

ADDENDA No. 2

Documento de Licitación ETESA 01-12, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al Acto Competitivo de Concurrencia, para la compra de potencia firme y energía asociada de largo plazo para el periodo comprendido del 1º de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2030, que atenderá la energía requerida de Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI)

RESOLUCIÓN AN N° 5333-ELEC de 21 DE MAYO DE 2012

**Mediante esta Adenda No. 2 a los
Documentos de Licitación
Se realizan las modificaciones siguientes:
Sección II. Datos de la Licitación (DDL)**

En donde dice:

E. Evaluación y Comparación de las Ofertas	
IAP 38.4	<p>La solicitud de potencia y/o energía es a monto variable.</p> <p>Si la solicitud de potencia y/o energía es a monto variable, aplica lo siguiente:</p> <p style="padding-left: 40px;">Los Proponentes deberán presentar ofertas con montos de potencia y energía variables dentro del rango aceptable de variación del monto de la oferta, es decir, la relación entre la diferencia de los montos máximos y mínimos ofertados anuales, respecto al monto máximo anual debe estar dentro de 0% y 80%.</p> <p>Los Proponentes deberán cotizar para una duración fija La solicitud de potencia y energía es de un renglón. Si la solicitud de potencia y energía es por más de un renglón aplica lo siguiente: Los Proponentes <i>[indique "podrán"]</i> cotizar precios separados por uno o más renglones. No aplica</p>

Debe decir:

E. Evaluación y Comparación de las Ofertas	
IAP 38.4	<p>La solicitud de potencia y/o energía es a monto variable.</p> <p>Si la solicitud de potencia y/o energía es a monto variable, aplica lo siguiente:</p> <p style="padding-left: 40px;">Los Proponentes deberán presentar ofertas con montos de potencia y energía variables dentro del rango aceptable de variación del monto de la oferta, es decir, la relación entre la diferencia de los montos máximos y mínimos ofertados anuales, respecto al monto máximo anual debe estar dentro de 0% y 100%.</p> <p>Los Proponentes deberán cotizar para una duración fija La solicitud de potencia y energía es de un renglón. Si la solicitud de potencia y energía es por más de un renglón aplica lo siguiente: Los Proponentes <i>[indique "podrán"]</i> cotizar precios separados por uno o más renglones. No aplica</p>

En donde dice:

FORMULARIO DE OFERTA

Panamá, __ de _____ de 2012.

Señores

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

República de Panamá

Panamá

Estimados Señores:

Presentamos nuestra Oferta para la Licitación Pública Internacional ETESA 01-12 de acuerdo a lo establecido en el Documento de Licitación y bajo los siguientes términos.

(El Proponente deberá llenar completamente todos los espacios en blanco del Formulario de Oferta que sean aplicables).

1. Nombre del Proponente: _____.
2. Nombre del Representante en el Acto: _____.
3. Nombre del Consorcio: _____.
4. Fianza de Propuesta No. _____ Por un monto de B/. _____.

Datos Generales de la Planta y Unidades de Generación

5. La Planta está o estará ubicada en: _____.
6. El Punto de Interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) o cualquier otro sistema vinculado al mismo es o será: _____.
7. Unidades de Generación comprometidas (indicar nombre y número para cada unidad):
_____.
8. Tipo de Tecnología de Generación: _____.
9. Tipo de Combustible: _____.

Fecha de Inicio de Suministro

10. La fecha de Inicio de Suministro: 1 de enero de 2016.

Precios Ofertados de Potencia Firme y Energía Asociada

- Los precios de la Potencia Firme Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de dos (2) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.
- Los precios de la Energía Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de cuatro (4) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.

11. Volumen de Potencia Firme Ofertada Anual:

Volumen de Potencia Firme kW	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

12. Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD/kW-Mes]

Precio de Potencia Firme USD/kW-Mes	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

13. Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada USD/kWh	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Opciones de Indexación de Precios de Potencia y/o Energía:

14. Elegir una de las siguientes opciones para Indexación: _____; considerando:
- Precio fijo de potencia y energía.
 - Precio fijo de la energía y ajuste mensual parcial en el precio de la potencia, además del Cargo de Transmisión.
 - Precio fijo de la potencia y ajuste mensual parcial, únicamente el componente del costo del combustible en el precio de la energía, ó ajuste mensual por el precio del Mercado Ocasional, considerando lo establecido en los numerales 46.2 y 46.4 del Documento Estándar de Licitación.
 - Ajuste parcial en el precio de la potencia y ajuste parcial en el precio de la energía bajo los criterios ya establecidos para cada caso.

Condiciones de Indexación de Precios de la Potencia Firme (si aplica).

- El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0).
 - Para definir el precio inicial del Cargo de Transmisión vigente en función de la capacidad instalada, en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su sitio web.
15. Porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kW-mes).
16. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____ (USD / MW-mes)
17. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables (si aplica).



- El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación en el IAP 46.2.
 - Para definir el valor inicial del precio promedio mensual del Mercado Ocasional, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta. EL GESTOR publicará esta información en su página web, un (1) mes antes del Acto de Recepción de Ofertas.
 - El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0). El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir, el cargo está en función de la capacidad instalada.
 - Para definir el precio inicial del precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su sitio web.
18. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando el siguiente rango: FAJU = [entre 0.00 y 0.15]
19. Precio promedio mensual del Mercado Ocasional, que corresponde al precio promedio mensual del Mercado Ocasional en el mes previo al Acto de Concurrencia CMS (0): _____.
20. Porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kWh).
21. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____ (USD / MWh)
22. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación termoeléctricas (si aplica).

- El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) y el indicador de referencia de acuerdo al combustible a ser utilizado, considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación y los indicadores de referencia listados en el DDL en el IAP 46.4.
 - Para definir el valor inicial del indicador de referencia, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta.
23. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando los siguientes rangos: FAJU = [entre 0.00 y 0.90].
24. Indicador de Referencia del Combustible elegido por el Proponente y que será utilizado para la Indexación del precio de la energía, considerando las opciones listadas en el numeral IAP 46.4: _____.
25. Precio promedio del indicador de referencia en el mes calendario anterior al Acto de Recepción de Ofertas, IndRef (0) = _____.

Nota: Como parte de la oferta económica, se adjunta publicación de los precios del indicador de referencia en donde constan los valores utilizados para determinar el precio promedio del combustible para el mes previo a este Acto.

Flexibilidad de las Ofertas:

26. Acepto una adjudicación que involucre una reducción del volumen de compra del total ofertado:
Sí ___ No ___.

(En caso afirmativo escoger una de las dos opciones a o b, en caso contrario pasar al punto 27).

a. Cantidad mínima de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ MW

Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD / kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

b. Hasta dos ofertas con volúmenes fijos menores que la oferta principal.

OFERTA 1 Cantidad de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ MW

Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD/kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

OFERTA 2 Cantidad de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ MW

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

Documentos Adjuntos al Formulario de Propuesta

27. Documentos Generales adjuntos al Formulario de Propuesta:
- a. Fianza de Propuesta y su período de validez.
 - b. Certificado de Registro Público del Proponente, que acredite la existencia, vigencia y representación legal del Proponente. Este certificado, para efectos del Acto de Concurrencia, tendrá una vigencia de tres (3) meses contados a partir de su expedición.
 - c. Poder otorgado al Representante en los Actos, debidamente autenticado ante notario, por apostilla o consularizado, según proceda.
 - d. Declaración Jurada Notariada: Una declaración jurada notariada, debidamente firmada por el Proponente o su Representante Legal, que certifique que sobre el Proponente o sus bienes no pesan demandas, secuestros u otras medidas cautelares que puedan afectar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.
 - e. Aceptación del Pliego de Cargos: El Proponente deberá declarar que acepta, sin restricciones ni objeciones, todo el contenido del Pliego de Cargos.
 - f. Entregar en un disco compacto (CD), la información que EL GESTOR requiera del Formulario de Oferta, de acuerdo al formato que será proporcionado. Esta información en formato magnético no reemplaza la oferta firmada. La oferta firmada por el Representante Legal o el Apoderado en el Acto es el documento válido.
28. Con el fin de establecer la capacidad de las fuentes de suministro de la potencia y/o energía, los Proponentes deberán cumplir lo establecido en el Reglamento de Transmisión y los Reglamentos Regionales vigentes y además completar las declaraciones de la fuente de suministro, adjuntamos al menos los siguientes:
- A. Para Plantas instaladas y operando se requiere**
- a) Copia autenticada de la licencia, certificación o concesión emitida por la ASEP o del ente equivalente en el país de origen autorizado a emitir este documento, o documento equivalente, a favor del Proponente, que deberá estar vigente a la fecha del Acto de Recepción de Propuestas.
 - b) Para plantas ubicadas en Panamá se requerirá carta del CND en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado Nacional con las Unidades de Generación Comprometidas. En el caso de plantas ubicadas en países diferentes a Panamá se requerirá carta del Operador del Sistema y/o del Administrador del Mercado Eléctrico o de la entidad autorizada del país que corresponda, en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado del país correspondiente, con las Unidades de Generación Comprometidas. En este último caso, dicha carta debe contar con la debida autenticación de las Autoridades competentes. Además, en el caso de Unidades de Generación Comprometidas en países diferentes a Panamá, deberá suministrarse la disponibilidad histórica de los últimos cinco (5) años o de contar con menos de cinco (5) años de operación, la disponibilidad de los años que lleve operando.
 - c) Carta del CND en la que se acredite el volumen de Potencia Firme de Largo Plazo de las Unidades de Generación que está disponible para ser comprometida por el Proponente, el cual debe ser igual o mayor que el ofrecido en la Oferta Económica. En caso de Generación proveniente de países diferentes a Panamá, deberá entregarse carta del organismo respectivo, equivalente al CND, donde acredite que la Potencia Firme de Largo Plazo ofertada, no está comprometida en el país de origen, y dicha Potencia Firme deberá ser certificada por el CND, para garantizar la compatibilidad con las Normas del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. Para considerar el caso en que dicha generación pudiere estar comprometida en un país diferente al país de origen de la generación, el

Proponente deberá entregar adicionalmente una declaración jurada que certifique que la Potencia Firme ofertada no se encuentra comprometida ni en Panamá, ni en un tercer país. En el caso de que en el país de origen de la Potencia Firme, este no sea un producto que se comercialice deberá informarse el equivalente de Energía Firme a Potencia Firme, con base en lo establecido en las Reglas Comerciales y/o demás normativas que la ASEP apruebe para tal fin.

- d) Carta de la autoridad competente, en la que acredite que el Proponente está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- e) Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la Reglamentación Regional vigente. Para los Actos que se celebren con anterioridad a la puesta en vigencia del RMER o a la realización de la subasta en lo que a Derechos de Transmisión se refiere, los proponentes deberán presentar una carta de intención para la adquisición de los Derechos de Transmisión con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra. En el caso de que el proponente sea un Agente de Interconexión Internacional deberá aportar evidencias de que cuenta con los DFACI necesarios que cubran por lo menos, el monto y periodo ofertado. Los Potenciales Agentes de Interconexión Internacional deberán presentar una carta de intención para la adquisición presentación de los DFACI con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra y la certificación de la EECF de participación en la subasta de los DFACI.
- f) Para el caso de los Agentes de Interconexión Internacional y Potenciales Agentes de Interconexión Internacional, siempre que se oferte Potencia Firme, deberán presentar de forma adicional, evidencia documentada de que se cuenta con las OEF asignadas en Colombia vigentes a la fecha de inicio de suministro solicitada en los Documentos de Licitación, para lo cual deberán entregar certificación del organismo pertinente para emitir dicha constancia, o en su defecto presentar evidencia del respaldo de dicha Potencia Firme con un Agente panameño.

B. Plantas a ser instaladas se requerirá lo siguiente:

- a. Certificación de la ASEP y/o de la autoridad en el país correspondiente que acredite que el Proponente cuenta con una Licencia, Certificación o Concesión de Generación o documento equivalente. Se aceptará la presentación de licencias provisionales.
- b. Carta del CND para plantas a ser ubicadas en Panamá o de la autoridad competente para plantas a ser ubicadas fuera de Panamá, en la que acredite que el Proponente cuenta con los requisitos necesarios para estar habilitado a producir y despachar Potencia y Energía en las redes de transmisión y distribución del país que corresponda.
- c. Carta de la autoridad competente, en el país del Proponente en la que acredite que el mismo está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- d. Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la reglamentación regional vigente. Para los Actos que se celebren con anterioridad a la puesta en vigencia del RMER o a la realización de la subasta en lo que a Derechos de Transmisión se refiere, los proponentes deberán presentar una carta de intención para la adquisición de los Derechos de Transmisión con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra. En el caso de que el proponente sea un Agente de Interconexión Internacional deberá aportar evidencias de que cuenta con los DFACI necesarios que cubran

Debe decir:

FORMULARIO DE OFERTA

Panamá, __ de _____ de 2012.

Señores

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

República de Panamá

Panamá

Estimados Señores:

Presentamos nuestra Oferta para la Licitación Pública Internacional ETESA 01-12 de acuerdo a lo establecido en el Documento de Licitación y bajo los siguientes términos.

(El Proponente deberá llenar completamente todos los espacios en blanco del Formulario de Oferta que sean aplicables).

1. Nombre del Proponente: _____.
2. Nombre del Representante en el Acto: _____.
3. Nombre del Consorcio: _____.
4. Fianza de Propuesta No. _____, Por un monto de B/. _____.

Datos Generales de la Planta y Unidades de Generación

5. La Planta está o estará ubicada en: _____.
6. El Punto de Interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) o cualquier otro sistema vinculado al mismo es o será: _____.
7. Unidades de Generación comprometidas (indicar nombre y número para cada unidad):
_____.
8. Tipo de Tecnología de Generación: _____.
9. Tipo de Combustible: _____.

Fecha de Inicio de Suministro

10. La fecha de Inicio de Suministro: 1 de enero de 2016.

Precios Ofertados de Potencia Firme y Energía Asociada

- Los precios de la Potencia Firme Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de dos (2) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.
- Los precios de la Energía Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de cuatro (4) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.

11. Volumen de Potencia Firme Ofertada Anual:

Volumen de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<u>MW</u>															

12. Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD/kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

13. Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

Opciones de Indexación de Precios de Potencia y/o Energía:

14. Elegir una de las siguientes opciones para Indexación: _____; considerando:

- a. Precio fijo de potencia y energía.
- b. Precio fijo de la energía y ajuste mensual parcial en el precio de la potencia, además del Cargo de Transmisión.
- c. Precio fijo de la potencia y ajuste mensual parcial, únicamente el componente del costo del combustible en el precio de la energía, ó ajuste mensual por el precio del Mercado Ocasional, considerando lo establecido en los numerales 46.2 y 46.4 del Documento Estándar de Licitación.
- d. Ajuste parcial en el precio de la potencia y ajuste parcial en el precio de la energía bajo los criterios ya establecidos para cada caso.

Condiciones de Indexación de Precios de la Potencia Firme (si aplica).

- El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0).
 - Para definir el precio inicial del Cargo de Transmisión vigente en función de la capacidad instalada, en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su sitio web.
15. Porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kW-mes).
16. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____ (USD / MW-mes)
17. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables (si aplica).

- El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación en el IAP 46.2.

- Para definir el valor inicial del precio promedio mensual del Mercado Ocasional, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta. EL GESTOR publicará esta información en su página web, un (1) mes antes del Acto de Recepción de Ofertas.
 - El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0). El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir, el cargo está en función de la capacidad instalada.
 - Para definir el precio inicial del precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su sitio web.
18. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando el siguiente rango: FAJU = [entre 0.00 y 0.15]
19. Precio promedio mensual del Mercado Ocasional, que corresponde al precio promedio mensual del Mercado Ocasional en el mes previo al Acto de Concurrencia CMS (0): _____.
20. Porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kWh).
21. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____ (USD / MWh)
22. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación termoeléctricas (si aplica).

- El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) y el indicador de referencia de acuerdo al combustible a ser utilizado, considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación y los indicadores de referencia listados en el DDL en el IAP 46.4.
 - Para definir el valor inicial del indicador de referencia, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta.
23. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando los siguientes rangos: FAJU = [entre 0.00 y 0.90].
24. Indicador de Referencia del Combustible elegido por el Proponente y que será utilizado para la Indexación del precio de la energía, considerando las opciones listadas en el numeral IAP 46.4: _____.
25. Precio promedio del indicador de referencia en el mes calendario anterior al Acto de Recepción de Ofertas, IndRef (0) = _____.

Nota: Como parte de la oferta económica, se adjunta publicación de los precios del indicador de referencia en donde constan los valores utilizados para determinar el precio promedio del combustible para el mes previo a este Acto.

Flexibilidad de las Ofertas:

26. Acepto una adjudicación que involucre una reducción del volumen de compra del total ofertado:
 Sí ___ No ___.

(En caso afirmativo escoger una de las dos opciones a ó b, en caso contrario pasar al punto 27).

a. Cantidad mínima de Potencia Firme Ofertada Anual:

Volumen de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
MW															

Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD / kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

b. Hasta dos ofertas con volúmenes fijos menores que la oferta principal.

OFERTA 1 Cantidad de Potencia Firme Ofertada Anual:

Volumen de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
MW															

Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD/kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

OFERTA 2 Cantidad de Potencia Firme Ofertada Anual:

Volumen de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
MW															

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

Documentos Adjuntos al Formulario de Propuesta

27. Documentos Generales adjuntos al Formulario de Propuesta:

- a. Fianza de Propuesta y su período de validez.
- b. Certificado de Registro Público del Proponente, que acredite la existencia, vigencia y representación legal del Proponente. Este certificado, para efectos del Acto de Concurrencia, tendrá una vigencia de tres (3) meses contados a partir de su expedición.
- c. Poder otorgado al Representante en los Actos, debidamente autenticado ante notario, por apostilla o consularizado, según proceda.
- d. Declaración Jurada Notariada: Una declaración jurada notariada, debidamente firmada por el Proponente o su Representante Legal, que certifique que sobre el Proponente o sus bienes no pesan demandas, secuestros u otras medidas cautelares que puedan afectar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.
- e. Aceptación del Pliego de Cargos: El Proponente deberá declarar que acepta, sin restricciones ni objeciones, todo el contenido del Pliego de Cargos.
- f. Entregar en un disco compacto (CD), la información que EL GESTOR requiera del Formulario de Oferta, de acuerdo al formato que será proporcionado. Esta información en formato magnético no reemplaza la oferta firmada. La oferta firmada por el Representante Legal o el Apoderado en el Acto es el documento válido.

28. Con el fin de establecer la capacidad de las fuentes de suministro de la potencia y/o energía, los Proponentes deberán cumplir lo establecido en el Reglamento de Transmisión y los Reglamentos Regionales vigentes y además completar las declaraciones de la fuente de suministro, adjuntamos al menos los siguientes:

A. Para Plantas instaladas y operando se requiere

- a) Copia autenticada de la licencia, certificación o concesión emitida por la ASEP o del ente equivalente en el país de origen autorizado a emitir este documento, o documento equivalente, a favor del Proponente, que deberá estar vigente a la fecha del Acto de Recepción de Propuestas.
- b) Para plantas ubicadas en Panamá se requerirá carta del CND en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado Nacional con las Unidades de Generación Comprometidas. En el caso de plantas ubicadas en países diferentes a Panamá se requerirá carta del Operador del Sistema y/o del Administrador del Mercado Eléctrico o de la entidad autorizada del país que corresponda, en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado del país correspondiente, con las Unidades de Generación Comprometidas. En este último caso, dicha carta debe contar con la debida autenticación de las Autoridades competentes. Además, en el caso de Unidades de Generación Comprometidas en países diferentes a Panamá, deberá suministrarse la disponibilidad histórica de los últimos cinco (5) años o de contar con menos de cinco (5) años de operación, la disponibilidad de los años que lleve operando.
- c) Carta del CND en la que se acredite el volumen de Potencia Firme de Largo Plazo de las Unidades de Generación que está disponible para ser comprometida por el Proponente, el cual debe ser igual o mayor que el ofrecido en la Oferta Económica. En caso de Generación proveniente de países diferentes a Panamá, deberá entregarse carta del organismo respectivo, equivalente al CND, donde acredite que la Potencia Firme de Largo Plazo ofertada, no está comprometida en el país de origen, y dicha Potencia Firme deberá ser certificada por el CND, para garantizar la compatibilidad con las Normas del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. Para considerar el caso en que dicha generación pudiere estar comprometida en un país diferente al país de origen de la generación, el Proponente deberá entregar adicionalmente una declaración jurada que certifique que la Potencia Firme ofertada no se encuentra comprometida ni en Panamá, ni en un tercer país. En el caso de que en el país de origen de la Potencia Firme, este no sea un producto que se comercialice deberá informarse el equivalente de Energía Firme a Potencia Firme, con base en lo establecido en las Reglas Comerciales y/o demás normativas que la ASEP apruebe para tal fin.
- d) Carta de la autoridad competente, en la que acredite que el Proponente está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- e) Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la Reglamentación Regional vigente. Para los Actos que se celebren con anterioridad a la puesta en vigencia del RMER o a la realización de la subasta en lo que a Derechos de Transmisión se refiere, los proponentes deberán presentar una carta de intención para la adquisición de los Derechos de Transmisión con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra. En el caso de que el proponente sea un Agente de Interconexión Internacional deberá aportar evidencias de que cuenta con los DFACI necesarios que cubran por lo menos, el monto y periodo ofertado. Los Potenciales Agentes de Interconexión Internacional deberán presentar una carta de intención para la adquisición presentación de los DFACI con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra y la certificación de la EECF de participación en la subasta de los DFACI.

- f) Para el caso de los Agentes de Interconexión Internacional y Potenciales Agentes de Interconexión Internacional, siempre que se oferte Potencia Firme, deberán presentar de forma adicional, evidencia documentada de que se cuenta con las OEF asignadas en Colombia vigentes a la fecha de inicio de suministro solicitada en los Documentos de Licitación, para lo cual deberán entregar certificación del organismo pertinente para emitir dicha constancia, o en su defecto presentar evidencia del respaldo de dicha Potencia Firme con un Agente panameño.

B. Plantas a ser instaladas se requerirá lo siguiente:

- a. Certificación de la ASEP y/o de la autoridad en el país correspondiente que acredite que el Proponente cuenta con una Licencia, Certificación o Concesión de Generación o documento equivalente. Se aceptará la presentación de licencias provisionales.
- b. Carta del CND para plantas a ser ubicadas en Panamá o de la autoridad competente para plantas a ser ubicadas fuera de Panamá, en la que acredite que el Proponente cuenta con los requisitos necesarios para estar habilitado a producir y despachar Potencia y Energía en las redes de transmisión y distribución del país que corresponda.
- c. Carta de la autoridad competente, en el país del Proponente en la que acredite que el mismo está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- d. Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la reglamentación regional vigente. Para los Actos que se celebren con anterioridad a la puesta en vigencia del RMER o a la realización de la subasta en lo que a Derechos de Transmisión se refiere, los proponentes deberán presentar una carta de intención para la adquisición de los Derechos de Transmisión con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra. En el caso de que el proponente sea un Agente de Interconexión Internacional deberá aportar evidencias de que cuenta con los DFACI necesarios que cubran por lo menos, el monto y periodo ofertado. Los Potenciales Agentes de Interconexión Internacional deberán presentar una carta de intención para la adquisición presentación de los DFACI con anterioridad a la ejecución del contrato, en función de lo establecido en las presentes Reglas de Compra y la certificación de la EECP de participación en la subasta de los DFACI.
- e. Para centrales hidráulicas, eólicas o fuentes nuevas y renovables, información requerida para que el CND determine la Potencia Firme de Largo Plazo, de acuerdo a los datos de diseño y el procedimiento de cálculo vigente en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. El Proponente deberá requerir el cálculo respectivo al CND e incluirlo en la oferta. De igual manera deberán aportar la información requerida para este tipo de plantas, conforme a lo establecido en las Reglas para la Compraventa de Energía mediante Actos de Concurrencia exclusivos para centrales de generación eólica.
- f. Fecha prevista de Inicio de la operación comercial de las Unidades de Generación.

Adjuntamos a este original tres copias de la Propuesta Económica y de todos los documentos.

Garantizamos la veracidad de la información presentada y nos sometemos a la jurisdicción y leyes de la República de Panamá para la resolución de cualquier controversia que resulte de la presentación de nuestra Propuesta, por lo que renunciamos a todo reclamo por la vía diplomática.

Aceptamos sin restricciones ni objeciones todo el contenido del Pliego de Cargo y renunciamos a cualquier reclamación en contra de EL GESTOR por razón de cualesquiera daños y perjuicios sufridos como consecuencia de o con relación a nuestra participación en cada una de las etapas de este Concurso ETESA 01-12 hasta la formalización de los contratos de suministro.

Atentamente,

(Nombre del Proponente)

(Firma del Representante Legal o Apoderado)

Cédula o Pasaporte No. _____

En donde dice:

CGC 11.7	En el caso que EL VENDEDOR inicie el Suministro con Contratos de Reserva, dichos Contratos de Reserva no podrán extenderse por un periodo mayor a tres (3) meses.
-----------------	--

Debe decir:

CGC 11.7	En el caso que EL VENDEDOR inicie el Suministro con Contratos de Reserva, dichos Contratos de Reserva no podrán extenderse por un periodo mayor a <u>seis (6) meses.</u>
-----------------	---

En donde dice:

CGC 16.1	<p>La Fianza de Cumplimiento será por <i>[indicar monto en B/. ó USD]</i>.</p> <p>La Fianza de Cumplimiento estará en función del cálculo de la siguiente fórmula:</p> $FC = 2 \times \{PFOA \max \times PPFC (0) \max + PFOA \max / (DMGAP \max - RC) \times EAP \max / 12 \times PEC (0) \max\}$ <p>Donde:</p> <p>FC = Fianza de Cumplimiento</p> <p>PFOA max = Potencia firme ofertada anual máxima, en kW.</p> <p>PPFC (0) max = Precio máximo por la potencia firme contratada inicial, en USD/kW-mes.</p> <p>DMGAP max = Demanda máxima de generación anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kW.</p> <p>RC = Reserva para la confiabilidad de largo plazo, en kW.</p> <p>EAP max = Demanda de energía anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kWh.</p> <p>PEC (0) max = Precio máximo por la energía asociada contratada inicial, en USD/kWh.</p>
-----------------	--

<p>CGC 16.2</p>	<p>La Garantía de Pago que EL COMPRADOR mantendrá durante el periodo de suministro es de <i>[indicar suma en B/. ó USD]</i></p> <p>La Garantía de Pago que EL COMPRADOR mantendrá durante el periodo de suministro estará en función del cálculo de la siguiente fórmula:</p> $GP = PFOA_{max} \times PPFC(0)_{max} + PFOA_{max} / (DMGAP_{max} - RC) \times EAP_{max} / 12 \times PEC(0)_{max}$ <p>Donde:</p> <p>GP= Garantía de Pago PFOA_{max} = Potencia firme ofertada anual máxima, en kW. PPFC (0) _{max} = Precio máximo por la potencia firme contratada inicial, en USD/kW-mes. DMGAP_{max} = Demanda máxima de generación anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kW. RC = Reserva para la confiabilidad de largo plazo, en kW. EAP_{max} = Demanda de energía anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kWh. PEC (0)_{max} = Precio máximo por la energía asociada contratada inicial, en USD/kWh.</p> <p>La Garantía de Pago estará vigente por <i>[indicar número de días]</i> después de finalizado el Contrato.</p>
------------------------	---

Debe decir:

<p>CGC 16.1</p>	<p>La Fianza de Cumplimiento será por <i>[indicar monto en B/. ó USD]</i>.</p> <p>La Fianza de Cumplimiento estará en función del cálculo de la siguiente fórmula:</p> $FC = 2 \times \{PFAA_{max} \times PPFC(0)_{max} + PFAA_{max} / (DMGAP_{max} - RC) \times EAP_{max} / 12 \times PEC(0)_{max}\}$ <p>Donde:</p> <p>FC = Fianza de Cumplimiento PFAA <u>max</u> = Potencia firme adjudicada anual máxima, en kW. PPFC (0) _{max} = Precio máximo por la potencia firme contratada inicial, en USD/kW-mes. DMGAP _{max} = Demanda máxima de generación anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kW. RC = Reserva para la confiabilidad de largo plazo, en kW. EAP _{max} = Demanda de energía anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kWh. PEC (0) _{max} = Precio máximo por la energía asociada contratada inicial, en USD/kWh.</p>
------------------------	---

CGC 16.2

La Garantía de Pago que EL COMPRADOR mantendrá durante el periodo de suministro es de *[indicar suma en B/. ó USD]*

La Garantía de Pago que EL COMPRADOR mantendrá durante el periodo de suministro estará en función del cálculo de la siguiente fórmula:

$$GP = PFAA_{max} \times PPFC(0)_{max} + PFAA_{max} / (DMGAP_{max} - RC) \times EAP_{max} / 12 \times PEC(0)_{max}$$

Donde:

GP= Garantía de Pago

PFAA_{max} = Potencia firme **adjudicada** anual máxima, en kW.

PPFC(0)_{max} = Precio máximo por la potencia firme contratada inicial, en USD/kW-mes.

DMGAP_{max} = Demanda máxima de generación anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kW.

RC = Reserva para la confiabilidad de largo plazo, en kW.

EAP_{max} = Demanda de energía anual correspondiente al año de la potencia firme ofertada anual máxima, en kWh.

PEC(0)_{max} = Precio máximo por la energía asociada contratada inicial, en USD/kWh.

La Garantía de Pago estará vigente por *[indicar número de días]* después de finalizado el Contrato.

En donde dice:

PRONÓSTICO DE DEMANDA MAXIMA DE GENERACION SIN RESERVA (MW)

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2016	1,373.32	1,363.29	1,460.66	1,480.83	1,519.49	1,527.55	1,481.70	1,464.26	1,489.61	1,491.68	1,455.55	1,395.46
2017	1,434.55	1,443.85	1,525.94	1,548.08	1,588.21	1,588.12	1,540.14	1,524.75	1,547.79	1,549.88	1,510.60	1,447.03
2018	1,495.90	1,509.51	1,589.74	1,612.25	1,653.76	1,653.12	1,600.14	1,587.62	1,610.46	1,612.67	1,570.31	1,505.76
2019	1,561.80	1,575.62	1,661.84	1,684.05	1,726.89	1,725.84	1,671.13	1,657.90	1,680.95	1,683.44	1,639.27	1,572.73
2020	1,626.69	1,592.41	1,730.80	1,753.30	1,798.73	1,793.98	1,736.29	1,722.39	1,744.49	1,747.19	1,703.37	1,633.57
2021	1,701.77	1,702.80	1,811.40	1,834.32	1,879.79	1,875.91	1,815.91	1,803.40	1,823.74	1,826.35	1,781.67	1,707.92
2022	1,772.90	1,786.37	1,886.84	1,912.52	1,958.24	1,953.51	1,892.01	1,880.63	1,898.76	1,901.29	1,853.49	1,779.09
2023	1,845.42	1,861.47	1,963.61	1,990.27	2,038.06	2,032.72	1,969.68	1,953.24	1,974.87	1,978.01	1,927.83	1,851.12
2024	1,918.42	1,881.64	2,041.67	2,067.65	2,117.85	2,112.46	2,048.79	2,030.21	2,051.63	2,055.05	2,002.66	1,922.33
2025	2,000.00	2,003.85	2,129.66	2,156.02	2,208.21	2,202.69	2,138.04	2,116.83	2,138.82	2,141.24	2,089.67	2,003.83
2026	2,094.97	2,122.26	2,230.97	2,258.07	2,311.51	2,306.22	2,236.69	2,212.82	2,238.90	2,242.64	2,185.07	2,097.96
2027	2,198.34	2,231.63	2,340.91	2,367.70	2,425.06	2,418.91	2,346.09	2,321.48	2,348.17	2,351.93	2,291.43	2,200.61
2028	2,318.49	2,295.78	2,468.89	2,496.79	2,555.34	2,549.74	2,474.75	2,448.59	2,475.63	2,479.01	2,415.69	2,319.38
2029	2,434.14	2,464.14	2,591.09	2,618.13	2,681.34	2,674.70	2,594.30	2,568.32	2,596.58	2,600.20	2,533.16	2,434.16
2030	2,526.02	2,571.33	2,690.03	2,719.88	2,783.51	2,776.26	2,692.15	2,662.22	2,694.20	2,698.27	2,628.35	2,526.03

FUENTE: INFORME INDICATIVO DE DEMANDA 2012

Debe decir:

PRONÓSTICO DE DEMANDA MAXIMA DE GENERACION SIN RESERVA (MW)

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2016	1,373.32	1,363.29	1,460.66	1,480.83	1,519.49	1,527.55	1,481.70	1,464.26	1,489.61	1,491.68	1,455.55	1,395.46
2017	1,434.55	1,443.85	1,525.94	1,548.08	1,588.21	1,588.12	1,540.14	1,524.75	1,547.79	1,549.88	1,510.60	1,447.03
2018	1,495.90	1,509.51	1,589.74	1,612.25	1,653.76	1,653.12	1,600.14	1,587.62	1,610.46	1,612.67	1,570.31	1,505.76
2019	1,561.80	1,575.62	1,661.84	1,684.05	1,726.89	1,725.84	1,671.13	1,657.90	1,680.95	1,683.44	1,639.27	1,572.73
2020	1,626.69	1,592.41	1,730.80	1,753.30	1,798.73	1,793.98	1,736.29	1,722.39	1,744.49	1,747.19	1,703.37	1,633.57
2021	1,701.77	1,702.80	1,811.40	1,834.32	1,879.79	1,875.91	1,815.91	1,803.40	1,823.74	1,826.35	1,781.67	1,707.92
2022	1,772.90	1,786.37	1,886.84	1,912.52	1,958.24	1,953.51	1,892.01	1,880.63	1,898.76	1,901.29	1,853.49	1,779.09
2023	1,845.42	1,861.47	1,963.61	1,990.27	2,038.06	2,032.72	1,969.68	1,953.24	1,974.87	1,978.01	1,927.83	1,851.12
2024	1,918.42	1,881.64	2,041.67	2,067.65	2,117.85	2,112.46	2,048.79	2,030.21	2,051.63	2,055.05	2,002.66	1,922.33
2025	2,000.00	2,003.85	2,129.66	2,156.02	2,208.21	2,202.69	2,138.04	2,116.83	2,138.82	2,141.24	2,089.67	2,003.83
2026	2,094.97	2,122.26	2,230.97	2,258.07	2,311.51	2,306.22	2,236.69	2,212.82	2,238.90	2,242.64	2,185.07	2,097.96
2027	2,198.34	2,231.63	2,340.91	2,367.70	2,425.06	2,418.91	2,346.09	2,321.48	2,348.17	2,351.93	2,291.43	2,200.61
2028	2,318.49	2,295.78	2,468.89	2,496.79	2,555.34	2,549.74	2,474.75	2,448.59	2,475.63	2,479.01	2,415.69	2,319.38
2029	2,434.14	2,464.14	2,591.09	2,618.13	2,681.34	2,674.70	2,594.30	2,568.32	2,596.58	2,600.20	2,533.16	2,434.16
2030	2,526.02	2,571.33	2,690.03	2,719.88	2,783.51	2,776.26	2,692.15	2,662.22	2,694.20	2,698.27	2,628.35	2,526.03

FUENTE: INFORME INDICATIVO DE DEMANDA 2012

PRONÓSTICO DE DEMANDA MAXIMA DE GENERACION DE EDEMET DMG SIN RESERVA(MW)												
AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2016	715.40	715.33	762.93	774.35	805.13	814.70	756.32	791.24	791.72	797.80	776.05	735.83
2017	749.16	755.54	799.61	811.88	843.93	849.59	789.70	827.55	825.37	831.91	807.21	764.19
2018	785.64	792.48	836.93	849.14	882.39	887.82	823.51	865.00	862.43	869.25	841.98	798.69
2019	820.98	827.48	876.14	888.33	922.69	928.02	861.61	904.36	901.55	908.61	880.43	835.94
2020	855.76	835.37	912.54	924.62	961.39	964.17	895.64	939.80	934.26	941.78	914.55	867.54
2021	896.09	891.73	956.04	968.09	1004.65	1008.70	938.31	985.93	977.42	985.33	957.74	907.69
2022	936.14	939.35	999.21	1012.68	1049.26	1052.88	981.63	1032.89	1020.42	1028.53	998.37	948.55
2023	979.25	984.54	1045.68	1059.37	1097.03	1100.48	1028.07	1076.43	1066.36	1075.07	1043.33	992.06
2024	1023.79	1001.10	1093.68	1106.70	1145.80	1149.62	1077.17	1124.55	1113.99	1123.12	1089.75	1035.74
2025	1070.98	1068.06	1145.68	1158.64	1198.70	1202.87	1130.38	1176.70	1165.77	1174.12	1142.28	1083.74
2026	1120.17	1134.47	1198.69	1211.63	1252.25	1257.12	1180.19	1226.68	1218.17	1228.24	1191.32	1132.65
2027	1172.26	1191.32	1254.84	1266.67	1309.88	1314.60	1234.72	1282.97	1273.88	1284.45	1245.62	1184.47
2028	1225.83	1219.70	1312.56	1324.33	1368.10	1373.72	1291.63	1342.96	1331.35	1342.26	1301.92	1236.73
2029	1285.92	1304.85	1376.21	1386.46	1433.73	1438.86	1351.77	1407.18	1394.30	1405.96	1363.02	1296.48
2030	1344.69	1372.05	1440.68	1451.95	1499.57	1504.85	1415.21	1469.71	1458.25	1470.49	1425.37	1356.59

PRONÓSTICO DE DEMANDA MAXIMA DE GENERACION DE EDECHI DMG SIN RESERVA (MW)												
AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2016	107.67	104.12	112.34	115.45	120.00	114.96	110.90	102.38	99.76	104.86	100.79	88.10
2017	112.63	102.00	116.99	120.98	125.60	119.58	114.31	106.47	103.22	108.20	104.29	91.17
2018	117.24	109.99	121.91	126.13	130.81	124.46	118.01	111.00	106.93	112.09	108.04	94.47
2019	122.17	114.87	127.54	131.23	135.96	129.29	122.44	115.49	110.59	116.22	111.75	97.73
2020	126.28	119.90	132.43	136.24	141.02	133.88	125.40	118.38	114.01	119.80	115.21	100.77
2021	131.48	120.92	138.10	142.05	146.89	139.38	129.58	122.82	118.19	123.99	119.44	104.48
2022	137.03	130.74	143.21	148.25	153.16	145.24	134.03	126.79	122.65	128.57	123.95	108.45
2023	142.77	136.43	148.34	153.88	159.64	151.31	139.01	131.47	127.25	133.59	128.62	112.54
2024	148.55	143.16	154.26	159.57	166.17	157.42	143.84	136.95	131.90	138.46	133.32	116.67
2025	154.82	143.30	160.34	165.80	173.25	164.04	148.68	142.45	136.93	143.74	138.41	121.15
2026	161.16	154.92	166.69	172.50	180.41	170.74	153.77	147.82	142.02	149.07	143.56	125.67
2027	167.75	161.68	172.92	179.07	188.04	177.70	159.05	154.14	147.31	154.61	148.91	130.37
2028	174.66	168.77	179.69	186.40	195.65	185.00	164.59	159.78	152.85	160.43	154.53	135.30
2029	181.91	170.14	186.85	193.74	203.84	192.67	170.41	165.52	158.68	166.54	160.43	140.48
2030	189.47	183.97	194.14	202.55	212.56	200.65	176.47	170.55	164.75	172.90	166.56	145.87

PRONÓSTICO DE DEMANDA MAXIMA DE GENERACION DE ELEKTRA DMG SIN RESERVA (MW)												
2016	550.25	543.84	585.39	591.03	594.36	597.89	614.48	570.64	598.13	589.02	578.71	571.54
2017	572.77	586.31	609.35	615.22	618.68	618.95	636.13	590.74	619.20	609.77	599.10	591.67
2018	593.03	607.04	630.90	636.98	640.56	640.84	658.62	611.63	641.10	631.33	620.29	612.60
2019	618.65	633.27	658.16	664.50	668.24	668.53	687.08	638.06	668.80	658.61	647.09	639.06
2020	644.66	637.14	685.83	692.44	696.33	695.93	715.24	664.21	696.21	685.61	673.61	665.26
2021	674.21	690.14	717.26	724.18	728.25	727.83	748.03	694.66	728.13	717.04	704.49	695.75
2022	699.73	716.27	744.42	751.60	755.82	755.39	776.35	720.96	755.70	744.18	731.16	722.10
2023	723.40	740.50	769.59	777.01	781.38	780.94	802.61	745.34	781.25	769.35	755.89	746.51
2024	746.08	737.38	793.73	801.38	805.88	805.42	827.77	768.71	805.75	793.47	779.59	769.92
2025	774.20	792.50	823.64	831.58	836.26	835.78	858.97	797.68	836.12	823.38	808.97	798.94
2026	813.64	832.87	865.60	873.94	878.85	878.35	902.73	838.32	878.71	865.32	850.18	839.64
2027	858.34	878.63	913.16	921.96	927.14	926.61	952.32	884.38	926.99	912.86	896.89	885.77
2028	918.01	907.30	976.64	986.05	991.59	991.03	1018.53	945.86	991.43	976.32	959.24	947.35
2029	966.31	989.15	1028.02	1037.93	1043.77	1043.17	1072.12	995.62	1043.60	1027.70	1009.72	997.19
2030	991.87	1015.31	1055.21	1065.38	1071.37	1070.76	1100.47	1021.95	1071.20	1054.87	1036.42	1023.57

FUENTE: INFORME INDICATIVO DE DEMANDA 2012