ANEXO V

DEFINICIÓN DE POLÍTICA Y CRITERIOS PARA LA REVISIÓN DEL PESIN

GOBIERNO NACIONAL
CON PASO FIRME

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
Secretaría Nacional de Energía

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

2026 - 2040

1. 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.

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.

2. Lineamientos Generales

a. Requerimientos de Calidad

i. 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".

ii. 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 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:

i. GENERACIÓN:

a. *Energía*:

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 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.

b. 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.

ii. TRANSMISIÓN:

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

a. 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".

b. 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).

d. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía al valor vigente del Costo de la Energía No Suministrada para la aplicación en la planificación de la Transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. a través del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, publicado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante resolución AN No. 12831-Elec Panamá, 16 de octubre de 2018 que en su resuelto segundo indica:

"**FIJAR en 4,130 B/./MWh (Cuatro Mil Ciento Treinta Balboas por Megavatio-hora)** el Costo de la Energía No Suministrada para la aplicación en la planificación de la Transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. a través del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional."

e. Otros Lineamientos

i. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

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, 2016) y sus actualizaciones (CDN1 2020, CDN2 2024, CDN3 2025), establecidas por el Ministerio de Ambiente. Hacemos la observación, que en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional vigentes (CDN 3.0) se establece una meta global que incluye al sector energía, pero cuyos planes de implementación se generarán a partir de estudios en curso tales como el Plan Energético Nacional 2026-2040 y otros que se ejecutan paralelamente en coordinación con el Ministerio de Ambiente".

"A 2035, el Estado establece como meta nacional mantener la carbono neutralidad mediante la implementación de planes y estrategias en los **sectores de energía, residuos industria y agricultura**, que impulsen un desarrollo bajo en carbono, **con una reducción de 11% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero con respecto al escenario tendencial**."

Lo anterior supone que, para este Plan de Expansión, no hay Planes o Programas emitidos de carácter vinculante con implicaciones en la Planificación Eléctrica.

ii. PRONÓSTICO DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2026: alto y medio según los escenarios definidos en este documento.

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 aplicará la tendencia de referencia ("Reference"), alta ("High Price"), 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.). Hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un nivel de incertidumbre que no se puede precisar con certeza, por lo tanto, al contemplar la sensibilidad con tendencia de precio alta, se genera un intervalo de delimitación de los efectos del riesgo asociada a la incertidumbre de "commodities".

f. Planes de Desarrollo Energético

i. SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURO:

El sistema de generación se conforma por centrales de generación renovables, entre ellas: hidroeléctricas, geotérmicas, biomasa, undimotriz, solares y eólicas (on-shore y off-shore), ya sea que posean un recurso complementario o no. Como recurso complementario se considerarían sistemas de almacenamiento, basado en baterías u otros.

Actualmente, el sistema de generación se conforma por centrales de generación térmica a base de Gas Natural Licuado (GNL), Diésel, Bunker y Carbón. Considerar el retiro de las plantas de Diésel, Bunker y Carbón según la declaración del generador. Es de esperarse que los sistemas térmicos puedan ser adaptados o modificados en atención a los compromisos climáticos.

El periodo de corto plazo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión. Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

a. **Proyectos fijos** son aquellos que cumplen estos criterios:

   a.1. Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.
   a.2. Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
   a.3. Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
   a.4. Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
   a.5. Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
   a.6. Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.

En lo concerniente a los criterios a.4. y a.5. se debe simultáneamente evaluar el status de estos proyectos contra la viabilidad de conexión, es decir el punto a.6. Para lo que recomendamos, evaluar no sólo su vigencia, pero también las fechas de operación reportadas y su congruencia con los avances de ejecución de los proyectos que pueda evidenciar ETESA al momento de las visitas en sitio.

b. **Proyectos candidatos** son aquellos que:

   b.1. Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.
   b.2. El proyecto Hidroeléctrico Chang 2 se mantendrá en todos los escenarios como un proyecto candidato que podrá ser construido después del 2032. Con excepción de las sensibilidades A3 y B2 donde se define como proyecto fijo.

Notas:

- Para poder incluir los proyectos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos. Por ello debe solicitarse su inicio de operación actualizado entre otra documentación.
- Para los Proyectos con construcción suspendida ETESA deberá evaluar cada caso en particular para determinar si es considerado como proyecto fijo o candidato, en función de la comunicación que tenga con el agente, las visitas al sitio que realice y cualquier otra diligencia que ejecute. Esto debe estar reflejado en documento del Plan de Expansión de Generación.
- No se deben considerar plantas nuevas de Carbón.
- Para los contratos de suministro, vigentes y registrados por el CND, debe considerar:
    - Contratos con las distribuidoras
    - Contratos de Reserva
    - Contratos con grandes clientes

En la tabla 1, se resumen los criterios que cumple un proyecto para ser considerado como proyecto fijo:

En la tabla 1: Criterios para proyectos fijo										
Criterio	Condición	En Construcción	Contrato de Suministro	Licencia		Concesión		Viabilidad de Conexión Vigente	Periodo de entrada en Operación	
				Provisional	Definitiva	En Trámite	Vigente		Corto Plazo	Largo Plazo
a.1.	Fijo	X							X	
										X
a.2.	Fijo		X	X					X	
										X
a.3.	Fijo		X			X			X	
										X
a.4.	Fijo				X				X	
										X
a.5.	Fijo						X		X	
										X
a.6.	Fijo							X	X	
										X

ii. ESCENARIOS A ANALIZAR:

Los detalles de los escenarios a analizar se adjuntan como Anexo A.

a. Un **Escenario de Referencia A,**

A partir de una proyección de crecimiento de la demanda moderado, siguiendo la tendencia basada en las variables macroeconómicas de Panamá; y en base a la proyección de precios de combustible moderada, se debe considerar lo siguiente:

- El plantel de generación existente

- Debe considerar ***los proyectos fijos***, de acuerdo a los criterios establecido en el Sistema de GENERACIÓN FUTURO.
- Para este escenario de referencia, proyecte un crecimiento de la demanda moderado, siguiendo la tendencia basada en las variables macroeconómicas de Panamá, así como la proyección de precios moderada.
- Estrategias de política energética:
    - Generación distribuida o autoconsumo: incluida en la proyección de demanda.
    - Movilidad eléctrica: incluida en la proyección de demanda.
    - Sistemas de almacenamiento: considerando las recomendaciones
- Interconexiones Regionales:
    - Considere las interconexiones internacionales actuales
    - Considerar el II circuito de SIEPAC de 300 MW para el año 2030
    - Considerar proyecto de Interconexión Colombia-Panamá (ICP) al año 2029.

a.1. Dos **Sensibilidades A1, A2:**

Estas sensibilidades, buscan entender impacto de un alza mayor a la pronosticada del precio del combustible y un incremento de la demanda debida a la integración de nuevos proyectos consumidores en el país, por lo que a partir del escenario de referencia A, y sobre las proyecciones de precios de combustible y demanda se debe considerar lo siguiente:

Las sensibilidades A1 y A2 se desarrollan a partir del Escenario de Referencia A, modificando de manera aislada las variables críticas bajo análisis. La sensibilidad A1 evalúa el efecto de un escenario de precios altos de combustible, conforme al escenario "High Price" del Annual Energy Outlook de la EIA, manteniendo constante la demanda. La sensibilidad A2 analiza un escenario de demanda alta, manteniendo constantes los precios de combustible. En ambos casos, el plantel de generación y la infraestructura se mantienen sin cambios respecto al escenario base.

- **Sensibilidades A1** para un escenario de precios de combustible alto
- **Sensibilidades A2** para un escenario de demanda alta

b. Un **Escenario B, Retraso de Interconexiones Regionales:**

Este escenario busca medir el impacto del retraso de las interconexiones regionales; para lo cual, a partir del Escenario A, debe considerar lo siguiente:

- Interconexiones Regionales:
    - Considere las interconexiones internacionales actuales
    - Considerar el II circuito de SIEPAC de 300 MW para el año 2034
    - Considerar proyecto de Interconexión Colombia-Panamá (ICP) al año 2032.

b.1. Una **Sensibilidades B2, Fija la entrada de Changuinola 2:**

Esta sensibilidad busca medir el impacto de la realización del proyecto Changuinola 2; para lo cual, en el escenario B se aplica esta sensibilidad:

- El proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2 se considera como planta fija e iniciaría operaciones en el año 2036.

c. Un **Escenario C, Generación Distribuida:**

Este escenario busca medir el impacto de la estrategia nacional de generación distribuida; para lo cual, a partir del Escenario B, debe considerar lo siguiente:

- Proyección del crecimiento de la generación distribuida indicada en el Anexo B.

En los datos provistos en el Anexo B, se presenta la desagregación por provincia del crecimiento proyectado a partir del año 2025. Si bien existe, en el marco regulatorio actual: los límites establecidos por la Autoridad de los Servicios Públicos para el crecimiento del autoconsumo de manera que su capacidad instalada no supere el 16% de la demanda máxima de cada distribuidora y cuya generación no supere el 5% de la energía vendida por cada distribuidora en su respectiva zona de concesión. (Referencias: Resolución AN No. 21235 de 30 de diciembre de 2025), se solicita que se corra este escenario tomando el límite inferior de capacidad instalada en autoconsumo proyectado. Tomando en cuenta en todo momento que esta variable de autoconsumidores debe añadirse de forma anual (t) donde (t= 2026, 2027, 2028 … n), como sigue:

$$\text{Capacidad Instalada Autoconsumo [MW]}_t = Capacidad\ Instalada\ Autoconsumo_t - Capacidad\ Instalada\ Autoconsumo_{2024}$$

d. Un **Escenario D, Movilidad Eléctrica:**

Este escenario busca medir el impacto de la estrategia nacional de movilidad eléctrica; para lo cual, a partir del Escenario C, debe considerar lo siguiente:

- Proyección del crecimiento de la movilidad eléctrica indicada en el Anexo C.

Observaciones:

- Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

iii. 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 evalúe la inclusión de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro).
- Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 kV en el mediano a largo plazo.

***Integración al SIN de la provincia de Darién*.** Solicitar la información de carga real y la carga proyectada en sitios como Santa Fé, Metetí, Yaviza, acorde a lo planificado por la empresa distribuidora Elektra Noreste, S. A. que atiende en dichos sitios. Simultáneamente, considerar el plantel de generación en estos sitios que hoy día funcionan como sistemas aislados de la red. Presentar las premisas sobre este caso.

***Introducción de Almacenamiento como Activo del Sistema de Transmisión*.** Para esto se requiere el planteamiento una o más alternativas donde se plasmen para los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en Transmisión (SAEBt), como mínimo, lo siguiente:

- Punto(s) del SIN evaluado para la instalación de SAEBt
- Capacidad/ dimensionamiento del SAEBt con la respectiva condición de diseño que está supuesto a fungir.
- Características avanzadas como formación de red y otros.
- Determinación de beneficios en términos técnico- económicos.
- Inversión y contraste con los impactos proyectados.

Notas Importantes: 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, sistemas de almacenamiento por baterías, elementos de compensación, 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 trasmisión 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 y realizar los estudios pertinentes para la implementación del segundo circuito de SIEPAC. Dicho proyecto debe evaluarse con fecha objetivo para el 2030.

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. En vista que actualmente se realizan los estudios técnicos, ambientales, sociales, económicos, financieros y regulatorios necesarios para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia y que de acuerdo al cronograma de ejecución del proyecto, la entrada en operación de esta interconexión está programada para el primer semestre del 2029, el Plan de Expansión debe incluir los resultados de los estudios energéticos y eléctricos de este proyecto de interconexión y su impacto en los planes recomendados de generación y transmisión. Así como un escenario sobre el atraso de este proyecto para el año 2031.

g. Observaciones Finales

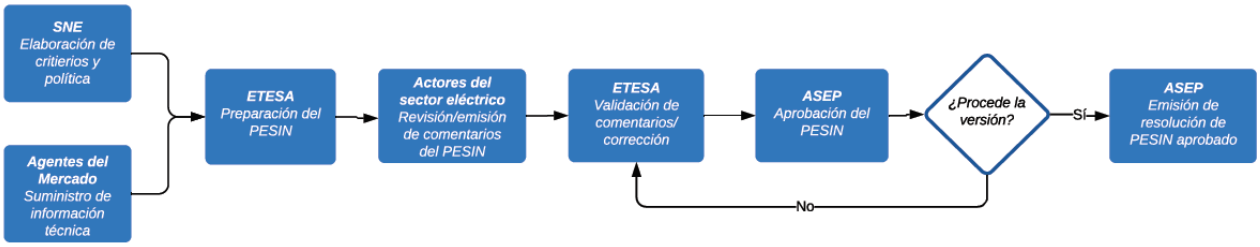
Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

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 Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



Referencias

ASEP. (s.f.). Obtenido de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/resoluciones/anno_12831_elec.pdf

MiAmbiente. (s.f.). Obtenido de https://unfccc.int/sites/default/files/2025-10/Declaratoria%20-%20CDN%203.0%20Panam%C3%A1.pdf

ANEXO A - Escenarios a Evaluar

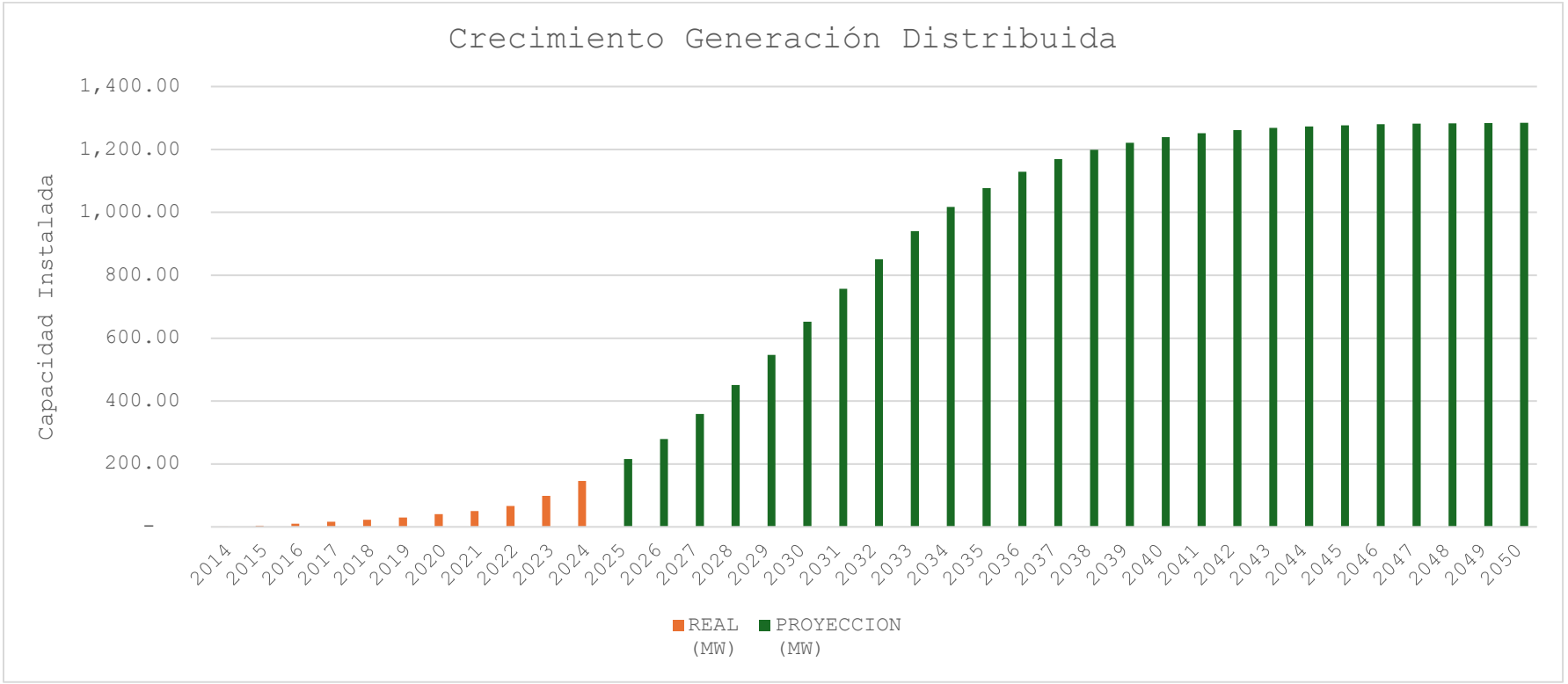
Escenario/Sensibilidad	Escenario-A	Sensibilidad A1	Sensibilidad A2	Escenario-B	Sensibilidad B2	Escenario-C	Escenario-D
Nombre	Referencia	Referencia combustible Alto	Referencia	A + Retraso de interconexiones	B + Changuinola 2 fijo en el 2036	B + Generción Distribuida	C + Movilidad Eléctrica
Demanda	Media	Media	Demanda Alta	Media	Media	Media	Media
Combustible	Medio	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Proyectos de Genercaion Fijos	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.	a.1.Proyectos que se encuentren en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.
	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.2.Proyectos que cuenten con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.3.Proyectos que cuenten con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.4.Proyectos que posean Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.5.Proyectos que cuenten con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.	a.6.Proyectos que dispongan de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
	---	---	---	---	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de inicio de operación después del 2036	---	---
Proyectos de Generación Candidatos	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.	b.1.Se consideran proyectos candidatos todos aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.
	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032	---	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032	Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032
Estrategia	---	---	---	---	---	Generación Distribuida de acuerdo a proyección actualizada	Generación Distribuida de acuerdo a proyección actualizada
	---	---	---	---	---	---	Incorporación de la mobilidad eléctrica de acuerdo con la proyeccion actualizada
Interconexiones	SIEPAC II (300 MW) - 2030	SIEPAC II (300 MW) - 2030	SIEPAC II (300 MW) - 2030	SIEPAC II (300 MW) - 2034	SIEPAC II (300 MW) - 2034	SIEPAC II (300 MW) - 2034	SIEPAC II (300 MW) - 2034
	ICP - 2029	ICP - 2029	ICP - 2029	ICP - 2032	ICP - 2032	ICP - 2032	ICP - 2032
Transmisión	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)	Cuarta linea (planes anteriores ultimo 2034)
	SPT a 500 kV mediano y largo plazo	SPT a 500 kV mediano y largo plazo	SPT a 500 kV mediano y largo plazo	SPT a 500 kV mediano y largo plazo	SPT a 500 kV mediano y largo plazo	SPT a 500 kV mediano y largo plazo	SPT a 500 kV mediano y largo plazo
	Integración de Darien al SIN	Integración de Darien al SIN	Integración de Darien al SIN	Integración de Darien al SIN	Integración de Darien al SIN	Integración de Darien al SIN	Integración de Darien al SIN
Objetivo	Referencia	Medir el impacto de precios de combustible alto	Medir el impacto de un crecimiento alto de la demanda	Medir el impacto del atrazo de las obras de interconexión	Medir la impacto de la entrada del proyecto Changuinola 2	Medir la impacto de las medidas de las estrategias: -generación distribuida	Medir la impacto de las medidas de las estrategias: -movilidad eléctrica -generación distribuida

ANEXO B

Para la evaluación del escenario de generación distribuida se deberán utilizar los valores de proyección contenidos en el presente Anexo, los cuales constituyen el período 2025–2050.

La información adjunta incluye los valores históricos, la proyección anual y los rangos de incertidumbre por provincia definidos mediante porcentajes mínimo y máximo. Las simulaciones deberán desarrollarse tomando como referencia los valores mínimos (% Bass Min), con el fin de garantizar consistencia y comparabilidad en los resultados.

Año	REAL (MW)	PROYECCION (MW)	% Bass Min (INCERTIDUMBRE)	% Bass Max (INCERTIDUMBRE)
2014	0.45			
2015	4.01			
2016	10.37			
2017	16.52			
2018	22.74			
2019	29.92			
2020	40.86			
2021	50.15			
2022	66.15			
2023	99.01			
2024	146.29			
2025		216.11	181.59	256.02
2026		279.16	234.76	328.99
2027		359.22	299.80	424.94
2028		451.21	386.69	520.76
2029		546.40	474.13	623.26
2030		652.17	567.77	741.20
2031		757.32	675.02	843.14
2032		850.86	766.87	937.98
2033		940.31	851.16	1032.51
2034		1,017.41	933.51	1104.12
2035		1,077.65	994.21	1163.95
2036		1,129.13	1043.20	1218.31
2037		1,169.51	1085.55	1256.68
2038		1,198.71	1113.45	1287.34
2039		1,221.06	1133.84	1311.81
2040		1,238.85	1148.22	1333.58
2041		1,252.04	1158.82	1349.04
2042		1,261.18	1164.47	1361.75
2043		1,268.31	1167.47	1373.61
2044		1,273.52	1167.99	1382.53
2045		1,277.09	1166.39	1390.36
2046		1,279.85	1163.62	1398.18
2047		1,281.86	1160.53	1404.51
2048		1,283.22	1157.02	1410.41
2049		1,284.23	1153.18	1416.00
2050		1,284.68	1152.69	1416.68


Crecimiento Generación Distribuida
Capacidad Instalada
1,400.00
1,200.00
1,000.00
800.00
600.00
400.00
200.00
-
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
2038
2039
2040
2041
2042
2043
2044
2045
2046
2047
2048
2049
2050
REAL (MW)
PROYECCION (MW)

ANEXO C

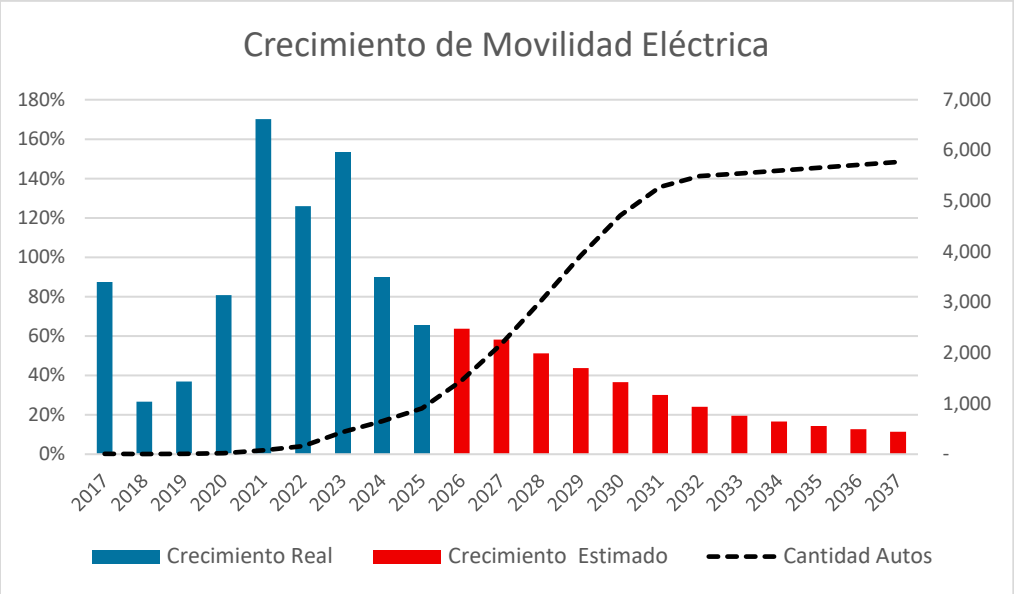
Para la evaluación del escenario de movilidad eléctrica deberán utilizarse los datos de proyección contenidos en el presente Anexo, los cuales forman parte integral del Plan.

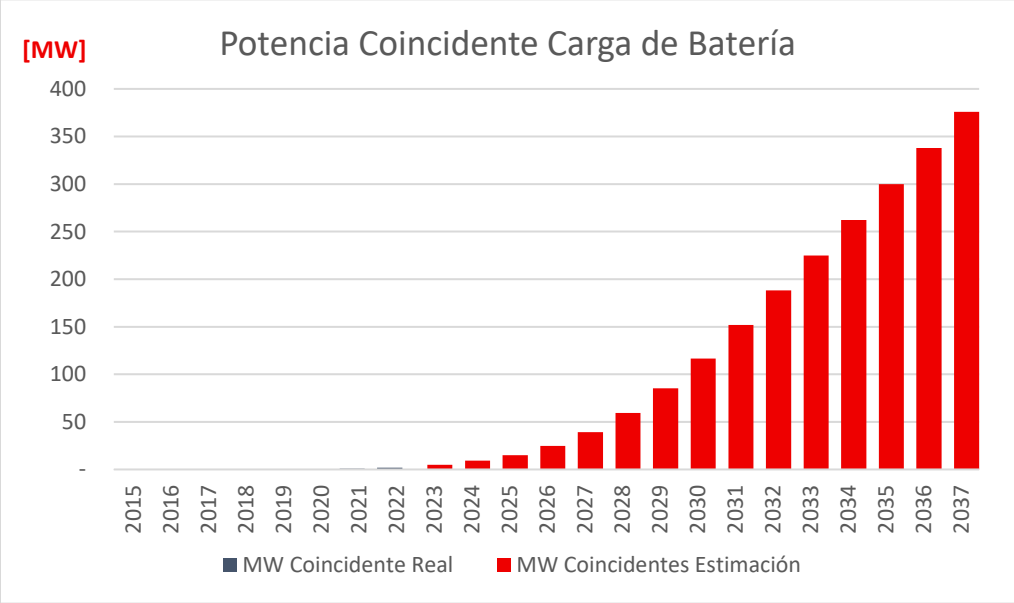
El término "Coincidente" en este caso se refiere a la demanda máxima posible que puede coincidir la carga simultánea para cada año, no obstante, se destaca que, por la naturaleza de la recarga de vehículos eléctricos, esta demanda se dé en horas valle, principalmente entre las 6 pm y las 4 am del día siguiente. Esto es relevante porque la mayoría de los vehículos recargan en horas donde los conductores han finalizado su jornada laboral (ya sea que carguen en sus hogares sus vehículos particulares o los vehículos de flota pública o privada).

Otras Premisas:

- Se asume un mercado de vehículos crecientes en autos particulares y flotas de buses tomando en consideración la data real al 2025 y tomando en cuenta una saturación de mercado al 2038.
- Se asume una batería de 60 kWh por vehículo particular y una de 500 kWh por cada bus eléctrico.
- Se asumen cargadores de: 7 kW para carga lenta de autos y 75 kW para carga de buses.

Año	MW Coincidente Real	MW Coincidentes Estimación	MW Coincidentes Total	Crecimiento Anual	Crecimiento Real	Crecimiento Estimado	Cantidad Autos	Consumo MWh
2015	0.01	-	0.01				2	1
2016	0.05	-	0.05	300.00%		0.00%	6	6
2017	0.10	-	0.10	87.50%	87.50%	0.00%	7	11
2018	0.13	-	0.13	26.67%	26.67%	0.00%	4	14
2019	0.17	-	0.17	36.84%	36.84%	0.00%	7	19
2020	0.31	-	0.31	80.77%	80.77%	0.00%	21	34
2021	0.84	-	0.84	170.21%	170.21%	0.00%	80	92
2022	1.91	-	1.91	125.98%	125.98%	0.00%	160	207
2023	-	4.83	4.83	153.31%	0.00%	153.31%	440	524
2024	-	9.16	9.16	89.82%	0.00%	89.82%	653	995
2025	-	15.17	15.17	65.51%	0.00%	65.51%	904	1,647
2026	-	24.82	24.82	63.67%	0.00%	63.67%	1,454	3,087
2027	-	39.27	39.27	58.20%	0.00%	58.20%	2,176	5,473
2028	-	59.37	59.37	51.19%	0.00%	51.19%	3,027	9,249
2029	-	85.39	85.39	43.81%	0.00%	43.81%	3,917	14,949
2030	-	116.69	116.69	36.66%	0.00%	36.66%	4,714	23,160
2031	-	151.72	151.72	30.02%	0.00%	30.02%	5,276	34,446
2032	-	188.19	188.19	24.03%	0.00%	24.03%	5,491	49,248
2033	-	225.02	225.02	19.57%	0.00%	19.57%	5,546	67,773
2034	-	262.21	262.21	16.53%	0.00%	16.53%	5,602	89,894
2035	-	299.78	299.78	14.33%	0.00%	14.33%	5,658	115,101
2036	-	337.73	337.73	12.66%	0.00%	12.66%	5,714	142,507
2037	-	376.05	376.05	11.35%	0.00%	11.35%	5,771	170,941


Crecimiento de Movilidad Eléctrica
180%
160%
140%
120%
100%
80%
60%
40%
20%
0%
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
-
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
Crecimiento Real
Crecimiento Estimado
Cantidad Autos


[MW]
Potencia Coincidente Carga de Batería
400
350
300
250
200
150
100
50
-
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
MW Coincidente Real
MW Coincidentes Estimación