

## ANEXO A

Resolución AN No. 4789-Elec de 23 de septiembre de 2011. "Por la cual se aprueban modificaciones a la Metodología para el cálculo de la potencia y/o energía disponible de los oferentes para los actos de concurrencia de corto y largo plazo, aprobado mediante la Resolución AN No. 3885-Elec de 8 de octubre de 2010, modificada por la resolución AN No. 4293-Elec de 3 de marzo de 2011."



## **METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE LA POTENCIA Y/O ENERGIA DISPONIBLE DE LOS OFERENTES PARA LOS ACTOS DE CONCURRENCIA DE CORTO Y LARGO PLAZO**

### **(MCPED 1) Generalidades.**

(MCPED 1.1) El artículo 2 de la ley 57 de 13 de octubre de 2009, el cual modifica el artículo 67 de la ley 6 de 1997, establece en el numeral 7 que los generadores están obligados a ofertar su potencia firme y energía disponible en los Actos de Concurrencia para el suministro de potencia y/o energía, lo cual autoriza su participación en el mercado ocasional.

(MCPED 1.2) El artículo 4 de la ley 57 de 13 de octubre de 2009 establece que la EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A. (ETESA), en adelante EL GESTOR, preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los Actos de Concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada.

(MCPED 1.3) La resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto de 2009 establece en su artículo 15: "solicitar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP, que se tomen las medidas necesarias para que las empresas de generación y distribución faciliten la compra directa y conexión a grandes clientes de 100 kW, a través de la creación de una bolsa energética, y para ello se les obligue a mantener en reserva de por lo menos 10% en potencia y energía para estos fines, adoptándose las medidas necesarias para que sean ofertadas en dicha bolsa, en un plazo no mayor de 90 días".

(MCPED 1.4) Esta Metodología establece los procedimientos y requisitos para el cálculo de la potencia y energía disponible de los oferentes con una licencia y/o concesión de generación otorgada por la ASEP para su participación en los Actos de Concurrencia de corto plazo y largo plazo para el suministro de potencia y/o energía a las empresas distribuidoras.



**(MCPED 2) Información necesaria para el Cálculo de la Potencia y Energía Disponible de los Oferentes.**

(MCPED 2.1) Para el cálculo de la potencia y energía disponible es necesario contar con la información siguiente:

(MCPED 2.1.1) Listado de contratos vigentes de potencia y/o energía de las empresas generadoras. Para cada contrato es necesario especificar el tipo de contrato, ya sea:

- i) contrato de potencia,
- ii) contrato de energía (potencia equivalente),
- iii) contrato de potencia y energía
- iv) contratos de reserva.

(MCPED 2.1.2) El informe de Potencia Firme de las centrales hidráulicas y eólicas, calculado por el Centro Nacional de Despacho (CND).

(MCPED 2.1.3) El informe de Potencia Firme de Largo Plazo de los Participantes Productores vigente emitido por el CND. La estadística de disponibilidad de las unidades térmicas cuyos registros lleva el CND.

**(MCPED 3) Cálculo de la Potencia y Energía Disponible**

(MCPED 3.1) Para las centrales hidráulicas y eólicas, la potencia a considerar como disponible se basará en la potencia firme calculada por el CND, de acuerdo a lo establecido en el Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria del Reglamento de Operación.

(MCPED 3.2) Para las centrales hidráulicas y eólicas la energía a considerar como disponible corresponderá a la energía mínima mensual, que determina el CND en el proceso de cálculo de la potencia firme, de acuerdo a lo establecido en el Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria del Reglamento de Operación.

(MCPED 3.3) Para las centrales térmicas la potencia a considerar como disponible se basará en la potencia efectiva de las unidades afectadas por su indisponibilidad histórica.



(MCPED 3.4) Para los Actos de Concurrencia donde el requerimiento de Potencia y/o Energía sea menor que la potencia y/o energía mínima disponible para ofertar del agente, la potencia y/o energía mínima disponible para ofertar del agente será igual al requerimiento.

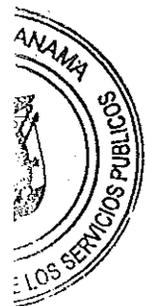
(MCPED 4) **Cálculo de la Potencia y Energía Disponible de las Centrales Hidráulicas y Eólicas**

(MCPED 4.1) La potencia mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas, será definida por la potencia firme de la central, menos un porcentaje de la potencia firme correspondiente al riesgo hidrológico o riesgo eólico estimado en un 25%, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes (potencia firme de largo plazo) que se comercialice en otros mercados regionales.

(MCPED 4.1.1) El cálculo de la potencia mínima disponible para ofertar por los agentes con plantas hidráulicas o eólicas se define mediante la siguiente fórmula:

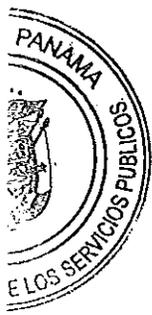
$$PMOHE_{j,m} = PFHE_j - R_{H/E} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{ed} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{gc} \\ - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{cr} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MER} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MEA}$$



Donde:

- m = Mes
- j = Generador
- n = Número de Contratos
- PMOHE = Potencia Mínima Disponible para Ofertar Hidroeléctrica o Eólica
- PFHE = Potencia Firme de Largo Plazo Hidroeléctrica o Eólica
- $R_{H/E} = \text{Riesgo Hidrológico o Eólico} = [PFHE_j \times 0.25]$
- CVP<sub>ed</sub> = Contratos Vigentes con empresas distribuidoras de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes con Grandes Clientes de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles con el Mercado Eléctrico Regional de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles con el Mercado Eléctrico Andino de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)

(MCPED 4.1.2) Para el caso de contratos de corto plazo, la potencia mínima a ofertar por plantas hidráulicas o eólicas podrá limitarse a los valores establecidos por el CND por incumplimientos reiterados a sus compromisos de contratos o al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, de acuerdo a lo estipulado en el numeral 5.3.1.11 de las Reglas Comerciales.



(MCPED 4.2) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas será definida por la generación mínima mensual de la central, que determina el CND en el cálculo de la Potencia Firme, menos el 10% de su generación mínima mensual correspondiente a la bolsa energética, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

(MCPED 4.2.1) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas será calculada mediante la potencia equivalente representada en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 PEQHE_{j,m} = & \left[ GMHE_j \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right) \right] - PEABE_{j,m} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{ed} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{gc} \\
 & - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{cr} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MER} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MEA} \\
 & - \left[ \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MER} \right. \\
 & \left. + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MEA} \right] \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)}
 \end{aligned}$$

Si

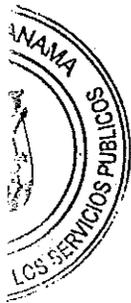
$$\sum_{K=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)} \geq PEABE_{j,m}$$

Entonces

$$PEABE_{j,m} = 0.0$$

De Otro Modo

$$PEABE_{j,m} = \left[ GMHE_j \times \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right] \times 0.10 - \sum_{K=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)}$$



Donde:

m = Mes

j = Generador

n = Número de Contratos

PEQHE = Potencia Equivalente Hidro o Eólica

GMHE = Generación Mínima (mensual) Hidro o Eólica (MWh)

PEABE = Energía asignada a la bolsa energética, expresada en potencia equivalente (MW)

$$PEABE_{j,m} = \left[ GMHE_j \times \frac{(DMG_m - RC)}{PDE_m} \right] \times 0.10.$$

DMG<sub>m</sub> - RC = Demanda Máxima de Generación sin la reserva para la confiabilidad de largo plazo mensual. (MW)

PDE<sub>m</sub> = Pronóstico de Demanda de Energía mensual. (MWh)

CVE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de energía con empresas distribuidoras expresados en potencia equivalente (MW)

CVE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de energía expresados en potencia equivalente con grandes clientes (MW).

CVE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de energía expresados en potencia equivalente (MW).

CVE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Regional (MW).

CVE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

CVPE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con empresas distribuidoras (MW)

CVPE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con grandes clientes (MW).

CVPE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) (MW).

CVPE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Regional (MW).

CVPE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

<sup>(1)</sup> En el caso de que el oferente presente sus compromisos en energía, EL GESTOR calculará la potencia equivalente.



**(MCPED 5) Cálculo de la Potencia y Energía Disponible de las Centrales Térmicas**

(MCPED 5.1) La potencia mínima disponible para ofertar, de los agentes con plantas térmicas, será definida por la potencia nominal de las unidades menos el consumo de auxiliares (uso de planta), es decir, su potencia efectiva afectada por su indisponibilidad histórica, la cual incluye sus salidas forzadas y mantenimientos anuales, de acuerdo a los cálculos realizados por el CND a la fecha del Acto de Concurrencia, multiplicada por el factor F, el cual considera el número de unidades del oferente, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

(MCPED 5.1.1) El cálculo de la potencia mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas térmicas se define mediante la siguiente fórmula:

$$(PMDOT)_{j,m} = [PTD_j] \times F - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{ed} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{gc} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{cr} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MER} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MEA}$$



Donde:

- m = Mes  
j = Generador  
n = Número de Contratos  
PMDOT = Potencia Mínima Disponible para Ofertar Térmica.  
PTD = Potencia Térmica Disponible = *Potencia Efectiva* × (1 - IH).  
IH = Indisponibilidad Histórica (incluye las salidas forzadas y mantenimientos anuales).  
CVP<sub>ed</sub> = Contratos Vigentes con empresas distribuidoras de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes con Grandes Clientes de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles, con el Mercado Eléctrico Regional de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles, con el Mercado Eléctrico Andino de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
F = Factor =  $\frac{n-1}{n}$  ; donde n = Número de unidades, para Oferentes con más de una unidad de generación que se ubican en una misma central. El Factor F será igual a cero punto cuatro (F=0.4), cuando el oferente sólo tenga una unidad de generación

(MCPED 5.1.2) Para las plantas térmicas que no posean datos históricos de indisponibilidad, se considerará la declarada por el agente.



(MCPED 5.1.3) Para el caso de contratos de corto plazo, la potencia mínima a ofertar térmica, podrá limitarse a los valores establecidos por el CND, por incumplimientos reiterados a sus compromisos de contratos o al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, de acuerdo a lo estipulado en el numeral 5.3.1.11 de las Reglas Comerciales.

(MCPED 5.2) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas Térmicas será definida por la energía mínima a ofertar térmica menos el 10% de su generación correspondiente a la bolsa energética, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

(MCPED 5.2.1) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas térmicas, será calculada mediante la potencia equivalente representada en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 PEQT_{j,m} = [PTD_j] \times F - PEABE_{j,m} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{ed} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{gc} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{cr} \\
 - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MER} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MEA} \\
 - \left[ \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MER} \right. \\
 \left. + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MEA} \right] \times \left( \frac{(DMG_m - RC)}{PDE_m} \right)^{(1)}
 \end{aligned}$$

Si

$$\sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{(DMG_m - RC)}{PDE_m} \right)^{(1)} \geq PEABE_{j,m}$$



Entonces

$$PEABE_{j,m} = 0.0$$

De Otro Modo

$$PEABE_{j,m} = [PTD \times F] \times 0.10 - \sum_{K=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)}$$

Donde:

m = Mes

j = Generador

n = Número de Contratos

PEQT = Potencia Equivalente Térmica.

PTD = Potencia Térmica Disponible = *Potencia Efectiva* × (1 - IH).

IH = Indisponibilidad Histórica (incluye las salidas forzadas y mantenimientos anuales).

F = Factor =  $\frac{n-1}{n}$  ; donde n = Número de unidades, para Oferentes con más de una unidad de generación que se ubican en una misma central. El Factor F será igual a cero punto cuatro (F=0.4), cuando el oferente sólo tenga una unidad de generación.

PEABE<sub>j,m</sub> = Energía asignada a la bolsa energética, expresada en potencia equivalente (MW)

$$PEABE_{j,m} = [PTD_j \times F] \times 0.10$$

DMG<sub>m</sub> - RC Demanda Máxima de Generación sin la reserva para la confiabilidad de largo plazo mensual (MW).

PDE<sub>m</sub> = Pronóstico de Demanda de Energía mensual (MWh).

CVE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de energía con empresas distribuidoras expresados en potencia equivalente (MW).

CVE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de energía expresados en potencia equivalente con grandes clientes (MW).

CVE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de energía expresados en potencia equivalente (MW).

CVE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Regional (MW).

CVE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles,



expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

- CVPE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con empresas distribuidoras (MW).
- CVPE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con grandes clientes (MW).
- CVPE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) (MW).
- CVPE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles, (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Regional (MW).
- CVPE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles, (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

(1) En el caso de que el oferente presente sus compromisos en energía, EL GESTOR calculará la potencia equivalente.

(MCPED 6) **Procedimiento para informar a los Oferentes con Licencia y/o Concesión de Generación otorgada por la ASEP, la Potencia y/o Energía disponibles, previo a los Actos de Recepción de Ofertas de Corto y Largo Plazo.**

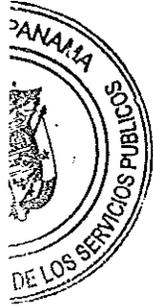
(MCPED 6.1) EL GESTOR, en base a esta Metodología, determinará la Potencia y/o Energía disponibles de cada Oferente, e informará a cada Oferente a través de un Informe Preliminar, cumpliendo los siguientes plazos:

- a) Para los Actos de Corto Plazo, después de publicado el Acto de Concurrencia, EL GESTOR, a más tardar dos (2) días hábiles, deberá enviar a cada Oferente el Informe Preliminar que contendrá la potencia firme y/o energía disponible, para Ofertar en el Acto de Concurrencia. Los Oferentes en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles contados a partir de haber recibido el Informe Preliminar, enviarán a EL GESTOR las observaciones y/o comentarios al mismo. Vencido dicho plazo, EL GESTOR analizará e incorporará las observaciones y/o comentarios que lo



ameriten. En un plazo no mayor a tres (3) días hábiles, EL GESTOR remitirá a la ASEP el Informe Definitivo en el cual se debe indicar el valor de Potencia y/o Energía mínimo disponible para ofertar de los oferentes al Acto de Corto Plazo, incluyendo las observaciones y/o comentarios de los mismos, para que se le otorgue la No Objeción. En un plazo no mayor a tres (3) días hábiles, la ASEP emitirá la No Objeción al Informe Definitivo.

- b) Para los Actos de Largo Plazo, una vez publicado el Acto de Concurrencia, EL GESTOR, a más tardar dos (2) días hábiles, deberá enviar a cada Oferente el Informe Preliminar que contendrá la potencia firme y/o energía disponible, para Ofertar en el Acto de Concurrencia. Los Oferentes en un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles contados a partir de haber recibido el Informe Preliminar, enviarán a EL GESTOR las observaciones y/o comentarios al mismo. Vencido dicho plazo, EL GESTOR analizará e incorporará las observaciones y/o comentarios que lo ameriten. En un plazo no mayor a siete (7) días hábiles, EL GESTOR remitirá a la ASEP el Informe Definitivo en el cual se debe indicar el valor de Potencia y/o Energía mínimo disponible para ofertar de los oferentes al Acto de Largo Plazo, incluyendo las observaciones y/o comentarios de los mismos, para que se otorgue la No Objeción. En un plazo no mayor a diez (10) días hábiles, la ASEP emitirá la No Objeción al Informe Definitivo.
- c) Una vez la ASEP otorgue la No Objeción al Informe Definitivo, EL GESTOR deberá enviarle una copia del mismo a cada Oferente, en donde se le indique la Potencia y/o Energía mínima disponible para ofertar, en los Actos de Concurrencia, ya sean de Corto o Largo Plazo, indistintamente que el mismo sea cero (0).



## (MCPED 7) Modificaciones a la Metodología

- (MCPED 7.1) La presente Metodología podrá ser modificada por iniciativa propia de la ASEP o a requerimiento debidamente sustentado de EL GESTOR o de un prestador del servicio público de electricidad con una licencia o concesión de generación. Dicha solicitud de modificación deberá estar debidamente sustentada.
- (MCPED 7.2) Las solicitudes de modificación presentadas por EL GESTOR o por un prestador del servicio público de electricidad con una licencia o concesión de generación serán analizadas por la ASEP en un plazo no mayor de treinta (30) días calendario y el resultado del análisis será comunicado a la parte solicitante, indicándose si se acepta o no la solicitud.
- (MCPED 7.3) Toda modificación que se realice se hará a través de un procedimiento de Consulta Pública para recibir comentarios a la propuesta de modificación.
- (MCPED 7.4) Las modificaciones que se realicen a la presente Metodología no podrán:
- Incrementar o hacer más estrictos los parámetros fijos, tales como y sin limitarse a: el riesgo hidrológico o eólico, factor F para las termoeléctricas o el porcentaje asociado a la Bolsa de Energía, para los casos en que se mantenga la fórmula de cálculo.
  - Establecer nuevas fórmulas de cálculo de la potencia y/o energía disponible, cuyo efecto único es el incremento de la obligación mínima de ofertar.