

PESIN 2023

TOMO I

ANEXO V

DEFINICIÓN DE POLÍTICA Y
CRITERIOS PARA LA REVISIÓN DEL
PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

NOTA MIPRE-2023-0020903
5 de junio de 2023

Ingeniero
Carlos Mosquera
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad de Panamá, Panamá

Estimado Ing. Mosquera:

Por medio de la presente hacemos entrega formal del documento Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2023 - 2037, junto con sus anexos.

Importante señalar que se están ampliando los criterios basados en las estrategias nacionales que conforman la Agenda de Transición Energética. Específicamente, se incluyen escenarios que reflejan la inclusión de las tecnologías presentadas en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (Resolución de Gabinete No. 103 de 28 de octubre de 2019), la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (Resolución de Gabinete No. 5 de 5 de enero de 2022), la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (Resolución de Gabinete No. 66 de 1 de junio de 2022), y la Estrategia Nacional de Innovación al Sistema Interconectado Nacional (Resolución de Gabinete No. 139 de 6 de diciembre de 2022).

Sin más por el momento,

Atentamente,

JORGE RIVERA STAFF
Secretario Nacional de Energía



Documento oficial firmado con Firma Electrónica Calificada en el Sistema de Transparencia Documental – TRANSDOC del Ministerio de la Presidencia, de acuerdo con la Ley 83 del 09/11/2012 y el Decreto Ejecutivo Nro. 275 del 11/05/2018. Utilice el Código QR para verificar la autenticidad del presente documento o acceda al enlace: <https://sigob.presidencia.gob.pa/consulta/?id=1uXsAr4TURO1Ro6glZxqKIB%2BeGMOyDns5%2F49%2B9xQqiM%3D>

Propuestas de Escenarios para PESIN 2023 – 2037

a) Escenario Tendencial

- Demanda: considerar los resultados de crecimiento moderado de la demanda del PESIN.
- Generación:
 - Proyectos hidroeléctricos con concesión otorgada o en trámite.
 - Proyectos eólicos y solares con licencia definitiva o provisional.
 - Proyectos térmicos con licencia definitiva o provisional, que utilicen los siguientes combustibles convencionales: búnker C o “heavy fuel oil (HFO), diésel, gas licuado de petróleo (propano), gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación).
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares (incluyendo las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique), a partir del 2024.
- Precios de combustibles: usar la proyección de crecimiento medio de la EIA.

Sensibilidades de Generación:

Empleando el crecimiento moderado de demanda, precios de combustibles y todas las consideraciones del Escenario Tendencial, agregar o desagregar las siguientes variaciones:

a.1) *Retiro de térmicas sin contrato*

- Generación: Retirar las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de mediados del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, retirarlas 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.

a.2) *Sin Megaproyectos de Generación:*

- En caso de que el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II) resulte de la optimización de este escenario en el Plan de Generación, realizar una sensibilidad sin incluir este proyecto.

a.3) Retraso de la expansión de líneas de Interconexión: *SIEPAC II*

- Considerar la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027.
- Considerar la inclusión del primer circuito de 300 MW de la interconexión Panamá Colombia a partir de julio 2027.

a.4) *Sistemas de Almacenamiento*

- Generación: En el caso de que el sistema de almacenamiento no aparezca en el caso tendencial, considerar la inclusión de Sistemas de Almacenamiento interconectados a la Red de Transmisión, en las que su Potencia Instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Fecha de entrada del proyecto: enero 2025

a.5) Integración de Sensibilidades

- Modelar las 4 sensibilidades indicadas anteriormente en una sola con las fechas y condiciones establecidas previamente.

Escenarios Alternativos A:

Previa verificación de los resultados, entre ellos costo marginal del sistema, déficit de generación, probabilidad de vertimientos, violaciones de la CAR o cualquier otro a considerar, se encuentren dentro de rangos aceptables, utilizar la Sensibilidad No.5 como la base de estudio. En caso de encontrar condiciones no aceptables de los resultados mencionados, utilizar el Escenario Tendencia para agregar o desagregar las siguientes variaciones:

a) Escenario Alternativo A I (Prosumidores)

- Consumo: Considerar un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, a partir del año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y utilizar la curva de crecimiento anexada a estos criterios para el PESIN, para incluir el efecto de la generación distribuida.
- Almacenamiento Distribuido: modelar a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y utilizar la curva de crecimiento anexada a estos criterios para el PESIN.

b) Escenario Alternativo A II (Movilidad Eléctrica)

- Consumo: Considerar el aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos, iniciando el periodo del estudio con la potencia, energía y curva de crecimiento anexada a estos criterios para el PESIN, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica.

c) Escenario Alternativo A III (Eficiencia Energética)

- Consumo: Considerar una disminución del consumo para todos los bloques de consumo una disminución empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, para incluir el efecto de la Eficiencia Energética.

Escenarios Alternativos B:

Utilizar el Escenario Tendencia para agregar o desagregar las siguientes variaciones:

a) Escenario Alternativo B I (Escenario Carbono Cero)

- Considerar una sustitución gradual de todas las fuentes de generación a base de combustible fósil a hidrógeno verde hasta llegar a un 100% de sustitución al año 2050. Dicha sustitución será considerando que el hidrógeno verde será importado o producido en sistemas aislados, y que no afectará o aumentará el consumo de energía y poder medir el impacto que conlleva dicha sustitución de energético en el Sistema Interconectado Nacional.

República de Panamá
Ministerio de la Presidencia
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios
para la Revisión del Plan de Expansión
del Sistema Interconectado Nacional
2023 - 2037

I. Principios Generales

La definición de políticas y criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), es un ejercicio anual realizado por la Empresa de Transmisión Eléctricas, S.A. (ETESA) siguiendo los criterios de la Secretaría Nacional de Energía, en cumplimiento de la Ley, las normas regulatorias y los reglamentos correspondientes.

A partir de 2021, con la aprobación por Consejo de Gabinete de los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética por Resolución No. 93 de 24 de noviembre de 2020, la Secretaría Nacional de Energía incluye criterios basados en las estrategias nacionales que conforman la Agenda de Transición Energética. Específicamente, se incluyen escenarios que reflejen la inclusión de las tecnologías presentadas en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (Resolución de Gabinete No. 103 de 28 de octubre de 2019), la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (Resolución de Gabinete No. 5 de 5 de enero de 2022), la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (Resolución de Gabinete No. 66 de 1 de junio de 2022), y la Estrategia Nacional de Innovación al Sistema Interconectado Nacional (Resolución de Gabinete No. 139 de 6 de diciembre de 2022).

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forma 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(s).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo con los criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo, conforme al Artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 ordenado por la Ley 194 de 2020.

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.

Se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las tecnologías comercialmente disponibles 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.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

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

Generación:

- *Energía:*
 - a. 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
 - b. 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.

- *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:

El Sistema de Transmisión, en condiciones normales, deberá ser capaz de aceptar cualquier combinación de despacho de las plantas conectadas al sistema.

- *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 tal que soporte 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”.

- *Criterio de Confiabilidad:*

De acuerdo a lo establecido en los artículos 97 y 99 del Reglamento de Transmisión referente al Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) y al Costo de la Energía No Servida (CENS).

- *Informe de Capacidad Máxima de Generación de Renovables Intermitentes:*

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 CENS correspondiente al publicado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todas las tecnologías de generación comercialmente disponibles que permitan cumplir con la seguridad del suministro al mínimo costo; procurando:

- a. Considerar los proyectos renovables más factibles, por sus costos, que permitan disminuir la dependencia de los combustibles importados para la generación de electricidad.
 - b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando tecnologías de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y en cumplimiento con las normas ambientales de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (CDN) y su actualización (CDN1).
2. Pronóstico de Precios de Combustibles
- a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse tres escenarios en el Plan de Expansión de 2023: alto, medio y bajo.
 - b. Para proyectar los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados al Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicarán las tendencias de referencia (“Reference”), alta (“High Price”) y baja (“Low Price”), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
 - c. Los escenarios de precios de combustibles deben ser internamente coherentes. Es decir, se deben combinar escenarios de precios de los energéticos con tendencias similares (altos con precios altos, etc.).
3. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final los proyectos que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro vigente.

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 y ya han obtenido todos los permisos requeridos que les permitan iniciar construcción; lo cual incluye la concesión de generación y, en el caso de las licencias, haber consignado la fianza de construcción.
 - O se encuentran efectivamente en construcción y entren en operación comercial en el período definido.

- **Proyectos candidatos** son aquellos que:
 - Tienen 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.
 - 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 del Ministerio de Ambiente.
 - 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 dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, 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 el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
 - O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante ETESA y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

2. Escenarios a Analizar:
Ver adjunto el Anexo.

Observaciones:

- i. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.
- ii. ETESA deberá incluir un breve informe de las principales desviaciones del presente Plan de Expansión con respecto al del año anterior.

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:

a. *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), por la costa atlántica aprobada en los planes anteriores.

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

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

Considerar la utilización de las nuevas tecnologías y sus costos de instalación y mantenimiento para los nuevos equipamientos, ya sean líneas, subestaciones, transformadores, fibra óptica y/o cualquier otro equipamiento que sea considerado aporte a la digitalización e innovación

del SIN, en el resultado de las inversiones necesarias resultantes del Plan de Expansión de Transmisión.

b. *Interconexiones Internacionales:*

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.

Panamá es un participante activo en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y signatario del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional y asegurar que la red de transmisión de Panamá permita cumplir con los compromisos adquiridos en el MER, que por lo pronto representan la capacidad de importar / exportar 300 MW en todo momento.

Panamá ha participado activamente junto con las Autoridades de Colombia para impulsar el desarrollo de la interconexión eléctrica Panamá – Colombia. Se reitera que el PESIN debe contemplar que el Sistema de Transmisión panameño deber ser capaz de permitir el tránsito de energía entre los países de MER y los de la Comunidad Andina.

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

FLUJOGRAMA DEL PESIN

