrollará un procedimiento de aplicación.

Finalmente, como parte de la continuidad de la adaptación del MEM, se evaluarán los servicios actuales y la necesidad de adecuarlos o redefinirlos en función de las necesidades operativas del sistema, como así también la implementación de mecanismos de mercado para su oferta y remuneración.

6. Importación y Exportación de energía no centralizada.

El MEM habilita la importación y exportación de energía a través de acuerdos bilaterales entre privados, sin necesidad de gestión centralizada por parte de CAMMESA.

Las operaciones de importación y exportación estarán sujetas a la autorización expresa de la SE, que verificará su compatibilidad con la operación económica y de mínimo costo del SADI,

7. Generación Forzada por razones locales.

Se implementarán mecanismo de asignación para que los costos adicionales a la operación por despacho de generación atribuibles a razones locales sean asignados a la jurisdicción que la requiera. Esta asignación se realizará en forma gradual durante el periodo de transición hasta asignar adecuadamente los costos adicionales incurridos.