



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado  
Nacional  
2016 – 2030

Plan Indicativo de Generación

**Tomo II - Anexo – 5**

"Definición de Política y Criterios para la Revisión  
del Plan de Expansión del Sistema Interconectado  
Nacional  
2016"



SECRETARÍA NACIONAL  
DE ENERGÍA



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE  
**PANAMÁ**

23 de febrero de 2016  
Nota No.136-16

Ingeniero  
Iván Barría  
Gerente General  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.  
E. S. D.

Ingeniero Barría:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016".

Con la muestra de mi más alta consideración y estima, quedo de usted.

Atentamente,

Victor Carlos Urrutia  
Secretario de Energía

c.: Lic. Roberto Meana, Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos

*República de Panamá*  
*Secretaría Nacional de Energía*

---

**Definición de Política y Criterios**  
**para la Revisión del Plan de Expansión**  
**del Sistema Interconectado Nacional**

**2016**

## **I. Referencias Legales**

### **A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 “Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”**

#### **Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional**

##### **Artículo 7.            *Criterios.***

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

##### **Artículo 8.            *Preparación de los planes de expansión.***

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes

necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

**B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 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”**

**Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional**

**Artículo 1. *Elaboración del Plan de Expansión.***

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

**Artículo 2. *Plan de Expansión.***

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

**Artículo 3. *Metodología para el cálculo de la potencia firme.***

La potencia firme de cada unidad generadora, para propósitos de planificación y de evaluación de ofertas para la venta de energía, se calculará de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Operación.

**Artículo 4. *Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.***

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

**C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011**  
**“Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones”**

**Artículo 1.**

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

**Artículo 6.**

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

...

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.

8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

...

### **Artículo 11.**

La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

...

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

...

## **D. Reglamento de Transmisión**

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

## **II. Lineamientos Generales**

### **A. Requerimientos de Calidad**

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, “Terminología y Definiciones” del Reglamento de Operaciones que define “Calidad” como: “la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables”.

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

### **B. Mínimo Costo**

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

“La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada.”

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por la ANAM, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2014, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2 500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 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 dicta otras disposiciones.”, y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.



## C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

### **Generación:**

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

### **Transmisión:**

**Criterio de Seguridad:** Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, “el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión”.

**Criterio de Confiabilidad:** De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 97: “Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos”.

Artículo 99: “El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de  $CENS = 1\ 850\ \$/MWh$ . La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen”.

**Informe de Capacidad Máxima de Generación:** En concordancia con el Artículo 13 de la Ley 44 de 5 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” y con el Artículo 12 de la Ley 37 de 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”, deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

#### **D. Costo de Racionamiento de Energía**

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de  $1\ 850\ \$/MWh$ , que corresponde al CENS.

#### **E. Otros Lineamientos**

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
2. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto

invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes. En los análisis deben contemplarse, además de las fuentes renovables convencionales, como las hídricas, las siguientes:

- a. Tradicionales: Eólica, Gas Natural, Carbón y Fotovoltaica.
- b. Factibles: Turba, Mareomotriz, Biocombustibles y demás tecnologías.

### 3. Pronóstico de Precios de los Combustibles

- a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2016:
  - Un escenario de precios base en torno a los 40,15 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
  - Un escenario de precios altos en torno a los 48,18 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
  - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2016 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 40,15 y 48,18 US\$/barril respectivamente más US\$ 6,00/barril por transporte.
- c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2016:
  - Un escenario de precios base en torno a los 2,65 US\$/10<sup>6</sup> BTU, más 6,33 US\$/10<sup>6</sup> BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 3,18 US\$/10<sup>6</sup> BTU, más 6,33 US\$/10<sup>6</sup> BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
  - Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios “Henry Hub”.
  - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2016 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 50,16 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 60,19 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6,50 US\$/Ton por transporte.

<b><u>Escenario de Precios Base</u></b>	
- Crudo Brent publicados por Platts	40,15 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	8,98 US\$/106 BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	43,98 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	63,00 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	44,18 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	56,66 US\$/Ton

### Escenario de Precios Altos

- Crudo Brent publicados por Platts	48,18 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,51 US\$/10 <sup>6</sup> BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	51,57 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	74,40 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	51,82 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	66,69 US\$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2016 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE .

- e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

*“Prices*

*EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they **should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives.**”*

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

4. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su

construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

## **F. Planes de Desarrollo Energético**

### **1. Sistema de Generación Futuro:**

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:
  - Inician su operación dentro del periodo fijo,
  - O se encuentran efectivamente en construcción,
  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
  - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.
  - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
  - O, en el caso de centrales renovables, que tengan vigente la licencia o concesión provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo						
Año	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
		Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
2016	Bajo de Totuma	5,00				52,83
	Cerro Patacón				10,00	
	Don Félix			9,99		
	Farallón Solar 2 (2da Fase)			8,96		
	Los Planetas 2	8,88				
	San Andres	10,00				
2017	Aguadulce Solar			20,00		329,53
	Barro Blanco	28,84				
	Bosques Solares Penonomé			10,00		
	Bosques Solares Coclé			10,00		
	Burica	50,00				
	Coclé			9,00		
	Energía Solar V y VI			19,80		
	La Cuchilla	7,62				
	La Esperanza			19,99		
	La Mata de Veraguas			10,00		
	Los Angeles			9,50		
	Panasolar			9,90		
	Pando	32,90				
	Paris			8,99		
	Sol de David			9,99		
Solar Caldera			5,50			
UEP Penonomé 2		67,50				
2018	Chuspa	10,00				498,40
	Energía Solar II (Sun Edison)			10,00		
	Energía Solar III y IV			19,80		
	Estrella Solar			5,00		
	FV Bugaba			3,00		
	GN Atlántico				381,00	
	Ikako I			9,90		
	Ikako 2, 3 y 4			29,70		
	Pacora Solar			20,00		
Providencia Solar			10,00			
2019	Camarones			20,00		209,48
	El Sindigo	10,00				
	Milton Solar			9,99		
	Naura		50,00			
	Tizingal (Terra 4)	4,50				
	Toabré		105,00			
Vista Alegre			9,99			
<b>Totales</b>		<b>167,74</b>	<b>222,50</b>	<b>309,00</b>	<b>391,00</b>	<b>1.090,24</b>

- **Proyectos candidatos** son aquellos con trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser

incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

## **2. Escenarios a Analizar:**

- (a) Un escenario renovable-térmico considerando:
  - Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
  - Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
  - Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.
  - Considerar fuentes Mareomotriz, Turba y Otras a partir del año 2022
  - Este es un escenario tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente por las pautas presentadas en los datos históricos. Es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.
- (b) Un escenario renovable-térmico igual al (a), donde se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente.
- (c) Un escenario renovable-térmico que combine (a) y (b), donde se tomen en consideración diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían las matriz eléctrica de generación de manera óptima.



## **OBSERVACIONES:**

- i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.
- ii. Los escenarios son cónsonos con el Plan Energético Nacional 2015-2050 que realiza la Secretaría Nacional de Energía.
- iii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

### **3. Sistema de Transmisión Futuro:**

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

#### **3.1 Sistema Interconectado Nacional:**

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro), ya sea por la costa atlántica ó pacífica, que debe estar lista con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse

proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

### **3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):**

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 ENDESA 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.

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.

### **3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:**

#### **Objetivo**

La estrategia de la Región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y sustentable de la región; 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 los de la Región 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 resultados de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Región 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.

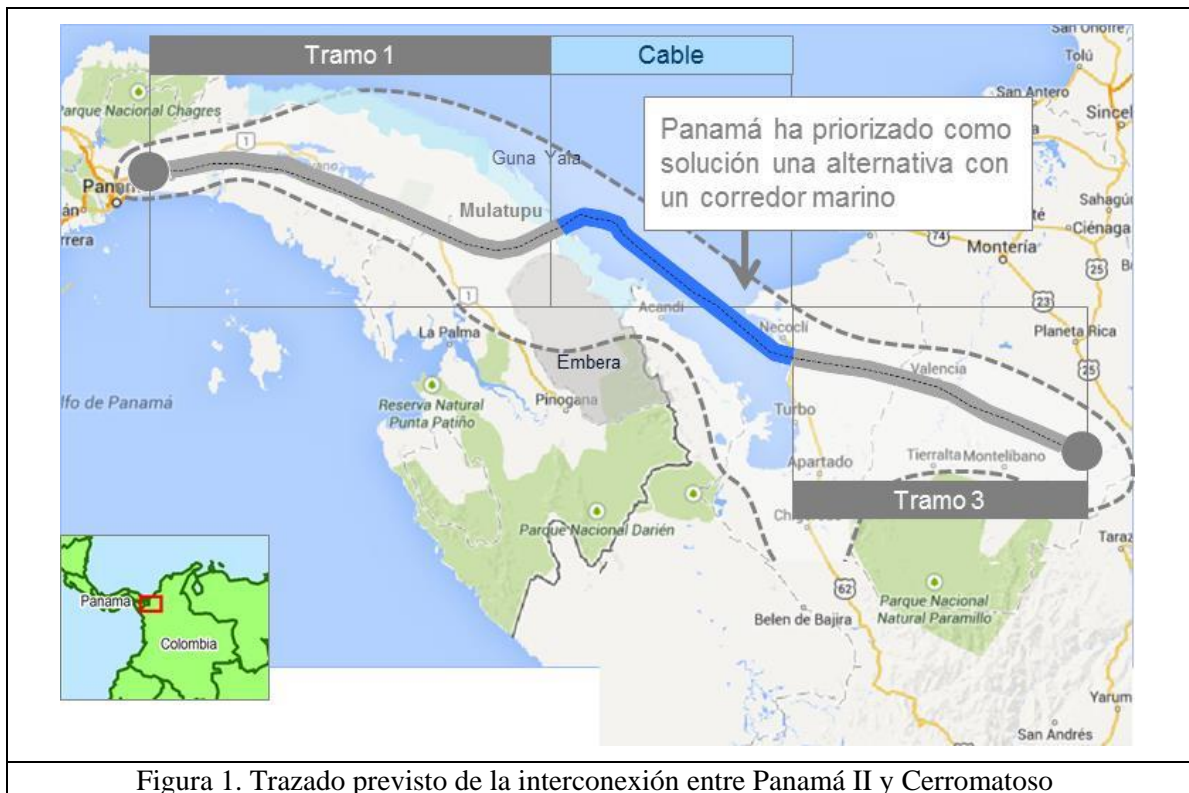
#### **Promotores**

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 la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios mencionados anteriormente animaron a estas dos compañías a constituir en Panamá la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), con una participación de 50% ETESA y 50% ISA. ICP entonces, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), durante los últimos años ha venido desarrollando diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de diferentes consultorías sobre temas relevantes como la ingeniería básica, diagnóstico ambiental de alternativas, viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

## Descripción

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.



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.

### **Estado Actual y Estudios por Ejecutar**

#### **a) Estudios previos de ingeniería, diseño, y Estudio de Impacto Ambiental y Social**

La prioridad actual del proyecto es definir un corredor ambiental, el cual deberá ser aprobado por las autoridades ambientales de Panamá y Colombia, lo cual requiere la ejecución de estudios básicos técnicos y ambientales que deben ser autorizados y avalados por las comunidades ubicadas a lo largo del corredor.

#### **Cronograma esperado**

Se espera tener un corredor completamente aprobado en julio de 2015. Lo anterior permitirá adelantar el EIAS, la inspección marina, y el diseño de campo. Una vez finalizado el EIAS, este es presentado a las autoridades ambientales de los países para su estudio y aprobación (licencia ambiental), la cual se espera tener a finales de 2017. Con la licencia ambiental se puede proceder a construir, esperando tener la interconexión en operación en el segundo semestre de 2020.

### **G. Observaciones Finales**

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

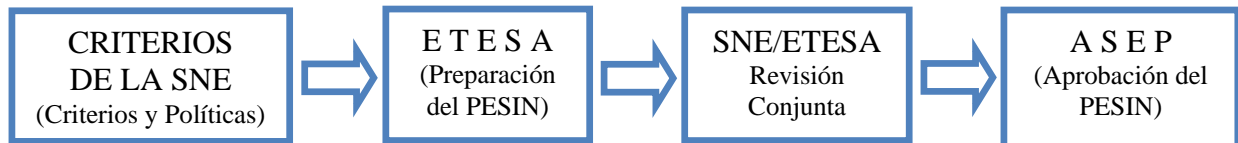
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

### FLUJOGRAMA DEL PESIN



## **REFERENCIAS**

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 43 de 9 de agosto de 2012.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
- Ley 18 de 26 de marzo de 2013.
- Ley 37 de 10 de junio de 2013.
- Decreto Ejecutivo 398 de 19 de junio de 2013.
- Resoluciones de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión [aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)].
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2014 de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia de 28 de abril de 2003.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1 de agosto de 2008.
- Acuerdo de 25 de julio de 2014 entre SE Juan Carlos Varela Rodríguez, presidente de la República de Panamá, y SE Juan Manuel Santos Calderón, presidente de la República de Colombia, que reactiva el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre ambos países.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Publicaciones Platts, GAS DAILY 2014 y MARKET DATA.

Nota: Se incluyen las modificaciones de los textos legales a que se hace referencia.