ANEXO A LA NOTA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA

LINEAMIENTOS PARA LA NORMALIZACIÓN DEL MEM Y SU ADAPTACIÓN PROGRESIVA

Contenido

1. ASPECTOS COMPRENDIDOS. OBJETIVOS PROPICIADOS Y PAUTAS PARA LA TRANSICIÓN. 2
2. DEMANDA ESTACIONALIZADA DE DISTRIBUIDORES DEL MEM 3
3. GESTIÓN DE COMBUSTIBLES. 5
   3.1. GAS NATURAL (GN). 5
   3.2. COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS. 6
   3.3. GENERADORES SIN GESTIÓN PROPIA DE COMBUSTIBLE. 7
   3.4. RECUPERO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES Y DESPACHO. 7
4. COSTO MARGINAL. VALOR CENS. 9
5. REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN REGULADA 9
   5.1. GENERACIÓN HIDRO. 10
   5.2. GENERACIÓN RENOVABLE CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM 10
   5.3. GENERACIÓN TÉRMICA CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM 10
   5.4. GENERACIÓN TÉRMICA SIN CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM 10
   5.5. GENERACIÓN NUCLEAR: 11
6. GENERACIÓN SPOT. 11
   6.1. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE TÉRMICA. 11
   6.2. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE RENOVABLE Y DE AUTOPRODUCTORES. 13
   6.3. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE HIDRÁULICA. 14
   6.4. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO. 15
   6.5. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA. 15
   6.6. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA GEN. HIDRO – RENOVABLE - ALMACENAMIENTO 17
7. DEMANDA SPOT. 17
   7.1. PRECIOS DE ENERGÍA PARA LA DEMANDA. 18
   7.2. PRECIOS DE POTENCIA PARA LA DEMANDA – DISTRIBUIDORES Y GU. 18
   7.3. PRECIOS ESTACIONALES DE ENERGÍA 19
8. MERCADO A TÉRMINO. 21
   8.1. DEMANDA MAT. 21
   8.2. GENERACIÓN EN EL MAT. 22
   8.3. MAT ENERGÍA. 22
   8.4. MAT POTENCIA. 24
   8.5. MAT ENERGÍA Y MAT POTENCIA PARA DISTRIBUIDORES. 26
9. AMPLIACIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN. 26
10. CARGOS DE SERVICIO Y DE TRANSPORTE 27
   10.1. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD BASE 27
   10.2. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD ADICIONAL 27
   10.3. SERVICIOS POR OFERTA 28
11. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA NO CENTRALIZADAS. 28
12. GENERACIÓN FORZADA POR RAZONES LOCALES. 28
13. DEMANDA EXTRATENDENCIAL. 28

1. ASPECTOS COMPRENDIDOS. OBJETIVOS PROPICIADOS Y PAUTAS PARA LA TRANSICIÓN.

A través del presente Anexo se detallan los Lineamientos~~,~~ que propenden a la normalización del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), atendiendo, lógicamente, a las complejidades y limitaciones que enmarcan el proceso propiciado, las que tendrán una intensidad de incidencia alineada con el grado de avance de su implementación; ello todo, contextualizado en el bloque normativo que rige el funcionamiento del sector eléctrico en el país.

Los Lineamientos aquí descriptos, tienen como objetivo asegurar la continuidad operativa y el crecimiento del sistema, así como establecer: (i) un sistema de señales de precios para la demanda de energía eléctrica y (ii) un sistema de remuneración para la oferta de energía eléctrica con base en costos marginales, a los efectos de viabilizar la contratación de energía y potencia, permitiendo así que la demanda gestione su abastecimiento a través de contratos en el Mercado a Término (MAT).

En tal sentido, resulta necesario reformular el actual funcionamiento del MEM para que los generadores térmicos gestionen por sí el combustible necesario para la producción de energía eléctrica, y que el costo asociado a tal aprovisionamiento sea recuperado a través del Mercado Spot o por las ventas de energía eléctrica en el MAT.

La vigencia del Plan Gas hasta fines de 2028 y las actuales restricciones que presenta el transporte de gas natural dificultan a los generadores el acceso libre y pleno a dicho combustible. Dichas limitaciones demandan la necesidad de establecer reglas transitorias de acceso al combustible indicado.

Por otra parte, la existencia de un conjunto de contratos de generación térmica firmados con CAMMESA (Contratos de Abastecimiento MEM) requiere, en la etapa preliminar del proceso de normalización, de la continuidad de la gestión centralizada por parte de la administradora del mercado, para el aprovisionamiento del combustible necesario para dar cumplimiento a dichos contratos. Sin perjuicio de ello, la generación térmica no comprendida en el universo descripto precedentemente, a la que se considerará como “Generación Térmica al Spot” o “Generadores al Spot”, podrá realizar la gestión propia del combustible para su funcionamiento, en los términos que rijan la transición. CAMMESA seguirá actuando como proveedor de combustible de última instancia.

Asociado a la gestión propia del combustible de la Generación Térmica al Spot, resulta necesario 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.

A fin de optimizar el mantenimiento de la infraestructura y equipamiento afectados a la generación existente y de asegurar la disponibilidad de máquinas de bajo y alto factor de uso, así como de la incorporación de equipamiento nuevo, corresponde 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.

Por otra parte, a los efectos de estabilizar y hacer previsible la asignación de costos a los usuarios que no cuenten con capacidad para la gestión de su propio abastecimiento, demanda que se define como “Demanda Estacionalizada de Distribuidoras del MEM”, se asignarán a ésta los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes como, así también, la generación gestionada directa o indirectamente por el Estado Nacional.

2. DEMANDA ESTACIONALIZADA DE DISTRIBUIDORES DEL MEM

La Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (DEDMEM) se define como la demanda de los Distribuidores a la que se aplican los Precios Estacionales (PE) sancionados por la Secretaría de Energía y que comprende a los sectores Residencial, Comercial y Resto, pero que no incluye la de los Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI). Para la Demanda Estacionalizada el Distribuidor será el que deberá asegurar la garantía de abastecimiento. La Demanda Estacionalizada se subdividirá en dos segmentos:

- Demanda Residencial: Es la Pequeña Demanda para uso Residencial.
- Demanda No Residencial: Es toda la demanda de distribución que no califica como Residencial ni GUDI.

Dicha Demanda Estacionalizada será abastecida por lo que se denominará Generación Asignada, identificando de esta manera a la generación enmarcada en los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes (Renovables y Térmicos) - con su combustible asociado -, la generación hidroeléctrica del Estado Nacional y nuclear, la generación térmica de las centrales gestionadas por ENARSA - hasta su privatización - con excepción de CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano, y las importaciones de oportunidad que fueren necesarias para el abastecimiento y que realice centralizadamente el OED. El cubrimiento por medio de la Generación Asignada dará garantía de abastecimiento.

La Demanda Estacionalizada 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 Estacionalizada No Residencial tendrá segunda prioridad para el uso de la Generación Asignada. En caso de que la Demanda Estacionalizada No Residencial 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. Solo el cubrimiento por contratos en el MAT dará garantía de abastecimiento.

Respecto de la Generación Asignada, en el caso de la generación hidroeléctrica del estado nacional con nuevos contratos de concesión nacional, la energía y potencia asignada evolucionará según las condiciones establecidas en los nuevos contratos de concesión. Las centrales hidroeléctricas bajo administración provincial no estarán obligadas a destinar su energía y potencia a la demanda Estacionalizada, quedando la administración comercial de las mismas bajo los criterios que cada jurisdicción decida. 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 mercado a término en función de eventuales adecuaciones regulatorias y/o administrativas que se implementen para gestionar las referidas centrales.

Los costos fijos y variables asociados a la Generación Asignada a cubrir la Demanda Estacionalizada se asignarán considerando la correspondiente energía generada, determinándose un precio medio calculado en función de la demanda de energía cubierta por dichos costos para el conjunto de Distribuidoras.

Para el traslado de los costos MEM a afrontar por los Distribuidores por la Demanda Estacionalizada, deberán tenerse en cuenta los siguientes criterios, a los efectos del cálculo y determinación del Precio Estacional respectivo (PEST Demanda Estacionalizada Cubierta):

a) Los costos asociados a la generación asignada (con el combustible utilizado), serán imputados a través de la aplicación de un Precio Estabilizado a la Demanda Estacionalizada Cubierta. Los valores para trasladar serán energizados.
b) Los volúmenes de energía se calcularán y asignarán mensualmente en forma proporcional entre la Generación asignada y la Demanda Estacional declarada. Las diferencias, positivas o negativas, 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 definida como 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.

Inicialmente CAMMESA informará a la SE las necesidades de reserva de potencia para cubrir la demanda Estacionalizada en el corto plazo con el objetivo implementar mecanismos de incorporación de potencia en representación de las Distribuidoras del SADI.

En el mediano plazo, CAMMESA continuará evaluando las necesidades de reserva de potencia que cada Distribuidor. Cada Distribuidor deberá prever e informar los mecanismos para alcanzar el cubrimiento de los requerimientos de reserva de potencia pudiendo requerir participar en mecanismos centralizados para garantizar la incorporación de reservas de potencia.

3. GESTIÓN DE COMBUSTIBLES.

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 Gas, cuyo vencimiento opera a fin de 2028. Durante la transición, se estructurará el esquema que se detalla seguidamente, tendiente a una gestión competitiva hasta tanto se pueda descentralizar la compra del gas natural con destino a la generación térmica.
La gestión de combustibles alternativos deberá ser realizada por los Agentes Generadores, liberándose así, gradual y consecuentemente, el actual esquema de gestión centralizada.
La gestión propia de combustible, tanto de GN y de Alternativos, habilitará el acceso tanto a un esquema de rentas basado en costos marginales horarios y al Mercado a Término.
La gestión completa de los combustibles por parte de la generación será obligatoria a partir del 1° de enero de 2029.

3.1. GAS NATURAL (GN).

Durante la vigencia el Plan Gas, todos los Generadores Térmicos al Spot podrán gestionar el GN necesario para su producción a través 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.
Adicionalmente, se habilitará la posibilidad del retiro de volúmenes del Plan Gas bajo contratos con CAMMESA/ENARSA por parte de los Productores participantes en forma total o parcial lo cual podrá realizarse en forma individual o mediante un acuerdo entre el Productor y uno o más Agentes Generadores bajo condiciones pactadas libremente entre ellos. Los mecanismos para implementar el retiro de volúmenes se formalizarán en una regulación específica 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 según se indica en el punto Generación Spot / Remuneración De La Energía de Fuente Térmica.

El transporte asociado al GN para cada central, será gestionado por el propio generador. En este caso, CAMMESA deberá prever y gestionar de la manera más eficiente posible – con base en las declaraciones de CVP – el uso del trasporte de gas natural del que disponga. Complementariamente, tanto CAMMESA como ENARSA pondrán a disposición el transporte excedente que dispongan para su utilización por los Agentes Generadores, en aplicación de procedimientos competitivos.

Los Generadores que cedieran su transporte de GN a CAMMESA podrán revertirla toda vez que así lo requieran, con excepción de aquellos que tengan un contrato de Abastecimiento MEM vigente.

Como parte del proceso de normalización del MEM, esta SE desarrollará los instrumentos necesarios para el acceso por parte de los Generadores al transporte de Gas Natural en condiciones de mercado.

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/o de importación de GNL realizada en forma centralizada. CAMMESA publicará, previo a cada declaración quincenal de CVP, el costo unitario del GN Acuerdo 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 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.

3.2. <u>COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS.</u>

Los combustibles alternativos (Gas Oil, Fuel Oil, Carbón Mineral, GNL o Gas de importación de compra no centralizada) deberán ser gestionados íntegramente por los productores de la Generación Térmica al Spot.

Para su gestión operativa y económica por parte de los generadores, CAMMESA, en forma anticipada a cada periodo estacional de operación o en un plazo menor en base a condiciones operativas, publicará los costos de referencia máximos a reconocer de los combustibles alternativos, con base en precios de referencia e indicadores internacionales, que incluirán los asociados a los impuestos a los combustibles.

3.3. GENERADORES SIN GESTIÓN PROPIA DE COMBUSTIBLE.

CAMMESA continuará adquiriendo y asignando los combustibles necesarios para la generación enmarcada en los Contratos de Abastecimiento MEM térmicos vigentes y para aquellos Generadores al Spot que declaren la no gestión propia, actuando en consecuencia el OED como proveedor de combustible de última instancia.

Los generadores sin gestión propia de combustible estarán imposibilitados de operar en el Mercado a Término y no accederán al esquema de rentas basado en costos marginales horarios. Sólo se les remunerará potencia en caso de ser requerida 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:

- 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
- Durante el año 2027: el 40 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho
- A partir del año 2028: el 0 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho

3.4. RECUPERO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES Y DESPACHO.

El costo de los combustibles utilizados para el despacho (“GN Acuerdo” - durante la transición - al GN de contratos cedidos y/o Gas Local Propio, transporte de GN y combustibles alternativos) 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 con los siguientes esquemas de gestión:

a) En ocasión de cada programación estacional, los generadores deberán declarar si requieren la asignación del GN Acuerdo o GN de Gestión Propia y la disponibilidad de combustibles alternativos prevista.

b) Los generadores con gestión propia de combustible (GGPC) podrán declarar en forma libre su CVP con cada combustible, puesto en central, en forma quincenal. Así:

   (i) CVP con gestión propia de combustible:

      a. CVP declarado con tope en u$s/MWh, con base en un precio de referencia de combustible, costos de flete o transporte y distribución de gas y rendimiento.

      b. CVP declarado no podrá ser inferior al 75% del que resulte de utilizar el precio de referencia de combustible y el rendimiento respectivo de la máquina.

      c. CVP declarado no podrá ser superior al 25% del que resulte de utilizar el precio de referencia de combustible y el rendimiento respectivo de la máquina.

   (ii) Para los que incluyan transporte de GN firme nuevo: se reconocerá un adicional en u$s/MWh en su declaración de CVP para recuperación del costo de Transporte Firme en el período de invierno.

c) A los generadores sin gestión propia de combustible (GSGPC) le serán aplicados los costos regulados, pudiendo ser requeridos para el despacho por cuestiones operativas o económicas, pero no accederán al esquema de rentas. Así:

   (i) CVP sin gestión de combustible: costo CVC (Costo Variable de Combustible) regulado y costo de operación y mantenimiento (OyM) regulado.

d) 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) Para la programación semanal, los generadores declararán disponibilidad de máquinas, volúmenes de GN y combustibles alternativos.

f) El transporte y distribución de gas firme o interrumpible deberá ser gestionado por el Generador.

g) Como resultado de la programación semanal, los generadores térmicos podrán prever su despacho esperado, tanto como el requerimiento de combustible para la semana siguiente.

h) El despacho diario se realizará con base en el CVP declarado y de acuerdo a los volúmenes previstos en el Plan Gas.

i) 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.

4. COSTO MARGINAL. VALOR CENS.

El Costo Marginal Horario (CMgh) será determinado en aplicación de proporciones entre el Costo Marginal Operado (CMOh) y el Costo del siguiente MW a despachar (CMph). Siendo que:

a) CMOh: Costo Marginal Operado de la última máquina térmica despachada. Eventualmente, de corresponder por cuestiones vinculadas a la operación, será considerada la importación con su factor de pérdida asociado o de demanda flexible a precio ofertado.
b) CMph: Costo del siguiente MW a despachar. Asimismo, de corresponder por operación, se considerará el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

La proporción de participación en el Costo Marginal Horario (CMgh) del Costo Marginal Operado (CMOh) y del Costo del siguiente MW a despachar (CMph) tendrá la siguiente evolución:

Año	Costo Marginal Operado (CMOh)	Costo del siguiente MW a despachar (CMph)
2025	100%	0%
2026	100%	0%
2027	90%	10%
2028 en adelante	80%	20%

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. Como parte del proceso de normalización, el OED desarrollará los procesos necesarios para evaluar en el despacho las condiciones en las que puedan generarse precios locales de áreas por saturación de corredores o limitaciones de despacho. En estas condiciones la remuneración de la generación y los costos para la demanda serán referidas a los precios locales. Esta SE notificará al OED el momento de aplicación de los costos por área.

5. REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN REGULADA

Se entiende por Generación Regulada a toda aquella máquina y/o central de generación cuyo esquema de remuneración se realice por medio de reglamentaciones específicas por parte de la Secretaría de Energía abarcando a estas las remuneradas por medio de Contratos de Abastecimiento MEM y/o se encuentren bajo administración del Estado Nacional y a la Generación de origen Térmico que no realice gestión propia de combustible.

5.1. GENERACIÓN HIDRO.

La generación de origen hidráulico se remunerará según lo siguiente:

- Generación Concesionada por el estado Nacional:
    - Las Centrales con concesión vigente se remunerarán bajo el esquema regulado en base a las mormas emitidas.
    - Las Centrales que sean re concesionadas se regirán por el contrato de concesión correspondiente.
- Generación No Concesionada por el estado Nacional
    - Participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término según se indica más adelante para las centrales Hidráulicas.
- Las Centrales Binacionales
    - Se remunerarán bajo el esquema regulado que establezca la SE para estas centrales.

5.2. GENERACIÓN RENOVABLE 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 Mercado a Término.
- Los excedentes de energía no contratada participarán Mercado Spot.

5.3. 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 Mercado a Término.
- Los excedentes de energía y potencia no contratada participarán Mercado Spot, cuando el combustible necesario para la operación es gestionado por el generador.

5.4. GENERACIÓN TÉRMICA SIN CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM

Las Centrales gestionadas por ENARSA y las centrales que no gestionen combustible propio

- Las Centrales propiedad de ENARSA y las centrales que no gestionen combustible propio se remunerarán bajo el esquema regulado
- Las Centrales propiedad de ENARSA, una vez privatizadas participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término.

5.5. GENERACIÓN NUCLEAR:

- Las Centrales Nucleares administradas por NASA se remunerarán bajo el esquema regulado.

6. GENERACIÓN SPOT.

Toda la generación no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (DEDMEM) se considerará Generación al Spot.

6.1. 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.

Se implementará un Factor de Renta Adaptado (FRA), que establecerá un porcentaje tendiente a incentivar la competencia entre generadores por el despacho y que deberá propender al desarrollo equilibrado de los Mercados Spot y a Término. El valor final del FRA será alcanzado, de manera gradual, durante el transcurso del período de transición.

Con base en los criterios referidos, la remuneración de la generación térmica estará representada por la siguiente fórmula general, que incluye un concepto de valorización de su costo ofertado (CVP) y otro de valorización de su Renta Marginal Adaptada (RMA).

Precio de Remuneración horario = CVP + RMA, donde:

a) **CVP: Costo Variable de Producción declarado** (con el combustible despachado).

b) **RMA: Renta Marginal Adaptada** = (CMgh x FP – CVP) x FRA:

(i) FP: Factor de Pérdida por nodo.

(ii) CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área Local.

(iii) FRA (Factor de Renta Adaptado): es un factor que se aplica sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.

Año	FRA
2025	0,15
2026	0,15
2027	0,25
2028 en adelante	0,35

Generación Nueva (a partir del 1 de enero de 2025):

- Se establece en 1 (uno)

Para la generación térmica que incluyan transporte de GN firme nuevo:

- Se establece en 1 (uno)

En caso de no contar con combustible propio, el FRA del generador será cero y los costos de CVP utilizados serán en base a valores regulados.

Para los generadores que gestionen su suministro de Gas Natural a través del "GN Acuerdo" con CAMMESA, tendrán adicionalmente los siguientes factores corrección sobre RMA (Renta Marginal Adaptada):

Año	FRC
2025	0,8
2026	0,8
2027	0,6
2028	0,5

Para la generación Existente (previa al 1 de enero de 2025), los valores de la Renta Marginal Adaptada resultantes tendrán los siguientes mínimos – RMIN u$s/MWh - (evaluado en cada hora en función del CVP de la máquina):

RMIN CVP < 60u$s/MWh	RMIN CVP >= 60u$s/MWh
2	**7**

Para la generación Nueva (ingreso desde el 1 de enero de 2025) la RMA no tendrá mínimos ni máximos y el FRA será igual a 1 (uno).

La generación a Costo Operativo por cuestiones vinculadas al despacho (tiempo o costo de arranque y parada) o con motivo de restricciones locales sólo será reconocida al Costo Variable de Producción correspondiente y serán recuperados en el MEM a través de los cargos por Servicios.

Mensualmente, se determinará la remuneración correspondiente a cada generador térmico por su operación en el Mercado Spot, considerando la generación y los precios horarios correspondientes.

Las declaraciones quincenales de volúmenes de gas propio y/o de combustible líquido/alternativo propio por un Generador en oportunidad de la declaración de los Costos Variables de Producción (CVP) tendrán carácter de firme. En el caso de ser convocado para el despacho el Generador no cuente con el gas propio o el combustible alternativo comprometido deberá pagar, en concepto de Deliver or Pay (DOP), un 70% del valor declarado multiplicado por el volumen incumplido. El incumplimiento se considerará como consecuencia de la indisponibilidad total o parcial del volumen comprometido.

Para el caso de combustibles líquidos se considerarán las siguientes excepciones:

(i) apartamientos de hasta un 20% en el volumen comprometido que no impliquen riesgos de suministro se considerarán exentos de penalización.

(ii) Ocurrencia de causales justificadas de indisponibilidad.

6.2. 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 cero, por contar con gestión propia de un recurso primario sin costo.

Los Factores de Renta Adaptados (FRA) para la generación Renovable con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024 seguirá la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente.

Para la generación Renovable Existente con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024, la Renta Marginal Adaptada resultante tendrá un mínimo de RMIN = 32 u$s/MWh.

La generación Renovable con habilitación comercial desde el 1 de enero de 2025 el FRA será igual a 1 (uno) y la RMA no tendrá ni máximos ni mínimos.

Para la generación renovable donde el recurso primario sea de origen Biomasa, BioGas o BRS, en el caso de que lo soliciten, su despacho y remuneración seguirá las mismas condiciones que los definidos para la generación térmica convencional.

Respecto de los Autoproductores industriales, cuando su oferta al MEM sea resultado de un excedente de producción (potencia no firme) y de autodespacho, se considerará que su CVP es igual a cero y se aplicará un FRA la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente.

Los Autogeneradores y Cogeneradores con oferta de potencia firme al MEM podrán declarar CVP tendrán igual tratamiento que los generadores térmicos.

6.3. 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.

Los Factores de Renta Adaptados (FRA) para la generación Hidráulica Existente (previa al 1 de enero de 2025) seguirá la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente.

Para la generación Hidráulica Existente, la Renta Marginal Adaptada resultante tendrá un mínimo de RMIN = 22 u$s/MWh.

Para la generación hidro Nueva (ingreso desde el 1 de enero de 2025) la RMA no tendrá mínimos ni máximos y el FRA será igual a 1 (uno).

Para las centrales Hidráulicas de Bombeo, la remuneración de la energía cuyo origen sea asociado a las erogaciones del caudal propio del río seguirá las mismas condiciones que la generación de origen hidroeléctrico. La demanda para bombeo y la generación asociada al bombeo tendrá el siguiente esquema:

Costo de Demanda de Bombeo: CDB = CMgh x FP:

- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

Remuneración de Energía de Bombeo = EB x (CTB + RMAB):

- EB: Energía entregada asociada al Bombeo
- CTB: Costo Total de Bombeo = CDBm x (1+PerdBombeo)
    - PerdBombeo: Pérdidas asociadas al ciclo de bombeo
    - CDBm: Costo de Demanda de Bombeo medio horario equivalente
- RMAB: Renta Marginal Adaptada de Bombeo
    - RAMB = FRA x (CMgh x FP – CTB)

- FRA: Factor de Renta Adaptado = 0,25
- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

6.4. 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:

Precio (costo) de Carga = CMgh x FP:

- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

Precio (remuneración) de Descarga = CMgh x FP:

- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

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).

6.5. 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), toda vez que dispongan de gestión propia de combustible.

A los efectos de determinar la Disponibilidad de Generación, se aplicarán los siguientes criterios:

a) Una máquina se considerará con potencia disponible siempre que declare la gestión propia de combustible.
b) El seguimiento y control de disponibilidad de combustibles alternativos se realizará en aplicación del esquema vigente (SCOMB).
c) La disponibilidad de equipamiento y de gestión propia de combustible deberá ser informada en las distintas instancias de la Programación y Operación del MEM.

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 (semana típica: 90 HRP, de las 168 hs./semana), con el objeto de contar con una confiabilidad alineada con los requerimientos del SADI.

(ii) Se establece el Precio Horario 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:

Año	PPAD	KP - MULTIPLICADOR POTENCIA	
		TERM. Solo GN	TERM. GN+ALT
nov 25 en adelante	12 u$s/MW	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9	Inv/Ver: 1,5 Resto: 1

- Meses Resto: marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre
- Meses Verano: diciembre, enero, febrero,
- Meses Invierno: junio, julio, agosto

- 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. Cuando no se encuentre despachado tendrá los siguientes ajustes sobre el esquema general:
  - Hasta el 31 de diciembre de 2026: 0,8 del PPAD
  - Hasta el 31 de diciembre de 2027: 0,4 del PPAD
  - Desde el 1 de enero de 2028 : solo se remunerará la potencia cuando sea convocado por el despacho.

En función de que se encuentra vigente una remuneración por confiablidad 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 como máximo el 30 de septiembre de 2025 desistiendo del esquema indicado en la Resolución SE N°59/23. En el caso de no adhesión, se continuará remunerando bajo el esquema regulado.

Asimismo, los Compromisos de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad celebrados en el marco de la Resolución SE N° 294/24, continuarán vigentes, independientemente de los Lineamientos establecidos en el presente Anexo.

6.6. 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 Potencia Puesta a Disposición (PPAD).

Para las tecnologías Hidro, Renovable y Almacenamiento se establecen los siguientes factores de aplicación KP:

Año	PPAD	KP – MULTIPLICADOR POTENCIA		
		HIDRO	RENOV.	ALMAC.
nov 25 en adelante	12 u$s/MW	0,5	0	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9

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.

Las centrales de Almacenamiento tendrán acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) en función de su disponibilidad de potencia y las horas de almacenamiento ofrecidas.

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.

El factor de aplicación del Precio Horario de la PPAD a la Potencia de Almacenamiento Disponible en todas las horas de HRP será:

- HAV mayor o igual a 4 (cuatro): 1 (uno)
- HAV entre 1 (una) y 4 (cuatro) hs de almacenamiento: HAV / 4
- HAV menor a 1 (una) hora de almacenamiento: 0 (cero)

7. DEMANDA SPOT.

Con excepción de la Demanda Estacionalizada Cubierta y la Demanda contractualizada en el Mercado a Término, al resto de la demanda le serán aplicables los precios Spot.

La demanda al SPOT no tendrá garantía de abastecimiento. Para garantizar su abastecimiento deberán contratar en el Mercado a Término en las condiciones que se indican en estos lineamientos.

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.

7.1. PRECIOS DE ENERGÍA PARA LA DEMANDA.

En el mediano plazo los precios de la energía estarán basados en una ponderación de costos medios y costos marginales.

A tales efectos, se establecerá un Factor de Spot Marginal Adaptado (FSA) como incentivo a un desarrollo equilibrado del Mercado Spot y del Mercado a Término. Ese valor será alcanzado de manera progresiva durante el período de transición.

El precio de la ENERGÍA $PE SPOT: $PE Precio Energía Spot Mensual será un valor que refleje los costos variables de energía y combustibles a cubrir en el MEM, con una señal de Costo Marginal Horario con participación gradual creciente reflejado por el FSA.

El $PE SPOT se calculará por banda horaria (Pico-Resto-Valle) y deberá compensar al menos el Costo Medio de Energía del MEM, es decir el valor monómico de Costo del MEM en el Spot.

Precio de la Energía Spot: $PE SPOT = (1- FSA%) x Costo Medio Energía SPOT + FSA% x CMMgu,

donde:

- Costo Medio Energía: Inicialmente es el Costo Total de Remuneración de la Energía Spot, al incorporar FSA no incluirá la RMA.
- CMMgu: es el Costo Marginal Medio para cada GU (CMMgu), que se obtendrá de ponderar por demanda real horaria del GU por el CMh (afectado por el Factor de Pérdidas correspondiente al Nodo del GU) para cada Agente demandante:

$$CMMgu = \left(\sum_{gu,h} Dem_{gu,h} * CM_h * FP\right) \Big/ Dem_{gu,mes}$$

- FSA: Factor de Spot Marginal Adaptado y se adopta inicialmente igual a 0 (cero) hasta el 31 de diciembre de 2027. La SE definirá posteriormente eventuales ajustes del valor de FSA.

7.2. PRECIOS DE POTENCIA PARA LA DEMANDA – DISTRIBUIDORES Y GU.

La Potencia al Spot 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.

En cada HRP se calculará el cargo por potencia despachada como:

Cargo Potencia PPADhrp = $PPAD x CompraPPADm, donde:

(i) $PPAD: Precio de la Potencia Puesta a Disposición de 16 u$s/MWhrp.

(ii) CompraPPADm: Es la Compra de Potencia Puesta a Disposición, del mes “m” que se calcula como:

CompraPPAD = ReqMaxMes x FPunta, donde:

a. ReqMaxMes Requerimiento Máximo Mensual de la demanda al Spot [MW]. Para los Distribuidores, su declaración estacional de Demanda Máxima no podrá ser en ningún mes inferior a la máxima demanda registrada en los 6 meses del mismo periodo estacional previo al de declaración. Solo se aceptarán ajustes sobre el referido valor cuando el Agente Distribuidor demuestre que su valor de Requerimiento Máximo para el periodo estacional respectivo tenga que ser reevaluado por cambios en las condiciones de su demanda.

b. El FPunta es un factor representativo de la relación entre la potencia disponible a remunerar mensualmente al spot y el requerimiento máximo del MEM y se establece inicialmente en 1 (uno). En cada periodo estacional CAMMESA informará el FPunta a aplicar en el trimestre correspondiente.

El cargo Mensual de la Potencia Puesta a Disposición resultante será igual al acumulado para el total de las HRP mensuales

7.3. PRECIOS ESTACIONALES DE ENERGÍA

Para el traslado de los costos MEM a afrontar por la demanda de Distribución, se tendrán en cuenta los costos asociados a la Generación Asignada destinada a cubrir la Demanda Estacionalizada y los costos Spot asociados al faltante necesario a para abastecer la Demanda Estacionalizada no cubierta y la Demanda GUDI.

Se tendrán tres precios estacionales para cada tipo de demanda de Distribuidor (Residencial – No Residencial – GUDI).

Los precios estacionales se calcularán por anda horaria (pico-resto-valle) con un perfil por banda que refleje el abastecimiento requerido para el Spot.

Los Precios Estacionales para la Demanda 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 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.

Para el caso de los GUDI, continuará siendo de aplicación lo establecido en la Resolución Secretaría de Energía N° 976/23.

7.3.1. Demanda Estacionalizada:

Para la Demanda Estacionalizada el Distribuidor será el que deberá dar la garantía de abastecimiento por medio de la Generación Asignada y/o Contratos en el Mercado a Término.

La Demanda Estacionalizada se subdividirá en dos segmentos:

- Demanda Residencial: Es toda la demanda definida como Tipo Residencial. Este tipo de demanda 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 de la Generación Asignada descontado en forma proporcional a la demanda los cargos de potencia abonados por el distribuidor.
    - Precio Estacional Demanda Estacionalizada Residencial - PESTR
- Demanda No Residencial: Es toda la demanda de distribución que no califica como Residencial ni GUDI. Este tipo de demanda tendrá segunda prioridad para el uso de la Generación Asignada, cumplimentando su abastecimiento, en caso de corresponder, con compras SPOT estacionalizadas. Los costos mayoristas de energía estacionales a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos medios de la Generación Asignada y los costos de la energía al SPOT en función de la participación de cada tipo de cobertura, descontado

en forma proporcional a la demanda los cargos de potencia abonados por el distribuidor por la demanda cubierta por Generación Asignada. Para cumplimentar el abastecimiento de esta demanda, los Distribuidores podrán contratar en el MEM los requerimientos de Energía y Potencia que no sean cubiertos por la Generación Asignada.

- Precio Estacional Demanda Estacionalizada No Residencial - PESTNR

7.3.2. 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:

- Precio Estacional Demanda GUDI - PESTGUDI

Para la demanda GUDI continuará siendo de aplicación lo establecido en la Resolución Secretaría de Energía N° 976/23, que representan costos equivalentes a un GU MEM.

Las opciones de abastecimiento para los GUDIS podrán ser:

- Abastecerse con el esquema vigente con lo cual no tendrán garantía de abastecimiento por parte de la Distribuidora
- Contratar Energía y Potencia a uno o más generadores por medio de la Distribuidora, actuando esta como Comercializadora/Agregadora de demanda para contratar en el MEM. En este caso, tendrá el respaldo de abastecimiento de ofrezcan los contratos pactados.
- Contratar Energía y Potencia en el MEM optando por ser agentes participantes de este.

8. MERCADO A TÉRMINO.

8.1. DEMANDA MAT.

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

Los Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI) no tendrán restricciones para el acceso al MEM como agentes de este. Todos los GU MEM 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 desmanda estacional es de 1 (un) año.

8.2. GENERACIÓN EN EL MAT.

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

8.3. MAT ENERGÍA.

A los efectos del desarrollo de nuevas inversiones en generación de energía eléctrica, que permiten, además, la sustitución del uso de combustibles alternativos y con el objetivo de permitir la libre contratación por parte de los demandantes, 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:

8.3.1. OFERTA:

a) Generación Térmica al Spot con ingreso anterior al 1 de enero de 2025, tendrá las siguientes condiciones:
    - Podrá contratar la totalidad de su energía mensual producida con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta.
    - Podrá contratar hasta el 20% de su producción mensual energía con GU (GUMAS/GUMES/GUPAS y DISTRIBUIDORES para sus GUDIS).
    - A partir del 1 de enero de 2030 podrán contratar sin límite con cualquier tipo de demanda Spot.
b) La generación con ingreso comercial a partir del 1 de enero de 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 (Mercado a Término de Energías Renovables)
d) La generación Hidro al Spot con ingreso anterior al 1 de enero de 2025, tendrá las siguientes condiciones:

- Podrá contratar la totalidad de producción mensual energía con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta.
- Podrá contratar hasta el 20% de su producción mensual energía con GU (GUMAS/GUMES/GUPAS y DISTRIBUIDORES para sus GUDIS)
- A partir del 1 de enero de 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 para esta tecnología.

f) Las centrales de Almacenamiento podrán acceder al MAT de Energía por la Energía inyectada a la Red.

8.3.2. DEMANDA:

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

8.3.3. FUNCIONAMIENTO:

a) Los contratos serán por generación real mensual. No existirá compra o venta de saldos entre generadores y/o demandantes.

b) Los contratos preverán cobertura mensual de energía, equivalente al funcionamiento del Mercado a Término Renovable - MATER.

c) Los contratos podrán celebrarse con uno o varios generadores, bajo condiciones y plazos libremente pactados entre partes.

d) El generador definirá las prioridades de asignación de su energía mensual. Los Demandantes deberán acordar con los generadores contratados la prioridad de cubrimiento de su energía mensual.

e) Al Generador, de la remuneración spot de energía se le descontará la energía contratada:
   - Descuento Remuneración SPOT de Energía = Energía remunerada SPOT u$s / Energía generada Mes MWh x Energía Contratada Mes MWh

f) Al Demandante, de la energía demanda mensual al spot se le descontará la energía abastecida por contratos:
   - Descuento Compra SPOT de Energía = Descuenta el valor Físico de la compra a Precio Spot de Energía ($PE SPOT).

g) La asignación de costos por Pérdidas se evaluará en función de la locación de la red de generación y de la demanda contratada.

8.4. MAT POTENCIA.

El Mercado a Término de potencia permitirá la contratación de los costos fijos del MEM (equipamiento de generación física y de respaldo de potencia) para cubrir el requerimiento de potencia firme tanto de Distribuidores como de Grandes Usuarios, mejorando así la confiabilidad del suministro.

La contratación de potencia permitirá acceder al respaldo físico de la demanda en base a las condiciones operativas de la red en caso de restricciones de abastecimiento.

La evaluación de cobertura de potencia será en forma horaria en las Horas de Remuneración de la Potencia (HRP).

8.4.1. OFERTA:

a) No existirán limitaciones relacionadas con la generación existente o nueva respecto a la posibilidad de contratar Potencia en el MAT.
b) El alcance de la obligación del generador se circunscribe a la entrega de la potencia disponible real horaria. No existirá compra o venta de saldos. La potencia destinada a cubrir contratos en cada HRP se limitará a la Potencia Disponible Horaria Real del generador.
c) La oferta de potencia a contratos será a nivel de máquina y/o central de generación.
d) La Generación Térmica al Spot con gestión propia de combustible cubrirá sus contratos de potencia en forma horaria con la potencia disponible horaria real.
e) La generación Renovable no podrá ofrecer contratos de potencia. Se mantiene el concepto de descuento de potencia en los términos de la Resolución MEyM N°281/17 aplicable a la Compra de Potencia Puesta a Disposición definida en estos Lineamientos.
f) La Generación Hidroeléctrica al Spot cubrirá sus contratos de potencia en forma horaria con el 70% de la potencia instalada disponible horaria.
g) La generación Nuclear podrá acceder al MAT de Potencia en función de las condiciones que la SE establezca para esta tecnología.

h) Las centrales de Almacenamiento cubrirán sus contratos de potencia en forma horaria con la potencia disponible de almacenamiento horaria real cuando el almacenamiento disponible es igual o mayor a 4hs.

8.4.2. DEMANDA:

Los Agentes Demandantes podrán respaldar su demanda de Potencia en HRP mediante contratos con unidades de generación/centrales con las siguientes condiciones:

a) Toda la Potencia Spot no cubierta puede contratar en este mercado.
b) Los contratos se evaluarán por agente demandante en forma individual
c) La potencia efectivamente respaldada por un contrato será descontada de su Compra de Potencia Puesta a Disposición en el SPOT.
d) El valor a cubrir mediante estos contratos será como máximo la Compra de Potencia Puesta a Disposición del Demandante: CompraPPAD = ReqMaxMes x FPunta.
e) Un Demandante podrá tener más de un contrato para respaldar su potencia. Estos podrán activarse o no en función del cubrimiento real de la oferta de potencia en cada hora.
a) El respaldo del contrato de Potencia se evaluará en forma horaria en cada HRP comparando la potencia contratada y efectivamente respaldada en cada hora por un generador contra la CompraPPADm del Demandante.

8.4.3. FUNCIONAMIENTO:

Para administrar los contratos, se deberá informar en cada presentación estacional correspondiente la forma de asignación de la potencia disponible de la unidad de generación/central respecto de sus contratos vigentes:

a) Los contratos de cubrimiento de potencia serán totalmente libres en cuánto a plazo y condiciones.
b) La potencia contratada será un valor constante en paso mensual.
c) Los Generadores y Demandantes deberán informar la forma de cubrimiento de sus contratos de potencia.
d) Todos los contratos deben tener una prioridad de cubrimiento de Compra y otro de Venta. Las prioridades de cubrimiento no se pueden repetir.
e) La asignación de la Potencia Disponible de la unidad de generación/central se realizará por Orden de Prioridad de Asignación o por Proporcionalidad

entre un grupo de Demandantes (prioridad de cubrimiento equivalente en el mismo grupo).

La cobertura efectiva en cada HRP se aplicará con las siguientes condiciones:

a) Los contratos ofrecerán cobertura siempre que en cada hora exista la posibilidad física de respaldo, por lo que se deberá verificar en cada hora que entre la demanda y la generación exista la posibilidad de abastecimiento entre ambas.

b) En condiciones de restricciones a la demanda, el respaldo solo será activo cuando las unidades de generación estén despachadas en áreas vinculadas eléctricamente con los demandantes contratados y el abastecimiento pueda ser comprobado en la operación real.

Los saldos de potencia al Spot de la generación y la demanda se evaluarán de la siguiente forma:

c) Respecto del Generador, en cada HRP, de la potencia spot se descontará la Potencia Contratada Respaldada como la sumatoria de las potencias contratadas limitada a la potencia efectivamente disponible.

d) En relación con el Demandante, en cada hora de HRP, se calculará la Potencia Contratada Respaldada como la sumatoria de las potencias contratadas por el Demandante y efectivamente respaldada por los generadores. Se descontará de la CompraPPADm en cada HRP la Potencia Contratada Respaldada.

8.5. MAT ENERGÍA Y MAT POTENCIA PARA DISTRIBUIDORES.

Su tratamiento será equivalente, en tanto su administración a través de precios estacionales.

9. AMPLIACIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN.

Para garantizar la oferta de generación y de respaldo físico futuro, CAMMESA deberá evaluar al menos una vez por año - y para las condiciones previstas en los siguientes tres años - así como recomendar, en su caso, la incorporación necesaria de energía y potencia para garantizar el abastecimiento en el MEM en cada región del SADI.

En tal marco y en caso de estimarse necesario, la Secretaría de Energía, por sí o a instancia de los Agentes de Distribución, podrá solicitar a CAMMESA realizar una o más licitaciones en forma centralizada - por cuenta y orden de los demandantes y/o de los Agentes de Distribución - para asegurar el abastecimiento de mediano plazo. Los nuevos contratos podrán ser de energía, potencia o ambos, en función de las

evaluaciones de respaldo previstas o en función del requerimiento de los Agentes Distribuidores/Demandantes.

Los Contratos que requieran ser firmados por los Agentes Distribuidores contarán, en la transición, con garantía de pago por parte de CAMMESA, siempre que el Agente Distribuidor no posea deudas con el MEM al momento de su firma.

10. CARGOS DE SERVICIO Y DE 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.

10.1. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD BASE

Para la generación térmica existente (anterior al 1 de enero de 2025) se reconocerá un de pago de potencia de 1.000 (mil) dólares el MWmes en concepto de Servicio de Reserva de Confiabilidad Base por la potencia disponible mensual independientemente de la gestión propia o no de combustible.

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.

Año	SRCBASE [u$s/MWmes]
2025	**1000**

10.2. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD ADICIONAL

Para la generación hidrotérmica/almacenamiento de bajo factor de uso con ingreso comercial posterior al 1 de enero de 2025 se reconocerá un diferencial de pago de potencia de 9.000 (nueve mil) dólares el MWmes por un plazo de 10 años corridos desde la habilitación comercial en concepto de Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional.

Este pago de Reserva se realizará previa aprobación de la SE y estará 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. Como referencia para la generación, CAMMESA publicará periódicamente las regiones/zonas/áreas de la red de transporte donde es factible la incorporación de generación con capacidad de ofrecer este servicio.

El valor del Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional se evaluará estacionalmente y, de ser necesario, se ajustará por parte de la SE en función de cambios en tecnológicas y/o costos asociados a estas como también por necesidades de reserva del SADI. Estos posibles ajustes no impactarán en proyectos a los cuales que ya les haya sido otorgada la aprobación de la SE.

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

10.3. SERVICIOS POR OFERTA

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.

11. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA NO CENTRALIZADAS.

Se habilitará la importación y exportación de energía con base en acuerdos bilaterales de abastecimiento entre prestadores privados. Estos acuerdos deberán contar con la autorización expresa de la Secretaría de Energía y sus condiciones de aplicación deberán estar sujetas a la operación económica y de mínimo costo del MEM.

12. 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 hasta asignar adecuadamente los costos adicionales incurridos.

13. DEMANDA EXTRATENDENCIAL.

Toda nueva demanda en el MEM que represente un incremento relativo de esta que exceda la demanda prevista en base a estadísticas históricas de crecimiento deberá asegurar su abastecimiento de energía y respaldo físico de potencia en forma adicional sobre las obligaciones de abastecimiento exigibles a las empresas de Distribución.

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2025-91765098-APN-DNGE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Miércoles 20 de Agosto de 2025

Referencia: ANEXO - LINEAMIENTOS 2

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 28 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2025.08.20 14:46:37 -03:00

Maximiliano Bruno
Director Nacional
Dirección Nacional de Generación Eléctrica
Ministerio de Economía

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2025.08.20 14:46:38 -03:00