

# El Mercado Eléctrico de la República de Panamá

31 de diciembre de 2017

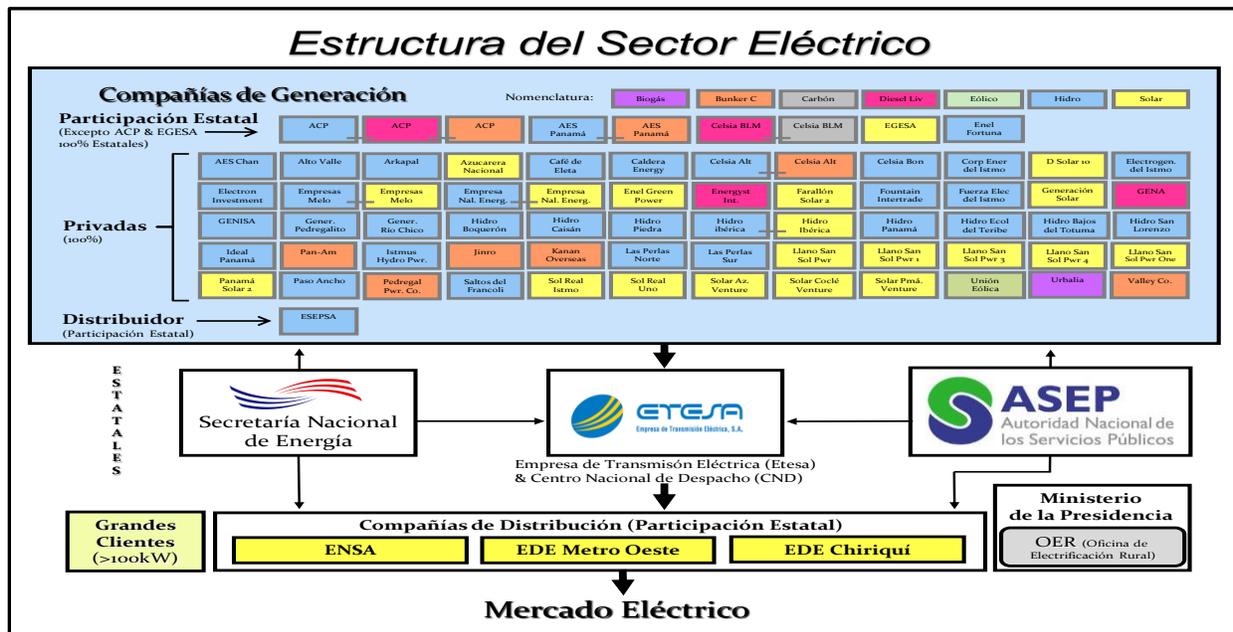
## I. Antecedentes del Sector Eléctrico

El servicio eléctrico en la república de Panamá fue brindado por el sector privado hasta el año 1961 cuando se creó el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), institución autónoma del Estado que paulatinamente con la nacionalización de la empresa norteamericana Cía. Panameña de Fuerza y Luz en el año 1972, y la incorporación del resto de las empresas a nivel nacional entre 1972 y 1978, logra cubrir el territorio nacional, con excepción de la hoy día Autoridad del Canal de Panamá.

En el año 1995 mediante la Ley 6 de ese año se permitió nuevamente la participación del sector privado en el subsector generación eléctrica pero de manera parcial. Con la Ley 26 de 1996 se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad y Telecomunicaciones y con la Ley 6 de 1997, se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, a través de la cual se logra la reestructuración del IRHE y por ende, del sector eléctrico, en 8 empresas, cuatro de generación eléctrica, tres de distribución eléctrica y una empresa de transmisión eléctrica (ETESA), donde el Estado es dueño del 100% de las acciones.

Seguidamente en el año 1998 se llevan a cabo las licitaciones públicas para la venta de entre el 49% y 51% de las acciones de las empresas de generación y de distribución aludidas, donde se reservaron como opción para los empleados entre el 2% y el 10%, y el Estado permanecería con el remanente de acciones de estas empresas.

El cuadro que a continuación presentamos muestra de manera diagramática la relación que existe entre los diferentes actores del Sector Eléctrico. A partir del 24 de abril de 2006, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) pasó a ser la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).



## **II. El Mercado Eléctrico**

### **A. Principios**

El mercado eléctrico es un mercado de oferta y demanda donde los generadores deben competir para ganarse un contrato de compraventa de energía y/o potencia en actos públicos o venden energía a grandes consumidores o al mercado ocasional.

### **B. Supervisión del Mercado Eléctrico - Grupo de Vigilantes del Mercado**

El Mercado Eléctrico es supervisado por el **Grupo de Vigilantes del Mercado**, que está integrado por tres (3) expertos independientes, que se reúnen cada tres meses con todos los agentes del mercado y presentan sus informes correspondientes a la ASEP, quien los evalúa para gestionar los ajustes de requerirse mediante audiencia pública.

### **C. Comité Operativo**

Otro mecanismo de ajuste a las reglas comerciales es a través del Comité Operativo que está integrado por todos los agentes del mercado y los grandes clientes, que puede presentar solicitudes de modificaciones a las reglas a consideración a la ASEP, quien las puede acoger y someter a una audiencia pública previo a su implementación .

### **D. Mercado de Generación**

El mercado de generación eléctrica lo componen los generadores provenientes de fuentes de energías renovables o termoeléctricas, que están interconectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) principalmente a través del sistema de transmisión de ETESA, e inyectan energía en KWh y potencia en KW. La energía que ETESA transmite a las empresas de distribución se hace llegar a las empresas, residencias y demás usuarios del servicio eléctrico. Alternativamente, los generadores pueden conectarse al SIN a través de las redes de distribución.

### **E. Mercado de Contratos**

Al mercado de contratos corresponden las compras o ventas de energía y/o potencia, entre generadores, distribuidores y grandes clientes. **De acuerdo al diseño del modelo de mercado panameño, las distribuidoras deben contratar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados, la cual realizan mediante actos públicos. Si esto se cumple, lo anterior significa que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados, que proporciona estabilidad en los precios y no los expone a la volatilidad de los precios del mercado ocasional de corto plazo.**

Hasta 2002 ETESA era el comprador único en el mercado de generación; a partir de esta fecha y hasta 2009 las empresas de distribución eléctrica se encargaron de preparar los pliegos, que debían cumplir con los criterios de la ASEP y ser aprobados por éste, previos a realizar la invitación para el acto público. Por disposición legal, a partir de 2010 esa responsabilidad recae nuevamente en ETESA. Las licitaciones de largo plazo deben ser anunciadas con la debida antelación,

## El Mercado Eléctrico de la República de Panamá

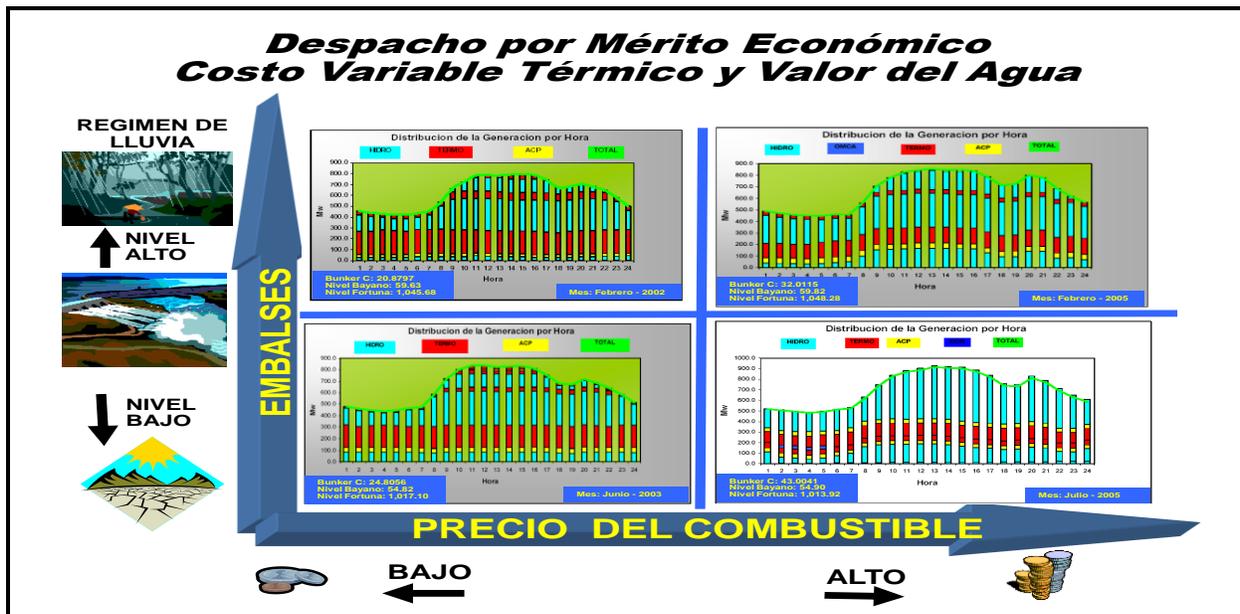
preferiblemente 3 a 4 años, para permitir la entrada de nuevos generadores con plantas cuyo período de construcción sea mayor y así aumentar la competencia en el mercado.

La ASEP ha autorizado mediante resolución la ampliación en los plazos de contratación hasta por 20 años; ello dependiendo de la tecnología de generación utilizada.

En el mercado eléctrico panameño se comercializan energía y potencia firme. Este último es la potencia que un generador puede garantizar los 365 días del año durante las horas pico del sistema que van de 9 de la mañana a 5 de la tarde, exceptuando sábados, domingos y días feriados; que en el caso de las plantas hidroeléctricas corresponde a la potencia que puedan garantizar con una sequía de 1 año en 20 y en las plantas térmicas es la potencia efectiva disponible registrada en su historial de servicio.

### F. Mercado Ocasional

El mercado ocasional es el mercado de energía donde se saldan las diferencias entre lo dispuesto en los contratos y la generación real de cada planta. En otras palabras, si un generador no generó la totalidad de la energía contratada, debe comprar la porción no generada en el mercado ocasional para cumplir con su contrato. Por otro lado, si un generador cumplió con su contrato y tiene capacidad sobrante y es despachado, éste terminará vendiendo energía en el mercado ocasional. En el mercado ocasional se aplica el despacho económico por costos variables ascendentes de generación. El costo variable para el despacho de los generadores térmicos cubre el costo del combustible y de operación y mantenimiento. En el caso de las plantas hidroeléctricas de pasada el costo variable es cero porque no pueden almacenar la energía y si no la generan se pierde. Las plantas hidroeléctricas de embalse utilizan un programa conocido como SDDP para optimizar su utilización. Este mercado fue diseñado como compensación entre generadores solamente.



### **III. Documentos Legales**

Los documentos descritos a continuación son accesibles desde la página web de la SNE en la siguiente dirección: <http://www.energia.gob.pa>

#### **A. Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, Texto Único**

(Gaceta Oficial No. 26871-C de miércoles 14 de septiembre de 2011)

“Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”.

Reglamentación:

##### **○ Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998**

(Gaceta Oficial No. 23572 de jueves 25 de junio de 1998)

“Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad”.

Modificaciones:

##### **○ Ley 43 de 9 de agosto de 2012**

(Gaceta Oficial Digital No. 27097 de viernes 10 de agosto de 2012)

“Que reforma la Ley 6 de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”.

##### **○ Ley 18 de 26 de marzo de 2013**

(Gaceta Oficial Digital No. 27254 de miércoles 27 de marzo de 2013)

“Que modifica y adiciona artículos a la Ley 44 de 2011, relativos a las centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y dicta otra disposición”.

##### **○ Ley 67 de 9 de diciembre de 2016**

(Gaceta Oficial Digital No. 28176-B de martes 13 de diciembre de 2016)

“Que modifica y adiciona artículos a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, en referencia al Fondo de Electrificación Rural”.

**Descripción:** Esta ley es el marco base de funcionamiento del Sector Eléctrico. Establece el régimen a que están sujetas las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización.

#### **B. Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004**

(Gaceta Oficial No. 25112 de martes 10 de agosto de 2004)

“Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y se dictan otras disposiciones”.

Reglamentación:

**○ Decreto Ejecutivo No. 45 de 10 de junio de 2009**

(Gaceta Oficial No. 26304 de martes 16 de junio de 2009)

“Por el cual se reglamenta el Régimen de los Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctrica y de otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, contemplados en la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004”.

**Descripción:** Es un instrumento fundamental de política energética y ofrece los siguientes beneficios:

▪ **Plantas particulares de energías renovables y limpias de hasta 500 KW:**

Las plantas particulares de energías renovables y limpias de hasta 500 KW que se instalen para autogeneración y que no se interconectan a la red de distribución, no pagan impuesto de importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.

▪ **Plantas de energías renovables y limpias de hasta 10 MW:**

- No pagan tarifa de transmisión ni de distribución.
- No pagan impuesto de importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.
- Tienen derecho a un incentivo fiscal de hasta el 25% del costo directo del proyecto en base a las emisiones de CO2 equivalente que sean desplazados durante su período de concesión, aplicable al 100% del impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años de operación comercial.
- Tienen derecho a un incentivo de hasta el 5% del costo directo del proyecto por las obras pasen a ser de uso público.
- Pueden contratar directamente con cualquier empresa de distribución independientemente de donde esté ubicada la planta, hasta el 15% de la demanda máxima de las distribuidoras.
- En las contrataciones directas el Ente Regulador permite plazos y precios razonables.
- Pueden vender energía en el mercado ocasional.
- Pueden vender su potencia firme a la distribuidora, a otro generador o distribuidor.
- Pueden ofertar su energía en el mercado Centroamericano.

▪ **Las plantas de energías renovables y limpias de 10 a 20 Megawatts tienen los mismos beneficios que las plantas de energías renovables y limpias de hasta 10 MW con las siguientes excepciones:**

- No pagan tarifa de transmisión por los primeros 10 MW durante los primeros 10 años de operación comercial.
- No pueden contratar en forma directa con el distribuidor.

- El incentivo fiscal de hasta el 25% del costo directo en concepto de reducción de emisiones de toneladas de CO2 equivalente por año, se aplica hasta el 50% del impuesto sobre la renta y no el 100%.
- **Las plantas de energías renovables y limpias de más de 20 Megawatts y hasta cualquier potencia, tienen los mismos beneficios que las plantas de energías renovables y limpias de hasta 20 MW pero pagan tarifa de transmisión normal.**

Aun cuando se tiene la Ley 6 de 1997 y su reglamentación, que proporcionan el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, y la Ley 45 de 2004 y su reglamentación, que da incentivos para fuentes de generación nuevas, renovables y limpias, se estimó conveniente la aprobación de leyes para tecnologías específicas; ellas se describen a continuación:

**C. Ley No. 44 de 25 de abril de 2011**

(Gaceta Oficial No. 26771 de lunes 25 de abril de 2011)

“Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad”.

Modificación:

**○ Ley 18 de 26 de marzo de 2013**

(Gaceta Oficial Digital No. 27254 de miércoles 27 de marzo de 2013)

“Que modifica y adiciona artículos a la Ley 44 de 2011, relativos a las centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y dicta otra disposición”.

**Descripción:** Propicia la diversificación de la matriz energética y establece un marco legal que fomenta el desarrollo de las actividades de generación eólica. Ofrece los siguientes beneficios:

- Permite licitaciones públicas para la compra de energía y/o potencia, exclusivos para centrales eólicas, con contratos hasta por quince años.
- Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Corporales Muebles y Prestación de Servicios (ITBMS).
- Otorgamiento de un crédito fiscal aplicable al Impuesto Sobre la Renta liquidado en la actividad en un periodo fiscal determinado, por un máximo del cinco por ciento (5%) del valor total de la inversión directa en concepto de obras que se conviertan en infraestructura de uso público.
- Permite la utilización del método de depreciación acelerada del equipo destinado a la generación eólica.
- Proporciona el derecho a la exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del ITBMS a las personas naturales o jurídicas que importan equipo destinado a generación eólica con la finalidad de comercializarlos; así como a equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean destinados para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eólicas.

## ***El Mercado Eléctrico de la República de Panamá***

---

- Exonera de todo gravamen impositivo nacional y municipal, por el término de quince (15) años, a las actividades de producción de equipamiento mecánico, electrónico, electromecánico, metalúrgico y eléctrico que realicen empresas radicadas o a radicarse, de origen nacional o internacional, con destino a la fabricación de equipos de generación eólica en el territorio nacional.

### **D. Ley 41 de 2 de agosto de 2012**

(Gaceta Oficial Digital No. 27093 de lunes 6 de agosto de 2012)

“Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad”.

**Descripción:** Propicia la diversificación de la matriz energética y establece un marco legal que fomenta el desarrollo de las actividades de generación a base de gas natural. Ofrece los siguientes beneficios:

- Otorgamiento de un crédito fiscal aplicable al Impuesto Sobre la Renta liquidado en la actividad en un periodo fiscal determinado, por un máximo del cinco por ciento (5%) del valor total de la inversión directa en concepto de obras que se conviertan en infraestructura de uso público.
- Exoneración del impuesto de importación de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales.
- Exoneración de todo gravamen impositivo nacional, por el término de veinte años, aplicable a las actividades de producción de equipamiento mecánico, electrónico, electromecánico, metalúrgico y eléctrico que realicen empresas radicadas o a radicarse, nacionales o internacionales, destinadas a la fabricación de equipos de generación a base de gas natural en el territorio nacional.
- Permite la utilización del método de depreciación acelerada del equipo destinado a la generación a base de gas natural o de la empresa de regasificación de gas natural licuado.

### **E. Ley 37 de 10 de junio de 2013**

(Gaceta Oficial Digital, No. 27308 de jueves 13 de junio de 2013)

Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares.

Modificación:

#### **○ Resolución 1647 de 28 de agosto de 2013**

(Gaceta Oficial Digital No. 27364-B de lunes 2 de septiembre de 2013)

“Por el cual se adopta el procedimiento para obtener certificación que reconoce el uso de los incentivos fiscales establecidos en la Ley 37 de 10 de junio de 2013, a centrales y/o instalaciones solares, que realicen actividades distintas a la prestación del servicio público de electricidad”.

#### **○ Ley 38 de 9 de agosto de 2016**

(Gaceta Oficial Digital No. 28093-A de miércoles 10 de agosto de 2016)

“Que modifica y adiciona disposiciones a la Ley 37 de 2013, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares”.

○ **Resolución 3498 de 25 de septiembre de 2017**

(Gaceta Oficial Digital No. 28374-A de miércoles 27 de septiembre de 2017)

“Por la cual se actualiza el procedimiento para obtener la certificación que reconoce el uso de incentivos fiscales, de conformidad con lo establecido en la Ley 37 de 10 de junio de 2013 y su modificación en la Ley 38 de 9 de agosto de 2016”.

**Descripción:** Propicia la diversificación de la matriz energética y establece un marco legal que fomenta el desarrollo de la energía solar en todas sus formas y usos. Ofrece los siguientes beneficios:

- Permite licitaciones públicas para la compra de energía y/o potencia, exclusivos para tecnologías solares, con contratos hasta por veinte años.
- Para efectos de la liquidación de transferencias se aplicará lo dispuesto en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, el Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, las resoluciones que expida para este propósito, la ASEP y demás normas que le sean aplicables.

Incluimos seguidamente otra legislación pertinente a la utilización de energéticos que tiene impacto en el Sector Eléctrico:

**F. Ley No. 42 de 20 de abril de 2011**

(Gaceta Oficial No. 26770 de jueves 21 de abril de 2011)

"Que establece lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional"

Modificación:

○ **Ley 21 de 26 de marzo de 2013**

(Gaceta Oficial Digital No. 27254 de miércoles 27 de marzo de 2013)

“Que modifica la Ley 42 de 2011, respecto al uso de bioetanol, anhidro, y dicta otra disposición”.

○ **Decreto Ejecutivo 345 de 14 de mayo de 2013**

(Gaceta Oficial No. 27287-A de miércoles 15 de mayo de 2013)

“Que aprueba el reglamento para el uso del bioetanol anhidro como aditivo oxigenante en mezcla con las gasolinas, de acuerdo a lo establecido en la Ley 42 de 20 de abril de 2011”.

○ **Ley 47 de 24 de junio de 2015**

(Gaceta Oficial No. 27813-B de martes 30 de junio de 2015)

“Que reforma la Ley 42 de 2011, Que establece lineamientos para la política nacional de biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional”.

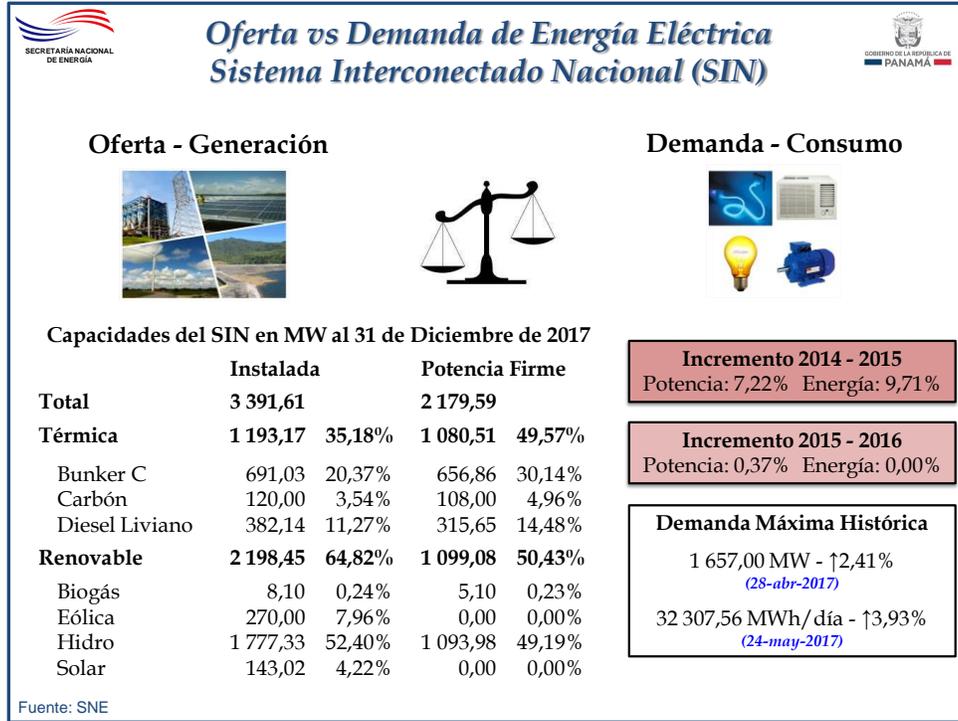
**Descripción:** Establece los lineamientos generales de la política nacional de promoción, fomento y desarrollo de la producción y uso de biocombustibles y la generación y/o

cogeneración de energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional. Ofrece las siguientes exenciones a las personas naturales o jurídicas que participen en la generación y/o cogeneración de energía eléctrica a partir de biomasa:

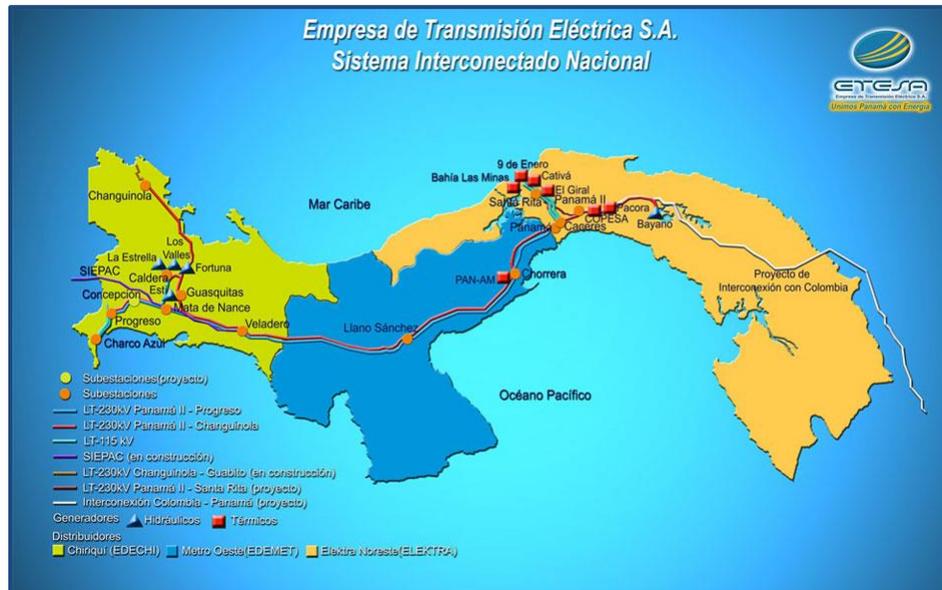
- Impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes para todas las maquinarias, insumos, líneas eléctricas, subestaciones y sistemas de distribución y/o transmisión eléctrica y demás implementos, por un período de diez años, a partir de la entrada en operación comercial.
- Impuesto de Transferencia de Bienes Corporales Muebles y Prestación de Servicios (ITBMS) para todas las maquinarias, insumos, líneas eléctricas, subestaciones y sistemas de distribución y/o transmisión eléctrica y demás implementos, por un período de diez años, a partir de la entrada en operación comercial.
- Impuesto sobre la renta, por un período de diez años, a partir de la entrada en operación comercial.
- Impuesto sobre la renta aplicable a los ingresos generados por la venta de Certificados de Reducción de Emisiones (Bonos de Carbono).
- Pago de licencia industrial, licencia comercial, aviso de operación, así como la tasa de control, vigilancia y fiscalización que deben pagar a la ASEP, impuestos y/o tasas municipales, por un período de diez años, a partir de la entrada en operación comercial.
- Impuestos de prestación de servicios que sean necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las plantas de producción.
- Cargos de distribución y transmisión cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional, teniendo en cuenta que en ningún caso los costos de transmisión o distribución serán traspasados a los usuarios, por un período de diez años, a partir de la entrada en operación comercial.

**IV. Datos Generales**

Algunos datos del Sistema Interconectado Nacional, que resultan de singular importancia cuando se necesita saber su tamaño y comportamiento, son mostrados a continuación:

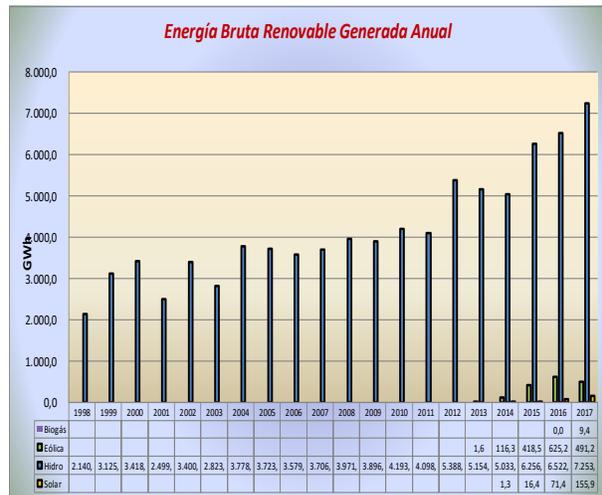
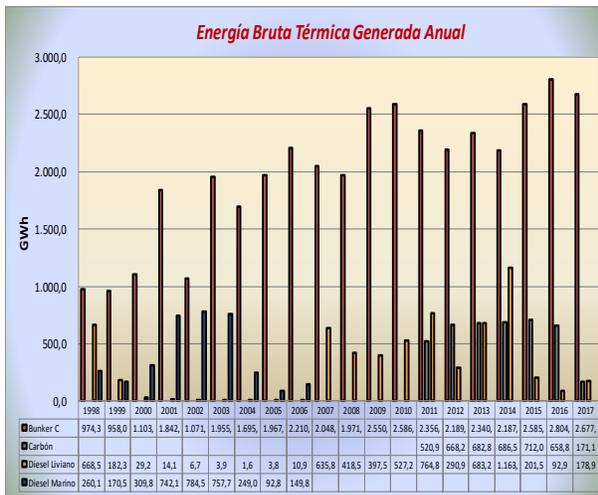
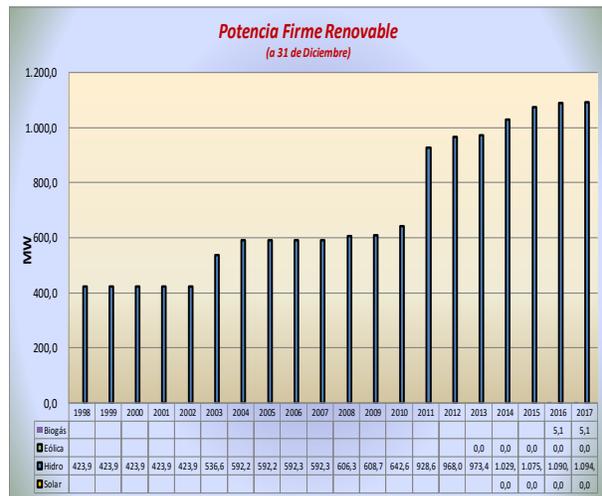
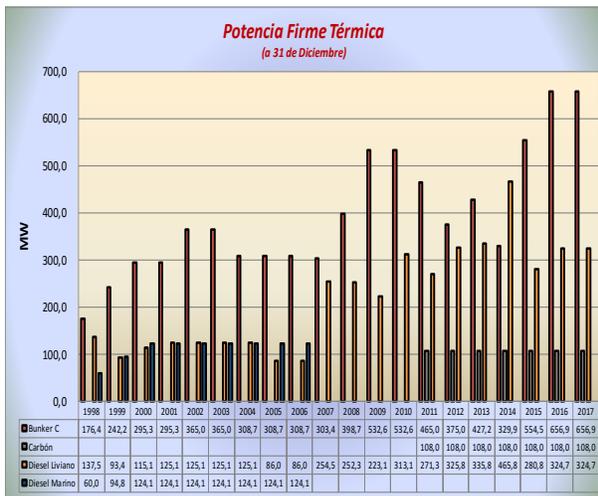
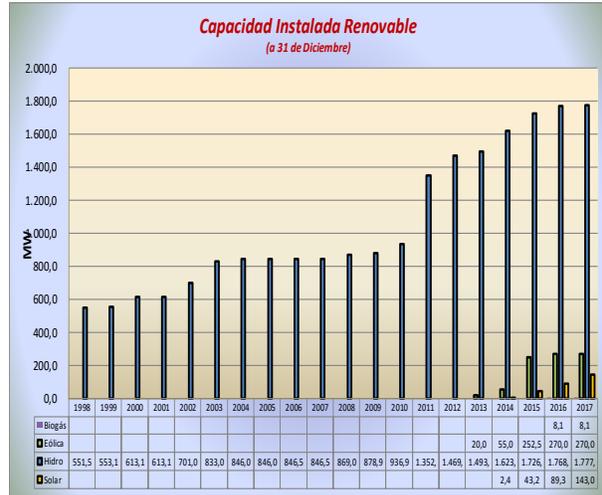
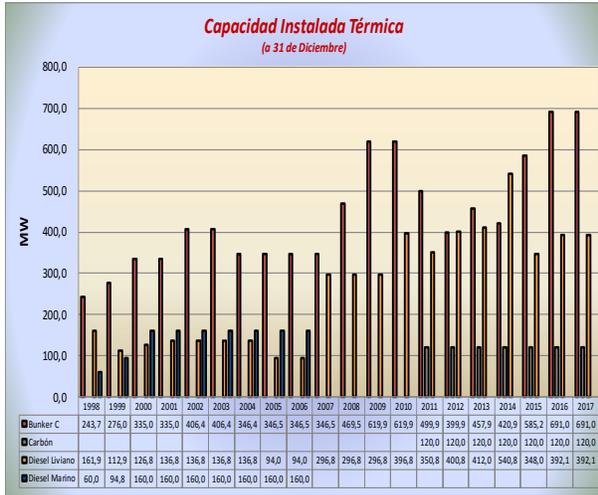


El siguiente cuadro muestra el detalle de (i) las líneas de transmisión y subestaciones de ETESA, y (ii) del área de cobertura de cada una de las empresas de distribución:



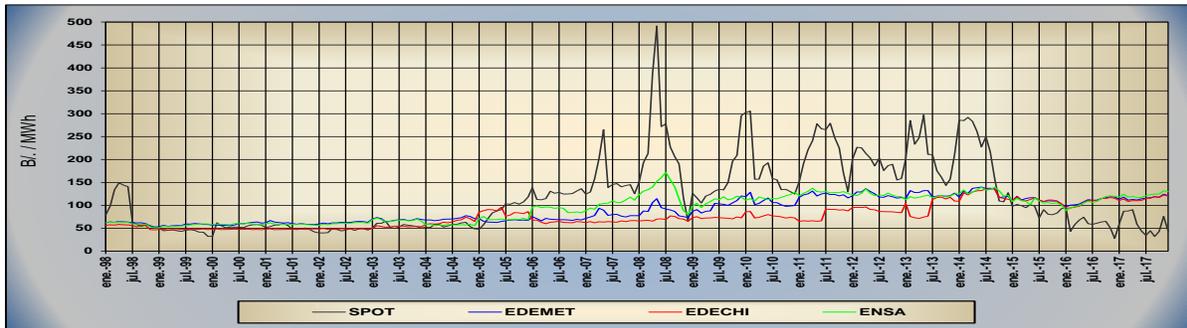
# El Mercado Eléctrico de la República de Panamá

Las gráficas siguientes muestran el desarrollo de la capacidad instalada, potencia firme y energía generada por tipo de central en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde 1998.

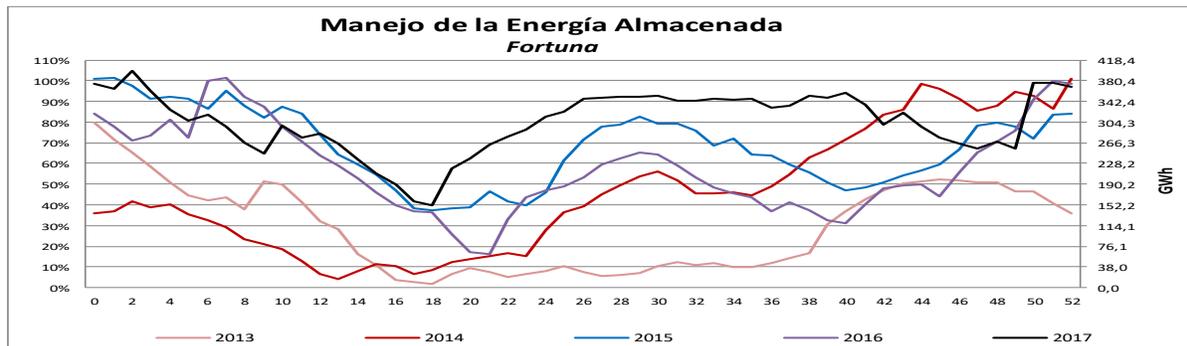
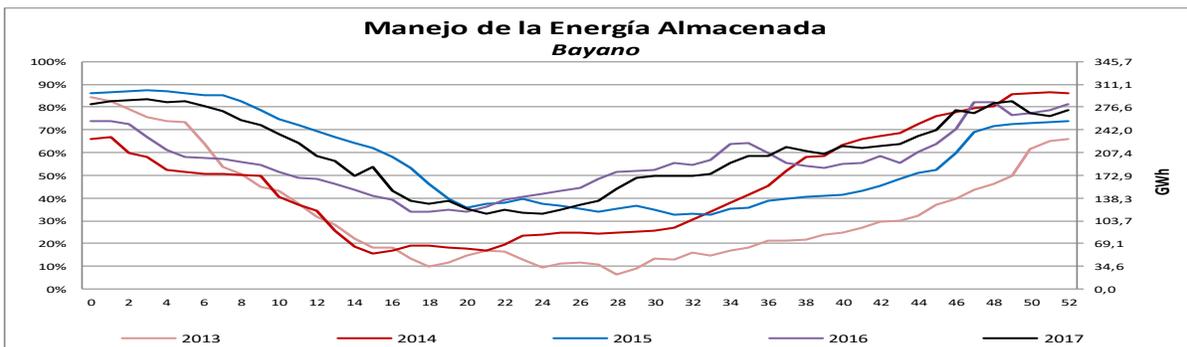
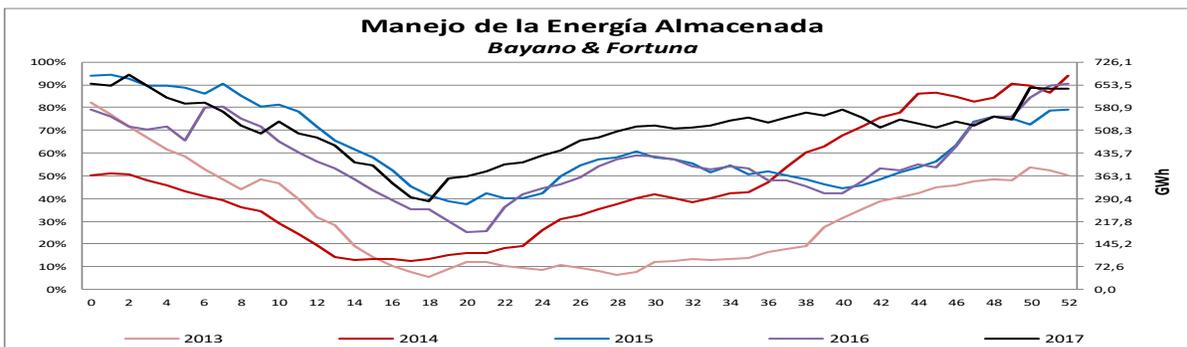


## El Mercado Eléctrico de la República de Panamá

La siguiente gráfica muestra cómo han variado los precios monómicos promedio ponderados mensuales de los Contratos y del Mercado Ocasional desde enero de 1998. El Mercado Eléctrico panameño comenzó a funcionar en noviembre de 1999.

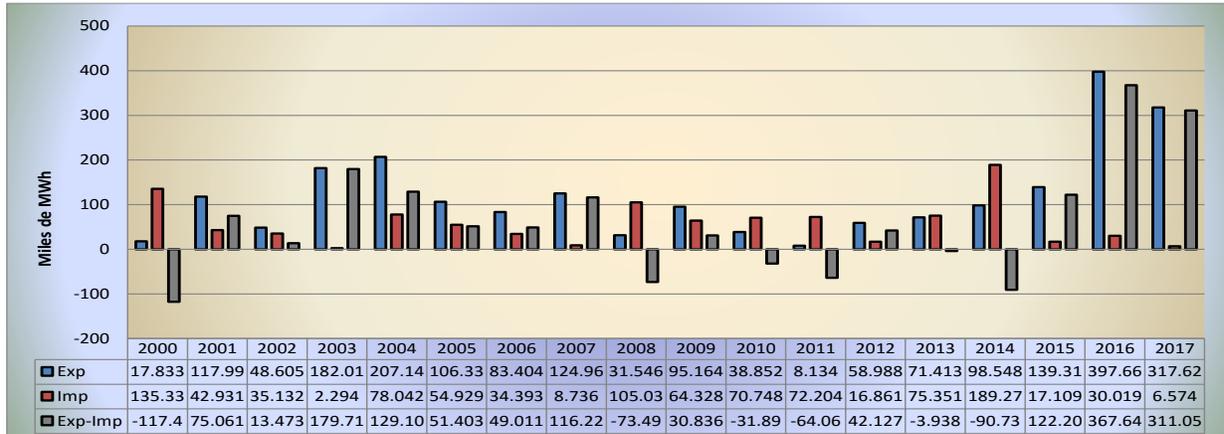


El comportamiento hidrológico y su efecto en los aforos y la regulación de los lagos de las centrales hidroeléctricas de Bayano y Fortuna se presentan en las gráficas siguientes:

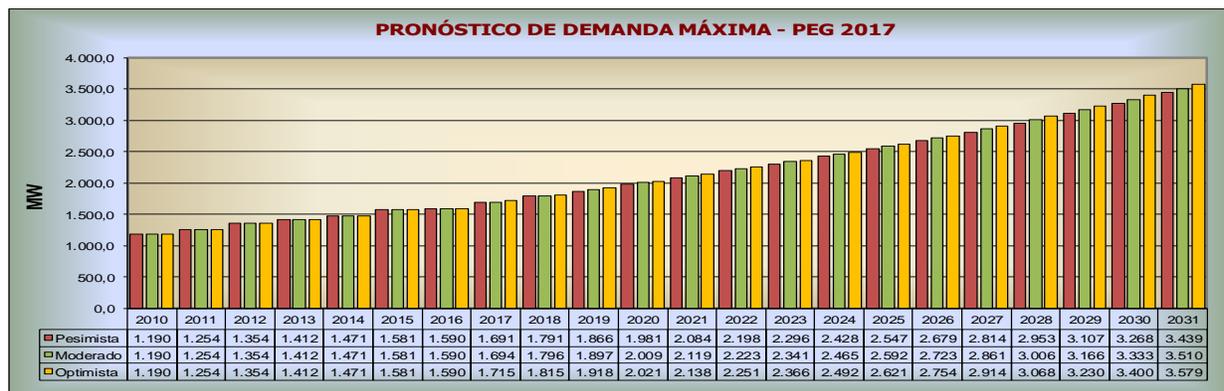
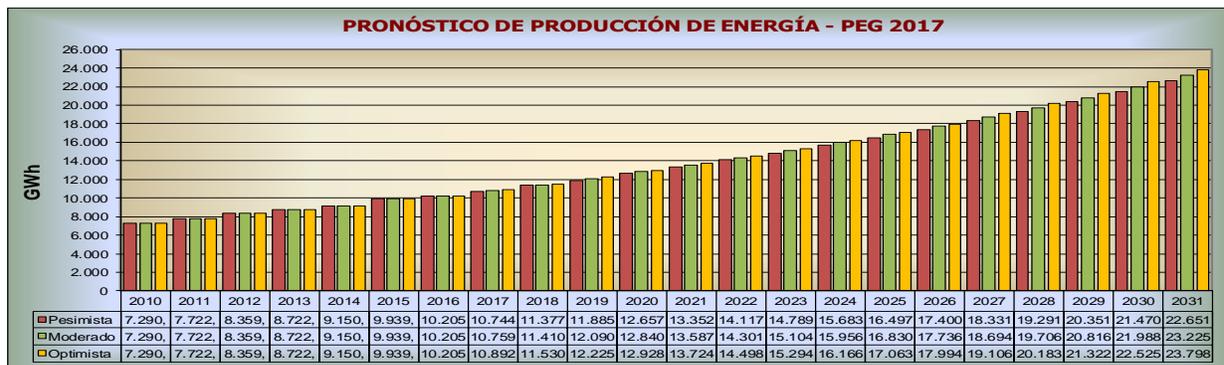


## El Mercado Eléctrico de la República de Panamá

Las exportaciones e importaciones, o intercambios de energía, desde el año 2000 se muestran a continuación:



Presentamos seguidamente los pronósticos moderado y optimista de producción de energía y de demanda máxima del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) de 2016 hasta el año 2030:



La Secretaría Nacional de Energía (SNE) actualiza anualmente el Compendio Estadístico Energético (CEE), que contiene datos energéticos históricos desde 1970 y es accesible desde la página web de la SNE en la siguiente dirección: <http://www.energia.gob.pa>

## V. Las Tarifas

La tarifa eléctrica tiene tres componentes: Generación, Transmisión, y Distribución. Los costos de Transmisión y de Distribución están regulados e históricamente han oscilado en alrededor de 1 Ctvo/KWh para Transmisión y 5 Ctvos/KWh para Distribución; actualmente estos valores son del orden de 5.6% ó 1.03 Ctvos/KWh para Transmisión y 29.9% ó 5.50 Ctvos/KWh para Distribución.

Los costos de Generación se determinan en el mercado mayorista de electricidad a través de la licitación de contratos de energía y/o potencia, y/o la compra o venta de energía en el mercado ocasional.

El detalle tarifario es publicado semestralmente por la ASEP y puede obtenerse en su página web: <http://www.asep.gob.pa>

### A. Componente de Transmisión

#### **Procedimiento para el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP):**

- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la empresa de transmisión tal como lo establece el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.
- Se fija la **tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión, la cual depende del logro de los niveles de eficiencia utilizados para calcular el IMP.**
- Se calculan los IMP's por el servicio de transmisión y por el servicio de operación integrada y se establecen los cargos por Uso y por Conexión.
- **La tarifa de transmisión se ajusta cada seis meses, en base al índice de precios al consumidor lo mismo que las pérdidas eléctricas que a su vez tienen una componente de generación.**

### B. Componente de Distribución

**Compiten con empresas modelo**, que son seleccionadas con el fin de definir condiciones de eficiencia para las empresas de Distribución y Comercialización de electricidad.

- Las variables de costos resultantes de estas comparaciones son la base para el cálculo del IMP.
- **De no obtener los niveles de eficiencia de la empresa modelo no se logra la rentabilidad establecida por la ASEP.**
- **Las tarifas de distribución se ajustan cada seis meses en base al índice de precios al consumidor. Las pérdidas eléctricas, alumbrado público, y el componente de generación y transmisión son traspasados directamente al usuario.**

### **C. Descripción de Tarifas al Usuario Final**

Debe destacarse que el régimen tarifario de las empresas de distribución al usuario final, que anteriormente se clasificaba de acuerdo con su uso en residencial, comercial, industrial y gobierno, se detalla actualmente por niveles de consumo y de voltaje de la siguiente manera:

#### **▪ Tarifas para Clientes Conectados en Baja Tensión**

Son las tarifas correspondientes a voltaje igual o inferior de 600 voltios, que a su vez se clasifican de acuerdo al nivel de suministro en:

- Tarifa Simple (BTS): Esta tarifa corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea igual o menor a quince kilovatios (15kW) mensuales.
- Tarifa con Demanda Máxima (BTD): Corresponde a aquellos clientes con una demanda mayor a quince kilovatios (15kW) por mes.
- Tarifa por Bloque Horario (BTH): Esta tarifa se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

#### **▪ Tarifas para Clientes Conectados en Media Tensión**

Son las tarifas correspondientes a voltaje de suministro mayor de 600 voltios y menor de 115 kilovoltios y están clasificadas en:

- Tarifa con Demanda Máxima (MTD): Correspondiente a todo aquel cliente que la solicite.
- Tarifa por Bloque Horario (MTH): Considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

#### **▪ Tarifas para Clientes Conectados en Alta Tensión**

Son las tarifas correspondientes a voltaje mayor de 115 kilovoltios y se clasifican en:

- Tarifa con Demanda Máxima (ATD): Es aplicable a cualquier cliente que la solicite.
- Tarifa por Bloque Horario (ATH): Se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

**VI. Usuarios, Consumo y Precios Promedio**

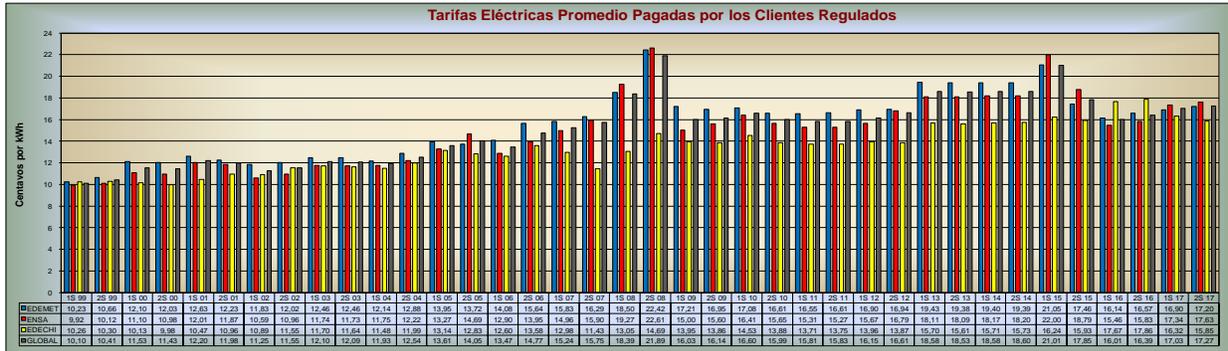
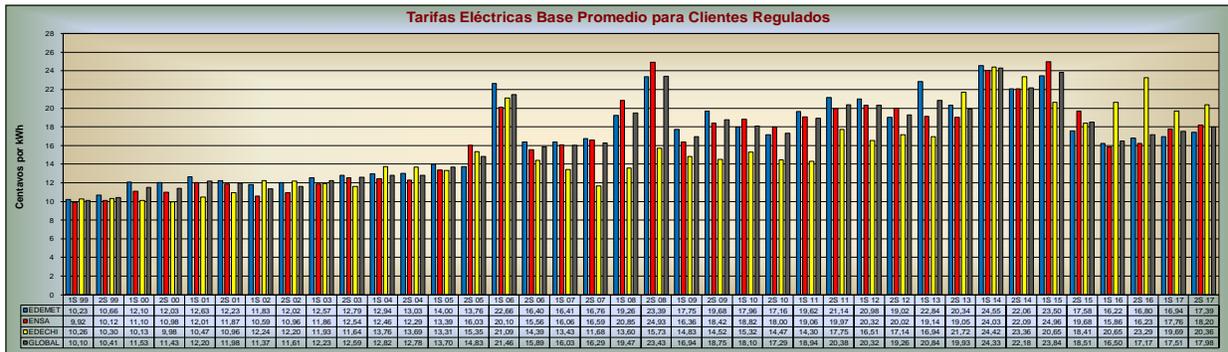
El detalle de la cantidad de usuarios y el consumo mensual al usuario final por tarifa y por clase de consumo es presentado a continuación.

| Tarifa  | Usuarios |         |         |           | Consumo Mensual en MWh |         |        |         |
|---------|----------|---------|---------|-----------|------------------------|---------|--------|---------|
|         | Ensa     | Edemet  | Edechi  | Total     | Ensa                   | Edemet  | Edechi | Total   |
| BTS     | 443,687  | 466,219 | 150,097 | 1,060,003 | 132,952                | 147,856 | 37,681 | 318,688 |
| BTD     | 5,259    | 8,292   | 1,039   | 14,590    | 61,246                 | 117,817 | 11,133 | 190,196 |
| BTH     | 81       | 135     | 20      | 236       | 687                    | 3,263   | 624    | 4,574   |
| MTD     | 499      | 510     | 250     | 1,259     | 56,161                 | 55,051  | 9,654  | 120,867 |
| MTH     | 43       | 39      | 14      | 96        | 10,199                 | 13,090  | 4,630  | 27,919  |
| ATD     | 2        |         |         | 2         | 11,920                 |         |        | 11,920  |
| ATH     |          |         | 2       | 2         |                        |         | 140    | 140     |
| Totales | 449,571  | 475,195 | 151,422 | 1,076,188 | 273,165                | 337,077 | 64,062 | 674,304 |

| Distribuidora | Consumo Mensual por Clase de Servicio en MWh |           |            |          |       |                   |         |
|---------------|--|-----------|------------|----------|-------|-------------------|---------|
|               | Residencial                                  | Comercial | Industrial | Gobierno | Otros | Alumbrado Público | Totales |
| Ensa          | 104,077                                      | 118,673   | 15,555     | 34,595   | 264   | 5,545             | 278,710 |
| Edemet        | 106,041                                      | 180,950   | 11,157     | 38,580   | 349   | 10,548            | 347,625 |
| Edechi        | 24,663                                       | 28,086    | 4,359      | 6,889    | 65    | 3,828             | 67,890  |
| Totales       | 234,782                                      | 327,709   | 31,071     | 80,064   | 678   | 19,921            | 694,225 |

Actualizado al mes de Diciembre de 2017

Luego de la privatización los precios promedio del KWh bajaron con respecto a la tarifa del IRHE un 12.00% para los clientes de EDEMET, 10.76% para los de ENSA, y 11.31% para los de EDECHI. Sin embargo, el escalamiento de los precios del petróleo a nivel mundial, se ha hecho sentir en el mercado eléctrico, y por ende, en el precio que se refleja al consumidor. Los precios han fluctuado de acuerdo a la gráfica que mostramos a continuación en base a los ajustes aprobados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).



**VII. Documentos Importantes**

A continuación presentamos un listado de informaciones y documentos importantes que las distintas entidades del sector eléctrico publican en sus páginas web y su ubicación. Se listan por orden alfabético y no por su importancia.

**A. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**

- Concesiones y Licencias:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Concesiones y Licencias
- Contratos:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Contratos
- Estadística:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Estadísticas
- Estadísticas Mensuales del Mercado:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Estadist. Mens. del Mercado
- Interconexión Panamá - Colombia:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Inter. Panama-Colombia
- Legislación:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Legislación
- Mercado Mayorista:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Mercado Mayorista
- Planes de Expansión:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Planes de Expansión
- Reglamentaciones:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Reglamentaciones
- Resoluciones:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Resoluciones
- Tarifas:  
[www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa) → Sectores Regulados → Electricidad → Tarifas

**B. Centro Nacional de Despacho (CND)**

- Estadísticas:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Estadísticas
- Informes de Gestión:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Informes → Informes de Gestión
- Informes de Mercado:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Informes → Informes de Mercado
- Informes de Operaciones:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Informes → Informes de Operaciones
- Informes de Regulación:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Informes → Informes de Regulación
- Informe Semanal ASEP:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Informes → Informe Semanal ASEP
- Informe Anual CND:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Informes → Informe Anual CND
- Normas:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Documentos → Normas
- Requisitos para Nuevos Participantes del Mercado Eléctrico:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Mercado → Requisitos Nuevos Participantes
- Tipos de Participantes del Mercado Eléctrico:  
[www.cnd.com.pa](http://www.cnd.com.pa) → Mercado → Tipos de Participantes

**C. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)**

- Compras de Energía y/o Potencia:  
[www.etsa.com.pa/](http://www.etsa.com.pa/) → Compras de Energía y/o Potencia
- Leyes y Decretos:  
[www.etsa.com.pa/](http://www.etsa.com.pa/) → Documentos → Leyes y Decretos
- Plan de Expansión:  
[www.etsa.com.pa/](http://www.etsa.com.pa/) → Documentos → Plan de Expansión
- Pliego Tarifario:  
[www.etsa.com.pa/](http://www.etsa.com.pa/) → Documentos → Pliego Tarifario

**D. Ministerio de Ambiente (MiAmbiente)**

- Biblioteca Virtual:  
[www.miambiente.gob.pa](http://www.miambiente.gob.pa) → PUBLICACIONES
- Estadísticas:  
[www.miambiente.gob.pa](http://www.miambiente.gob.pa) → INFO.AMBIENTAL
- Mapas Interactivos:  
[www.miambiente.gob.pa](http://www.miambiente.gob.pa) (Página Principal)
- Normas Ambientales:  
[www.miambiente.gob.pa](http://www.miambiente.gob.pa) → NORMAS → NORMAS AMBIENTALES
- Plan Nacional de Seguridad Hídrica 2015-2050:  
[www.miambiente.gob.pa](http://www.miambiente.gob.pa) (Página Principal)
- Proyectos:  
[www.miambiente.gob.pa](http://www.miambiente.gob.pa) → PROYECTOS

**E. Secretaría Nacional de Energía (SNE)**

- Estadística Energética:  
[www.energia.gob.pa](http://www.energia.gob.pa) → Mercado Energético → Estadísticas
- Descripción y Datos Sobre Energía:  
[www.energia.gob.pa](http://www.energia.gob.pa) → Información Sobre Energía
- Marco Legal:  
[www.energia.gob.pa](http://www.energia.gob.pa) → Mercado Energético → Marco Legal
- Plan Energético Nacional 2015-2050:  
[www.energia.gob.pa](http://www.energia.gob.pa) → Plan Energético Nacional
- Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE):  
[www.energia.gob.pa](http://www.energia.gob.pa) → ¿Cómo Ahorrar?

**VIII. Integración Regional**

La intención es de promover la integración energética regional con Centroamérica SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central) y con Colombia (Pacto Andino) para lograr economías de escala y diversificar las fuentes de energía. Panamá tiene la oportunidad de convertirse en un canal energético entre el Pacto Andino y Centroamérica.

**A. Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC)**

Diciembre de 2017

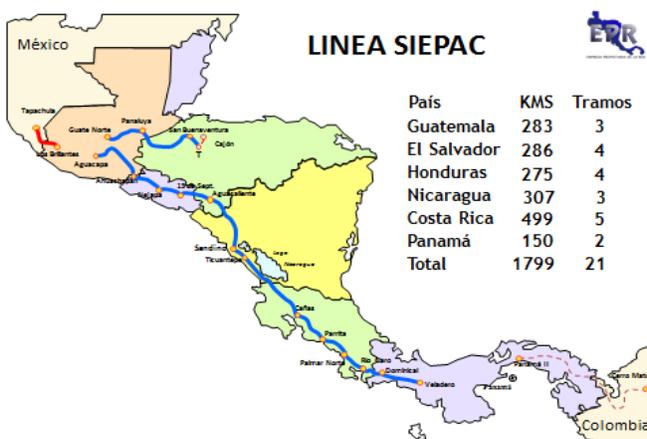
El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC ha sido ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENEL de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1,800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Con la puesta en servicio del tramo Parrita – Palmar Norte en Costa Rica, el día 29 de septiembre de 2014, se completó la construcción y entrada en operación comercial de toda la línea SIEPAC y sus respectivas subestaciones.

Los intercambios de energía a nivel regional en el año 2017 fueron de 2,447 Gwh, representando un incremento de 26 % respecto al año 2016 que fueron de 1,947 Gwh.



A nivel de regulación, a partir del 1 de junio del 2013 entró en vigencia la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), bajo el Reglamento del MER (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC). En el año 2015 se implementaron los contratos regionales con prioridad de suministro y los derechos firmes.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

## **B. Interconexión Colombia - Panamá (ICP)**

Diciembre de 2017

### **Objetivo del Proyecto**

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como de la Comunidad Andina vienen realizando importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultado de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Comunidad Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

### **Promotores del Proyecto**

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para viabilizar un proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios de prefactibilidad motivó en 2007 la creación en Panamá de la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), la cual tiene como accionistas principales a ETESA e ISA (50% cada uno). Desde entonces, y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ICP ha venido desarrollando durante los últimos años diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de consultorías especializadas sobre temas relevantes como la ingeniería básica, el diagnóstico ambiental de alternativas, la viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

ETESA es una sociedad anónima de capital estatal, responsable del transporte de energía eléctrica en alta tensión en Panamá, la operación del sistema y la administración del mercado mayorista de electricidad. Por su parte, ISA es una sociedad de economía mixta de sistemas de infraestructura lineal que desarrolla los negocios de transporte de energía eléctrica, concesiones viales, transporte de telecomunicaciones, y gestión inteligente de sistemas de tiempo real, con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina y Centroamérica.

### Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa – HVDC (ya madura en el mundo pero nueva en la región), la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.



Figura 1  
Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso

En la Figura 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto, se hace la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

### Beneficios Generales y Particulares del Proyecto

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para atender el crecimiento de la demanda), constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por exportación de energía.

A través de la ejecución de este tipo de proyectos es posible además fortalecer las relaciones con las autoridades de gobierno y por esa vía asegurar el apoyo a los programas de desarrollo de las comunidades, buscando su crecimiento y sostenibilidad. En este caso particular, el impulso a la carretera Mortí-Mulatupu es un propósito común, que se enmarca en estos objetivos, y que hace parte de la propuesta del gobierno para la viabilización de la interconexión eléctrica.

## Duración de la Ejecución del Proyecto

A partir del momento en que se tenga un corredor ambiental aprobado y viabilizado, el desarrollo de las actividades siguientes (Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), diseño, licencia, fabricación de estaciones, construcción y montaje de línea y cable) tomará 48 meses (hasta la fecha de entrada en operación del proyecto).

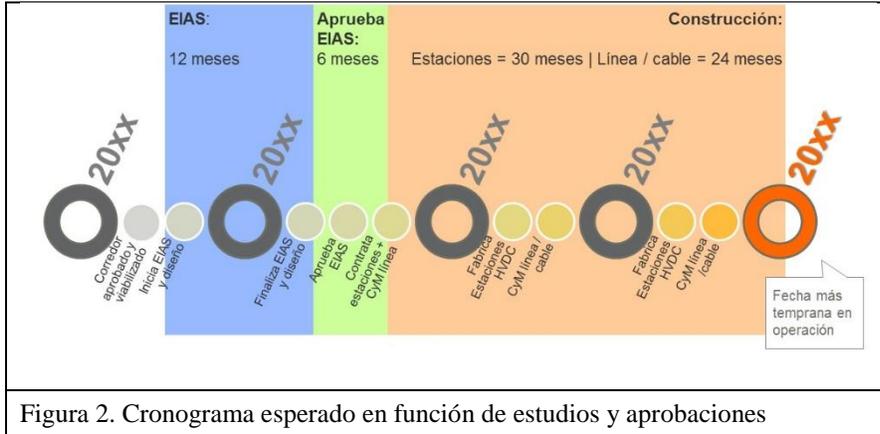


Figura 2. Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones